

583.93  
Г.Е.

1975

В.Е. Гавура

**ГЕОЛОГИЯ  
И РАЗРАБОТКА  
нефтяных  
и газонефтяных  
месторождений**



ГП «Роснефть»

553.98

Г12

*В. Е. Гавура*

# ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ш.к. н. 13

БИБЛИОТЕКА

Москва

Федеральный научный централизованный институт  
организации, управления и экономики  
нефтегазовой промышленности

1995

42

УДК 553.98:622.276.1/4

Гавура В. Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений.— м.: ВНИИОЭНГ, 1995.— 496 с.  
ISBN 5-88595-022-9

Рассмотрены системы разработки нефтяных месторождений с заводнением. Показано развитие систем заводнения: горизонтальное, пластовое, комбинированное направлений фильтрационных потоков.

Изложены основные представления об интенсификации добычи нефти скважин на разных стадиях проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других регионов.

Рассмотрены различные методы и системы разработки газонефтяных залежей, примененные на месторождениях Сибири, Поволжья, Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Показано развитие методов анализа и проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на основе создания новой системы управления процессами разработки, базирующейся на построении и постоянном уточнении геолого-математической модели продуктивных пластов.

Особое внимание уделено вопросам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин, развитию методов проектирования разработки, эффективности разработки карбонатных коллекторов, контролю за разработкой с применением методов дебитметрирования скважин, фотоспирометрии нефтей в термометрических скважинах.

Рассмотрены также методы разработки карбонатных коллекторов, применяемые в шельфовых районах, включая крупные месторождения на месторождениях России. Показана их эффективность.

Значительное внимание уделено рассмотрению поздней стадии разработки на примере месторождений Тимурована, Башкирскоттанга в Саянском бассейне и других регионов. Определены пути совершенствования разработки на заключительной стадии.

Книга рассчитана на специалистов, занимающихся разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений.

Илл. 570, табл. 86, библиограф. 96 назв.

ISBN 5-88595-022-9

Г 25 03 0104 00—4222 без обзема  
Д 180001—95

*Светлой памяти отца моего  
Гавуры Евдокима Романовича  
посвящаю эту книгу*

## ВВЕДЕНИЕ

Развитие нефтяной промышленности России в последние годы происходило на фоне заметного ухудшения структуры запасов нефти, что в основном связано с значительной выработкой многих уникальных и крупных высокопродуктивных месторождений и их высоким обводнением, а также открытием и вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к коллекторам с высокой геологической неоднородностью, карбонатным породам со сложным характером пустотного пространства, газонефтяным залежам, залежам с высоковязкими нефтями и аномальными условиями залегания.

Все устойчивее проявляет себя тенденция увеличения доли запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах (с 29% в 1980 г. до 75% в 1993 г.) с неблагоприятными геолого-геофизическими условиями ее извлечения и на месторождениях, расположенных на труднодоступных территориях, требующих существенного увеличения капитальных вложений на их освоение, а также применения новых технологий и технических средств.

Другой особенностью современного этапа является все возрастающий объем запасов, находящихся на поздней стадии разработки, с резким изменением их структуры. Выработанность активных запасов достигла величины 65,5%, трудноизвлекаемых — 23%.

Более того, значительные ресурсы углеводородного сырья рассредоточены на отдаленных от промышленных центров труднодоступных территориях страны с экстремальными природно-климатическими условиями, с высокой экологической восприимчивостью к технологическому воздействию, включая континентальный шельф.

Кроме того, экономические трудности привели к сокращению разведочного и эксплуатационного бурения, объемов прироста запасов нефти, ввода новых нефтяных месторождений в промышленную разработку, к образованию значительного фонда бездействующих скважин.

Однако несмотря на трудности, возникшие в нефтяной отрасли, сырьевая база России при развитии поисково-разведочных работ и вводе в промышленную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами даст возможность на длительный период сохранить стабильный уровень добычи нефти, обеспечивающий потребности страны.

Основными регионами ускоренного воспроизводства сырьевой базы являются Западная и Восточная Сибирь с Республикой Саха, Тимано-Печорская провинция, наиболее крупные по запасам и ресурсам площади Арктического и Дальневосточного шельфа, перспективной также является Российская часть Прикаспийской впадины.

Одной из важнейших особенностей развития нефтяной промышленности страны в последние четыре десятилетия явилось широкое внедрение современных высокоэффективных технологий и систем разработки, основанных на применении искусственного воздействия на пласты путем заводнения. По мере накопления опыта методы, технологии и системы разработки месторождений постоянно развивались и совершенствовались. Для конкретных геолого-физических условий нефтяных и газонефтяных месторождений были созданы различные модификации систем заводнения — линейные, площадные, избирательные. Получили применение блоковые системы воздействия, нашедшие распространение на месторождениях Самарской, Оренбургской и Пермской областей, Татарстана, Башкортостана, Удмуртии, а затем получившие развитие на месторождениях Западной Сибири.

Нашли распространение на низкопроницаемых коллекторах Западной Сибири площадные системы, а блоковые системы на многих месторождениях Тюменской области преобразованы в блочно-квадратные; на газонефтяных залежах внедрено барьерное заводнение.

Основной для составления технологических документов является геологическая модель продуктивного объекта.

Кроме послойной корреляции разреза, позволяющей решать ряд вопросов, связанных с выделением зон замещения или выклинивания прослоев в различных плоскостях важным является получение пространственной картины строения продуктивного пласта.

В этой связи возникла необходимость в объемной корреляции продуктивных пластов, включающей в себя и общую, и зональную и послойную корреляцию с привлечением всей информации, полученной по петрофизическим, гидродинамическим, гидрогеологическим, физико-химическим методам исследования, а также с использованием высокоточной термометрии и дебитометрии скважин.

Все эти материалы позволяют строить блок-схемы, причем привлекаются данные осадконакопления, обработки керна, промыслово-геофизический материал и данные гидропрослушивания скважин,

Работы, выполняемые в настоящее время с привлечением метода томографии пластов, позволят в динамике показывать текущую нефтенасыщенность по площади и объему продуктивного объекта, т. е. осуществлять межскважинное прозвучивание.

Блок-схемы, построенные по ряду месторождений с карбонатными и терригенными коллекторами, позволили проводить изучение слоистой и зональной геологической неоднородности и (пластов, литологической связности отдельных прослоев, решать многочисленные вопросы по изучению выработанности продуктивных пластов, подъема ВНК и продвижения фронта закачиваемой воды.

Разбуривание оставшихся целиков нефти и зон, не охваченных дренированием на разрабатываемых месторождениях в старых нефтедобывающих районах, а также вовлечение в промышленную разработку месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в Западной Сибири с особой остротой поднимают проблемы вскрытия и освоения продуктивных пластов.

Этим проблемам посвящен фактический материал, полученный при разбуривании месторождений Поволжья и Тюменской области.

Выработка активных запасов нефти, в основном, разрабатываемых на месторождениях с заводнением, превысила 65%; вместе с нефтью добывается огромное количество воды, обводненность по отрасли достигла 81%, а по отдельным регионам превысила 90%.

Несмотря на высокую выработанность запасов и значительную обводненность продукции объемы добычи нефти из высокопродуктивных месторождений довольно значительны.

В этой связи проблема рациональной разработки заводненных месторождений, находящихся в III и IV заключительных стадиях, превратилась в одну из самых актуальных задач, от решения которой за-

висит стабилизация добычи нефти по отдельным месторождениям, либо замедление темпов ее падения.

Поэтому доразработка заводненных месторождений требует решения целого ряда технологических и технико-экономических проблем.

Вопросы совершенствования проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений всегда являлись важнейшими, от их решения зависела эффективность разработки.

Рассмотренный опыт проектирования позволяет утверждать, что методы составления технологических документов основаны на последних достижениях теории и практики, учитывают отечественный и зарубежный опыт.

Одним из направлений научно-технического прогресса в решении вопросов анализа и проектирования является создание программно-аппаратного комплекса для управления процессом разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Этот комплекс, имеющий в своей основе постоянно действующие геолого-математические модели, созданные для реальных объектов, будет решать задачи как по анализу, так и по проектированию разработки месторождений с традиционными и новыми методами, задачи оптимизации систем разработки.

В этой связи опыт длительно разрабатываемых месторождений Самарской области и других регионов представляет определенный интерес.

В этих условиях для повышения эффективности систем заводнения особо важное место в последние годы занимает одна из разновидностей поддержания пластового давления — нестационарное заводнение, позволяющее повысить охват пластов воздействием, нашедшее развитие в Урало-Поволжье, на Северном Кавказе и в Западной Сибири.

Совершенствование циклического метода воздействия и метода изменения направления фильтрационных потоков и комплексирования их с физико-химическими методами позволит повысить эффективность разработки месторождений в начальной и поздней стадии.

Особое значение приобретают проблемы повышения эффективности разработки месторождений и создание новых систем разработки, учитывающих качественную характеристику запасов нефти. Здесь следует отметить месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к низкопроницаемым коллекторам, газонефтяным залежам с обширными подгазовыми зонами, высоковязким нефтям, залежам, залегающим на больших глубинах и с аномальными свойствами нефтей.

В связи с ухудшением качественной структуры сырьевой базы дальнейшее развитие получают методы повышения нефтеотдачи пластов и новые технологии, которые приобретают стратегическое значение для будущего развития народного хозяйства России.

Все большее значение в последние годы приобретают месторождения с карбонатными коллекторами, особенности разработки которых требуют специфических решений.

Анализ разработки карбонатных коллекторов месторождений Самарской области позволил выявить ряд особенностей выработки запасов, дал возможность определить эффективность нестационарного заводнения. Установлено, что эти коллекторы в отличие от терригенных имеют значительно меньшую нефтеотдачу.

Исследование скважин путем закачки трассирующих индикаторов, методами дебитометрирования, термометрии и фотоколориметрии нефтей позволили наметить пути решения ряда проблем, связанных с выделением объектов разработки, определением текущей выработки запасов, контролем за подъемом водонефтяного контакта и др.

В этой связи 40-летний опыт разработки нефтяных месторождений Самарской области, и в том числе такого крупного как Кулешовское, играет важную роль при проектировании разработки месторождений с

карбонатными коллекторами в Восточной Сибири и в других регионах страны.

Выбор оптимальной плотности сетки скважин является одним из центральных вопросов теории и практики разработки нефтяных и газовых месторождений и имеет исключительное значение.

Роль и влияние основных природных и технологических факторов на процесс разработки и нефтеотдачу пластов огромны. Результаты опытно-промышленных экспериментов по оптимизации плотности сетки скважин на нефтяном по Песчанослану, Евагинскому и Ново-Халицкому участку Арданского месторождения показали, что в результате внедрения в активную разработку надвижимых и слабодвижимых деп пластов, оказывая существенное влияние на коэффициенты извлечения нефти. Выбор оптимальной сетки скважин требует наличия адекватных геологических систем с соответствующими характеристиками обеспечения, а также создания постоянно действующих моделей разработки месторождений, с помощью которых можно выявить слабодвижимые и вытесняемые зоны продуктивных пластов и определить пути вовлечения их в активную разработку.

Все большую роль в развитии нефтедобычи приобретают газонефтяные месторождения, запасы нефти которых заключены в обширных и низкопродуктивных подгазовых зонах с незначительной нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов.

В настоящее время введены в промышленную разработку, в основном, запасы нефти, сосредоточенные в пластах с достаточно высокими толщиной и проницаемостью (Самотлорское, Варьеганское, Федоровское, Лянторское и др.). Запасы нефти, находящиеся в пластах с низкой проницаемостью и сосредоточенные в узких нефтяных оторочках на исключительных экспериментальных участках, практически не разрабатываются. С учетом геологического строения и условий залегания флюидов на введенных в разработку газонефтяных залежах для соответствия газовой фазы от подгазовой зоны и подгазовой зоны от чисто-нефтяной в различных модификациях применяется барьерное заводнение.

При этом, для выработки запасов подгазовой зоны, «отсеченной» барьерными рядами скважинными скважинами, в низкопродуктивных пластах, как правило, применяются блочные трехрядные системы (Самотлорское, Варьеганское месторождения) и низкопродуктивных — плочные системы заводнения (Быстринское и Лянторское месторождения).

Применяемые системы разработки, как показала практика, являются достаточно эффективными: темп отбора нефти при прочих равных условиях сопоставим с темпом по классическим системам. Нефтеотдача при преобладании газовой фазы снижается в среднем около 20%, при преобладании нефтяной фазы она достигает 37% и более.

Известен довольно богатый опыт разработки газонефтяных залежей Нижнего Поволжья, таких как Жарыновское, Балытьевское, Юрбиновское, Кудинское и др. Газонефтяные залежи отнесенных месторождений находятся на четвертой стадии разработки, т. е. имеется возможность оценить конечную нефтеотдачу.

Наиболее эффективными оказались системы с применением барьерного и внутриконтурного заводнения. Закачка воды в барьерный или внутренний ряд скважин позволила изолировать газонасыщенную часть пласта от нефтенасыщенной и осуществить их самостоятельную разработку. Вследствие этого улучшились условия выработки запасов в подгазовой зоне, существенно возросли дебиты скважин, темп отбора нефти и газа, конечная нефтеотдача.

Особое значение имеет для решения проблем интенсификации разработки газонефтяных залежей внедрение опытно-промышленных работ и экспериментов на отдельных участках с аномальными пластовыми усло-

виями, целью которых являлось выяснение возможности интенсификации отбора нефти из малопродуктивных обширных подгазовых зон путем заводнения, отработки методов контроля, и регулирования процесса разработки.

При изложении всех перечисленных вопросов широко использовался опыт разработки нефтяных месторождений России и в первую очередь Тюменской, Самарской и Оренбургской областей, Татарстана и Башкортостана.

При подготовке отдельных вопросов, излагаемых в книге, были использованы опубликованные материалы, выполненные автором совместно с Б. Ф. Сазоновым, В. И. Колгановым, В. С. Ковалёвым, К. Б. Ашировым, А. И. Губановым, Л. Г. Югиным, И. Л. Ханиным, П. А. Палией, М. Л. Сургучёвым, Е. И. Семиним, Ю. В. Масляниевым, В. В. Исайчевым, В. Е. Лещенко, В. З. Лapidусом, В. Г. Огаиджаняцем, А. К. Курбановым, В. П. Меркуловым, И. А. Швецовым, В. В. Кукиным, В. Г. Лейбсоном, И. П. Васильевым, М. М. Ивановой.

При выполнении настоящей работы большая помощь была оказана В. М. Глазовой, Н. С. Сабаневой, И. А. Ермалинской и Е. И. Чипас, за что автор считает своим долгом выразить им глубокую благодарность.



## ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

- ИНОП** — ионно-обменная способность фазо-третичных ионов  
**МЦП** — метод измерения коэффициента  
**ПАА** — полиакрилатная  
**СЭС** — сплываемая эластичная сетка  
**БУС** — блок-устройств системы  
**ПАВ** — поверхностно-активные вещества  
**СФ** — сульфат натрия бария  
**ИПЗ** — ионно-обменная способность пленки  
**ОПЗ** — обменная способность мембраны  
**ГЭС** — государственная комиссия по из-  
 ществам  
**КНН** — коэффициент концентрации ионов  
**K<sub>из</sub>** — коэффициент извлечения ионов  
**ГНЗ** — гидрофильная эластик  
**ГНЭС** — гидрофильно-селективная эластик  
**ВНЗ** — водородная эластик  
**ВНЭ** — водородная эластик  
**K<sub>в</sub>** — коэффициент вязкости  
**K<sub>п</sub>** — коэффициент проницаемости  
**K<sub>с</sub>** — коэффициент селективности  
**K<sub>св</sub>** — коэффициент селективности  
**K<sub>р</sub>** — коэффициент прочности  
**K<sub>к</sub>** — коэффициент прочности  
**ВНХ** — водородная эластик  
**V<sub>с</sub>** — вязкость динамическая  
**ПД** — подделывание эластичности дупле-  
 тов  
**АНЦД** — аммонийная эластик  
**ГЭС** — гидрофильная эластик  
**ИНОК** — ионно-обменная способность  
**ИНОК** — ионно-обменная способность  
**КС** — коэффициент селективности  
**БКЗ** — блок-устройство зондирования  
**ГР** — группа карбоксилат  
**РН** — радионуклидный препарат  
**α** — коэффициент селективности  
**α<sub>с</sub>** — коэффициент селективности  
**η** — вязкость  
**К** — проницаемость  
**МЭ** — мембранная эластик  
**ОПР** — обменная способность работы  
**ПФД** — полимерная форма дуплет  
**K<sub>с</sub>** — коэффициент селективности  
**СМС** — сульфат натрия бария  
**СНС** — сульфат натрия бария  
**ПЭС** — полимерная эластик  
**СНЭП** — сульфат натрия бария  
**МЭР** — мембранная эластик  
**СНЭ** — сульфат натрия бария  
**ВНО** — водородная эластик  
**ГЭ** — гидрофильная эластик  
**БЭП** — блок-устройство зондирования  
**ВЭП** — водородная эластик  
**ГС** — гидрофильная эластик  
**РЭС** — радионуклидный препарат  
**ВС** — вязкость динамическая  
**АНЦ** — аммонийная эластик  
**КНП** — коэффициент прочности  
**ВН** — водородная эластик  
**ГРН** — гидрофильная эластик  
**ГРН** — гидрофильная эластик  
**СГД** — сульфат натрия бария  
**ПЭП** — полимерная эластик  
**ОПЭ** — обменная способность работы

Раздел I  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Сравнительный анализ проектных и фактических показателей.  
Порядок проектирования разработки

Разработка нефтяного месторождения направляется и регулируется рядом проектных документов, что является отражением сложившегося в отечественной практике принципа многостадийного проектирования: сначала проект опытной эксплуатации, затем технологическая схема, проект разработки и проект доработки. Периодическое внесение в запроектированную систему разработки более или менее существенных изменений, ее совершенствование путем проведения различных мероприятий, уточнение уровней добычи нефти и других технологических показателей разработки по мере детализации геологического строения эксплуатационного объекта и получения дополнительной промысловой информации — процесс естественный и неизбежный.

Совершенствование подходов и методов проектирования изменяет содержание и глубину проектных документов.

Результаты современных теоретических исследований по фильтрации двух- и трехфазных систем в неоднородных пластах и материалы обобщения опыта разработки являются методической основой при составлении проектной документации по разработке новых месторождений и повышению эффективности длительно разрабатываемых объектов. Так, при проектировании новых месторождений Западной Сибири, республики Коми и других регионов широко использовался богатый опыт разработки объектов Урало-Поволжья. В процессе освоения западносибирского региона были запроектированы и внедрены с учетом особенностей геологического строения блоковые трех- и пятирядные очагово-избирательные и площадные системы воздействия, доказавшие свою эффективность на объектах Татарстана, Башкортостана, Самарской и Пермской областей, Удмуртии и других нефтегазодобывающих районов.

Проектный документ на процесс разработки можно рассматривать как некоторую модель, лишь приблизительно отражающую действительные условия и процессы, происходящие в недрах. Поэтому фактические и проектные показатели разработки не всегда совпадают. Задача проектировщиков заключается в том, чтобы эти расхождения были бы минимальными, а точность прогноза соответственно более высокой. К сожалению, до настоящего времени не нашел обоснованного решения вопрос о допустимых погрешностях в прогнозировании технологических показателей на разных стадиях проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Проектные и фактические показатели сравниваются между собой при анализе состояния разработки месторождений, в исследованиях по авторскому надзору за внедрением технологических схем и проектов разработки и в работах оперативного порядка. При этом должны быть установлены причины несоответствия фактических данных проектам. На основании анализа делаются необходимые выводы, вносятся коррективы в добывные возможности объекта, намечаются мероприятия по обеспечению запроектированных или поддержанию (увеличению) достигнутых уровней добычи нефти.

На основании анализа и обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений выделены три основные группы причин, вызывающих расхождения проектных и фактических показателей.

1. Ошибки в исходных данных при проектировании, обусловленные ограниченным количеством фактического материала, невысокой досто-

верностью принятых значений параметров пластов, насыщающих их флюидов и т. д.

Относительное влияние ошибок этого ряда уменьшается по мере накопления дополнительной информации и учета изменения представлений о пласте (объекте разработки) в последующих проектных документах. Практически избежать этих ошибок нельзя. Их можно уменьшить путем совершенствования методов изучения пластов, увеличения количества и качества исходной геологопромысловой информации.

2. Несвершенство применяемых моделей и расчетов. Избегать полностью этих ошибок даже теоретически нельзя. Никакая математическая, физическая, геологическая или гидродинамическая модель не может полностью отразить и учесть реальные природные условия подземного резервуара и тем более сложные условия фильтрации жидкости в неоднородных средах. Точность моделей повышают:

путем унификации существующих методов расчетов и выбора наиболее приемлемых из них для конкретных условий эксплуатационного объекта;

развитием существующих и созданием новых расчетных методов и методик, наиболее полно учитывающих реальные особенности пластов и условия фильтрации в них жидкостей при различных системах воздействия;

путем создания и внедрения более гибких систем разработки, обеспечивающих как возможность полного использования естественной энергии пластов, так и позволяющих без значительных затрат средств и времени осуществлять дополнительные мероприятия по совершенствованию разработки и увеличению коэффициентов извлечения нефти.

Большое значение в решении этого вопроса имеет максимальный учет геологической неоднородности продуктивных пластов. Однако, несмотря на определенные успехи, эта проблема далека от окончательного решения.

3. Организационно-технические причины: невыполнение или несвоевременное выполнение нефтедобывающими предприятиями рекомендаций проекта, запаздывание сроков (против проектных) разбуривания месторождения, ввода скважин в эксплуатацию, организации системы ППД, отставание с объемами закачки воды при заводнении и др. Эти недостатки в свою очередь объясняются отставанием в обустройстве промыслов, нехваткой буровых станков, отсутствием необходимых мощностей обессоливающих и деэмульсионных установок, некомплектностью насосного оборудования, трудностями транспорта нефти и т. д.

Перечисленные причины субъективного порядка (зависящие от эффективности хозяйственной деятельности) могут играть доминирующую роль, особенно на ранних стадиях разработки месторождений, вызывая существенные отклонения фактических показателей разработки от проектных, а иногда и дискредитируя сам проект. Из рассмотренных в этом разделе объектов нет ни одного, по которому все рекомендации проекта были бы выполнены своевременно и полностью. Так, по ряду месторождений Западной Сибири (Южно-Балыкскому, Мало-Балыкскому, Правдинскому, Южно-Сургутскому и др.) из-за отставания ввода скважин, добычи жидкости, \* освоения систем ППД не достигались проектные уровни добычи нефти. Не обеспечена компенсация отборов жидкости закачкой воды на Южно-Ягунском, Вать-Еганском, Коголымском и Дружном месторождениях.

Составление технологической схемы разработки — сложный и ответственный этап проектирования. Именно в этом проектном документе обосновывается вид воздействия, система заводнения, схема размещения и плотность сетки скважин, оцениваются добывные возможности пластов (эксплуатационного объекта), решаются многие другие важные задачи, связанные с проектированием внешних коммуникаций, мощностей первичной обработки нефти, обустройства промыслов и др. От правильного решения этих задач на ранней стадии проектирования,

т. е. от правильного выбора стратегии разработки, зависит в конечном счете эффективность процесса и возможность достижения высоких коэффициентов извлечения нефти.

Опыт разработки нефтяных месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири показывает, что достижение максимальной эффективности разработки нефтяного месторождения возможно лишь в тесной увязке основных слагаемых системы разработки нефтяного пласта — системы заводнения нефтяного пласта и оптимальной плотности сетки скважин, причем установить принципы размещения и оптимальную плотность сетки скважин невозможно без учета влияния системы заводнения пласта. Поэтому при проектировании разработки нефтяного месторождения необходимо сначала определить для пласта систему заводнения, а уже затем решать задачу определения оптимального размещения и плотности сетки скважин. Как показали теоретические исследования, для каждого нефтяного пласта может быть установлена своя оптимальная система заводнения, обеспечивающая наилучшие технико-экономические показатели. Однако для этого требуется детальное знание особенностей геологического строения, знание адресной информации о всех геолого-физических параметрах пласта для создания адекватной ему математической модели. На стадии составления технологической схемы разработки, к сожалению, объем имеющейся информации об эксплуатационном объекте обычно недостаточен, не всегда полны и достоверны сведения о геологическом строении пласта, физико-гидродинамических особенностях, свойствах нефти и т. д. Отсутствие необходимых данных может привести (и нередко приводит) к просчетам в оценке добычных возможностей месторождения, к ошибкам в прогнозе технологических показателей разработки [1].

В связи с изложенным при составлении технологических схем разработки нефтяных пластов приходится прибегать к аналогии, использованию осредненных показателей и зависимостей, полученных в результате анализа и обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений. Использование аналогии на ранних стадиях проектирования является вполне логичным и оправданным. Однако следует вначале показать, что такая аналогия правомочна. Бездоказательная аналогия не гарантирует от ошибок, более того может привести (и приводит на практике) к серьезным просчетам в оценке добычных возможностей продуктивных пластов, в прогнозировании технологических показателей разработки.

На основании изучения и оценки степени влияния различных природных и технологических факторов (включая плотность сетки скважин) на показатели разработки и нефтеотдачу пластов некоторыми специалистами (М. М. Иваница, Н. П. Чокальский, Р. И. Диньшак, В. Ф. Селихов и др.) в разные годы даны рекомендации по выбору системы заводнения и плотности сетки скважин на разных стадиях проектирования с учетом геолого-физических особенностей эксплуатационных объектов (вязкости и подвижности нефти, газрастворенности пластов, степени их неоднородности и др.).

Аналогичное название имеют разработки Е. И. Семиных [2] рекомендации (табл. 1.1). В качестве обобщающих информационных признаков (критериев группирования эксплуатационных объектов) при их составлении приняты:

- 1) вязкость нефти;
- 2) подвижность нефти в пластовых условиях;
- 3) коэффициент песчаности  $K_n$ .

Неравномерность интервалов группирования объектов по величине вязкости пластовой нефти обусловлена тем, что в диапазоне небольших значений вязкости (до 5 мПа·с в пластовых условиях) вязкостное различие существенно влияет на характеристики вытеснения нефти водой; с увеличением вязкости нефти (по крайней мере в исследованном интервале ее изменения, т. е. до значений 40 мПа·с) влияние вязкостных

Выбор сетки скважин и расстояния между скважинами на стадии составления технико-экономической схемы разработки

Основные геолога-физические характеристики пласта			Р «Тева» СНОТ разработки			
плотность нефти (г/см <sup>3</sup> ) в пласте	вязкость нефти (мПа·с)	коэффициент пористости	коэффициент скважинной фильтрации	интенсивность скважинной фильтрации	интенсивность скважинной фильтрации	интенсивность скважинной фильтрации
0,5—5,1	До 0,1	0,5—0,65	I	16—32	Рядное, 1—3 ряда Площадное, 5—7 точечное Рядное, 3 ряда	Линейная с очаго- вым элементом доп. площадная Лианная с оча- гово-избиратель- ной
		0,65—0,80	II	20—36		
		Более 0,80	III	24—30 32		
	0,1—0,5	0,5—0,65	IV	24—40 32	Рядное, 3 ряда	Линейная с очаго- во-избиратель- ной
			V	28—46	Рядное, 3-5 ря-	
			VI	33—49 42	Рядное, 5 рядов	
5,0—40,0	До 0,1	0,5—0,65	VII	12—24 18	Площадное, 5—7—9 точечное Рядное, 1—3 ряда Площадное, 5—7—9 точечное Рядное, 3 ряда Площадное, 5—7—9 точечное	Площадная Линейная с очаго- во-избирательной.
		0,65—0,80	VIII	16—28 23		
		Более 0,80	IX	22—33 28		
	Более 0,1	0,5—0,65	X	16—28	Рядное, 1—3 ряда Площадное, 3—7—9 точечное Рядное, 1—3 ряда	Линейная с очаго- во-избирательной Площадная Линейная с очаго- во-избирательной
		0,65—0,80	XI	22—32 27		
		Более 0,80	XII	26—36		

различий на эффективность процесса разработки становится менее заметным.

Всего по названным признакам выделено 12 типов объектов. Учитывая характер и степень влияния рассмотренных признаков (факторов) на основные технологические показатели разработки и коэффициенты извлечения нефти, основываясь на анализе практики проектирования и разработки нефтяных месторождений с различной геолого-физической характеристикой, на материалах статистической обработки фактических данных о применяемых сетках скважин, их размещения на площади месторождения, реализованных системах заводнения, для каждого из 12 типов объектов в табл. 1.1 даны соответствующие рекомендации.

Рекомендуемая плотность сетки скважин в зависимости от величины коэффициента песчаности для групп объектов с различной вязкостью и подвижностью нефти может быть получена также из графиков (рис. 1.1).

Плотность сетки в табл. 1.1 и на рис. 1.1 дана без учета резервных скважин.

Почти для всех выделенных типов коллекторов имеются реальные протоипы, например: для типа I — пласт ДI некоторых площадей Ро-

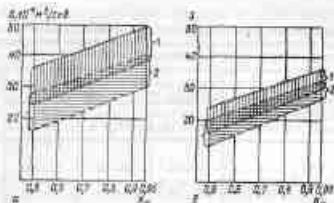


Рис. 1.1. Рекомендуемая оптимальная плотность сети скважин в зависимости от коэффициента проницаемости для объектов с средней порой 2,0-3,0 мД-см (а) и 10-40,0 мД-см (б) и оптимальную порой  $K_{опт}$  мкм<sup>2</sup>/мД-см: 1 — пласт Д<sub>1</sub>; 2 — пласт С<sub>1</sub>

маньчжунского месторождения (Западно-Ленинградская, Карамалинская, Восточно-Ленинградская); II — пласт Д<sub>1</sub> Чиньиньской и Алькейской площадей Ромашкинского месторождения; III — пласт Д<sub>1</sub> Тамаровской и Алакаевской площадей Ромашкинского месторождения, Шиханское месторождение (пласт Д<sub>1</sub>); IV — пласт Д<sub>1</sub> центральных площадей Ромашкинского месторождения, Ярно-Каменное месторождение (мелочный иллитизированный известняк), Мухомовское (III объект), Западно-Сургутское (BC<sub>1</sub>), Мамонтинское (BC<sub>11</sub>), Правдинское месторождение (BC<sub>1</sub>), V — Шадринское месторождение (D<sub>1</sub>), Мухомовское (II объект), Западно-Тубукское (II+III горизонты), Мегинское (BB<sub>1</sub>), Трехгорное месторождение (пласт III); VI — Бакинское месторождение (D<sub>1</sub>), Туймазинское (D<sub>1</sub>), Мухомовское (I объект), Усть-Балыкское (BC<sub>1-3</sub>), Патинское месторождение (BB<sub>1</sub>); VII — Билюловское месторождение (C<sub>1</sub>), Манаровское (C<sub>1</sub>), Арланское месторождение (C<sub>1-3</sub>); X — Прикамское месторождение (D<sub>1</sub>), Бондюжское месторождение (D<sub>1</sub>+D<sub>2</sub>).

Объем статистичеки для выделенных групп объектов неодинаков. Наиболее представительны охарактеризованы объекты перемы шестидесяти тысяч с проницаемостью нефти до 3 мД-см. Именно на эти объекты в настоящее время приходится более 80% всей добычи нефти по стране.

Как видно из табл. 1.1 и рис. 1.1, плотность сети скважин (ПСС) внутри каждой группы объектов изменяется в довольно широких пределах. Выделение более «узких» интервалов на основании выделенных данных не представляется возможным, это было бы неправомерно из-за отсутствия соответствующих данных. Этим же обуславливаются некоторые «недостатки» и рекомендации ПСС для разных групп объектов, наблюдаемые на рис. 1.1. Оптимальная сеть скважин по большинству объектов, для которых составляется технологическая схема разработки и характеризующихся указанными выше приближенными значениями, будет, вероятно, и равномерно-различными, что, тем не менее, должно быть подтверждено соответствующими технико-экономическими расчетами.

В последние годы открыты, особенно в Западной Сибири, и все в большом количестве вводятся в разработку залежи нефти в низкопроницаемых коллекторах (со средней проницаемостью до 20 мкм<sup>2</sup>) и низкими коэффициентами пластичности (часто менее 0,5). Для этой группы объектов преобладающей системой размещения скважин окажется, по-видимому, площадная (возможно и сочетания с сетями звездообразной и асимметричной сетью скважин на уровне минимальной, не показанной в табл. 1.1 (табл. I, VII).

Примерные рекомендации по выбору плотности сетки скважин (га/скв.) на ранних стадиях проектирования разработки прифронтовой месторождений с учетом прерывистости пластов и степени вязкости нефти

Группы объектов по степени прерывистости пластов (коэффициент песчаности)	Степень вязкости по вязкости нефти (св/с) и вязкости пластовых, мПа·с			Оптимальная плотность скважин (га/скв.) (с учетом прифронтовой разработки)
	менее 1,0	1,0—1,5	5,0*0	
Непрерывные $\alpha_n = 1,95-0,80$	42—36	36—30	30—24	Л а 10
Прерывистые $K^* = 0,8-0,65$	36—30	30—24	24—20	10—20
Сильно прерывистые $\alpha_n = 0,65-0,50$	30—24	24—20	20—16	20—30

Результаты обобщения фактических данных по большому числу месторождений положены в основу табл. 12. Рекомендуемая в табл. 12 плотность сетки скважин устанавливается исходя из двух наиболее значимых показателей, характеризующих эксплуатационный объект и особенности его разработки;

- 1) степень прерывистости продуктивных пластов;
- 2) вязкость нефти в пластовых условиях.

Степень прерывистости пласта в данном случае выражена через коэффициент песчаности  $K_p$ . Этот коэффициент, как показано ранее, корреляционно связан с непрерывной долей пласта. Чем больше значение  $K_p$ , тем более однороден, менее прерывист продуктивный пласт. Дополнительным преимуществом коэффициента песчаности является то, что его можно достаточно надежно определить по относительно небольшому числу скважин, т. е. на ранней стадии изучения пласта. (То же можно сказать и в отношении вязкости нефти при наличии качественных глубинных проб).

В табл. 12 приведено также примерное число резервных скважин по отношению к числу скважин основного фонда. Число резервных скважин прямо связано со степенью прерывистости продуктивных пластов: для группы «непрерывных» объектов рекомендуемое число резервных скважин 10%, для «сильно прерывистых» — 30%.

Таким образом, рекомендуемая в табл. 12 начальная плотность сетки скважин в зависимости от степени прерывистости продуктивных пластов и вязкости содержащихся в них нефти колеблется от 16 до 42 га/скв., а при условии реализации резервного фонда — в пределах 11—38 га/скв.

По данным табл. 12 составлены графики зависимости рекоменду-

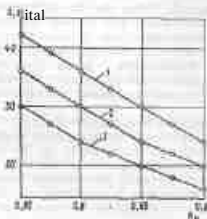


Рис. 12. Рекомендуемая плотность сетки скважин (исключая базисный резервный фонд) в зависимости от коэффициента песчаности объектов с вязкостью нефти, мПа·с: 1 — 2,5; 2 — 5,0; 3 — 40,0

своей (начальной) плотности сетки выжики от коэффициента пористости для трех выделенных групп объектов с равной вязкостью нефти (рис. 1.2). Плотность сетки выжики, определенная по графику рис. 1.2, примерно соответствует объектам, характеризующимся индексом пористости нефти порядка  $0,1 \text{ мкм}^2/(\text{МПа}\cdot\text{с})$  (см. табл. 1.1).

Отметим, что табл. 1.1 и 1.2 составлены в приближении к нефтяным залежкам, приуроченным к терригенным коллекторам, разрабатываемым в условиях вытеснения нефти водой как при естественном упруго-подпорном режиме, так и при поддержании пластового давления с применением методов заводнения.

## 1.2. Влияние природных и технологических факторов на процесс разработки и нефтеотдачу пластов

На процесс разработки нефтяного месторождения и коэффициент извлечения нефти (нефтеотдачу пластов) одновременно влияет очень большое число факторов — как природных, обусловленных геолого-физическими особенностями эксплуатационных объектов, так и технологических, определяемых условиями (методами, способами, системами) разработки. Количественно оценить влияние каждого из действующих факторов на нефтеотдачу — сложная задача. Результаты таких оценок, несмотря на использование современных методов исследований, не всегда можно считать достаточно надежными и распространять на другие объекты и месторождения.

Этой проблеме — оценке влияния различных факторов на технологические показатели разработки и нефтеотдачу пластов посвящено значительное количество работ. Однако многие вопросы остаются невыясненными и интерес к проблеме и ее актуальность остаются высокими [2, 3, 4].

Несмотря на использование различных методов исследований, включая анализ промыслового опыта, результаты количественных оценок в большинстве случаев оказываются недостаточно надежными и выводы не всегда могут быть распространены на другие месторождения.

Основными причинами, обуславливающими трудности в изучении влияния различных природных и технологических факторов на процесс разработки и нефтеотдачу пластов, являются следующие:

многообразии природных условий, в которых находятся скопления нефти (различия в геолого-физической характеристике пластов, характере и степени их неоднородности, свойствах насыщающих пласты флюидов и др.);

одновременное влияние на процесс разработки большого числа факторов (как природных, так и зависящих от выбранной системы разработки и проводимых мероприятий по ее совершенствованию). Роль и влияние некоторых факторов качественно, а иногда и количественно удается установить и учесть при проектировании и анализе разработки, влияние многих других недостаточно ясно, хотя и предполагается на основании теоретических и экспериментальных исследований;

изменения (иногда весьма существенные) в процессе разработки большинства параметров, характеризующих объект. По мере выработки запасов сокращается площадь нефтеносности, уменьшается нефтенасыщенная толщина, претерпевают изменения фильтрационные характеристики коллекторов, свойства пластовой нефти, отдельные элементы системы разработки и др.

На основании анализа большого объема геологопромысловых данных, учета и обобщения опыта разработки нефтяных пластов с различными геолого-физическими условиями (в широком диапазоне геолого-физических характеристик) установлен ряд общих закономерностей и тенденций, оценено в общем виде влияние ряда природных и техноло-



гических факторов на технологические показатели разработки, текущую и конечную нефтеотдачу пластов.

Несмотря на некоторые различия (а иногда и противоречия) в оценках, большинство авторов считают, что наиболее существенное влияние на процесс разработки, текущую и конечную нефтеотдачу оказывают следующие факторы: вязкость нефти, фильтрационные свойства коллекторов, коэффициенты песчаности, расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина, соотношение начальных запасов водонефтяной и чистонефтяной зон залежей. Из технологических факторов, помимо плотности сетки скважин, наибольшее влияние оказывают соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, объем закачки воды по отношению к отбору жидкости [1, 2, 3, 5].

Влияние некоторых факторов на технологические показатели и нефтеотдачу пластов существенно в течение всего периода разработки пласта, влияние других в относительно большей степени «проявляется» на поздних стадиях разработки, когда значительная часть начальных извлекаемых запасов нефти (порядка 50% и более) уже выработана.

К первым относятся проницаемость и гидропроводность продуктивных пластов, вязкостная характеристика и подвижность нефти; ко вторым — коэффициент песчаности и расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина, доля непрерывной части пласта, плотность сетки скважин. Результаты оценки представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

«Связи» и «закрепы» между некоторыми факторами и технологическими факторами на нефтеотдачу пластов при разработке залежей в условиях вытеснения нефти водой

Технологические факторы и показатели разработки пласта	Диапазон значений факторов и показателей	Нефтеотдача	
		тек. (%)	конеч. (%)
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3—4	Насыщенность скважин (+) То же	Сущ. значение (+)
Средняя толщина пласта скважин, м	1—15		То же
Кучфчи «исси» песчаности	0,32—0,94	Несущая часть пласта (-) Устойчивость пласта	Сущ. значение (-)
Коэффициент расчлененности	1,4—6,5		То же
Доля непрерывной части пласта	0,4—0,9	То же II)	Сущ. значение (+)
Отношение начальных извлекаемых запасов нефти к нефти в пласте	0,1—1,0		То же
Проницаемость, $mD^* \text{ec}$	0,14—3,20	Сущ. значение (+) То же	Сущ. значение (+)
Пористость, доли ед.	0,11—0,23		То же
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,65—0,95	Сущ. значение (+) То же	Сущ. значение (+)
Гидропроводность пластов	20—1700		То же
Подвижность нефти в пласте	0,03—1,46	Н; сущ. значение (-) Сущ. значение (-)	То же
Плотность нефти и поверхностных условий	0,82—0,91		То же
Вязкость нефти в пласте	0,4—42,5	То же	Сущ. значение (-)
Оптимизация вязкости нефти	0,5—24		То же
Плотность сетки скважин, га/скв	10—60	То же	Сущ. значение (-)
Средняя плотность скважин	3,2—12,6		Сущ. значение (+)
«ГодТ^стади» % НИЗ*	0—1,4	То же	Сущ. значение (-)
Соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин	0,125—0,35		То же

Выводы основаны на изучении объектов, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, при упруго-водонапорном режиме (как естественном, так и искусственном), в основном по длительно разрабатываемым месторождениям Урало-Поволжья с терригенными коллекторами. В рассмотрение включены лишь те факторы (параметры, характеристики), которые, во-первых, могут быть выражены количественно через соответствующие показатели и коэффициенты, и, во-вторых, влияние которых на нефтеотдачу установлено с помощью многофакторного корреляционного анализа.

Учитывая, что степень влияния на нефтеотдачу некоторых факторов изменяется в процессе разработки, условно (по величине безразмерного времени  $t^*$ ) выделены два периода разработки: начальный ( $t^* < 0,5$ ) и «поздний» ( $t^* > 0,5$ ). С некоторым допущением можно считать, что начальный период соответствует первым двум, а поздний — третьей и завершающей стадиям разработки продуктивных пластов.

Влияние исследуемого фактора на нефтеотдачу может быть положительным (+) и отрицательным (-). В первом случае с увеличением значения показателя возрастает и нефтеотдача, во втором, наоборот, уменьшение значения показателя приводит к снижению нефтеотдачи.

Влияние отдельных показателей на нефтеотдачу, исходя из относительно большей или меньшей степени этого влияния, условно оценено как «существенное» (значительное) и «несущественное» (менее значительное).

Наиболее существенное влияние на текущую и конечную нефтеотдачу, как видно из рассмотрения данных табл. 13, оказывают вязкость нефти, фильтрационные свойства коллекторов, коэффициенты песчаности и расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, соотношение между начальными извлекаемыми запасами нефти водонефтяной (ВНЗ) и чистонефтяной (ЧНЗ) зон пласта. Влияние указанных факторов на текущую и конечную нефтеотдачу, как показывают результаты многофакторного анализа, составляет до 80% суммарного влияния всех исследованных факторов, включая и плотность сетки скважин.

Влияние вязкостной характеристики нефти, фильтрационных свойств пластов на текущую и конечную нефтеотдачу существенно проявляется с самого начала разработки, влияние других факторов (коэффициентов песчаностое™, расчлененности, плотности сетки скважин и др.) начинает заметно сказываться в более поздний период разработки.

Разработку нефтяного пласта, разумеется, нельзя обеспечить без бурения скважин, создания соответствующих систем и технологий разработки. Однако доминирующее влияние на процесс и конечные результаты разработки, включая величину  $K_m$ , оказывают не технологические, а природные особенности эксплуатационного объекта (строение пласта, условия залегания нефти, литологофизические свойства коллекторов, продуктивность пластов, вязкостная характеристика нефти и др.). Это достаточно убедительно показано во ВНИИ с помощью многофакторного корреляционного анализа. Сказанное, в частности, иллюстрируется схемой, показанной на рис. 13 (заштрихован прирост КИН за счет технологических факторов).

Соответствующий анализ проведен для трех групп разрабатываемых объектов, выделенных по величине коэффициента песчаности  $X_p$ . Коэффициент песчаности, корреляционно связанный со степенью расчлененности и долей непрерывной части пласта, является в данном случае показателем неоднородности объекта. Чем больше значение  $K_p$ , тем более однороден эксплуатационный объект и, наоборот, с уменьшением величины  $K_p$  увеличивается и степень неоднородности пласта. Ис-

\*  $K_p$  — отношение суммарного объема обводненной на пласте (эксплуатационному объекту) жидкости к НИЗ в пластовых условиях.

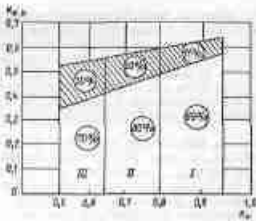


Рис. 1.3. Относительное влияние отдельных и совокупных факторов (длина разработки и пористости) на коэффициент извлечения нефти (Киз) на коэффициент вытеснения (Кв) для объектов с разными значениями  $K_p$ : I — 0,95—0,80; II — 0,80—0,65; III — 0,65—0,50 (LE=0,7, Ц — до 5 МПа·с)

следования проведены для продуктивных пластов, в основном Урало-Поволжья, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, вязкость нефти в пластовых условиях не превышала 5 МПа·с, коэффициент вытеснения нефти водой по рассмотренным объектам составлял около 0,7.

Расчетами на ЭВМ были получены, а затем исследованы при разных значениях  $K_p$  статистические зависимости конечной нефтеотдачи от ряда показателей — природных (вязкость нефти, средняя проницаемость коллектора, коэффициенты вариации проницаемости и др.) и технологических (плотность сетки скважин, темп разработки и, соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин). По полученным уравнениям регрессии определялось удельное влияние отдельных показателей на нефтеотдачу.

Рассмотрение рис. 1.3 позволяет сделать два основных вывода.

1. Конечный коэффициент нефтеотдачи (на графике Дин) для всех групп объектов с увеличением  $K_p$  увеличивается, т. е.  $K_{пн}$  тем больше, чем более однороден продуктивный пласт.
2. Относительная роль технологических факторов (включая мероприятия по повышению эффективности систем разработки) возрастает по мере усложнения объекта, повышения степени его неоднородности: в данном случае с 11% — для группы объектов с  $K_p = 0,95$  до 30% — для объектов с  $K_p = 0,5—0,65$ .

Приведенные цифры следует считать ориентировочными (по отдельным объектам могут быть отклонения от средних показателей). Однако объективность установленной тенденции с качественной точки зрения сомнений не вызывает.

По вопросу о влиянии ПСС на процесс разработки и нефтеотдачу пластов можно констатировать следующее.

В реальных неоднородных пластах ПСС оказывает существенное влияние на технологические показатели разработки и коэффициент извлечения нефти. Это влияние тем больше, чем более неоднородны и прерывисты нефтяные пласты, хуже их литолого-физические свойства и реологические свойства насыщающих флюидов, выше вязкость нефти в пластовых условиях, больше нефти первоначально заключено в водонефтяных и подгазовых частях пластов.

Установлена тенденция относительного увеличения влияния ПСС на нефтеотдачу по мере вступления продуктивных пластов в поздний период разработки. Это связано с тем, что сначала, как правило, включаются в разработку и разрабатываются наиболее продуктивные пласты с высокими коллекторскими свойствами. Позднее в процесс разработки все более вовлекаются низкопродуктивные прослои; участки пластов, тяготеющие к границам и зонам выклинивания (замещения) коллекторов, ранее не охваченные или слабо охваченные процессом вытеснения.

При существующей технологии разработки нефтяных месторождений с заводнением для извлечения нефти из этих участков требуется бурение дополнительных скважин.

Дополнительное (уплотняющее) бурение на поздних стадиях разработки во многих случаях (из-за отсутствия альтернативных технологий) оказывается единственной реальной возможностью замедлить темпы снижения добычи нефти и повысить нефтеотдачу пластов.

Соотношение непрерывной и прерывистой частей в объеме эксплуатационного объекта в значительной степени влияет на выбор системы воздействия и плотности сетки скважин, что не всегда учитывается при проектировании начальной сетки скважин и обосновании числа резервных (дополнительных) скважин для достижения высокого коэффициента нефтеотдачи.

Современные методики проектирования разработки и обоснования оптимальной плотности сетки скважин, основанные на характеристиках вытеснения по результатам математического моделирования процесса, хотя и включают этап адаптации по предыстории разработки или по результатам промыслового опыта, пока еще не в полной мере отражают всю сложность геологического строения пластов и физико-химические процессы при вытеснении нефти водой. Поэтому проектная зависимость «плотность сетки — нефтеотдача» часто оказывается недостаточной, заниженной в сравнении с полученной промысловой для аналогичных геолого-физических условий. Вследствие этого оптимально по плотности сетки скважин в расчетах сдвигается обычно в направлении более разреженных сеток, что на практике в последующем нередко приводит к необходимости значительного уплотнения первоначальной сетки, причем даже в этом случае проектная величина конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) оказывается не всегда достижимой.

Многими авторами с использованием самых различных методик и промыслового опыта получены количественные зависимости нефтеотдачи (коэффициента охвата пластов вытеснением) от плотности сетки скважин. Во всех случаях тенденция аналогична: с уплотнением сетки скважин возрастает коэффициент извлечения нефти. Различия имеются в количественных показателях, что обусловлено природными характеристиками и особенностями эксплуатационных объектов.

Для примера на рис. 14, 15 приведены результаты обобщения

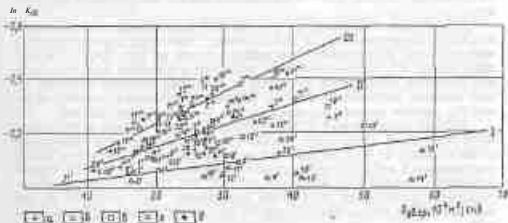


Рис. 14. Зависимость коэффициента охвата пластов вытеснением  $K_{св}$  от средней удельной площади,  $S_{м.ср.}$ : I, II, III — номера групп объектов;  $S_{м.ср.}$  — средняя удельная площадь объектов в группах;  $K_{св}$  — коэффициент охвата пластов вытеснением;  $r$  — коэффициент корреляции;  $r = -0,0029 S_{м.ср.}$  при  $r = 0,539$ ; II — I п.д.  $r = -0,0075 S_{м.ср.}$  при  $r = 0,642$ ; I п.д.  $r = -0,0117 S_{м.ср.}$  при  $r = 0,796$ ; И, б, в, в, д — объекты Пермской, Самарской, Узюкской областью, Татарстана, Башкортостана, Чувашской республике; арабскими цифрами обозначены номера объектов в регионе, число шифра — их принадлежность к I, II, III групп.

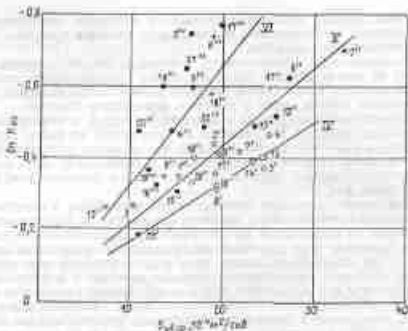


Рис. 1.4. Зависимость коэффициента охвата заводнением от степени экспоненциальной зависимости: IV, V, VI — номер, групп объектов,  $i$  — обозначения по интервалам изменения  $a$ ; каждой группе соответствует, в записи по IV —  $\ln / C_m = 1 - 0,0172 \cdot S_{ог} - a$ , при  $r = 0,734$ ; V —  $1 - \ln / C_m = -0,0217 S_{ог}$ , при  $r = 0,857$ ; VI —  $\ln K_{ог} = -0,03325 S_{ог}$ , при  $r = 0,695$  (остальные обозначения см. рис. 1.4)

опыта разработки 115 объектов Урало-Поволжья и Западной Сибири, находящихся в поздней стадии, выполненные В. Ф. Усенко [4].

Группирование объектов выполнено по интервалам изменения параметра  $a$  — коэффициента в показателе степени экспоненциальной зависимости КИН от плотности сетки по формуле проф. В. Н. Шелкачева:

$$\text{КИН} = \hat{K}_{\text{выт}} \cdot e^{-aS} = A^{\text{выг}} \cdot K_{ог}$$

где  $K_{\text{выт}}$  — коэффициент вытеснения;  $S$  — средняя удельная площадь на скважину, га/скв;  $K_{ог}$  — коэффициент охвата заводнением по объему.

При оценке коэффициента  $a$  в расчеты закладывалось максимальное число нагнетательных и добывающих скважин, пребывавших в эксплуатации. Установлено, что разброс точек на рис. 1.4, 1.5 может быть связан и с неадекватностью принятых в расчетах величин средней удельной площади на скважину и реальных средних значений за всю историю разработки объекта. Оценка приведенных средних величин  $S_{ог}$  требует разработки специального методического подхода.

Анализ, выполненный Р. Н. Дияшевым [4] по 7 крупным нефтяным месторождениям Татарстана, показал, что в среднем при уплотнении сетки скважин от 42,2 до 29,6 га/скв коэффициент извлечения нефти увеличивается на 0,12; последующее уплотнение сетки до 20,5 га/скв приводит к увеличению КИН еще на 0,12. По Ромашкинскому месторождению (девон) эти показатели следующие: при сетке 41 га/скв величина КИН составляет 0,4; при 33 га/екз — 0,46; при 21,5 га/скв — 0,53.

Согласно теоретическим и промысловым исследованиям на уровень добычи нефти из пласта, конечную нефтеотдачу и экономические показатели разработки большое влияние оказывает не только ПСС, но и взаимное расположение добывающих и нагнетательных скважин, т. е. их размещение. Поэтому оценку влияния ПСС на нефтеотдачу необходимо рассматривать в неразрывной связи с системой размещения скважин.

### 1.3. Практика проектирования разработки нефтяных месторождений

При проектировании разработки нефтяных месторождений отмечается ряд особенностей, которые оказывают существенное влияние на научный уровень проектных работ.

Технологические схемы и проекты разработки стали основными документами по обоснованию текущих и перспективных объемов добычи [Нефти и газа, объемов буровых работ и освоения капитальных вложений]. Больше внимание стало уделяться обоснованию эффективности проектируемых систем разработки, вопросам детального анализа условий выработки запасов нефти, контроля и регулирования, вопросам технического обеспечения, водоподготовки для системы ППД, охраны недр и окружающей среды.

Анализ и обобщение проектных материалов, выполненных М. Л. Сургучевым, И. П. Васильевым и А. Г. Пантелеевой [3, 4, 5] по большому числу месторождений, характеризующихся многообразием геологических условий и изменением в широком диапазоне основных параметров продуктивных пластов, показали, что принятые системы разработки, в основном, соответствуют геолого-физическим характеристикам пластов. При реализации проектных решений по большинству объектов обеспечивается достижение запроектированных уровней добычи нефти и других технологических показателей.

Так, по месторождениям Западной Сибири, характеризующимся многопластовым строением, наличием обширных газовых шапок и водонефтяных зон, высокой неоднородностью пластов, коллекторы которых представлены терригенными породами полимиктового типа, приуроченностью значительных запасов нефти к сложнопостроенным залежам и расположением в трудно осваиваемых районах, проектными и производственными организациями была проведена целенаправленная работа по выбору эффективных систем разработки.

Учитывая особенности геологического строения и необходимость обеспечения оптимальных темпов разработки месторождений, по объектам Западной Сибири были запроектированы и внедряются активные системы разработки.

Наиболее широкое применение нашли блоковые системы с трех- и пятирядным размещением и площадные с девяти- и семиточечным размещением скважин.

Блоковые системы, в основном, запроектированы по объектам с относительно благоприятными геолого-физическими параметрами — проницаемостью более  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и гидропроводностью более  $50 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/Па·с. При этом блоковое разрезание с пятирядным размещением скважин применяется для объектов с относительно однородным строением и высокой продуктивностью (Аганское — Б<sub>8</sub>, Б<sub>7</sub>, Самотдорское — Б<sub>8</sub>, А4-5 и др.).

Системы с трехрядным размещением скважин имеют большое распространение и, как правило, внедряются для объектов средней продуктивности ( $10-50$  т/(сут·МПа) — Варьганское Б<sub>6</sub>, Б7, Б<sub>8</sub><sup>2</sup>, Б<sub>6</sub>; Северо-Покурское Б<sub>в</sub>, Б<sub>с</sub>; Покачевское Б<sub>6</sub>, Б<sub>8</sub>; Поточное Б<sub>6</sub>, Б<sub>8</sub> и др.).

На малопродуктивных объектах, характеризующихся проницаемостью менее  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и гидропроводностью менее  $50 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/Па·с, преимущественно используются площадные (избирательные) системы разработки (Ван-Еганское, Повховское, Быстринское А<sub>3</sub> и др.).

В последние годы на месторождениях Западной Сибири стали применяться блочно-квадратные системы (Федоровское, Холмогорское, Мамонтовское, Южно-Сургутское и другие), которыми предусматривается периодическое изменение направления фильтрационных потоков.

По большинству объектов запроектированы и внедряются сетки скважин —  $500 \times 600$  и  $600 \times 600$  м, которым соответствуют плотности сетки в интервале 25—36 га/скв для условий средних параметров пла-

стов и нефти: проницаемости — до  $0,2 \text{ мкм}^2$ , вязкости нефти — до  $2,5\text{--}5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Отмечается определенная тенденция в соотношении наиболее распространенных сеток скважин ( $500 \times 500$  и  $600 \times 600$  м): с улучшением коллекторских свойств объектов увеличивается удельный вес сеток  $600 \times 600$  м и более редких.

Более плотные сетки (до  $25 \text{ га/скв}$ ), как правило, запроектированы для объектов с весьма низкой гидропроводностью и прерывистыми пластами (Быстринское А, Ван-Еганское Ю) и др.).

Большую сложность представляет вопрос выбора системы разработки для пластов сложного строения и объектов, содержащих трудно-извлекаемые запасы нефти, которые не введены в промышленную разработку из-за недостаточной их изученности и малой продуктивности.

Так, ачимовская пачка (пласт  $V_{1-5i}$ ), залегающая на глубинах  $2700\text{--}2800$  м, характеризуется резким колебанием дебитов нефти (от единиц до  $60 \text{ м}^3/\text{сут}$  и более), что обусловлено значительной литологической изменчивостью слагающих ее пород, открывая пористость которых колеблется в пределах  $3\text{--}30\%$ , проницаемость по большинству замеров составляет  $10^{\text{мд}}$   $\text{мкм}^2$ , реже  $(0,5\text{--}4)\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и лишь в отдельных случаях достигает более высоких значений. Для ачимовской пачки ряда месторождений (Быстринское, Поточное) предложены для апробации в промысловых условиях активные (площадные, избирательные) системы разработки с сеткой скважин  $400 \times 400$  м.

Определенные перспективы связаны с Красноленинским нефтегазоносным районом, где выявлена промышленная нефтегазоносность тюменской свиты (пласт Т). На Ем-Еговском-Пальяновском месторождении (средняя глубина —  $2500$  м, проницаемость —  $0,5\text{--}10^{-3} \text{ мкм}^2$ , пористость —  $10\%$ ), учитывая отсутствие достоверной информации о добывных возможностях и геолого-физических параметрах пласта Т, предложено выделить первоочередной участок опытно-промышленной разработки с размещением скважин по сетке  $450 \times 450$  м и применением площадной системы заводнения.

Принципиальное значение имеет вовлечение в разработку сложно-построенной залежи, приуроченной к глинистой части пласта  $AB_{i-2}$  («рябчик») Самотлорского месторождения, где сосредоточены значительные запасы нефти. По предварительным данным пробной эксплуатации отмечается крайне низкая проницаемость  $(5\text{--}10)\cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и быстрое снижение дебитов нефти фонтанных скважин (коэффициент продуктивности —  $0,45\text{--}1,59 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$ ). На данной стадии изученности вполне оправданным является проведение пробной эксплуатации пласта  $AB_{i-2}$  в нескольких элементах площадной системы с проведением комплекса геологопромысловых исследований и мероприятий по отбору керна, качественному вскрытию пласта и цементажу. При этом эффективность разработки подобных продуктивных пластов во многом будет определяться качественным их вскрытием с сохранением естественных свойств. Недооценка этого вопроса может оказать прямое влияние на условия извлечения нефти и уровень рентабельности разработки месторождения.

Особую сложность для проектирования и разработки представляют газонефтяные залежи пластов А4-8 Федоровского месторождения, которые характеризуются незначительными нефтеснасыщенными толщинами, отсутствием чистонефтяных зон, резкой литологической изменчивостью пород, повышенной вязкостью пластовой нефти.

Для этих пластов принята технологическая схема опытно-промышленной разработки с выделением 4 опытных участков с различными геологическими условиями, в пределах которых скважины размещаются по площадной девятиточечной сетке  $400 \times 400$  м.

В процессе опытных работ будут оценены предложенные системы разработки и добывные возможности нефтяной оторочки, отработаны

методы изоляционных работ и мероприятия по борьбе с парафином, пробованы способы эксплуатации скважин (фонтан, газлифт).

Следует отметить, что для рассмотренных объектов (ачимовская пачка В<sub>г</sub>-Д, пласт А<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Самотлорское, пласты А<sub>г</sub> Федоровское и др.) пока отсутствуют апробированные в промысловых условиях системы разработки; проведение опытных работ, а по некоторым месторождениям (Быстринское, Поточное) и промышленное внедрение площадных систем даст возможность оценить эффективность ввода в разработку значительных запасов нефти.

Переходя к вопросу о важности использования при проектировании надежной информативной базы, следует отметить, что в ряде ранее составленных проектных документов, особенно по месторождениям Западной Сибири, были использованы низкоинформативные материалы, полученные по результатам разведочных работ. Это приводило в дальнейшем к неоднократной корректировке основных технологических показателей в ходе процесса разработки.

Так, ряд месторождений Западной Сибири, вводимых в разработку, характеризуется по результатам разведочных работ слабой изученностью параметров коллекторов и насыщающих их флюидов.

Продуктивные пласты в ряде случаев не оконтурены; при наличии газовых шапок не установлены их размеры, не определены границы нефтяных и водонефтяных зон. Основные параметры пластов (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность), использованные при определении технологических показателей, носят условный характер ввиду малого количества лабораторных и промыслово-геофизических исследований.

Таким образом, одним из основных условий обеспечения достоверной и полной геологопромысловой информации при проектировании ввода месторождений в разработку является дальнейшее наращивание объемов и качества разведочных работ.

Проблема повышения уровня информативности базы, используемой для проектирования, имеет значение не только на ранней стадии, но и на последующих этапах разработки месторождений.

Рассмотрение технологических документов разработки по многим месторождениям различных нефтегазодобывающих районов показало, что в них детально обоснованы принципы дальнейшей разработки и достаточно надежно рассчитаны основные технологические показатели. Именно на таком уровне составлены проекты разработки многих площадей Ромашкинского, Туймазинского, Самотлорского, Усть-Бальковского и других месторождений, что обусловлено проведением в значительных объемах работ по совершенствованию систем разработки и геологопромысловых исследований по контролю за выработкой запасов продуктивных пластов.

В то же время по некоторым месторождениям проектирование более поздних стадий разработки осложняется низким качеством учета добываемой продукции, нагнетания воды и недостаточными объемами "исследовательских работ.

Важно подчеркнуть особую значимость достоверной информации (свойства коллекторов и флюидов, экспериментальные исследования механизма процесса) при проектировании разработки с применением новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Однако нередко проектирование осуществлялось при недостаточном количестве данных о литологическом составе пород и пористости, нефтенасыщенных толщах, неоднородности пластов, трещиноватости коллектора.

Учитывая, что для большинства новых методов пока отсутствует достаточный промысловый опыт их внедрения, принципиальное значение имеют результаты экспериментальных исследований на конкретных пористых средах изучаемых объектов.

При проектировании разработки месторождений важным является этап пробной эксплуатации, особенно для сложнопостроенных залежей



и объектов с малоизученными типами коллекторов и условиями залегания нефти.

Таким образом, наличие представительной исходной информации имеет первостепенное значение на всех этапах разработки месторождения, в условиях применения различных методов и систем разработки.

Характерной особенностью конкретного проектирования на современном этапе является составление проектных документов на базе запасов, утвержденных ГКЗ, с обязательным расчетом варианта разработки, обеспечивающего утвержденную нефтеотдачу. Как показал анализ, в отдельных ранее составленных проектных документах имели место существенные расхождения между проектными и утвержденными коэффициентами нефтеотдачи. Так, значительные расхождения этих величин отмечаются по Варьеганскому, Усть-Балыкскому и Правдинскому месторождениям Западной Сибири и вызваны тем, что нефтеотдача была утверждена без достаточного геолого-технологического и технико-экономического обоснования.

По Варьеганскому месторождению при утверждении запасов не были учтены подгазовые и водонефтяные зоны, занимающие соответственно до 30 и 72% площади залежей.

По Усть-Балыкскому месторождению по результатам длительной разработки пластов общим фильтром, выявившим значительную их неоднородность и неравномерную выработку, а также изменившим подсчетные параметры, достижение ранее утвержденных коэффициентов нефтеотдачи в условиях совместной эксплуатации стало технологически неразрешимой задачей. Позднее ряд объектов был разукрупнен и приняты самостоятельные сетки скважин по отдельным пластам.

По результатам длительной разработки Правдинского месторождения также изменились подсчетные параметры и были уточнены коэффициенты нефтеотдачи по продуктивным объектам, которые оказались меньше утвержденных ГКЗ.

Одной из важных характеристик эффективности разработки месторождений является динамика технологических показателей. По большинству месторождений, разрабатываемых с применением методов заводнения, расчет основных технологических показателей осуществляется с учетом стадийности разработки пластов.

Анализ динамики проектных технологических показателей по месторождениям Западной Сибири показал, что характеристика их в целом соответствует общепризнанной\*. История эксплуатации каждого объекта также подразделяется на четыре стадии.

За I стадию, характеризующуюся ростом добычи нефти при сравнительно небольшой обводненности (13% в конце стадии), по объектам отбирается 20% извлекаемых запасов нефти.

II стадия, соответствующая периоду стабильной добычи нефти, характеризуется ростом обводненности от 13 до 38% и продолжительностью стабильной добычи около 4 лет. Средний темп отбора жидкости составляет 6%. К концу стадии отбирается около 45% извлекаемых запасов. По данным М. М. Ивановой, для залежей с маловязкими нефтями отбор нефти к концу II стадии должен составлять 50—60% извлекаемых запасов.

Для III стадии характерна значительная обводненность (38—78%). Средний темп отбора жидкости изменяется от 9,0 до 11,4%, что полностью согласуется с принятой характеристикой стадии. Продолжительность III! стадии колеблется в пределах 6—11 лет по данным М. М. Ивановой — 5—7 лет).

За основной период разработки (I, II и III стадии) общий отбор нефти составляет около 90% извлекаемых запасов.

Отмеченные отклонения могут быть обусловлены как влиянием гео-

\* М. М. Иванова. Динамика добычи нефти из залежей, — М.: Недра, 1976.—

логических особенностей месторождений данного региона, так и несовершенством расчетных методик проектирования.

Одним из основных принципов при составлении проектных документов принят принцип комплексности проектирования разработки всех выявленных на месторождении залежей нефти и газа. В целях эффективной реализации этого принципа при проектировании необходимо усилить роль качественного информационного обеспечения на всех этапах разработки месторождения.

Таким образом, исходя из вышеизложенного, можно сделать следующие выводы.

1. Ввод в действие Регламентов на проектирование сыграл важную роль в вопросе унификации структуры и содержания проектных документов, способствовал усилению научной обоснованности основных технологических решений. Наряду с этим практика проектирования выявила необходимость дальнейшего совершенствования структуры и содержания Регламентов.

2. Анализ и обобщение проектных материалов по месторождениям, характеризующимся многообразием геологических условий и изменением в широком диапазоне параметров продуктивных пластов и нефти, показали, что утвержденные системы разработки в целом соответствуют их геолого-физическим характеристикам и обеспечивают по большинству объектов достижение проектных уровней добычи нефти. Динамика основных технологических показателей (отбор нефти, жидкости, обводненность) соответствует истории разработки залежей с маловязкими нефтями.

3. С целью дальнейшего повышения уровня конкретного проектирования необходимо:

- обеспечить в процессе разработки месторождений получение необходимого минимума исходной геологопромысловой информации;

- при проектировании разработки сложнопостроенных залежей и объектов с малоизученными типами коллекторов и условиями залегания нефти предусматривать этап опытно-промышленной разработки с выделением в пределах месторождения опытных участков;

- усилить уровень технолого-экономического обоснования выбора наиболее эффективных систем разработки для месторождений с различными геолого-физическими условиями;

- развивать принцип комплексности проектирования разработки с учетом всех выявленных на месторождении продуктивных объектов.

#### 1.4. Проектирование и разработка залежей нефти в малопродуктивных коллекторах

Ввод в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и повышение эффективности разработки уже разрабатываемых объектов в значительной степени сдерживается отсутствием апробированных методов воздействия, нерешенностью вопросов выбора оптимальной плотности сетки скважин, давлений нагнетания, способов эксплуатации и вскрытия пластов при бурении скважин.

На ряде месторождений в свое время малопродуктивные пласты были объединены в единые эксплуатационные объекты с высокопродуктивными пластами. В настоящее время необходимость выделения этих пластов при достаточной их толщине в самостоятельные объекты не вызывает особых сомнений. Вместе с тем выбор оптимальных систем их разработки все еще вызывает трудности в связи с разным отношением специалистов к этому вопросу.

Первоначально для пластов рассматриваемого типа предусматривались практически те же системы разработки, что и для высокопродуктивных объектов (Арланское месторождение, Узень и др.). Позже пришли к необходимости применения более активных разновидностей заводнения. В настоящее время по ряду объектов применены системы,

сочетающие активные виды воздействия с уплотненными сетками скважин (16—19 га/скв).

Тенденция к уплотнению сеток скважин на малопродуктивных пластах не всеми воспринимается положительно. В связи с этим возникла необходимость оценить некоторые результаты разработки малопродуктивных объектов в условиях различных систем разработки.

Эти исследования выполнены И. П. Васильевым, М. М. Ивановой, А. Г. Пантелеевой [5].

Ниже рассмотрено несколько объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти, имеющих достаточно продолжительную историю разработки.

*Осинское месторождение.* Основным объектом разработки является пласт Бш<sub>1-2</sub> башкирского яруса, представленный карбонатными породами. Нефтенасыщенная толщина—10,9 м, расчлененность около 17—18, проницаемость 117-10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, вязкость пластовой нефти 12 мПа·с, коэффициент продуктивности около 10—15 т/(сут·МПа).

Башкиро-наюрско-серпуховская залежь введена в разработку в 1964 г. как единый эксплуатационный объект. В соответствии с технологической схемой предусматривалось трехрядное размещение добывающих скважин по сетке 600Х600 м при ширине блоков 2,4 км, освоение под закачку воды наряду со скважинами разрезающих рядов скважин центральных добывающих рядов через одну. Проектный уровень добычи нефти — 3,58 млн т/год, в том числе по пласту Еііі<sub>2</sub>—2,4 млн т/год.

Практически вся залежь пласта Вш<sub>1-2</sub>, за исключением периферийных участков, была разбурена по проектной сетке и, кроме того, пробурены резервные скважины в центральной части, за счет чего здесь сетка была уплотнена до 15 га/скв, в то время как на остальной части площади (почти 60%) реализована проектная сетка.

Фактический уровень добычи нефти не достиг проектного вследствие уменьшения запасов нефти и более сложного строения карбонатного пласта, чем представлялось ранее, в результате чего половина запасов на периферийной части площади оказалась недостаточно вовлеченной в разработку. В последующие годы добыча нефти снижалась.

Сравнение основных показателей разработки центральной и периферийной частей залежи пласта Бш<sub>1-2</sub> показало, что центральная, часть залежи в условиях уплотненной сетки разрабатывается вполне удовлетворительно и, судя по текущим показателям, конечная нефтеотдача может быть несколько выше утвержденной. В то же время периферийная часть вырабатывается крайне низкими темпами. На дату анализа из этой части пласта отобрано всего 1,1% начальных извлекаемых запасов. Учитывая, что вследствие роста обводненности темп добычи и в дальнейшем будет снижаться, можно считать, что в оставшийся срок разработки он в среднем составит 0,6—0,7% в год. При таком темпе выработка остаточных извлекаемых запасов потребует более 120 лет, т. е. впоследствии (учитывая физическую жизнь скважин) периферийную часть придется еще дважды разбуривать новыми скважинами. Учитывая опыт разработки и центральной части пласта ПермНИПИнефть в проекте разработки Осинского месторождения предложил довести плотность сетки в зоне разбуривания до 10—12 га/скв. Опыт разработки пласта Бш<sub>1-2</sub> Осинского месторождения достаточно убедительно говорит о необходимости разбуривания подобных объектов по уплотненной сетке в сочетании с активными системами заводнения.

*Чутырско-Киенгопское месторождение.* Основная залежь нефти массивно-пластового типа приурочена к трещино-поровым карбонатным коллекторам башкирского яруса (пласт А<sub>1</sub>). В разрезе выделяется 6 проницаемых-коллекторов, средняя нефтенасыщенная толщина которых достигает 12 м, коэффициент расчлененности 9, проницаемость — 200-10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, вязкость пластовой нефти повышенная — 8—12 мПа·с. Залежь введена в разработку в 1970 г. (Киенгопская площадь) и в 1973 г. (Чутырская

площадь). Проектными документами было предусмотрено применение площадной семиточечной системы с размещением скважин по равномерной треугольной сетке 600X600 м (Киенгопская площадь) и блоковой трехрядной системы с разрезанием залежи на полосы шириной 2,6 км при сетке скважин 700X600X600 м (Чутырская площадь). Проектный уровень добычи нефти составляет соответственно 2,0 и 3,6 млн т/год. Проектные решения по Киенгопской площади были полностью выполнены к 1975 г., однако уровень добычи нефти был достигнут всего 1,2 млн т в 1976 г. По Чутырской площади проектные решения выполнены в 1976 г., однако уровень добычи достиг 2,2 млн т.

Объемы закачки на Киенгопской площади в два раза превысили отбор жидкости, однако вследствие низкой продуктивности добывающих скважин возможности заводнения использовались лишь частично и уровень добычи нефти оставался низким. На Чутырской площади на внутренне ряды добывающих скважин (т. е. 1/3 всего фонда) закачка влияния не оказывала, несмотря на ее избыточный объем.

В связи с этим по предложению объединения «Удмуртнефть» на Киенгопской площади количество добывающих скважин за счет трансформации обращенной семиточечной системы на участках с нефтенасыщенной толщиной более 10 м в площадную тринадцатиточечную систему было увеличено в 1,6 раза при неизменном количестве нагнетательных. В целом сетка скважин уплотнена до 18 га/скв, соотношение добывающих и нагнетательных скважин равно 4:1. Все это позволило увеличить добычу нефти до 2,3 млн т/год. По Чутырской площади на участках с нефтенасыщенными толщинами более 10 м уплотнена сетка скважин в добывающих рядах и разрезание дополнено очаговым (площадным) заводнением. Количество добывающих и нагнетательных скважин увеличено в 1,6 раза, их соотношение равно 2:1. Закачка воды в разрезающие ряды ограничена. Эти мероприятия позволили увеличить добычу нефти по площади к 1982 г. до 3,0 млн т.

Опыт разработки пласта  $A_4$  Чутырско-Киенгопского месторождения говорит о целесообразности применения в рассматриваемых геолого-физических условиях уплотненной сетки добывающих скважин при повышенном соотношении добывающих и нагнетательных скважин.

*Я пушкинское месторождение.* Основными объектами разработки являются пласты  $A_3$  верейского горизонта и  $A_4$  башкирского яруса. Коллектор пласта  $A_3$  — трещиноватые известняки со средней нефтенасыщенной толщиной 11,4 м, проницаемостью 0,1 мкм<sup>2</sup>, вязкостью пластовой нефти 2,7 мПа·с. Нефтенасыщенная толщина терригенного пласта  $A_4$  составляет 5,9 м, проницаемость (118—444)·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях 22,8—62,7 мПа·с.

В разработку первоначально введена залежь пласта  $A_4$ . Проектным документом 1963 г. было принято решение объединить два пласта  $A_3$  и  $A_4$  в единый объект разработки. В соответствии с расчетами проектного уровня, добыча должна достигнуть в 1965 г. 1,7 млн т. Фактически максимальная добыча нефти составила 0,823 млн т в 1966 г. Невыполнение проектных показателей связано с тем, что пласт  $A_3$ , входящий в единый объект, практически не участвует в разработке. Проектным документом 1969 г. была разделена закачка воды в пласты  $A_3$  и  $A_4$ , уточненным проектом разработки 1978 г. принято решение о разукрупнении объекта.

Анализ разработки пластов  $A_3$  и  $A_4$ , входящих в единый объект, показал неприемлемость их совместной разработки.

*Усть-Балыкское месторождение* (горизонт Ею). В разрезе горизонта выделяется четыре неповсеместно залегающих пласта  $Bш^1$ ,  $Bю^2$ ,  $Bш^3$ ,  $Bю^4$ , (сверху вниз). Средняя нефтенасыщенная толщина пласта  $Bю^2$  содержащего 75% всех запасов, равна 7,2 м, коэффициент расчлененности 5,8, проницаемость 0,075 мкм<sup>2</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях 2,07 мПа·с, средний коэффициент продуктивности скважин 10,5 т/(сут·МПа).

Первой технологической схемой предусматривалось применение площадной семиточечной системы с расстоянием между скважинами 750 м. Проектный уровень добычи планировался в объеме 2,75 млн т в 1979 г. Фактически в 1982 г. при завершении бурения основного фонда скважин и компенсации накопленного отбора закачкой на 140% он составил 1,6 млн т. В 1982 г. утвержден вариант, предусматривающий реализацию семиточечной системы с уплотнением сетки скважин до 12 га/скв (375X375 м). Проектная годовая добыча — 2,8 млн т.

Целесообразность применения активных систем заводнения и оптимальных сеток скважин все в большей степени учитывается при проектировании ввода в разработку новых объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Так, по ряду объектов Западной Сибири (месторождения Урьевское, Поточное, Нижневартовское) на пласты  $A_1$ – $A_3$ ,  $A_4$  и др. предусмотрены сетки скважин 425X425 м и 450X450 м с применением избирательных систем заводнения.

Следует отметить, что дальнейшие перспективы развития нефтедобычи связаны с вводом в разработку еще более сложных по геологическому строению объектов, имеющих чрезвычайно низкие значения, проницаемости, малые нефтенасыщенные толщины и залегающих на значительных глубинах. Значительные объемы трудноизвлекаемых запасов нефти сосредоточены на разрабатываемых и вновь вводимых в разработку объектах Западной Сибири. К ним относятся юрские отложения Урьевского, Северо-Варьганского, Быстринского и других месторождений.

Одной из серьезных проблем конкретного проектирования является разработка методов воздействия и выработки запасов нефти из песчано-глинистых коллекторов сложнопостроенных залежей, характеризующихся низкой нефтенасыщенностью и низкой продуктивностью. Значительные запасы нефти в подобного типа объектах содержатся в низкопроницаемой глинистой части пласта  $A_1$ – $A_2$  Самотлорского месторождения.

В качестве обобщения можно сделать следующие выводы.

1. Ввиду слабой изученности и переоценки возможностей гидродинамических методов воздействия при проектировании не всегда в полной мере учитываются геолого-физические параметры малопродуктивных пластов и флюидов, что приводит в дальнейшем к существенной корректировке систем разработки.

2. По ряду месторождений с трудноизвлекаемыми запасами не достигнуты проектные показатели ввиду недостаточной эффективности систем разработки, запроектированных по аналогии с объектами, имеющими высокие коллекторские свойства.

3. Анализ геолого-промысловых материалов по объектам с продолжительной историей разработки показывает, что коренное улучшение состояния разработки может быть достигнуто за счет применения более активных систем воздействия, оптимизации сеток скважин и разукрупнения объектов разработки.

#### 1.5. Пути повышения качества проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири

В практике проектирования и разработки месторождений Западной Сибири накоплен опыт, позволяющий объективно оценить эффективность реализованных проектных систем разработки, выявить просчеты и определить пути совершенствования технологического проектирования. Этот анализ проведен И. П. Васильевым, А. Т. Пантелеевой и др. [2, 6].

В прое...  
вакан...  
особенностей геологического строения сибирских месторождений...  
проектирования и анализа...  
и пятирядные очагово-избирательные

тельные и площадные системы воздействия, хорошо зарекомендовавшие себя на объектах Татарстана, Самарской и Пермской областей.

Предложены новые технологические решения разработки газонефтяных залежей, в частности внедрена эффективная система двустороннего барьерного заводнения на объекте  $A_{2-3}$  Самотлорского месторождения. В рамках промышленного эксперимента впервые испытываются блочно-квадратные системы разработки.

В последние годы приняты меры по улучшению организации и совершенствованию проектных работ, повысившие качество технологических документов по Западной Сибири, что позволило положить их в основу расчетов технологических показателей. В частности, признано целесообразным в проектах разработки выделять категорию резервных скважин (10% основного фонда) и скважин-дублеров.

В технологическом проектировании имеется ряд недостатков и нерешенных вопросов, которые затрудняют реализацию проектных систем разработки и выполнение основных технологических показателей. Общий недостаток проектных документов по месторождениям Западной Сибири — отсутствие достаточной исходной геолого-промышленной информации, особенно по вновь вводимым в разработку объектам.

Главная причина низкого уровня информационной базы при проектировании в том, что при резком ухудшении структуры запасов, вызванном ростом удельного веса трудноизвлекаемых запасов месторождений со сложным геологическим строением, требования к качеству разведочных работ остались прежними, как для объектов с благоприятными геолого-физическими характеристиками.

Например, проектирование по месторождениям, вводимым в промышленную разработку, в последние годы, несмотря на то, что большая часть их запасов сосредоточена в низкопроницаемых коллекторах, опыт разработки которых практически отсутствует, осуществлялось на базе крайне недостаточной информации. Залежи, в пределах которых пробурены единичные разведочные скважины, как правило, не оконтурены, не определены границы газовых, нефтяных, газонефтяных и водо-нефтяных зон. Из-за отсутствия достаточных лабораторных исследований параметры продуктивных пластов и насыщающих их флюидов нередко принимались по аналогии с соседними месторождениями.

Практика показала, что отсутствие надежной исходной информации часто приводит к упрощенным представлениям о геологическом строении сложнопостроенных залежей, которые претерпевают серьезные изменения уже в начальной стадии эксплуатационного разбухания. Приходится неоднократно пересматривать ранее утвержденные системы разработки (системы воздействия, плотность сеток, схемы размещения скважин) и основные технологические показатели.

Так, на Яунлорском месторождении, где данные разведочных работ о геологическом строении и продуктивности скважин не подтвердились, фактическая добыча нефти оказалась в несколько раз меньше проектного уровня: на Южно-Яунлорском — по этой же причине отменено бурение многих проектных скважин; на Ем-Еговском — эксплуатационное бурение практически прекращено из-за низкой продуктивности скважин и отсутствия коллекторов на значительной площади. Изменение представлений о характере нефтегазонасыщенности (пласт  $B_0$ ) и степени неоднородности продуктивных пластов на Суторминском месторождении значительно ограничило его добывные возможности.

Так как в последующие годы определяющим будет ввод в разработку малоэффективных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, запроецировано проведение опытно-промышленных работ по испытанию новых технологий, определению оптимальных давлений нагнетания, плотностей сеток скважин в коллекторах типа «рябчик», группы А, юры и ачимовской пачки. Однако эти работы проводятся со значительным отставанием, в результате чего запаздывает необходимая

для проектирования информация. Так, по газонефтяным залежам пластов А\*8 Федоровского месторождения, где опытные работы осуществляются с 1976 г., проведено недостаточное количество замеров газовых факторов, пластовых я забойных давлений, гидродинамических исследований скважин, что затрудняет оценку эффективности работ.

В условиях разработки многопластовых месторождений Западно-Сибирского региона, характеризующихся сложным характером нефтегазонасыщения и резкой изменчивостью фильтрационных параметров по разрезу и площади пластов принципиальное значение имеет выбор эксплуатационных объектов.

На Всесоюзном совещании «Развитие методов проектирования, анализа и контроля за разработкой нефтяных месторождений» (Бугульма, 1982 г.) была подвергнута критике практика объединения в один эксплуатационный объект большого числа неоднородных продуктивных пластов, что обуславливало низкий охват пластов воздействием по разрезу (месторождение Узень). В последние годы проделана значительная работа по обоснованию критериев выделения объектов разработки.

Анализ фактических геологопромысловых данных по выработке пластов показал правильность выделения в самостоятельные эксплуатационные объекты пластов с различными геолого-физическими параметрами и целесообразность разбуривания их разными сетками, скважин.

Вместе с тем в качестве самостоятельных объектов разработки выделяются еще продуктивные пласты с одинаковыми или близкими геолого-физическими характеристиками. При этом не в полной мере учитывается наличие гидродинамической связи между разобщаемыми пластами и возможность объединения в один объект в добывающих скважинах пластов с идентичными параметрами, с применением в случае необходимости раздельной закачки воды (месторождения Вать-Еганское — пласты А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub>, Ван-Еганское—юра, Варьеганское и др.). В отдельных проектных документах под предлогом безусловного достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения не всегда принимаются во внимание технологические и экономические факторы.

Серьезного внимания заслуживает вопрос совершенствования методологии проектирования вновь вводимых в разработку месторождений. Нельзя признать обоснованным выбор в качестве приоритетных только площадных систем без полного анализа возможностей применения, других модификаций систем воздействия на объектах, нередко существенно различающихся фильтрационными характеристиками (Приразломное, Нивагальское, Мало-Черногорское, Западно-Варьеганское и др.). Нередко в проектных документах площадная система является единственной рассмотренной системой воздействия (Ершовое, Курраганское, Харампурское, Кетовское и др.). При этом не всегда принимается во внимание доказанная на практике целесообразность применения на первых этапах разработки месторождения менее жестких систем (блоковых рядных) с последующим переходом на более интенсивные системы.

Приведенные примеры не исключают возможность эффективного применения площадных систем для условий резко неоднородных и прерывистых пластов, по которым не удастся формирование линейных систем. Заслуживает внимания положительный опыт применения площадной системы на Лянторском месторождении, где она проходит промышленное испытание в условиях разработки обширных подгазовых зон.

Нередко для пластов с различными фильтрационными параметрами принимается одна плотность сетки скважин. По Суторминскому месторождению для продуктивных пластов различной проницаемости запроектирована одна сетка скважин. Слабо учитывается влияние плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу в условиях неоднородных пластов (Лас-Еганское месторождение).

Недостаточно обобщающих работ по критическому и объективно-

му исследованию эффективности применяемых систем разработки месторождений Западной Сибири. Не проведен обобщающий анализ эффективности реализации блочно-квадратных систем разработки (Карамовское, Южно-Сургутское, Мамонтовское, Федоровское и другие месторождения). Это затрудняет выбор наиболее эффективных систем разработки для вновь вводимых в промышленную разработку месторождений Западной Сибири.

В технологических схемах, составленных для некоторых месторождений (Южно-Ягунское, Заландно-Варьеганское, Куррагзское, Нижне-Сортымское, Выинтойское, Северо-Поточное, Игольско-Таловое и другие), были занижены объемы добычи жидкости, закачки воды, водонефтяной фактор, что могло серьезно осложнить обустройство объектов и выполнение проектных показателей по добыче нефти.

Слабо прорабатываются в проектных документах вопросы водоподготовки для системы ППД, качественного вскрытия пластов при бурении, охраны недр и окружающей среды. Серьезного внимания заслуживает вопрос надежности расчетных экономических показателей. Не всегда представляются обоснованные нормативы затрат.

В целях усиления роли проектных документов в развитии нефтегазодобывающего комплекса Западной Сибири необходимо:

значительное улучшение информативной базы для проектирования в результате повышения качества геологоразведочных работ, а для малоизученных объектов со сложным геологическим строением — этапа пробной эксплуатации;

обеспечение проведения по разрабатываемым месторождениям комплекса геологопромысловых исследований по уточнению основных геолого-физических параметров и изучению выработки продуктивных пластов, широкого проведения детальной сейсморазведки;

совершенствование методологии выбора эксплуатационных объектов и систем разработки для вновь вводимых в промышленную разработку месторождений;

ускорение темпов опытно-промышленных работ для ввода в промышленную разработку объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти;

активизация и расширение работ по анализу и обобщению опыта разработки месторождений Западной Сибири;

усиление контроля за реализацией технологических схем и проектов разработки месторождений.

#### 1.6. Сравнение применяемых методик проектирования на примере расчета технологических показателей разработки гипотетической залежи

Обоснованность и эффективность проектных решений по системам разработки нефтяных и газонефтяных месторождений в значительной мере определяется научным уровнем применяемых методов расчета технологических показателей.

В отрасли при конкретном проектировании применяются различные по своему научному уровню приближенные методики.

Институтами ВНИИ, Гипровостокнефть, СибНИИНП, ТатНИПИ-нефть, БашПИНИнсфть и УкргипроНИИнсфть проведены сравнения применяемых при проектировании методов расчета технологических показателей разработки на гипотетическом месторождении до конца разработки по заданным геолого-физическим характеристикам и фактическим промысловым данным истории его разработки за 11 лет.

Прогнозирование технологических показателей после одиннадцатилетней истории разработки (вариант 1) было основано на следующем.



1. По представленной истории разработки за 11 лет (отборам нефти, воды, нагнетанию воды) и заданным забойным давлениям в добывающих скважинах провести расчет технологических показателей до конца разработки. При отсутствии данных по забойным давлениям в каких-либо скважинах на последующие годы в них принимать давления, равные полученным при последних замерах.

2. Скважины отключать при 98%-ой обводненности их продукции. Концом разработки считать время отключения последней добывающей скважины.

3. Закачку на прогноз задавать по годам постоянной и равной закачке на 14-ый год разработки.

4. Коэффициент вытеснения принять равным 0,8.

5. Бурение дополнительных скважин не предусматривать.

Вычисленные расчеты технологических показателей разработки гипотетической залежи были осуществлены во ВНИИ в целях их изучения и сопоставления по представленным методикам. Анализ результатов расчетов, выполненный Б. Т. Баишевым, Р. М. Кацом, В. Д. Булавиным и Г. Ю. Шовкринским [7], показал, что некоторые институты при выполнении указанной работы по своему усмотрению изменили некоторые исходные данные, что затруднило сопоставление результатов.

Поэтому было разработано новое задание на расчет дополнительного варианта (вариант 2) разработки гипотетической залежи.

Новое задание отличается от прежнего следующим:

на прогнозируемый период дебиты жидкости по скважинам принять постоянными и равными заданным на конец 11-го года разработки, нагнетание воды сохранить постоянным и равным объему, полученному на конец 11-го года разработки;

бурение дополнительных скважин, а также проведение различных методов регулирования на прогнозируемый период не предусматривать; расчет проводить на начальные балансовые запасы нефти.

Основным продуктивным горизонтом является терригенный пласт, переслаивающийся глинами и алевролитами, имеющими подчиненное значение. Глубины залегания колеблются от 1918 до 2200 м, среднее значение—1989 м. В продуктивном горизонте выделяются два пласта—А и Б, имеющие единую гидродинамическую систему и разрабатываемые единым фильтром. Водонефтяной контакт установлен по 8 скважинам и колеблется от  $-1949$  до  $-1951,1$  м, средняя отметка  $-1950$  м. Залезь пластовая, сводовая, размеры 3,7x2,6 км. Пласт А, залегающий выше, отделен от пласта Б прослоем непроницаемых пород. Пласт Б более продуктивен, имеет эффективную толщину 13—14 м, пласт А — 0-5 м.

Данные о проницаемости, пористости и нефтенасыщенности имеются только по пласту Б, в основном по результатам анализа керн. В табл. 14 приведена характеристика основных параметров.

Таблица 14

Параметры	Число		Интервал $a, \%$		Среднее значение	Коэффициент вариации
	по керну	ТМ =	от	ТМ		
Проницаемость, мдм <sup>2</sup> по керну	25	121	0,052	4,690	0,852	0,31
по гидродинамическим исследованиям	9	0		2,700	1,560	0,45
Пористость, % (по керну)	25	174	8,1	30,3	21	—
Нефтеспасительность, % (по керну)	24	31	83,5	95,0	91,0	—

Ниже представлены исходные геолого-физические параметры рассматриваемых пластов гипотетической залежи:

Размеры залежи, км:	
длина	3,7
ширина	2,0
Площадь нефтеносности, га:	
всего	771
в том числе во внутреннем контуре	310
Средняя толщина, м:	
эффективная	36,3
нефтенасыщенная	34,3
Средняя глубина, м	1989
ср. д. в. ка. сыщенность:	
нефтью	0,91
связанной водой	0,09
Пористость	0,20
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> :	
по керну	0,153
по гидродинамическим исследованиям	1,560
Деление, МПа:	
начальное <b>пластовое</b>	22,6
насыщения	10,76
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	70,2
Объемный коэффициент нефти	1,185
Вязкость, мПа·с:	
нефти	1,53
воды	10,2
Плотность (в стандартных условиях), кг/м <sup>3</sup> :	
нефти	880,0
воды	1180,0

**Вариант 1.** Расчеты проводились по перечисленным выше методикам, исключая методику СибНИИНП-2. Как уже отмечалось выше, не все исходные данные, оказались идентичными. Некоторые исходные данные институты принимали по собственному усмотрению. Так, например, в расчетах по-разному задавались дебиты жидкости во времени. На прогнозный период отключение скважин проводилось при разной обводненности. Кроме того, были приняты различные геолого-физические параметры. Так, одни институты приняли среднюю проницаемость по керну (0,7—0,8 мкм<sup>2</sup>), другие—по данным гидродинамических исследований (1,2—1,4 мкм<sup>2</sup>).

Наряду с этим имело место изменение исходных данных в результате изучения геологического строения пласта и воспроизведения истории его разработки. БашНИПИ провел пересчет балансовых запасов и принял значение, превышающее заданное примерно на 2,5 млн т. Многочисленные прогоны 11-летней истории разработки на двумерных моделях ВНИИ и УкргипроНИИнефти показали, что при заданных запасах невозможно воспроизвести динамику добычи нефти и жидкости. Поэтому УкргипроНИИнефть также увеличил балансовые запасы. В расчетах ВНИИ были приняты заданные запасы, но при этом не удалось точно воспроизвести историю разработки в части динамики добычи нефти и жидкости. Все это необходимо иметь в виду при сопоставлении результатов расчетов.

Перейдем к сравнению результатов расчетов. На рис. 1.6. приведена динамика годовой добычи нефти. Отметим хорошее совпадение кривых, полученных Гипровостокнефтью и ТатНИПИНсфтью, с фактической кривой на протяжении всего периода разработки.

Также хорошо совпадает и годовая добыча жидкости (рис. 1.6).

Методика УкргипроНИИнефти воспроизводит годовую добычу нефти и жидкости с заметными отклонениями на всем 11-летнем отрезке времени. В расчетах по обеим методикам ВНИИ не удалось воспроизвести историю с 6-го по 11-ый годы разработки.

Отклонение в накопленной добыче нефти составило 400 тыс. т (ВНИИ-2) и по второй методике около 600 тыс. т {двумерная модель}.

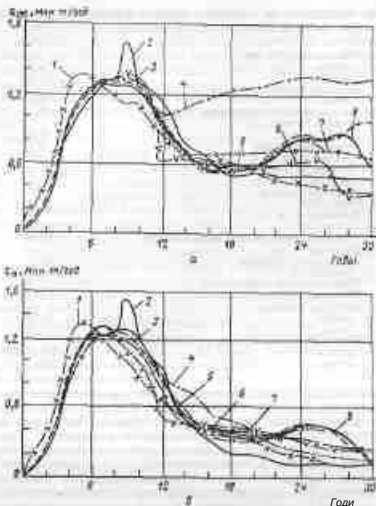


Рис. 1. Динамика добычи жидкостей  $Q_{ж}$  (а), нефти  $Q_{н}$  (б) по стандартной методике (поправка ТУ, рис. 1) и методике (поправка ТУ, рис. 2) для фактической добычи (8) — фактическая; 1 — методика (поправка ТУ, рис. 1); 2 — методика (поправка ТУ, рис. 2); 3 — методика (поправка ТУ, рис. 3); 4 — методика (поправка ТУ, рис. 4); 5 — ТатНИПинепти; 6, 7 — ВНИИ (согласно-г-твенно одно- и двумерная модель); 8 — фактическая

Методика БашНИПинепти хорошо воспроизводит историю разработки, однако необходимо иметь в виду, что балансовые запасы завышены.

В целом прогнозная годовая добыча нефти в расчетах БашНИПинепти, ВНИИ, СибНИИИП, УкрпроНИИнепти вполне сопоставима. То же самое можно сказать и о годовой добыче жидкости, накопленной добыче нефти и жидкости. Добыча жидкости в расчетах БашНИПинепти завышена. Причина заключается в неудобном подборе относительных фазовых проницаемостей.

Вариант 2. Расчеты проводились по всем методикам, исключая методику УкрпроНИИнепти. Кроме того, в СибНИИИП были проведены расчеты по методике (СибНИИИП-2).

Несмотря на то, что институты получили согласованное техническое задание на проведение расчетов, некоторые расхождения в исходных данных имели место. Так, балансовые запасы в обеих методиках СибНИИИП были занижены примерно на 2 млн т. Тем не менее обе методики хорошо воспроизводят динамику добычи нефти за 11 лет, хотя, как уже отмечалось, тщательное двумерное моделирование не позволяет точно воспроизвести историю разработки даже при заданных запасах.

Согласно техническому заданию необходимо было на прогнозируемый период темп нагнетания воды по скважинам сохранить постоянным и равным заданному на конец 11-го года разработки. Из-за ограниченных возможностей методик Гипровостокнефти и СибНИИНП-2 (модели фильтрации несжимаемых жидкостей) это условие в соответствующих расчетах не выдерживается. В расчетах Гипровостокнефти темп нагнетания резко падает, начиная с 17-го года, в расчетах по СибНИИНП-2 объем нагнетания вообще равен нулю.

Несколько иначе обстоит дело с методикой СибНИИНП-1, в которой жидкости также предполагаются несжимаемыми. Здесь не возникает проблемы с нагнетанием, так как добывающие скважины не отключаются до конца разработки.

Годовая динамика добычи нефти и жидкости, которую удалось воспроизвести почти точно по методикам БашНИПИнефти, ВНИИ-2, Гидростокнефти, ТатНИПИнефти, СибНИИНП-1, СибНИИНП-2, представлена на рис. 17. Качество воспроизведения истории разработки по двумерной модели ВНИИ-2 осталось прежним (недобор нефти за 11 лет — 400 тыс. т при накопленной добыче 9,6 млн т).

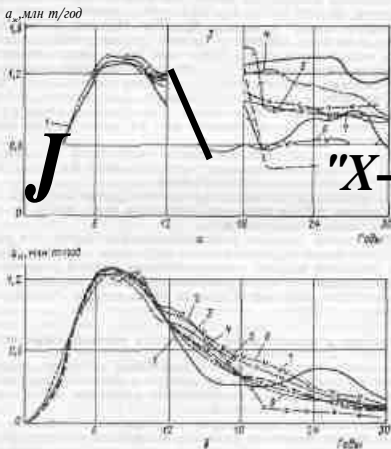


Рис. 17. Динамика добычи жидкости  $q_w$  (а), нефти  $q_o$  (б) по гипотезе СибНИИНП-1; 2 — СибНИИНП-2; 3 — Гипровостокнефти; 4 — БашНИПИнефти; 5 — ТатНИПИнефти; 6, 7 — ВНИИ (согласно одно- и двумерной); 8 — фактическая

В расчетах БашНИПИ в течение первых 11 лет вводится несколько больше добывающих скважин, чем фактически. Возможно, этим и объясняется хорошее воспроизведение динамики годовой добычи нефти и жидкости.

Переходя к анализу прогнозных показателей, отметим, что по динамике годовой добычи нефти все методики, за исключением обеих методик ВНИИ и методики Гипровостокнефти, дают близкие результаты. Кривые ВНИИ идут несколько выше всех остальных. Максимальное расхождение в накопленной добыче на конец разработки достигает 2 млн т (ВНИИ-2) и 1 млн т (двумерная модель ВНИИ), при этом накопленная добыча нефти составляет по остальным методикам примерно 16 млн т.

Намного хуже согласуются между собой прогнозные показатели по годовой добыче жидкости (см. рис. 1.7). В расчетах БашНИПИнефти, Гипровостокнефти, СибНИИНП-1, 2 наблюдается рост годовой добычи жидкости после 11-го года, что противоречит техническому заданию — сохранить дебиты жидкости скважин на уровне 11-го года, при этом новые скважины не вводятся.

Отметим, что дать оценку методики ТатНИПИ по представленным материалам и расчетам оказалось невозможно.

На основании анализа результатов проведенных расчетов сделаны следующие выводы.

1. Наиболее достоверные результаты дали двумерные модели БашНИПИнефти, ВНИИ и УкргипроНИИнефти, имеющие единую гидродинамическую основу (уравнения Маскета—Мереса). Сопоставимость результатов по этим моделям оказалась вполне удовлетворительной. Отметим только некоторое неудобство при использовании модели БашНИПИнефти. Необходимо для установления динамики давления на границе залежи предварительно решать одномерную задачу о притоке упругой жидкости к укрупненной скважине. Для решения этой задачи также требуется схематизация залежи, что в условиях сложного геологического строения (наличия экранов и т. п.) может вызвать дополнительные трудности.

2. Из одномерных методик наиболее совершенной представляется методика ВНИИ-2, позволяющая учесть максимум факторов геолого-физического и технологического характера.

3. С наибольшей достоверностью прогнозируется динамика добычи нефти. Прогноз добычи жидкости, нагнетания воды, динамики состояния фонда скважин менее надежен.

4. Необходимо создание унифицированной методики для всей отрасли. Такая методика, должна иметь модульную структуру. При разработке отдельных модулей — математических моделей различных процессов фильтрации — следует использовать лучшие достижения отраслевых институтов. Все модули должны иметь единую гидродинамическую основу.

## 1.7. Текущее и перспективное определение уровней добычи нефти

Надежность прогноза процесса разработки нефтяных продуктивных пластов зависит от степени изученности и полноты учета характера их геологического строения, особенностей залегания нефти, свойств флюидов и условий их фильтрации.

Используемые при проектировании разработки нефтяных месторождений методы позволяют учитывать следующие факторы: различие подвижностей нефти и воды; влияние начальных водонефтяных зон; слоистую и зональную неоднородность физико-геологических свойств пласта, изменчивость свойств нефти в пределах пласта, порядок разбуривания и ввода месторождения в разработку; выключение скважин при оптимальной обводненности, изменение режима скважин; особенности движения жидкости, обусловленные ее отбором из пласта с помощью системы скважин; влияние прерывистости продуктивных пластов.

Совершенствуются, расчетные методы, с помощью которых должен проводиться учет физико-геологических факторов, определяющих про-

цесс нефтедобычи. Этому способствует широкое применение цифровых и аналоговых вычислительных машин при проектировании разработки нефтяных месторождений.

Методика прогноза технологических показателей разработки нефтяных пластов, истощаемых Гипростокжертью, описана в работах [8, 9, 10].

Нефтяной промышленности в большей степени, чем другим отраслям, присуща следующая особенность. Информация об объекте разработки ограничена, особенно в начальной стадии. Затем в процессе разработки месторождения эта информация резко возрастает. Если при составлении технологических схем возникают трудности определения уровня добычи нефти в основном из-за недостатка сведений о данном месторождении, то при составлении анализа разработки зачастую возникает проблема оптимального учета всех имеющихся данных о нефтяном пласте.

В момент составления технологической схемы разработки, когда информация о геологическом строении продуктивных пластов весьма ограничена, используются более упрощенные математические модели, менее трудоемкие расчетные методы.

При составлении проектов и анализов разработки, когда, как правило, уже существует достаточно обширная информация о пласте, применяются математические модели, позволяющие учитывать большое количество факторов.

По фактической динамике показателей за прошедший период разработки уточняется расчетная модель, т. е. проводится «настройка» модели. Следует отметить, что это наиболее трудоемкая часть работы по прогнозу процесса разработки нефтяных пластов.

Сопоставление расчетной и фактической динамики показателей разработки по большому количеству нефтяных пластов Самарской и Оренбургской областей, находящихся продолжительное время в разработке, а также по целому ряду месторождений других районов (Пермская область, Удмуртия и др.) [11] показало, что разработанные на сегодня аналитические методы могут успешно применяться для долгосрочного прогноза добычи нефти по нефтяным залежам, приуроченным к терригенным и карбонатным коллекторам.

Вместе с тем опыт показывает, что в текущем или оперативном планировании нельзя полностью опираться на уровни добычи нефти и воды, рассчитанные на основе аналитических методов.

Нередко фактические показатели разработки отличаются в ту или другую сторону от расчетных из-за ошибок в оценках запасов нефти, недостаточно полного определения факторов, влияющих на процесс нефтеизвлечения, невыполнения тех или иных запроектированных решений или недостаточного учета фактически осуществленных мероприятий по совершенствованию систем разработки и т. д. Наблюдаются расхождения как по уровням добычи нефти и жидкости, так и по темпам обводнения добываемой продукции.

На рис. 18 в качестве примера приведены зависимости между накопленной добычей нефти и накопленной добычей жидкости (характеристики вытеснения) для пласта Q Мухановского и пласта А\* Кулешовского месторождений по данным расчетов аналитическим методом и фактическим данным.

Как видно из рис. 18, при составлении проекта разработки пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения в 1967 г. прогнозный темп обводнения был завышен, а по пласту А4 Кулешовского месторождения при анализе в 1971 г. — занижен. Существовали также расхождения между расчетными цифрами и фактическим ходом разработки и по уровням добычи жидкости.

По пласту С<sub>1</sub> Мухановского месторождения анализ и уточнение уровня добычи нефти аналитическим методом были проведены в 1973 г., а по пласту А4 Кулешовского месторождения — в 1974 г., т. е. даже по

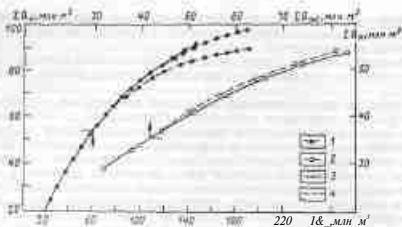


Рис. 1. Характеристики залежей: 1 — пласт С<sub>1</sub> Мухановского; 2 — пласт А<sub>2</sub> Кузнецовского; измеренные, 3, 4 — данные статистических факторных расчетов.

таким крупным объектам, какими являются пласты С<sub>1</sub> и А<sub>2</sub> вышеупомянутых месторождений, представилось возможным провести повторный анализ не ранее чем через четыре—шесть лет.

В случае значительных расхождений между прогнозом и фактическим ходом разработки в интервалах между анализами производительности, занимающиеся определением текущих уровней, встречают серьезные затруднения.

В связи с этим для целей оперативного определения текущих уровней добычи нефти используют различные статистические модели процесса нефтеизвлечения.

Нефтедобывающие объединения, в своей деятельности определяют текущие и перспективные уровни добычи нефти, используя статистическую модель «добыча нефти — время» (методику коэффициентов месячного изменения добычи нефти).

По этой методике объем добычи нефти на планируемый год по переходящему фонду скважин  $Q$  определяется по формуле:

$$Q = \sqrt[3]{304 K_{кр}}, \quad (1.1)$$

где  $d$  — входная суточная добыча нефти, т;  $K_{кр}$  — коэффициент кратности.

Коэффициент кратности на планируемый период должен определяться на основе фактических данных за предыдущий период:

$$K_{кр} = \frac{Q_t}{q \cdot 30A}, \quad (1.2)$$

где  $Q_t$  — годовая добыча нефти из старых скважин в  $t$ -м году, т;  $q$  — входная суточная добыча нефти для  $t$ -го года, т.

По найденным значениям  $K_{кр}$  из заранее составленных таблиц отыскивают соответствующие значения коэффициента изменения месячной добычи нефти.

Расчеты по формулам (1.1) и (1.2) регулярно проводятся по всем разрабатываемым месторождениям. Проведена проверка расчетов по наиболее представительным 24 объектам Самарской области. В группу объектов, выбранных в качестве примера, входят нефтяные залежи, начиная с крупнейших в области залежей Q Мухановского месторождения и кончая небольшими залежами пласта Б<sub>2</sub> на самаролукских месторождениях (Яблоневоый Овраг, Заборовское и др.), находящихся на завершающей стадии разработки.

По двум объектам динамика коэффициентов изменения добычи нефти показана на рис. 1.9.

Из представленных данных следует, что по подавляющему большинству объектов нельзя наметить какие-либо определенные статистические закономерности в динамике коэффициентов изменения месячной добычи, которые можно было бы экстраполировать. Поэтому метод, основанный на использовании коэффициентов изменения добычи, неприемлем для оперативного определения уровней добычи нефти при современных динамичных системах разработки нефтяных месторождений в условиях вытеснения нефти водой, позволяющих поддерживать стабильную добычу нефти по пластам до высокой степени выработки извлекаемых запасов нефти. Стабилизировать и интенсифицировать добычу нефти при современных системах разработки можно лишь посредством усиления системы заводнения за счет организации дополнительных рядов нагнетательных скважин или очагов заводнения, изменения направления фильтрационных потоков, применения более производительного насосного оборудования и т. д.

Так, например, по пласту А\* Кулешовского месторождения в течение девяти лет поддерживалась добыча на уровне 5,6% начальных извлекаемых запасов с применением мер по совершенствованию системы разработки (усиление системы заводнения, применение высокопроизводительных насосов). По пласту С1 Мухановского месторождения в середине третьей стадии разработки удалось стабилизировать добычу нефти, применяя высокопроизводительные насосы. В результате наблюдался даже рост коэффициентов изменения месячной добычи нефти (см. рис. 1.9).

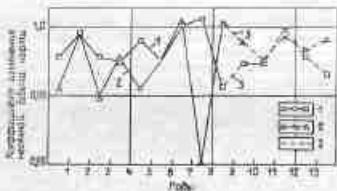


Рис. 1.9. Динамика коэффициента изменения месячной добычи нефти: 1 — по пласту С1 Мухановского месторождения; 2 — по пласту Б? Покровского месторождения; 3 — по пласту А\* Кулешовского месторождения.

Можно сделать вывод, что методика планирования по коэффициентам изменения месячной добычи нефти, созданная в период нерегулируемых систем разработки, себя изжила и для пластов, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, от нее следует отказаться.

В равной степени сказанное относится и к методике определения текущих уровней по процентам падения добычи, ибо в ней так же используется модель «добыча нефти — время» без учета определяющего показателя — добычи жидкости.

С привлечением этой методики А. И. Губанов, В. С. Ковалев, В. И. Кашинин и В. Ф. Сидоров [12] провели обработку коэффициентов падения на фактических данных за последние пять лет разработки 35 объектов, суммарная добыча нефти по которым составляла более 70% общей добычи по Самарской области. Только на восьми объектах,

палидинцилон и примышлени и раајјиооibe от in ди zo лет, отмечена определенная тенденция к снижению добычи и то с большой натяжкой. В остальных 27 случаях такой зависимости не было установлено. На-



оборот, внедрение новых методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи приводило не к снижению уровня отбора нефти из старых скважин, а к его росту. В такие периоды коэффициент изменения добычи был выше единицы.

Как следует из приведенных данных, метод, основанный на использовании коэффициента падения, неприемлем для определения уровня добычи нефти на большинстве месторождений Самарской области и, по-видимому, в других районах страны, где разработка ведется с при-

Опыт показывает, что для месторождений, разрабатываемых в условиях вытеснения нефти водой, методика определения текущих уровней добычи нефти должна опираться в первую очередь на определение уровней добычи жидкости.

Можно наметить основные контуры методики оперативного определения уровней добычи нефти. Она состоит из двух этапов: а) определение отборов жидкости из пласта; б) прогнозирование степени обводненности добываемой из скважин продукции.

Определение уровней добычи жидкости из пласта полностью устанавливается теми организационно-техническими мероприятиями, которые осуществляются нефтедобывающими управлениями в течение рассматриваемого периода.

Для определения отбора жидкости из пласта в планируемом году можно пользоваться следующим уравнением:

$$Q_{\text{м}} = \hat{i} \hat{\wedge} \hat{\wedge} - 365 + Q_{\text{н.с}} + AQ_1 - bAQ_2 + AQ_3 + AQ_4 - AQ_5, \quad (1.3)$$

где  $Q_{\text{м}}$  — отбор жидкости в планируемом году, т;  $K_i$ ,  $K_{i-D}$  — коэффициент эксплуатации соответственно в планируемом и предыдущем годах;  $qi-i$  — суточный отбор жидкости в декабре предыдущего года, т; 365 — число дней работы «старых» скважин в планируемом году (в високосном — 366);  $Q_{\text{н.с}}$  — отбор жидкости в планируемом году по новым скважинам, т;  $AQ_1$  — прирост добычи жидкости за счет установления оптимальных режимов работы скважин (увеличение производительности, перевод на механизированную добычу);  $AQ_2$  — прирост добычи жидкости за счет возвратов скважин на другие горизонты и дострелов пластов и пропластков;  $AQ_3$  — прирост добычи жидкости за счет воздействия на призабойную зону скважин (кислотные обработки, применение ПАВ и т. д.);  $D < 3\text{э}$  и  $D < 3\text{з}$  определяют по конкретным скважинам на планируемый период;  $AQ_4$  — прогнозный расчет по увеличению добычи жидкости в результате увеличения  $P_{\text{н}}$ ;  $AQ_5$  — уменьшение добычи жидкости за счет отключения скважин.

Первый член уравнения особых пояснений не требует, это добыча жидкости за предыдущий год, скорректированная на изменение коэффициента эксплуатации в планируемом году.

Второй член уравнения — добыча жидкости из новых скважин

$$Q_{\text{н.с}} = n \cdot q_{\text{н.с}} \cdot T_1 \quad (1.4)$$

где  $q_{\text{н.с}}$  — средний дебит одной новой скважины, т;  $d$  — число новых скважин, намеченных к вводу в эксплуатацию в планируемом периоде;  $T_1$  — среднее число дней работы одной новой скважины.

Значения  $n$  и  $T_1$  определяются из намеченных объемов бурения новых скважин, значение  $q_{\text{н.с}}$  — на основании анализа геолого-физических параметров, района, в котором будут пробурены новые скважины, и дебитов соседних скважин.

Третий, четвертый, пятый, шестой члены уравнения показывают увеличение добычи жидкости по старому фонду скважин в планируемом году по сравнению с предыдущим.

Число факторов, которые вызывают изменение отборов жидкости из скважин старого фонда, очень велико. Для расчета плана добычи

\*жидкости используется только ряд мероприятий, дающих основной прирост.

Шестой член уравнения подсчитывается по формуле:

$$AQ^{Ku} \cdot \Delta P - T, \quad (1.5)$$

где  $K_{прод}$  — коэффициент продуктивности пласта,  $t$ /(сут·МПа);  $\Delta P$  — ожидаемый рост пластового давления за планируемый период, МПа;  $T$  — ориентировочное время разработки пласта при увеличенном  $P_{пл}$ .

Хотя в нефтегазодобывающих управлениях при составлении оргтехмероприятий и подсчитывается ожидаемый прирост добычи нефти за счет каждого из них, применяемые методы подсчета нуждаются в совершенствовании. Но главное заключается в другом: метод прямого счета себя оправдывает при определении уровня добычи нефти, в крайнем случае, на год. При более длительном расчетном периоде он непригоден, здесь должны применяться статистические методы.

Седьмой член уравнения показывает уменьшение отбора жидкости из пласта за счет отключения скважин:

$$\Delta Q_s = n \cdot q_s \cdot T_s, \quad (1.6)$$

где  $\bar{C}_b$  — средний дебит жидкости остановленных скважин;  $n$  — число остановленных скважин;  $T_s$  — среднее число дней простоев скважин, отключенных из эксплуатации, в расчетном году.

Надо отметить, что надежных методов прогноза числа отключенных скважин и момента их отключения нет. Следует провести исследования в этом направлении.

Существующие методы прогноза добычи жидкости из пласта также нуждаются в совершенствовании.

### 1.7.1. Прогнозирование обводненности добываемой продукции

Основой прогнозирования обводненности добываемой жидкости должны быть характеристики вытеснения, позволяющие увязать уровни отбора жидкости с темпом обводнения добываемой нефти. При этом необходимо, по всей видимости, выделять две стадии в разработке продуктивных пластов: первая стадия, когда средняя обводненность добываемой нефти составляет менее 40—60% и вторая стадия — с обводненностью более 40—60%.

Опыт показывает, что на первой стадии самостоятельная экстраполяция характеристик вытеснения затруднительна. Поэтому для пластов с обводненностью менее 40—60% при определении текущих уровней целесообразно использовать расчетную характеристику вытеснения, полученную по данным технологической схемы, проекта или анализа разработки нефтяного месторождения. Расчетная характеристика строится в координатах «накопленная жидкость — накопленная добытая нефть» (или в координатах «безразмерное количество отобранной жидкости в объемах порового пространства, первоначально занятого нефтью, — текущая нефтеотдача»). Затем наносятся фактические данные за прошедший период разработки. В том случае, когда расчетные и фактические данные отличаются (см. рис. 1.8), необходимо корректировать расчетное положение характеристики вытеснения.

По скорректированной характеристике вытеснения, зная уровни добычи жидкости, легко определить уровни добычи нефти и обводненность на расчетный год.

При средней обводненности более 40—60% можно проводить самостоятельную экстраполяцию характеристик вытеснения на основе статистической обработки накопленных фактических данных.

Характеристики вытеснения за безводный период представляют собой прямую линию, а с появлением в добываемой нефти воды начинают искривляться и на конечной стадии разработки асимптотически

приближаются к линии, соответствующей предельно возможному значению коэффициента нефтеотдачи пласта (извлекаемым запасам нефти). Криволинейные участки характеристик вытеснения неудобны для экстраполяции. Для «выравнивания» их предложено использовать ряд эмпирических формул, в основном двух видов.

Первый вид — формулы из класса функций, не имеющих конечно-го предела, второй вид — формулы из класса функций, имеющих конечный предел.

Примером первого вида эмпирических формул является формула зависимости между накопленной добычей нефти  $X$  и накопленной добычей жидкости  $Z$ , предложенная Б. Ф. Сазоновым [13],

$$Z^{\alpha} = bx - bj^*, \quad (1.7)$$

где  $a$  и  $b$  — постоянные.

Примером второго вида эмпирических формул является зависимость между накопленной добычей нефти  $X$  и накопленной добычей воды  $Y$ , предложенная С. Н. Назаровым [14]:

$$YfX - aa + B\alpha\Gamma. \quad (1.8)$$

Формула (1.7) может быть использована для выравнивания криволинейных участков характеристик вытеснения до обводненности примерно 90%.

Величина  $1/\alpha$  является пределом функции  $X=f(Y)$  и представляет собой потенциально извлекаемые запасы нефти при бесконечной промывке пласта. Благодаря этому зависимости типа формулы (1.8) дают лучшую аппроксимацию конечных участков характеристик вытеснения.

При использовании характеристик вытеснения при прогнозе уровня добычи нефти необходимо учитывать следующее. Опыт разработки нефтяных месторождений показал, что по динамике технологических показателей все месторождения можно разделить на две группы. Для месторождений первой группы характерно медленное выбывание фонда скважин из-за обводнения в связи с тем, что водонефтяной контакт в процессе разработки поднимается преимущественно вертикально, вода в скважинах появляется через относительно короткий интервал времени после начала разработки и происходит медленное нарастание обводненности. Для месторождений первой группы характерно сохранение или увеличение уровня добычи жидкости в поздней стадии. К этой группе относятся продуктивные пласты, разрабатываемые при законтурном или приконтурном заводнении (или на естественном упруго-водонапорном режиме без поддержания давления), залежи с высокой вязкостью нефти и обширными начальными водонефтяными зонами.

Примером первой группы может служить залежь нефти пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения.

Залежи нефти пластов второй группы отличаются тем, что длительное время скважины на них работают без воды, затем, после появления воды, происходит интенсивный рост обводненности. Это связано с перемещением ВПК по напластованию. В результате сокращения площади нефтеносности происходит быстрое выбывание фонда скважин из-за полного обводнения. В связи с сокращением фонда скважин в поздней стадии происходит снижение уровня добычи жидкости. Ко второму типу относятся залежи пластов, разрабатываемые при интенсивных системах заводнения, залежи с маловязкой нефтью и незначительными по величине водонефтяными зонами.

Метод характеристик вытеснения дает более надежные результаты при прогнозе уровня добычи нефти по пластам первой группы, для пластов второй группы погрешность может быть более высокой. Для пластов первой группы можно сделать прогноз на сравнительно большой отрезок времени, для второй группы целесообразен прогноз только на короткий период.

По характеристикам вытеснения для прогнозного уровня отбора жидкости (уровень отбора жидкости принимается или равным отбору жидкости за предшествующий период, или задается определенная динамика уровня отбора жидкости с учетом намечаемых мероприятий, например, перевод скважин на более производительное оборудование или интенсификация добычи в связи с ростом объемов закачиваемой воды) определяется уровень добычи нефти. При прогнозе добычи нефти применяются следующие методы,

1. Проводится расчет по характеристикам вытеснения для каждой из эксплуатационных скважин (задается накопленное количество добытой нефти и воды за последние периоды), а затем показатели суммируются в целом по пласту [15].

2. Используется характеристика вытеснения в целом по пласту [13].

3. Используется характеристика вытеснения в целом по НГДУ или объединению.

Для примера на рис. 1.10 приведены сводные характеристики вытеснения, построенные по всем разрабатываемым месторождениям Самарской области (кривая 1) и по одному из НГДУ «Первомайнефть» (кривая 2).

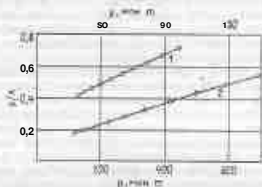


Рис. 1.10. Сводные характеристики вытеснения: 1 — по Самарской области; 2 — по НГДУ Первомайнефть

В том и другом случае зависимости между накопленным водонефтяным фактором  $Y/X$  и накопленной добычей воды близки к линейным и могут быть использованы при определении текущих уровней для быстрой и нетрудоёмкой прогнозной оценки добычи нефти по уровням отбора жидкости, определенным независимым методом.

Если пласт (или группа пластов) находится в ранней стадии разработки, нередко используется характеристика вытеснения по аналогичным месторождениям.

Практика показала, что при выборе пластов-аналогов в первую очередь необходимо подбирать пласты с близким соотношением вязкостей нефти и воды, так как именно этот фактор в основном определяет динамику технологических показателей.

Метод прогноза добычи нефти с помощью характеристик вытеснения предельно прост и отличается минимальной трудоёмкостью. При его применении требуется минимальное количество информации (накопленная добыча нефти и воды за последние периоды разработки).

Этот метод может дать надежные результаты в следующих случаях: когда объект (скважина, пласт или группа пластов) вступил в позднюю стадию разработки, а обводненность добываемой продукции превышает 60%; когда рассматривается вариант, не предусматривающий изменения системы разработки нефтяного пласта.

Метод характеристик вытеснения используется также для оценки эффективности различных мероприятий, осуществляемых на месторож-

дении: изменение системы заводнения; изменение направлений фильтрационных потоков жидкости; форсирование отбора жидкости; остановка или пуск обводненных скважин; организация дополнительных очагов заводнения; сгущение или разрежение сетки скважин; проведение ремонтно-изоляционных работ; закачка загустителя, поверхностно-активных веществ или какого-либо другого агента и т. д. Экстраполяция участка характеристики вытеснения за период до начала осуществления рассматриваемого мероприятия позволяет получить динамику показателей разработки для условий, когда пласт разрабатывался бы без данного мероприятия.

Методу характеристик вытеснения присущи следующие недостатки:

- существенное возрастание погрешности при прогнозе на длительный период времени;

- возрастание погрешности при рассмотрении вариантов, предполагающих изменение условий разработки;

- определенная субъективность прогноза, т. е. зависимость результатов прогноза от применяемой методики экстраполяции характеристики вытеснения.

Несмотря на указанные недостатки метод характеристик вытеснения может применяться при определении текущих уровней, когда необходимо получить прогноз добычи нефти по большому числу объектов в короткий срок небольшой группой специалистов при условии, что используются наименее трудоемкие методы.

В настоящее время нефтяные месторождения Самарской области и других регионов, определяющие основные объемы добычи нефти, вступили в стадии высокой обводненности.

В этих условиях представляется целесообразным использовать при текущем и перспективном определении уровней добычи нефти характеристики вытеснения и различные статистические зависимости, отражающие динамику показателей разработки.

Для повышения надежности прогноза добычи нефти необходимо продолжать совершенствование методов и расчетных математических моделей, используемых при проектировании и анализе разработки нефтяных пластов, а также разрабатывать специальные статистические методы текущего определения уровней добычи жидкости и нефти для производственных организаций, позволяющие в короткий срок прогнозировать оптимальные уровни по всем разрабатываемым объектам и месторождениям.

### 1.8. Требования к исследованиям для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений

Достоверность результатов подсчета запасов нефти и надежность технологических документов по проектированию разработки месторождений существенно зависят от полноты и качества проводимых геолого-разведочных работ, требования к которым определяются условиями классификации запасов по категориям [16] и задачами комплексного изучения месторождений [17]. Виды исследований, необходимых для обоснованного подсчета запасов нефти и газа подробно регламентированы документами [16, 17] и достаточны для выявления и оценки не только основных, но и залегающих с ними полезных ископаемых.

Однако информация, требуемая для подсчета запасов, не в полной мере содержит сведения о характеристиках пласта, необходимых для проектирования разработки. Особенно заметен недостаток данных об особенностях геологического строения, фильтрационно-емкостных характеристиках пласта сказывается при проектировании разработки малоэффективных запасов нефти, приуроченных к слабопроницаемым и неоднородным коллекторам, а также газонефтяным залежам с обширными подгазовыми зонами. Геологическая неоднородность продуктив-

ных пластов обуславливает необходимость получения более полной информации как для дифференциации запасов по геолого-физическим свойствам пластов, так и оценки добывных возможностей объектов по площади и разрезу.

Для проектирования разработки неоднородных пластов очень важно установить морфологические особенности их строения: характер распространения эффективных толщин по площади и разрезу, неоднородность диапазонов изменения свойств пластовых жидкостей и газов, их реологических свойств и других характеристик пластовых систем, определение которых при подсчете запасов не является необходимым.

В руководящих документах на проектирование разработки сформулированы требования к содержанию и унифицированные формы представления дополнительной информации, необходимой для оценки изменчивости коллекторских свойств на основе диапазонов их изменения от минимальных до максимальных значений и коэффициентов вариации. Однако требования к проектированию разработки, как и к подсчету запасов, предъявляются главным образом к результату исследований, а не к исходной информации. Использование этих результатов было бы более правильным при количественном выражении надежности их определения, представленном, например, в виде допусков к точности определения параметров. Требования к точности результата достаточно разработаны с разных позиций и неоднократно публиковались [18, 19]. Однако широкое их использование сдерживается недостаточной подготовленностью геологической службы геологоразведочных предприятий и организаций в области метрологического анализа и методики оценки достоверности определения параметров.

В этих условиях наиболее реальной путь улучшения информационной базы проектирования разработки заключается в совершенствовании требований к ее основе: видам и объемам исследований.

В комплексной программе обеспечения исходной информацией для составления проектного технологического документа на разработку, составленной А. Я. Фурсовым, М. Н. Кочетовым и В. И. Чоловским и В. Г. Тагаченкозой [20], можно выделить три задачи.

Первая заключается в обеспечении надежности и высокого качества первичных наблюдений и измерений: отбора керна, проб нефти и газа, проведения комплекса ГИС, лабораторных анализов, исследований скважин и др. На большинство видов таких работ существуют ОСТы, ГОСТы, инструкции по отбору керна, проведению исследований и другие документы.

Однако нередки отступления от инструкций при соблюдении условий проведения исследований, их полноты и последовательности операций; отмечаются низкий вынос керна, плохая подготовка скважин к геофизическим исследованиям, неправильный выбор рецептов состава и свойств бурового раствора при бурении с промывкой ИБР, нарушение правил отбора, хранения и доставки в лаборатории глубинных проб нефти, газа и конденсата, недостаточно выдерживаются временные режимы испытания скважин и др. Задача геологической службы в этом направлении состоит в своевременном планировании необходимых исследований, подготовке скважин и контроле за качеством работ, проводимых собственными силами, а также службами других предприятий.

Вторая задача повышения достоверности определения характеристик пласта заключается в обеспечении необходимого объема информации. При нормировании ее источников основная сложность состоит в учете многообразия размеров нефтяных и газонефтяных месторождений и свойств флюидов.

А. Я. Фурсовым выполнена дифференциация объемов геологоразведочных работ, обеспечивающих оптимальную изученность залежей нефти [19]. Рекомендуемое число скважин в сочетании с традици-

Виды исследований	Правила				
	I			II	
	1	2	3	4	5
Коллекторские свойства и нефтегазонасыщенность, адсорбция, открытая пористость	0-40	0-50	50-70	70-90	90-120
проницаемость	0-10	0-10	10-50	50-70	70-90
наличие (в % от объема) и содержание (по объему) карбонатов	5-25	5-35	5-45	45-60	60-75
Статистические показатели неоднородности:	По всем скважинам.				
коэффициент вариации, коэффициент вариации по пористости, петрофизические исследования	0-40	0-50	50-70	70-90	90-120
число карбонатов, число пористых карбонатов, число пористых карбонатов, число пористых карбонатов	0-2	0-2	2-3	3-4	4-5
гранулометрический состав, число пористых карбонатов	6	12	25-35	5-45	45-60
карбонатность для карбонатов, число пористых карбонатов	6	12	6	12	10
карбонатный карбонатный	0-40	0-50	50-70	70-90	90-120
Свойства пластовой нефти при дифференциальном разгазировании (давление насыщения, газосодержание, плотность, вязкость, коэффициент диффузии, температура насыщения парафинами, число проб)	1-2	2	2	3	3
Газовый состав нефтяного газа, число проб	1-2	2	2	3	3
Газ газовой шапки (давление начала и максимума конденсации, плотность, вязкость, состав стабильных конденсатов)	Во всех газовых				
Поведение воды:					
температура, вязкость, число проб	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
коэффициент вариации, вязкость, число проб	1-2	1-2	1-2	1-2	1-2
Связь между газированной нефти:	Во всех				
вязкость (при температуре 20 и 50°С), температура насыщения парафинами, температура насыщения парафинами, температура насыщения парафинами					
температура насыщения парафинами, температура насыщения парафинами, температура насыщения парафинами					
коэффициент гидронепродовности, число скважин	3	3	3	3	3
средняя приемность, коэффициент вариации	3	3	6	9	10
ПЕДИСКОРНЫЕ кривые, коэффициент вариации	Во всех				
двухфазный (вода-нефть) коэффициент гидронепродовности	2	2	2	2	2
трехфазный (вода-нефть-газ) коэффициент гидронепродовности	2	4	5	7	8
коэффициент гидронепродовности, число скважин	2	3	4	6	7
начальное пластовое давление, геотермический градиент, число скважин	1	1	1	1	1
дебит нефти, газовый фактор, вязкопроводность, проницаемость, число исследований	Во всех				

Примечания: I, II, III — первая, вторая и третья группы скважин в зависимости от их назначения и глубины залегания.

Земельный фонд / земельный фонд / земельный фонд / земельный фонд

	$\frac{2}{10-10}$	$\frac{3}{20-20}$	$\frac{4}{30-30}$	$\frac{5}{40-40}$	$\frac{6}{50-50}$	$\frac{7}{60-60}$	$\frac{8}{70-70}$	$\frac{9}{80-80}$	$\frac{10}{90-90}$
Свойства по характеристикам земель:									
11-111	2	3	4	5	6	7	8	9	10
121-122	123-124	125-126	127-128	129-130	131-132	133-134	135-136	137-138	139-140
91-110	110-150	150-190	190-220	220-250	250-300	300-350	350-400	400-450	450-500
75-95	95-120	120-170	170-180	180-210	210-230	230-280	280-310	310-310	310-340
Вскрытый уезд									
120-350	150-200	200-300	250-300	300-350	350-400	400-450	450-500	500-550	
60-75	75-100	100-120	125-150	125-150	125-150	125-150	125-150	125-150	125-150
20	30	20	15	25	20	40	40	10	
120-150	150-200	200-200	200-300	300-350	350-400	400-400	400-500	500-550	
2-4	3-6	4-7	4-1	5-10	7-12	8-15	10-15	12-20	
2-4	3-6	4-7	4-1	5-10	7-12	8-15	10-15	12-20	
Свойства:									
1-2	1-2	1-2	2	2	2	2	2	2	2
1-2	1-2	1-2	2	2	2	2	2	2	2
продукта / скривлен									
3	3	2	3	3	3	3	3	3	3
10-15	15	15-20	20	20	20	20	20	20	20
Свойства: земельный фонд / земельный фонд / земельный фонд / земельный фонд									
продуктов / скривлен									
5	5	2	4-6	4-6	4-6	4-6	4-6	4-6	4-6
S-12	10	12-16	10	10	10	10	10	10	10
7-10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
продуктивных / скривлен									
пробуренных / скривлен									
1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
продуктивных / скривлен									
Свойства / скривлен									



онными объемами подготовки структур геофизическими методами разведки — должно обеспечить необходимую подготовленность запасов к разработке. Применение в процессе поиска и разведочного бурения детальной сейсморазведки позволяет несколько снизить число скважин и одновременно повысить достоверность изучения структурного плана, положения газожидкостных контактов и наиболее крупных элементов морфологии пластов.

Для изучения с необходимыми детальностью и достоверностью остальных используемых при проектировании параметров применительно к рекомендуемым в работе [19] объемам разведки определены требования к видам и объемам исследований (табл. 1.5). Методика и число промежуточных операций, необходимых для достоверного результата единичного замера (анализа), определяются соответствующими ОСТАми и ГОСТами. Виды исследований в основном соответствуют перечню параметров и показателей изученности, предусмотренных требованиями проектирования разработки. Объемы исследований рассчитаны, исходя из оптимального числа скважин и норм исследований по ним.

Например, при расчете объемов исследований коллекторских свойств учитывали требования к периодичности отбора кернов через 0,1—0,25 м продуктивного разреза, эффективную толщину пласта (в типичных платформенных условиях 7—15 м), полноту выноса кероа (более 70—80%). Предусмотрены возможные потери кернового материала при определении проницаемости и остаточной водонасыщенности из-за несоответствия условиям экспериментов.

При обосновании числа проб нефти принимали во внимание необходимость изучения распределения свойств нефти и газа по разрезу и площади пласта. Повышенное число проб для залежей второй и третьей групп сложности объясняется тем, что в эти группы входят объекты с нефтями повышенной вязкости, которые, как правило, характеризуются большей изменчивостью свойств пласта по площади.

По некоторым видам исследований (определение коэффициентов вытеснения, сжимаемости и др.) рекомендуемые их объемы рассчитаны с учетом ограниченных возможностей лабораторной базы\*.

В целом требования табл. 1.5 при условии их выполнения должны обеспечить получение надежной исходной информации гидродинамическими методами. При применении тепловых, физико-химических и других способов увеличения нефтеизвлечения требования табл. 1.5 следует рассматривать как базовые. Они должны быть дополнены исследованиями особенностей взаимодействия рабочего агента с пластовыми флюидами и других параметров процесса.

Поскольку в последнее время варианты разработки с применением методов повышения нефтеотдачи рассматривают наряду с традиционными уже на стадии составления технологической схемы, следует повысить внимание к изучению характеристик смачиваемости коллекторов, проведению исследований применения различных композиций химических реагентов к коллекторам и флюидам и др.

• Для уникальных по размерам месторождений требования к объемам исследований должны быть сформулированы, исходя из конкретных особенностей. Хорошие результаты при этом даст программно-целевое планирование разведки и подготовки запасов к разработке. Оно включает оценку по годам достигнутого уровня изученности, четкое выделение нерешенных задач, обоснование средств для их решения и расчеты соответствующих объемов работ. На основе такого анализа разрабатываются планы-графики по каждому виду исследований с определением конкретных сроков исполнения.

Для крупных и уникальных месторождений в новых нефтегазо-

\* В разработку включены также 1,5 тыс. км<sup>2</sup> площади участка шельфовости ВНИИ: А. Г. Ковалев, Ю. В. Капырин, В. В. Кузнецов, М. И. Дзюбровский.

носных районах или объектов, приуроченных к сложным коллекторам, необходимо предусматривать бурение нескольких базовых (или опорных) скважин с вскрытием пласта растворами на нефтяной основе и со сплошным отбором керна. Информация по этим скважинам служит базой для обоснования петрофизических зависимостей, граничных значений коллекторских свойств и определения нефтегазонасыщенности прямым методом. Чрезвычайно важным является также правильное определение продуктивности скважин и характера ее изменения. Для выяснения этих характеристик кратковременных опробований скважин, осуществляемых даже в соответствии с типовыми рекомендациями на проведение гидродинамических исследований, может оказаться недостаточно и потребуются более длительная эксплуатация скважин на разных режимах, что обеспечивается только при наличии опытно-промышленных участков разработки.

Третья задача информационного обеспечения заключается в правильной и качественной интерпретации полученных результатов. Сложность ее заключается в том, что не всякое увеличение объема исследований повышает точность определения параметров.

Проиллюстрируем это на примере определения средних удельных коэффициентов продуктивности  $\alpha$  пластов Когалымского месторождения. Обычно число промысловых определений  $\alpha$  по пласту ограничено и недостаточно для применения статистических методов обработки и нахождения средних значений рассматриваемого параметра. Однако часто может быть установлена корреляционная зависимость между  $\alpha$  и средневзвешенной по толщине проницаемостью пласта  $K$ , определенной, например, по ГИС (рис. 1.11). Очевидно, при линейной зависимости средний  $\alpha$  будет соответствовать среднему по пласту значению  $K$ .



Рис. 1.11. Зависимость удельного коэффициента продуктивности  $\alpha$  от проницаемости  $K$  по данным Когалымского месторождения: 1 — залежь пласта KV,  $\tau = -0,048$ ;  $\alpha = +0,0243 K$ , коэффициент корреляции  $r = 0,95$ ; 2 — залежь пласта IIC<sub>16</sub>,  $\tau = 0,00983 + 0,0142 K$ , коэффициент корреляции равен 0,76

Из табл. 1.6 видно, что соответствующие средним значениям  $K$  расчетные величины  $\alpha$  значительно отличаются от усредненных данных исследований скважин.

Таблица 1.6

Пласт	Средняя проницаемость	Удельный коэффициент продуктивности (Дсут-МП а-ы)	
		по данным исследований	расчетный по графикам
Ю <sub>1</sub>	46,3	1,27	1,08
ИГ <sub>16</sub>	52,4	0,128	0,056
БС <sub>10</sub>	50,5	1,307	0,787
БС <sub>11</sub>	60,4	4,06	2,297

Уточнение результатов при этом достигается путем замены среднего арифметического из непредставительной совокупности данных на средневзвешенную оценку  $\mu$ , учитывающую связь искомого параметра с более представительными данными по проницаемости. Аналогичный прием успешно применяется для оценки средних значений коэффициентов вытеснения нефти водой по зависимости этого параметра от проницаемости [21].

Рассмотренные стороны проблемы повышения качества исходной информации создают предпосылки для ее решения. Реализация их потребует проведения организационных мероприятий, обеспечивающих усиление связей между специалистами, занимающимися разведкой и проектированием разработки на этапе разведки месторождения.

При существующей практике проектирующая организация, как правило, не участвует в процессе разведки месторождения и не контролирует полноту и качество получаемой исходной информации. В этих условиях требования к видам и объемам исследований не могут быть конкретизированы и необходимые для проектирования некоторые данные получают в недостаточном или избыточном объеме. В результате, в первом случае принимаются необоснованные проектные решения, во втором — затрачиваются лишние средства на разведку.

Для устранения указанных несоответствий и решения проблемы повышения качества информации необходимо осуществить следующие мероприятия.

1. Завершить работы, проводимые по формированию требований к условиям и методам выполнения исследований в скважинах, лабораториях и др.

2. Апробировать и внедрить в практику предлагаемые количественные требования к видам и объемам исследований.

3. Организациям, составляющим технологические документы, участвовать в программно-целевом планировании и поэтапном контроле за поступлением информации в процессе разведки и проведении детальных сейсмических исследований.

### 1.9. Определение коэффициента вытеснения по керну

При разбуривании продуктивного пласта и призабойной зоне, и прежде всего непосредственно под долотом, нефть весьма интенсивно вытесняется фильтратом бурового раствора. Это подтверждается результатами исследований, выполненных в процессе освоения скважин Бариювского и Тверского месторождений Самарской области. В начальный момент эксплуатации этих скважин из пласта извлекалось до 9—10 м<sup>3</sup> жидкости, представляющей собой фильтрат бурового раствора. О весьма интенсивной промывке породы на забое можно также судить по накоплению в результате адсорбции индикатора, вводимого в глинистый раствор. Так, при бурении скв. 828 на Мухановском месторождении добавляемый в глинистый раствор хлористый рубидий фиксировался по выгяжке из керна в количествах, значительно превышающих исходную концентрацию.

На вытеснении нефти фильтратом бурового раствора, фиксируемого при исследовании поднятого на поверхность керна, была основана методика определения коэффициента вытеснения при заводнении [22] с учетом разгазирования остаточной нефти при подъеме керна на поверхность. По данным авторов [22], поправка на разгазирование не превышает 1—3%. Метод отличался простотой и позволял проводить многочисленные определения. Кроме того, представлялось, что нефть вытеснялась водой при пластовых условиях.

К сожалению, со времени предложения этого метода, не имеющего надежного теоретического или экспериментального обоснования, каких-либо изменений, в его оценке не произошло. По-прежнему не определены условия, при которых могут быть получены вполне доста-

точно надежные результаты. Однако оценки коэффициента вытеснения по данным анализа кернa продолжают использовать при проектировании или анализе разработки большинства месторождений. Более того, в последних методических пособиях по данным анализа кернa, отобранного при бурении скважин, предлагается определять не только коэффициент вытеснения, но и коэффициент охвата пласта заводнением [23].

Но вместе с тем результаты различных исследований вытеснения нефти водой, в том числе отдельных сторон процесса вымывания нефти фильтратом бурового раствора под долотом при отборе кернa, а также динамика вытеснения нефти за счет ее разгазирования в процессе подъема кернa свидетельствуют о необходимости строгого учета условий отбора кернa и его подъема на поверхность.

В частности, из результатов этих исследований следует, что содержание остаточной нефти в керне может изменяться в очень широких пределах в зависимости от свойства нефти вскрываемого пласта, относительного изменения температуры на забое в процессе бурения, проницаемости пласта, механической скорости проходки, качества глинистого раствора, перепада давления между забоем и пластом, а также от темпа подъема кернa на поверхность.

Причем содержание остаточной нефти в керне в зависимости от реальных условий может быть меньшим и большим по сравнению с нефтенасыщенностью после заводнения. Влияние всех этих факторов на величину остаточной нефтенасыщенности было подробно рассмотрено на примере данных анализа кернов некоторых месторождений Урало-Поволжья [24].

Анализ имеющихся данных позволяет утверждать, что наиболее резко остаточная нефтенасыщенность может изменяться при отборе кернa из пласта, насыщенного нефтью повышенной вязкости или содержащей в растворенном состоянии сравнительно большое количество парафина.

Изменение температуры на забое бурящейся скважины, например резкое уменьшение ее по сравнению с пластовой при бурении в холодное время года, влияет на свойства нефти. Не исключена возможность увеличения температуры на забое в процессе бурения по сравнению с начальной пластовой. Так, например, на месторождении Узень, где пласты насыщены высокопарафинистой нефтью, в зависимости от температуры бурового раствора, меняющейся в разное время года от 2—5 до 35—40 °С, содержание остаточной нефти в керне изменяется в широких пределах.

В значительной степени нолота вытеснения нефти фильтратом глинистого раствора зависит от проницаемости продуктивного пласта, и при прочих равных условиях будет тем меньше, чем ниже его проницаемость.

Существенно влияет на остаточное содержание нефти в керне, определяемое в лаборатории, разгазирование при подъеме кернa на поверхность. Количественные изменения остаточной нефтенасыщенности при этом могут быть весьма велики и зависят от газонасыщенности нефти, изменчивости ее свойств при изменении температуры, скорости подъема, диаметра отбираемого кернa и других факторов. Поэтому рекомендуемая, например, в работе [23] для всех случаев поправка на разгазирование, равная 2%, не может использоваться при подъеме кернa большого диаметра (более 60 мм) или насыщенного нефтью повышенной вязкости (10—50 мПа·с).

В лабораторных опытах, в которых имитировали подъем промытых водой образцов породы (кернa) диаметром 30 мм и длиной 150 мм, содержание остаточной нефти, меняющей вязкость по мере подъема в 10—15 раз, снижалось на 30—50%. Эти результаты согласуются с данными американских исследователей: в проведенных экспериментах

содержание остаточной нефти уменьшалось от 56% ДО нескольких процентов в зависимости от диаметра отбираемого керна [25].

Кроме того, эффективность вытеснения и довытеснения нефти из породы фильтратом бурового раствора (иногда и собственно раствором) непосредственно под долотом в процессе отбора керна в значительной степени может определяться динамическими нагрузками на породу, которые имеют колебательный характер с различной частотой импульсов. Количественные оценки влияния этого фактора не проводились, но результаты эксперимента [26] показывают, что всякие колебания способствуют вымыванию нефти водой и проникновению суспензий в пористую среду.

Возможность более высокой эффективности вымывания (или довымывания в обводненных пластах) нефти фильтратом бурового раствора при отсутствии резких изменений свойств нефти в зоне непосредственно под долотом подтверждают результаты комплексных исследований на опытно-участке месторождения Биг Мадди в США. Остаточная нефтенасыщенность обводненных пластов этого участка, определенная по керну, который был отобран из промытых зон, оказалась равной 17,6+3%, в то время как средняя нефтенасыщенность, рассчитанная по балансу, составляла 29—32%, хотя анализировался достаточно однородный пласт, практически полностью промытый водой [27].

Следовательно, выбор критериев, определяющих условия отбора керна при данных свойствах пласта и насыщающих его жидкостей, при которых результаты анализа отобранного керна могли бы надежно использоваться для расчета коэффициента вытеснения, возможен лишь после проведения достаточно большого объема исследований. При этом необходимо сравнивать данные лабораторных исследований керна и экспериментов по вытеснению нефти в пластовых условиях или условиях, максимально приближающихся к ним.

В качестве примера возможного влияния на остаточную нефтенасыщенность технических факторов приведем сравнительные данные анализа керна, отобранного долотом КТД-3М и алмазной коронкой МКР-212/80, обеспечивающими вынос керна диаметрами 40 и 80 мм соответственно, со средним значением нефтеотдачи пласта С<sub>1</sub> Мухомовского месторождения Самарской области (табл. 1.7).

Таблица 1.7

глубина, м	Характеристики пласта	Пористость	Пористость		5SS3fi££&		Коэффициент связи по БИТ
			число кернов	среднее значение, %	число кернов	среднее значение, %	
2043,7-2053,6	Нефте-насыщенный	Центральная	67	20,57	65	25,34	0,72
			205	20,51	196	29,25	0,74
2058—2060	Водонасыщенный	—	5	21,7	5	35,13	0,82
2053,6—2074,8	Водонасыщенный	Центральная	176	20,52	124	21,20	0,76
		Периферийная	373	20,23	324	21,08	0,76

Примечание. Из интервала 2058—2060 м керн был отобран кернаотборочным снарядом КТД-3М.

Это интересно потому, что скв. 828, из которой отбирали керн, расположена в присводовой средней части структуры и должна была вскрыть чисто нефтенасыщенную зону и часть пласта, обводнившегося в процессе разработки в результате подъема подошвенной воды. Следовательно, по данным анализа керна можно было сопоставить содержание остаточной нефти при промывке нефтенасыщенной породы филь-

тратом и при допромывке породы, обводненной в процессе продвижения подошвенной воды.

Так как в пределах пласта С<sub>1</sub> выделяется много хаотически расположенных, ограниченных по простираю прослоев, а также линз плотных, малопроницаемых включений [28], скорость подъема подошвенной воды в различных структурных элементах изменяется от 0,5 до 11 м/год. И хотя вертикальное продвижение вытесняющей воды происходит скачками с фиксированием ВНК по различным участкам на разных высотах, средняя скорость подъема ВНК незначительна (около 1—2,0 м/год). Это свидетельствует о том, что в процессе естественного продвижения контура воды нефть вытесняется при ничтожно малых градиентах давления.

Начальный ВНК в пласте Q в зоне скв. 828 находился на глубине 2080 м, а к моменту бурения прослеживался на глубине 2053,6 м. Пласт С<sub>1</sub> в этой части месторождения представлен высокопроницаемыми песчаниками, что обусловило содержание связанной воды в среднем 2,5%. Проведенные за период разработки пласта различные исследования позволили установить последовательность перемещения ВНК-Обобщение полученных данных (проведенное Б. Ф. Борисовым, А. Г. Ковалевым, В. В. Покровским [29]) и сопоставление их с результатами геофизических определений дало возможность оценить среднее значение коэффициента вытеснения в промытой части песчаников, оказавшееся равным 0,676.

В верхней части пласта, Б интервале 2045,7—2058,0 м, керн отбирали алмазной коронкой МКР-212/80. В этом интервале были обводнены лишь нижние несколько метров. Вынос керна составил 77,2%. В полностью обводненном интервале 2058—2060 м керн отбирали керноотборочным снарядом КТД-3М, при этом вынос керна уменьшился до 25%. В последнем интервале 2060—2074,8 м снова была применена алмазная коронка МКР-212/80. Вынос керна составил 87,8%.

Таким образом, оказалось возможным сравнить значения остаточной нефтенасыщенности, или коэффициента вытеснения, полученные для действительно обводненных интервалов и прогнозных (по керну). Это, прежде всего, позволяет определить влияние диаметра отбираемого керна при прочих равных условиях на остаточную нефтенасыщенность. Остаточная перенасыщенность, пористость и проницаемость были определены по 732 образцам. Результаты анализа керн на приведены в табл. 1.7.

Данные табл. 1.7 свидетельствуют об изменении коэффициента остаточной нефтенасыщенности, а следовательно, и коэффициента вытеснения, полученного по результатам анализа отобранного керна при бурении в различных интервалах разными долотами.

Так, содержание остаточной нефти по образцам из керна малого (40 мм) и большого (80 мм) диаметров, отобранного из промытой водой интервала пласта, составляет в среднем соответственно 15 и 21%. Это означает, что в процессе отбора керна малого диаметра происходила значительная доотмывка остаточной нефти. Если принять, что коллекторские свойства в сравниваемых интервалах заметно не изменяются, то прогнозируемый коэффициент вытеснения, определенный по таким данным, будет явно завышен.

При анализе образцов из керна большого диаметра, отобранного из скв. 828, проводили дифференцированные определения параметров. Отдельно подготавливали образцы из периферийной и центральной частей керна для того, чтобы оценить возможную неравномерность промывки керна фильтратом бурового раствора непосредственно в процессе его выбуривания и транспортировки.

Данные дифференцированных определений показывают, что для промытой водой зоны среднее содержание остаточной нефти в периферийной и центральной частях керна практически одинаково. Однако периферийные и центральные части керна, отобранного из нефтена-

сыщенной зоны пласта, различаются по количеству остаточной нефти, причем в центральной части остаточной нефти содержится на 2% больше. Следовательно, керн большого диаметра в нефтенасыщенной части пласта промывается неравномерно.

Если допустить отсутствие вытеснения нефти при отборе керна диаметром 80 мм из обводненной части пласта, то можно установить, что промывка керна в процессе отбора менее эффективна, чем вытеснение нефти водой в процессе разработки месторождения.

Однако сравнение средних значений коэффициентов вытеснения, определенных по данным анализа керна большого диаметра для нефтенасыщенной (0,73) и промывной (0,76) зон пласта, с коэффициентом нефтеотдачи для промытых зон по материальному балансу (0,676) показывает, что оценка коэффициента вытеснения по материальному балансу дает несколько меньшие значения. Это можно объяснить наличием в толще продуктивного пласта непромытых водой зон, которые не регистрируются в скважинах.

Несоответствие коэффициентов вытеснения, полученных различными методами, также объясняется заниженной величиной принятой поправки на разгазирование (2%). Однако ее величина может быть значительно больше, что должно привести к уменьшению коэффициента вытеснения.

В качестве обобщения можно сделать следующие выводы.

1. Данные о нефтеводонасыщенности кернов большого диаметра (80 мм и более) позволяют с достаточной степенью достоверности определять коэффициенты вытеснения для обводненных пластов и их приближенные значения, которые вероятно занижены даже при высокой проницаемости пласта для нефтенасыщенных зон.

2. Анализ керна малого диаметра (до 26 мм) показывает, что в результате промывки фильтратом бурового раствора получают явно заниженные значения остаточной нефти, а следовательно, завышенные коэффициенты вытеснения.

3. Для получения более надежных, в том числе и прогнозных, оценок коэффициента вытеснения по данным анализа керна большого диаметра необходимы лабораторные исследования, которые позволили бы определить степень снижения нефтенасыщенности за счет разгазирования нефти при подъеме керна на поверхность и установить зависимость ее от параметров пласта, жидкостей и условий подъема керна.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев И. П., Гавура В. Е., Лещенко В. Е., Семин Е. И. Обобщение опыта и пути дальнейшего совершенствования технологии разработки нефтяных месторождений.— М., 1988.— (Обзор информ./ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысл, дело»).
2. Гавура В. Е., Васильев И. П., Пантелеева А. Г., Нестерова И. Е. Практика проектирования и пути повышения качества проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений // В сб. «Повышение эффективности разработки месторождений Западной Сибири на условиях ускоренной разработки — шаг к решению проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений». — М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
3. Сургучев М. Л., Васильев И. П., Гавура В. Е., Пантелеева А. Г. О практике проектирования разработки нефтяных месторождений // В сб. «Развитие технологии проектирования, анализа и контроля за разработкой нефтяных месторождений». — М.: ВНИИОЭНГ, 1984.
4. Усенко В. Ф., Дияшев Р. Н., Гавура В. Е., Лещенко В. Е., Лапидус В. З. Влияние природных и технологических факторов на процесс разработки и нефтеотдачу пластов // Геология, геофизика и разработка.— М.: ВНИИОЭНГ.— Вып. 4.— 1992.
5. Васильев И. П., Гавура В. Е., Иванова М. М., Пантелеева А. Г. Опыт проектирования и разработки залежей нефти в малопродуктивных коллекторах // В сб. «Совершенствование разработки нефтяных месторождений». — М.: ВНИИОЭНГ, 1984.
6. Алексеев П. Д., Гавура В. Е., Лапидус В. З., Лещенко В. Е., Семин Е. И. Оптимизация параметров разработки нефтяных месторождений

- интенсивная разработка нефтяных месторождений.— М.: ЦИТИС, 1960.
7. Виллетт Б. Т., Гажуря В. Е., Бад Р. М., Булакат В. Д., Шай-Красидый Г. Ю. Сравнительные технологические аспекты методов интенсификации на примере раскрытия заледей карбонатных месторождений в условиях арктической зоны.— М.: ЦИТИС, 1966.
8. Калашков В. С. Расчёт процесса вытеснения нефти из пласта.— М.: Недра, 1970.
9. Савинков Е. Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при вытеснении резервом.— М.: Недра, 1973.
10. Ковалева В. С., Житомырский В. М., Дехневская Н. В. Расчёт процесса вытеснения при вытеснении резервом с учётом вытеснения нефти жидкостью // Тр. Гиромостройфта.— Вып. XXI.— Куйбышев, 1974.
11. Ковалева В. С. Статистическая динамика и решение задач при вытеснении резервом и карбонатных пластов // Тр. Гиромостройфта.— Вып. XVIII.— М.: Недра, 1973.
12. Гажуря В. Е., Губинюк А. И., Ковалев В. С. и др. Опыт изучения и интенсификации пластов резервом нефти и обводнения Куйбышевского // В сб. Методы интенсификации пластов резервом нефти.— М.: Наука, 1979.
13. Савинков Е. Ф. Характеристика процесса вытеснения диссолюционными жидкостями в скважину пласта // Тр. Гиромостройфта.— Вып. V.— М.: Госинститгаз, 1962.
14. Павлов С. Н., Сивачев Н. В. Методы интенсификации разработки нефтяных пластов // В сб. ВЭОС. Нефть, газ, 1972, № 10.
15. Калашков В. С. Интенсивное вытеснение нефти в скважину с применением резерва // ИТС. ВИНИСОНТ. Сер. «Информация для».— 1984, № 6.
16. Интенсивное и комплексное освоение заледей месторождений карбонатных и прилегающих резервов нефти в арктической зоне.— М.: ГИД СССР, 1984.
17. Проблемы комплексного изучения месторождений в скважину резерва интенсификации пластов арктической и южной зон.— М.: ГИД СССР, 1982.
18. Суздальцев М. И., Фурман А. Я., Талдыкин К. С. Методы освоения заледей с учётом резерва скважин для интенсификации разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 1979, № 12.
19. Фурман А. Я. Освоение заледей резерва нефтяных месторождений.— М.: Недра, 1985.
20. Зайцев В. Е., Фурман А. Я., Жданов М. И., Чибриков В. И., Тарасовская Г. П. Трещины и их значение для раскрытия заледей и интенсификации разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 1986, № 7.
21. Интенсивное освоение заледей с учётом интенсификации резерва нефти на месторождении // ИТС. ВИНИСОНТ. Сер. «Информация для».— 1984, № 6.
22. Ковалев В. С., Мельниченко В. С., Третьяк Г. Ф., Караваев А. И. Об интенсификации вытеснения резервом в нефтяных скважинах при вытеснении резервом // Нефтяное хозяйство, 1985, № 6.
23. Методы освоения пластов резервом нефти резервом на примере заледей нефти в газоконденсатных скважинах.— М.: Недра, 1976.
24. Гажуря В. Ф. Статистический анализ результатов вытеснения резервом нефти на примере месторождения Урал-Поволжье // Тр. ЦИТИС.— Вып. X.— М.: Недра, 1967.
25. Johnson I. L., Dixon P. H., Roberts J. K. Reservoir Waterflood residual oil saturation from flooding tests // J. Petrol. Technol.— 1973.— II.— V. 25.— P. 175-181.
26. Гажуря В. Ф. Вытеснение нефти из пластов резервом резервом при интенсивном освоении // Арктические заледей нефти, 1982, № 2.
27. Ситниченко Н. Е., Соколов Р. Н. Выходная Waterflood // IX World Petroleum Congress, Proceedings, U. A. Deiling and Production, P. 260-267.
28. Ковалев В. И., Жданов В. Г., Мельниченко В. С., Гажуря В. Е. Интенсивное освоение заледей с учётом интенсификации резерва // Нефтяное хозяйство, 1979, № 3.
29. Фурман А. Я., Гажуря В. Е., Ковалев В. С. Об интенсификации вытеснения резервом, интенсификации при вытеснении резервом // Нефтяное хозяйство, 1978, № 2.



Раздел 2  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЯЕМЫХ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ  
НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ  
С РАЗЛИЧНЫМИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМИ  
ХАРАКТЕРИСТИКАМИ  
(НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ)

2.1. Сравнительная эффективность законтурного  
и внутриконтурного заводнения

При разработке нефтяных месторождений Самарской области в первую очередь начали применять законтурное заводнение, которое было внедрено на Мухановском месторождении в 1949 г. по I пласту кунгурского яруса. Внедрение законтурного заводнения явилось новым, прогрессивным этапом развития нефтяной промышленности. Оно позволило значительно увеличить нефтеотдачу пластов и создать условия для поддержания устойчивых уровней добычи нефти, а также использовать более редкую сетку размещения скважин. Длительное время считалось, что законтурное заводнение является самым эффективным, так как при нем сохраняется только естественное направление питания залежи, обеспечивающее наиболее высокую нефтеотдачу пластов.

При внедрении законтурного заводнения на Зольненском, Покровском и Мухановском месторождениях в первые же годы выявились его существенные недостатки, обусловленные в основном особенностями геологического строения месторождений, а также порядком их разведки и ввода в разработку. Было выявлено значительное ухудшение связи залежи с законтурной частью в зоне водонефтяного контакта (вследствие снижения проницаемости, увеличения цементации и глинистости, наличия окисленной нефти и других экранов у внешнего контура нефтеносности и т. д.) на Мухановском (пласты карбона и девона), Покровском (пласты  $B_2$  и  $A_4$ ), Кулешовском ( $A_3$  и  $A^*$ ), Алакаевском ( $A_4$ , западное крыло), Зольненском ( $B_2$ , северное крыло) и других месторождениях.

На стадии составления технологической схемы и проекта разработки для большинства нефтяных месторождений обычно недостаточно изучено положение внешнего контура нефтеносности. Ухудшение коллекторских свойств в области водонефтяной зоны и недостаточная изученность положения внешнего контура нефтеносности резко снижают эффективность законтурного заводнения или делают его вообще неприемлемым.

В связи с этим при внедрении законтурного заводнения лишь около половины пробуренных скважин оказывались пригодными для закачки. Так по пласту  $B_2$  Покровского месторождения вместо 16 нагнетательных скважин пришлось пробурить 26 скважин, т. е. 61% пробуренных скважин оказался пригодным для закачки. По пласту  $B_1$  Зольненского месторождения удалось освоить под нагнетание лишь скважины на южном крыле, скважины на северном крыле оказались непригодными для закачки воды.

Законтурная схема расположения нагнетательных скважин вообще неприемлема для залежей нефти, приуроченных к карбонатным отложениям практически изолированным от пластовой водонапорной системы вследствие битуминизации и цементации вторичным кальцитом подошвенного слоя. Примером могут служить залежи пластов  $A_2$  Покровского и Якушкинского, пласты кунгура Мухановского, Яблоневского и Городецкого месторождений.

Неприемлема эта система заводнения и для некоторых залежей в терригенных коллекторах, по которым во время их разработки при законтурном заводнении связь с законтурной водонапорной системой

резко ухудшается в связи с происходящими в плоскости водонефтяного контакта особыми физико-химическими явлениями. К таким относятся залежи пластов Д<sub>п</sub> и Д<sub>ш</sub> Мухановского месторождения. Нельзя рекомендовать эту систему заводнения и для литологически и стратиграфически экранированных залежей типа пластов Б<sub>о</sub> Покровского, Аз Якушкинского или Д<sub>н</sub> Ново-Запрудненского месторождений.

По всем залежам, где была применена законтурная система заводнения с целью более активного воздействия на пласты в процессе разработки были внесены изменения (пласты А<sub>2</sub> и Б<sub>2</sub> Покровского и отложения карбона и девона Мухановского, девона Дмитриевского и других месторождений). На Яблоневском месторождении после экспериментальной внутриконтурной закачки (1956 г.) начато промышленное площадное заводнение продуктивных пластов кунгурского яруса.

Неэффективными оказались законтурные нагнетательные рады на месторождениях Западной Сибири, когда в 60-х годах на некоторых из них пытались применить законтурное заводнение в сочетании с внутриконтурным.

Характер связи залежи с законтурной областью при проектировании разработки, как правило, неизвестен, поэтому законтурное заводнение не обладает необходимой надежностью. Коэффициент надежности законтурного заводнения может изменяться от 0 до 1 (если залежь окажется практически изолированной от пластовой водонапорной системы, коэффициент надежности равен нулю, если не будет установлено ухудшение связи залежи с законтурной зоной — единице). В большинстве случаев коэффициент надежности законтурного заводнения значительно ниже единицы.

Как показал анализ данных разработки нефтяных месторождений, при законтурном заводнении эффективно используется лишь 20—50% закачиваемой воды. Например, по пласту Б<sub>2</sub> Покровского месторождения эффективно использовалось не более 70% закачиваемой воды, по некоторым пластам II и III объектов разработки Мухановского месторождения — лишь 20%.

Утечки воды за контур резко возрастают при повышении давления нагнетания, что затрудняет интенсификацию процесса разработки нефтяных залежей. Кроме того, при законтурном заводнении энергия пластовой водонапорной системы практически не используется при давлении на линии нагнетания, равном или выше начального. Законтурное заводнение может обеспечить сравнительно низкие темпы разработки, обычно не более 3% начальных извлекаемых запасов, при этом требуется больше времени для выхода на максимальный уровень добычи нефти. Кроме всего, законтурное заводнение не может обеспечить более высокую нефтеотдачу. Не вызывает сомнения, что в сложных геолого-физических условиях конечная нефтеотдача при законтурном заводнении ниже, чем при внутриконтурном. Однако это справедливо и при благоприятных условиях.

В Гипровостокнефти Б. Ф. Сазонов, А. И. Губанов, В. С. Ковалев и В. И. Колганов провели специальные исследования [1, 2, 3, 4] по выбору системы заводнения (законтурная или внутриконтурная), обеспечивающей более высокую нефтеотдачу пласта.

Закачка воды в водоисасыщенную часть пласта при законтурном заводнении способствует ускорению движения внутреннего контура нефтеносности, проскальзыванию воды по нижней части пласта, особенно при высокой вязкости нефти. Это практически приводит к одновременному обводнению всех эксплуатационных рядов. Наличие начальных водонефтяных зон отрицательно влияет на показатели разработки, а при законтурном заводнении это влияние усиливается. Кроме того, при внутриконтурном заводнении наибольшей промывке подвергаются центральные, более продуктивные зоны пласта, тогда как при законтурном — периферийные, менее продуктивные.

Показателен характер обводнения добывающих скважин. При законтурном заводнении вода в скважинах обычно появляется быстро, и затем в течение длительного периода времени обводненность постепенно увеличивается. При этом вместе с нефтью добывается большое количество воды. Во время внутриконтурного заводнения скважина длительное время эксплуатируется без воды, затем после начала обводнения происходит бурный его рост. Скважины почти полностью обводняются в течение нескольких месяцев (особенно при малой вязкости нефти), и вместе с нефтью добывается сравнительно небольшое количество воды. Такой характер обводнения указывает на более благоприятный процесс вытеснения нефти водой.

Для сопоставления эффективности законтурной и внутриконтурной (блоковой) систем заводнения проанализированы данные разработки пласта  $B_2$  Зольненского и  $A_3$  Кулешовского месторождений. Отношение вязкости нефти и вытесняющей ее воды по обем залежам равно единице, коэффициент вытеснения нефти водой пласта  $B_2$  — 0,75,  $A_3$  — 0,65. Коллекторские свойства пласта  $A_3$  значительно хуже, чем  $B_2$ , средняя проницаемость пласта  $B_2$  — 2,340 мкм<sup>2</sup>,  $A_3$  — 0,043—0,232 мкм<sup>2</sup>.

Залежь нефти пласта  $B_2$  разрабатывалась при законтурном заводнении в начальный период, затем закачка воды была прекращена и пласт продолжал разрабатываться на естественном водонапорном режиме. Залежь нефти пласта  $A_3$  Кулешовского месторождения разрабатывают при блоковой системе заводнения. Оба пласта вступили в завершающую стадию разработки.

Плотность сетки по пласту  $A_3$  Кулешовского месторождения вдвое реже, чем  $B_2$  Зольненского месторождения. По обоим пластам получены высокие темпы добычи нефти и хорошие технологические показатели. Однако, по пласту  $B_2$  Зольненского месторождения хорошие технологические показатели можно объяснить благоприятными природными условиями, а по пласту  $A_3$  Кулешовского — более интенсивной блоковой системой заводнения (рис. 2.1).

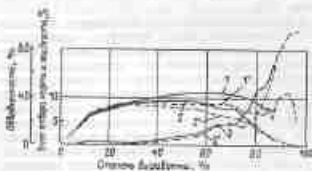


Рис. 2.1. Динамика обводнения скважин при законтурном и блоковой системах разработки нефтяных залежей пласта  $B_2$  Зольненского и  $A_3$  Кулешовского месторождений в период разработки. 1 — обводненность добычи нефти; 2, 3 — обводненность скважин.

Для сопоставления полноты выработки пласта при различных системах заводнения были построены характеристики вытеснения нефти водой. Чтобы исключить влияние коэффициента вытеснения, характеристики вытеснения построены в координатах  $\xi_{\text{max}}$  и  $\eta$

$$\xi_{\text{max}} = \frac{Q_{\text{выт. макс.}}}{Q_{\text{выт. макс.}} + Q_{\text{выт. вод.}}} \quad (2.1)$$

$$\eta = \frac{Q_{\text{выт. нефт.}}}{Q_{\text{выт. нефт.}} + Q_{\text{выт. вод.}}} \quad (2.2)$$

Кривая характеристики вытеснения по пласту  $A_3$  Кулешовского месторождения располагается выше, чем  $B_2$  Зольненского (рис. 2.2), что указывает на более высокую эффективность процесса вытеснения нефти водой при блоковой системе заводнения.

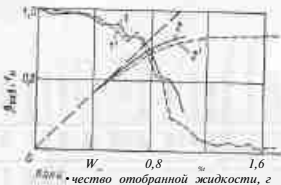


Рис. 5. Характеристика вытеснения нефти водой в скважинах пласта А<sub>2</sub> Зольненского месторождения (сплошная) и Б, Зольненского (пунктир) месторождений: 1, L — f<sub>с</sub> (содержание нефти в продукции скважин); 2, L — f<sub>с</sub> (содержание нефти в пласте заводнением)

Отмечено, что при блоковой системе заводнения на Кулешовском месторождении обеспечено более значительное вытеснение нефти водой по сравнению с законтурной, хотя пласт А<sub>2</sub> имеет проницаемость в 10 раз ниже, чем пласт Б<sub>2</sub>, и разбурен в 2 раза более редкой сеткой скважин, т. е. несмотря на то, что законтурное заводнение осуществлялось в более благоприятных геолого-физических условиях. Следовательно, опровергается существующее еще мнение, что при внутриконтурном заводнении (в частности, при блоковой системе) условия для вытеснения нефти водой из продуктивного пласта менее благоприятны, чем при законтурном или при разработке пласта на естественном водонапорном режиме.

Размещение нагнетательных скважин в хорошо разведанной внутриконтурной части пласта исключает бурение «пустых» скважин, что характерно для систем законтурного заводнения [5, 6].

Закачка воды внутрь контура нефтеносности (в отличие от законтурного заводнения) приводит к значительному уменьшению расхода воды — полностью исключается отток ее в законтурную зону. При внутриконтурном нагнетании используется естественный напор пластовых вод, что также ведет к снижению объемов закачки. При этом сокращается количество нагнетательных скважин и уменьшается площадь, подлежащая обустройству, благодаря чему значительно снижаются капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

Кроме перечисленных преимуществ этой системы воздействия следует отметить еще несколько важных факторов, также способствующих повышению эффективности разработки. К ним относятся: значительное улучшение выработки неоднородных и прерывистых пластов; более активное вовлечение в промышленную разработку линз и «тупиковых зон» (часто не имеющих связи с основным продуктивным горизонтом), а следовательно, увеличение охвата нефтяных пластов воздействием закачиваемой воды.

Немаловажным фактором является также снижение себестоимости добываемой нефти в связи с увеличением дебита жидкости по добывающим скважинам. При высоких отборах жидкости на конечной — четвертой — стадии разработки себестоимость тонны нефти снижается и предел рентабельности разработки залежи соответствует более высокому проценту обводненности. Поэтому экономически выгодно разрабатывать продуктивный пласт до более высокого предела обводненности, что, в свою очередь, приводит к увеличению его нефтеотдачи.

Разрезание на блоки рядами нагнетательных скважин в дальнейшем было осуществлено по пластам Си и Дп Мухановского, Дп Дмитриевского, А<sub>4</sub> и Б<sub>4</sub> Покровского, А<sub>3</sub> и А<sub>2</sub> Козловского, по кунгурскому ярусу Городецкого месторождений.

Системы поддержания пластового давления в процессе внедрения изменялись. Росло число пластов с блоковой и очаговой системами нагнетания (табл. 2.1).

Характеристика систем водопользования

Местонахождение	Объем водопользования	Тип системы	Средняя стоимость водопользования, руб.	Уровень развития системы	Степень использования водных ресурсов	Чис. водопользователей	Чис. водопользователей	Средняя стоимость водопользования
Крупнейшие системы								
Мушкетерское	$K_{1+2+3}$	Плоская	420	Растворенное или	Заглубленная	1096	1049	—
Покровское	$A_1$	Уступчатая	1500	Уступчатая	Заглубленная	1030	1020	Бассейны
Калиновское	МС	Плоская	350	Растворенное или	Заглубленная	1040	1014	—
Ильинское	$K_{1+2+3+4}$	Плоская	500—675	То же	Заглубленная	1040	1005	Плоская
Александрово-Косиловское	$K_{1+2+3+4}$	"	600—610	"	То же	1004	1000	—
Искровское	$A_0 + A_1$	$A_0$ плоская $A_1$ уступчатая	600—680	Уступчатая	Заглубленная	1005	1001	Бассейны
Лавинское	$A_4$	Бассейны	1000	То же	Уступчатая, заглубленная	1000	1001	Плоская, уступчатая
Куликовское	$A_4$	"	1600	"	Заглубленная	1000	1001	Бассейны
Деревенское	П	"	1000—1100	"	"	1000	1005	Бассейны
Горьковское	$K_{1+2+3}$	$K_1$ плоская $K_2$ уступчатая $K_3$ бассейны	710—710	Растворенное или	"	1000	1004	Бассейны
Орловское	$A_0 + A_1$	$A_0$ плоская $A_1$ уступчатая	600—630	Растворенное или	Заглубленная	1000	1004	Бассейны
Покровское	$B_1 + D_0$	Плоская	1000—1100	То же	То же	1000	1000	Бассейны
Солнечное	П	Плоская	1000—1100	"	Бассейны, уступчатая	1000	1000	То же
Давыдовское	$A_4$	Плоская	570	Уступчатая и заглубленная	Бассейны	1000	1000	"
Козловское	$A_0 + A_1$	$A_0$ плоская $A_1$ уступчатая	1000—1000	$A_0$ уступчатая $A_1$ уступчатая	$A_0$ уступчатая $A_1$ уступчатая	1000	1000	"
Николаевское	$D_0$	Плоская	500	Растворенное или	Заглубленная	1000	1000	Бассейны
Земляничное	$D_0$	"	1070	То же	То же	1000	1000	То же
Солнечное	$A_0 + A_1$	$A_0$ плоская $A_1$ уступчатая	1000	Уступчатая, уступчатая	"	1000	1000	Бассейны
Виноградное	$B_1$	Бассейны	1000	"	Заглубленная	1000	1000	Бассейны

Территориальные водохранилища

Стрельнинское	Б <sub>1</sub>	Пластиковая	1150	Упруго-водозапорный	Активная	1949	1952	Прекращена
Павловское	Б <sub>2</sub>	То же	1620	Т <sub>1</sub> же	Запруженная	1950	1953	Безопасна
Мухановское	С <sub>11</sub>	»	2150—2230	*	Запруженная (без активной)	1952	1957	Водоём (С <sub>11</sub> проектурная)
Мумоговское	Д <sub>10</sub> +П	Пластиковая	2755—2840	УВО-водозапорный	Д <sub>10</sub> запруженная Д <sub>10</sub> то же	1955	1958	Водоём
Павловское	Б <sub>0</sub>	Шпунтовая	1600	Упругий	Искусственная	1955	1958	То же
Жигулевское	Д <sub>0</sub>	Пластиковая	1765	УРМО-ВОДОзапорный	Запруженная у плотины	1952	1952	Прекращена
Давыдовское	С <sub>11</sub>	То же	2340	Т <sub>1</sub> же	Запруженная	1957	1961	То же
	С <sub>12</sub>	»	2360	*	Активная	1:157		*
	Д <sub>11</sub>	»	2940	*	Запруженная	1956	1961	Водоём
Ашуровское	А <sub>0</sub>	»	1760	*	То же	1960	1963	То же
Жигулевское	Д <sub>1</sub> +П	»	1800	*	Активная	1950	1964	Прекращена
Ильинская прудовая	Д <sub>1</sub> -П	»	2740—2785	*	Запруженная	1360	1965	Запружена
Карданю-Сытовское	Б <sub>11</sub>	»	1200	*	Активная	1949	1965	Водоём
Дерюговское	Д <sub>1</sub>	»	2300	*	Запруженная	1958	1965	Водоём прекращена в 1968 г.
Сызранское	Б <sub>1</sub>	»	1060	*	Активная	1936	1966	Октябрь
Ново-Запрудненское	Д <sub>1</sub>	Структурно-анодотическая	2760	*	Запруженная	1961	1968	То же
Зольный Овраг	Б <sub>1</sub>	Пластиковая	1400	*	Активная	1943	1950	Водоём прекращена
Зольный Овраг	Д <sub>1</sub>	То же	1650	.	То же	1948	1955	То же
Радаевское	С <sub>1</sub>	»	1375	>	*	1951	1970	Октябрь
Ситовское	Д <sub>1</sub>	»	1665	*	*	1965	1969	То же
Дмитриевское	Д <sub>1</sub>	»	2910	*	Запруженная	1959	1968	*

Благодаря внедрению блоковой системы на ранней стадии разработки из залежи пласта А<sub>3</sub> Кулешовского месторождения за 10 лет добыто около 70% извлекаемых запасов нефти. При этом 97,6% получено фонтанным способом. По залежи пласта А<sub>4</sub> Кулешовского месторождения, разрабатываемой с блоковой системой, в течение 8 лет удерживался максимальный уровень добычи нефти. Фонтанным способом извлечено 86,0% нефти, продуктивный пласт продолжает разрабатываться высокими темпами со значительной долей фонтанной добычи.

Большой удельный вес фонтанной добычи достигнут по залежам девона Мухановского месторождения — 96% общего отбора, по залежам пластов нижнего карбона Сш, Сiv и девона Дг+Дп Дмитриевского — соответственно 92,5, 96,3 и 99%.

Большинство месторождений Самарской области, в том числе и ряд наиболее крупных, в связи с активными системами воздействия и высокими темпами отбора, перешли в третью стадию разработки, характеризующуюся достаточно высокой степенью выработки запасов нефти, быстрым ростом обводненности добываемой продукции и почти полным прекращением фонтанирования. Такие нефтяные месторождения, как Сызранское, Карлово-Сытовское, Яблоневый Овраг, Зольный Овраг, Жигулевское, Покровское, Мухановское, Дмитриевское, Кулешовское и некоторые другие, перешли в заключительную, четвертую, стадию разработки.

В создавшихся условиях сохранить высокий уровень добычи нефти невозможно без дальнейшего совершенствования технологии разработки нефтяных пластов и ввода в разработку большого числа новых, небольших по запасам месторождений.

Основными направлениями совершенствования технологии разработки нефтяных месторождений Самарской области являются:

- повышение давления нагнетания и перераспределение объема закачиваемой воды;
- развитие очагового и избирательного заводнения;
- дополнительное «разрезание» залежей на блоки;
- перенос фронта нагнетания;
- циклическое заводнение и изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте;
- внедрение полимерного заводнения на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкими нефтями на начальной стадии разработки;
- комплексное воздействие полимерными гелеобразующими системами в сочетании с кислотами, ПАВами, растворителями на поздней стадии разработки;
- закачка вязко-упругих составов (ВУС) для выравнивания профилей притока и приемистости и интенсификации добычи нефти.

Развитие систем воздействия на примере 10 эксплуатационных объектов показано в табл. 2.2.

Все перечисленные методы совершенствования технологии разработки внедрены или внедряются на нефтяных месторождениях, длительное время разрабатываемых с заводнением. На некоторых месторождениях требуется капитальная реконструкция всей системы заводнения, и тем не менее это экономически целесообразно, так как приводит или к стабилизации добычи нефти, или уменьшению темпов ее падения.

Усиление активности системы заводнения не только влечет за собой увеличение отбора добываемой продукции и продление фонтанирования скважин, но и позволяет ввести в активную разработку застойные, слабо дренируемые зоны или отдельные пласты многопластового эксплуатационного объекта. Все это приводит к значительному сокращению срока разработки и повышению конечной нефтеотдачи пласта.

Пути совершенствования технологии разработки выбираются в зависимости от геолого-физической характеристики эксплуатационного

Таблица типов поддержания пластового давления на месторождениях Самарской области

Месторождение	Класс объекта	Годы разработки	Первый типовой заводской номер	Гидродинамический режим разработки	
				Применяемая система	Важнейшие особенности
Муляевское	II объект	1977	Защитный	Баланс, поддержание пластового давления методом нагнетания на отдаленных участках	Дополнительные разработки, внебазовый балансовый фильтрационный потенциал
Мухоморовское	III объект	1955	То же	Баланс, поддержание пластового давления на отдаленных участках	Первичный фронт негетерогенности, поддержание давления нагнетанием
Дмитриевское	II <sub>1</sub>	1962	"	Баланс	Дополнительные участки и первая фронтальная нагнетания
Красновское	A <sub>2</sub>	1966	Баланс	То же	Смешанное поддержание пластового давления балансовым и фильтрационным методами
Кулиновское	A <sub>2</sub>	1963	То же	Баланс, учет нестационарного режима	То же
Повышенное (Земляничное)	II <sub>1</sub> - II <sub>2</sub>	1966	Защитный	Омывка	Переход от омывки до выработки к фильтрационному режиму
Кудрявское	A <sub>2</sub> + A <sub>4</sub>	1961	Центрирование (оседей)	Баланс, поддержание пластового давления	Дополнительные разработки на блоках, поддержание пластового давления нагнетанием на фильтрационных участках
Дорожковское	B <sub>2</sub>	1963	То же	То же	Постоянный пластовый потенциал
Самарское	A <sub>2</sub>	1952	Центрирование	Баланс, поддержание пластового давления балансовым и фильтрационным методами	Различные методы поддержания пластового давления на фильтрационных участках
Поповское	B <sub>2</sub>	1963	То же	Баланс, поддержание пластового давления балансовым и фильтрационным методами	То же

объекты, начиная от отдаленных залегающих запасов нефти и применяемой системы разработки.

Нико здесь анализ разработки залежей нефти класса B<sub>2</sub> месторождения Зольный Овраг, пластов C<sub>12</sub> и D Мухоморовского, C<sub>12</sub> Дмитриевского, K<sub>1</sub> и K<sub>2</sub> Яблонинского и B<sub>2</sub> Дорожковского нефтяных месторождений. Рассматривается система поддержания пластового давления, начиная с законтурной, привентуриной, блоковой, осевой и отагольной и вплоть до центральной системы поддержания. Осуществляется изучение систем поддержания, их эффективность. Намечены пути по совершенствованию систем поддержания на разрабатываемых и по внедрению методов поддержания на новых месторождениях, подлежащих вводу в разработку.

### 2.2. Законтурное поддержание пласта B<sub>2</sub> месторождения Зольный Овраг

В Самарской области поддержание пластового давления было освоено на месторождении Зольный Овраг. В 1970 г. началось применение



ленное нагнетание воды за контур нефтеносности пласта Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта.

Месторождение Зольный Овраг расположено в восточной части Самарской Луки, к востоку от города Жигулевска.

В тектоническом отношении поднятие приурочено к осевой части Жигулевской дислокации.

Основная часть структуры представляет собой вытянутую брахиантиклиналь платформенного типа, осложненную двумя куполами, с крутым северным и пологим южным крыльями. Этаж нефтеносности равен 43 м.

Пласт, толщина которого изменяется от 10 до 25 м, представлен песчаниками, слабо сцементированными карбонатным и глинистым цементом. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 11,5 м. Пласт характеризуется значительной расчлененностью, он переслаивается глинистыми пропластками. В отличие от многих месторождений платформы, расчленяющие прослои в продуктивной части бобриковского горизонта, имеют линзовидный характер и выклиниваются от скважины к скважине.

Средняя пористость коллектора составляет 24%, проницаемость около  $2,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Начальное пластовое давление 11,7 МПа, газовый фактор 100–110 м<sup>3</sup>/т.

Залежь пласта Б<sub>2</sub> разбурена четырьмя линейными рядами скважин. Среднее расстояние между первым и вторым рядами составляет 250 м, между вторым и третьим — 300 м и между третьим и четвертым — более 350 м. Среднее расстояние между скважинами в рядах около 340 м (рис. 2.3). Добывающие скважины расположены в пределах начального внутреннего контура нефтеносности.



Рис. 2.3. Схема размещения фронта заводнения по пласту Б, Зольнского месторождения (обозначены: 1, 3 — добывающие скважины; 2 — активно действующий, 4 — изометрический; 5, 6 — начальный контур нефтеносности; 7 — положение фронта заводнения в различные периоды)

Плотность сетки в зоне разбуривания в среднем равна 10 га/скв, а в пределах начального внешнего контура нефтеносности — 22,5 га/скв. Продуктивная залежь нефти пласта Б<sub>2</sub> начата разработкой в 1993 г. при упруго-водонапорном режиме [7].

С вводом в эксплуатацию новых скважин объемы добычи жидкости из пласта непрерывно увеличивались.

В начальный период разработки с увеличением темпа отбора жидкости пластовое давление в залежи непрерывно снижалось, его начальная величина (11,7 МПа) практически была равна давлению насыщения, что привело к разгазированию нефти в пласте. По добывающим

скважинам, расположенным в зоне наибольшей депрессии, к 1949 г. оно уменьшилось с 13,7 до 8,3—8,1 МПа.

По мере увеличения добычи жидкости и снижения пластового давления в пласте стали появляться признаки частичного развития режима растворенного газа. В некоторых скважинах газовый фактор составлял  $200 \text{ м}^3/\text{т}$ , а в отдельных он достигал  $600 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Система заводнения пласта  $B_2$ , освоенная на месторождении, включала 6 нагнетательных скважин. На северном крыле вода закачивалась в одну нагнетательную скважину, на южном — в четыре и в юго-западной части структуры — одну (см. рис. 2.3).

Уже в первый год закачки коды темп падения пластового давления замедлился и составил всего 0,09 МПа.

Некоторая стабилизация давления в 1950 г. объясняется установившимся равновесием между отбираемой жидкостью и водой, притекающей из зоны питания.

Изучение динамики давления в последующие годы показывает, что темп его роста был максимальным в 1952 г., 0,78 МПа, уже в следующем году он составил только 0,38 МПа.

В последующие годы темп роста давления еще больше уменьшился. Так в 1964 г. давление возросло на 0,35 МПа, в 1965 г. — на 0,12 МПа, в 1966 г. — на 0,26 МПа. К концу 1967 г. средневзвешенное пластовое давление достигло своего первоначального значения — 11,7 МПа.

Уменьшение отбора жидкости из пласта  $B_2$  связано с увеличением роста процента воды. Для снижения обводненности скважины, находящиеся вблизи контура нефтеносности, временно консервировались.

Особенности обводнения пласта  $B_2$  по толщине изучались в пределах его начального внутреннего контура нефтеносности в скважинах, которые бурились на пласт  $D_{2-1}$  заволжского горизонта. Данные электро- и радиометрических работ по скважинам, пробуренным в обводненных зонах, свидетельствовали о его послыном обводнении.

Опережение продвижения контурных вод по средней, наиболее проницаемой части пласта с оставлением нефтенасыщенных прослоев в кровле и подошве зафиксировано более чем в 30 скважинах, пробуренных позже. В некоторых из них пласт  $B_2$  представлял чередованием ряда обводненных и нефтенасыщенных пропластков.

Наличие целиков нефти в подошве пласта на отдельных его участках связано с пониженной проницаемостью песчаников, слагающих эти пропластки. Однако процесс вытеснения нефти продолжался, и последующие геологические и геофизические материалы свидетельствовали о сравнительно высокой выработанности по всей нефтенасыщенной толщине пласта.

В 1954—1956 гг. отмечается некоторая стабилизация обводненности извлекаемой продукции, которую можно объяснить остановкой многих приконтурных скважин с большим процентом воды, достигших экономически допустимого предела разработки. Значительный рост обводненности в последующие годы связан с внедрением форсированного отбора жидкости.

Объемы закачки в пласт воды, начиная с 1953 г., то-есть с момента значительного восстановления пластового давления, до 1957 г., когда давление достигло первоначальной величины, оставались на уровне 4800—5000  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

После 1957 г. рассматривался вопрос о целесообразности продолжения закачки воды. Было принято решение сохранить закачку в объеме 5000  $\text{м}^3/\text{сут}$ . С середины 1959 г. на основании фактических данных разработки объем закачки был сокращен с 4800 до 3800  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Для определения влияния снижения объемов закачки на величину пластового давления были проведены специальные исследования, на основе которых рекомендовано доразработку залежи проводить с форсированным отбором жидкости в объеме 5000  $\text{м}^3/\text{сут}$  при раздельной

добыче нефти и воды с возвратом последней в пласт по закрытой системе. Однако, осуществить эти рекомендации не удалось, поскольку не была построена закрытая система сбора, не решен практически вопрос раздельной добычи нефти и воды и не освоены скважины под сброс сточных вод.

Фактически разработку пласта с 1960 г. осуществляли с отбором жидкости 2200 м<sup>3</sup>/сут, после нефти около 700 т/сут, в 1965 г. — соответственно 3660 и 265, в 1972 г. — 3130 и 182.

Разработка залежи пласта Б<sub>2</sub> проводилась при одностороннем вытеснении нефти закачиваемой с юга водой. Это обуславливалось наличием экрана за контуром нефтеносности на северном крыле структуры. Односторонний характер продвижения контура нефтеносности подтверждается данными очередности обводнения добывающих скважин. Стягивание внутреннего контура нефтеносности закончилось в 1958 г. на северном крыле структуры. На рис. 2.3 приведена карта заводнения пласта Б<sub>2</sub> [8, 9]. Заводнение пласта происходило при одностороннем вытеснении нефти водой с южного крыла, а также с западной и восточной периклиналей. Фронт вытеснения по пласту Ба перемещался сравнительно равномерно.

На ход процесса заводнения пласта Б<sub>2</sub> оказала значительное влияние изменчивость его литолого-физических СЕОЙСТВ ПО толщине и простиранию и его расчлененность.

К моменту прекращения заводнения (конец 1960 г.) в пласт Ба было закачано 16,5 млн м<sup>3</sup> воды, отобрано 19,5 млн м<sup>3</sup> жидкости в пластовых условиях. Добыча нефти составила 11,2 млн т, 87% нефти отобрано фонтанным способом. Нефтеотдача достигла 66%.

Таким образом, в результате заводнения пласта Б<sub>2</sub> были значительно продлены сроки фонтанирования скважин. Однако дальнейшее заводнение пласта могло осуществляться только при условии экономической эффективности добычи нефти фонтанным способом.

Начиная с 1959 г. залежь пласта Бг вступила в III стадию разработки, характеризующуюся прогрессирующим обводнением добываемой продукции, выбытием значительной части скважин из действующего фонда и резким снижением добычи нефти.

В связи с тем, что в это время в законтурную часть пласта закачивались значительные объемы воды, встал вопрос о целесообразности продолжения процесса заводнения. В конце 1960 г. фонтанным способом работало 6 скважин, суммарная добыча по которым составляла 314 т/сут. Пластовое давление в этот период равнялось 11,8 МПа, а объем закачки воды — 3800 м<sup>3</sup>/сут.

Анализ себестоимости нефти, добываемой фонтанным способом за счет заводнения, показал, что глубинно-насосная добыча ее более экономична. В связи с этим закачка воды в пласт Ба была полностью прекращена.

В последующие годы в связи с форсированным отбором объемы добываемой жидкости были увеличены. В 1961 г. пластовое давление снизилось до 10,3 МПа и практически стабилизировалось. За 1962—1972 гг., несмотря на значительный отбор жидкости из пласта, превышающий 3 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление практически оставалось на одном уровне. В 1968 г. оно составляло 9,8 МПа в 1970 г. — 9,9 МПа, в 1972 г. — 10,2 МПа.

Опыт разработки залежи нефти пласта Бг месторождения Зольный Овраг свидетельствует о возможности его разработки и без поддержания пластового давления. Однако, ввиду отсутствия в пятидесятых годах высокопроизводительных насосов темпы отбора были бы значительно ниже, а это сдержало бы развитие добычи нефти по месторождению. Согласно проведенному в последние годы анализу, прекращение заводнения на IV стадии разработки следует признать правильным.

Прекращение поддержания давления по пласту Бг на заключительной стадии разработки показало, что он связан достаточно хоро-

шо с законтурной водонапорной системой и, несмотря на внедрение форсированного отбора жидкости, динамические уровни находятся на небольших глубинах, а это обеспечивало возможность удерживать по скважинам высокие отборы, превышающие 250—350 м<sup>3</sup>/сут.

Конечная стадия разработки сопровождалась извлечением больших количеств воды. Водонефтяной фактор по ряду нефтяных объектов превышает 10—15 м<sup>3</sup>/т, а по отдельным залежам, таким как Б<sub>1</sub> и Д Яблоневского Оврага и Бг Стрельного Оврага, он достиг 18—20 м<sup>3</sup>/т. Значительные объемы воды извлекаются и по пластам А<sub>4</sub> и Б<sub>2</sub> Покровского и залежам кунгура Яблоневского месторождений.

Рассмотрение экономической целесообразности извлечения значительных объемов жидкости позволяет прийти к выводу, что на IV заключительной стадии разработки необходимо периодически останавливать наиболее обводнившиеся скважины и проводить частичные перераспределения величин отборов. С изменением направления фильтрационных потоков за счет периодической остановки или консервации скважин несколько уменьшаются объемы отбираемой жидкости и достигается проектная нефтеотдача при лучших экономических показателях.

Анализируя опыт разработки нефтяного пласта Б<sub>2</sub> месторождения Зольный Овраг, осуществляемой в два этапа — с поддержанием пластового давления и при естественном водонапорном режиме, можно сделать вывод, что для некоторых пластов, находящихся на заключительной стадии разработки, необходимо проводить технико-экономическое обоснование целесообразности продолжения заводнения с тем, чтобы определить время его полного прекращения или частичного уменьшения объемов закачиваемой воды.

В Самарской области к этим объектам относятся пласты А<sub>4</sub> и Б<sub>2</sub> Покровского, пласт А<sub>1</sub> Алакаевского, пласты кунгура Яблоневского месторождений и др. Объекты, требующие рассмотрения целесообразности продолжения поддержания пластового давления, есть и в других районах страны, и проведение по каждому из них технологического и технико-экономического анализа является очень важной задачей.

Эти вопросы могут решаться при проведении анализов разработки, авторских надзоров или при составлении проектов доработки.

### 2.3. Внутриконтурное заводнение пластов карбона (второго объекта) Мухановского месторождения

Залежи нефти второго объекта Мухановского месторождения разрабатывались в два этапа; первый этап — с применением законтурного заводнения, начатого в 1957 г.; второй этап — с применением внутриконтурного заводнения, начатого в 1966 г.

Мухановское месторождение расположено в восточной части Самарской области. В тектоническом отношении поднятие приурочено к северной ветви восточного (заволжского) продолжения Жигулевской дислокации — Мухановскому валу.

Второй объект разработки Мухановского месторождения объединяет 4 залежи нефти в пластах Си, Сш, Сива и Сиве радаевского горизонта визейского яруса нижнего карбона.

Структура по всем продуктивным пластам при полном соответствии планов представляет линейно вытянутую в широтном направлении антиклиналь с более крутым северным и пологим южным крыльями.

Единый водонефтяной контакт имеют первые 3 залежи на отметке —2130 м. В подошве этой большой нефтеносной пачки выделяется залежь Сиве с ВПК на отметке —2137 м.

Пласты второго объекта представлены песчаниками и глинисто-алевролитовыми породами. Эффективная нефтенасыщенная толщина пластов Си и Сш — 11 Я, пласта Сив — 23 м. Пласт Gп имеет наиболее

низкую физико-энергетическую характеристику, пласт  $C_{III}$  — более высокую проницаемость, характеризуется более активной связью с контурной водонапорной системой. Пласт  $C_{IV}$  не является монолитным. Он состоит из двух самостоятельных, полностью разобщенных пропластков  $C_{IVa}$  и  $C_{IVe}$  с различными водонефтяными контактами (рис. 2.4). Пласты отличаются между собой и гидродинамической ха-

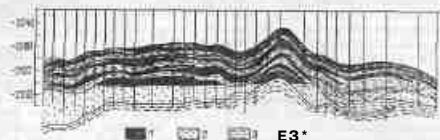


Рис. 2.4. Геологический профиль по продуктивным пластам II объекта (Сей) Мугалжурской месторождения: 1, 2 — перекрывающие и залегающие ниже; 3 — стандарт; 4 — условная проекция.

рактеристикой. Толщина пласта  $C_{IVa}$  снижается на западе и в центральной части структуры, а к востоку резко увеличивается. С водонапорной областью питания он связан со стороны восточной периклинали. Пласт  $C_{IVe}$  представляет собой песчаную линзу значительной толщины, выклинивающуюся на западной и восточной периклиналях, пласт  $C_{IVa}$  — обособленную линзу, имеющую замкнутый характер. Средняя пористость пласта  $C_{IVa}$  — 20%,  $C_{IVe}$  — 19,  $C_{IVa}$  — 19,6,  $C_{IVe}$  — 22%. Проницаемость изменяется от 0,357 до 0,466 мкм<sup>2</sup>.

По проекту все 4 пласта намечалось разрабатывать единой сеткой добывающих скважин. Предусматривались совместная закачка воды за контур нефтеносности через 12 нагнетательных скважин в объеме 10 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Закачка воды начата одновременно во все пласты. В результате заводнения замедлился темп падения пластового давления. Однако, с точки зрения увеличения темпов выработки запасов каждого пласта, уже в следующем году были выявлены существенные недостатки этой системы заводнения. Одновременная закачка воды в 4 продуктивных горизонта, резко отличающихся по своим коллекторским свойствам, привела к тому, что закачиваемую воду принимали только наиболее проницаемые пласты  $C_{IVa}$  и  $C_{IVe}$ , тогда как менее проницаемые  $C_{IVa}$  и  $C_{III}$  оставались без активного воздействия. Разработка продуктивных пластов объекта протекала крайне неравномерно. Основной по запасам пласт  $C_{IVa}$  практически не был вовлечен в разработку.

В 1960 г. проведено разделение закачанной воды по пластам второго объекта разработки. По расчетам, в пласт  $C_{IVa}$  закачано 5,7%, в пласт  $C_{III}$  — 42,3%, в пласт  $C_{IVa}$  — 15,5% и в пласт  $C_{IVe}$  — 37,6% суммарного объема. В целом по объекту компенсация отбора закачкой к этому времени составляла 63%.

На основе геолого-физической характеристики продуктивных пластов и сложившихся условий их разработки был сделан вывод, что обеспечить равномерное дренирование пластов второго объекта можно лишь при раздельной контролируемой закачке воды в каждый из них.

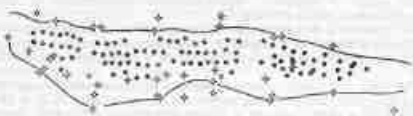
В 1960—1961 гг. был осуществлен переход на раздельные системы нагнетания воды в каждый пласт. Вместо 12 пробурено 34 нагнетательные скважины.

Освоение нагнетательных скважин на пласты  $C_{IVa}$  и  $C_{IVe}$  не представляло особых затруднений в связи с их хорошими коллекторскими

свойствами. Для освоения нагнетательных скважин на пласт Сш приходилось проводить двух-трехкратные солянокислотные обработки с последующими гидроразрывами [10]. Наиболее сложным оказалось освоение нагнетательных скважин на пласт Си из-за низкой его проницаемости. После применения обычных методов освоения скважин их приемистость оставалась незначительной. При проведении гидравлических разрывов в старых скважинах часто нарушалась затрубная изоляция пласта Си от пластов Сi, Сiv\*, Сivo, куда практически и поступало некоторое количество закачиваемой воды.

Опыт освоения вновь пробуренной скважины, зацементированной после кислотной обработки расширяющимся цементом и перфорированной лишь против одного пласта Си с последующим его гидроразрывом, помог решить проблему освоения нагнетательных скважин по этому объекту.

Под закачку воды в пласт Си было освоено 13 скважин, в пласт Сщ — 12, в пласт Сva — 8 и в пласт Сi,6 — 3 скважины. Нагнетательные скважины пластов Си и Сi,ц располагались по кольцу у контуров нефтеносности, а скважины пластов СvH и CIV\* — с южного крыла структуры (см. рис. 2.5).



СvH Сш Ш2

Рис. 2.5. Схема размещения скважин по II объекту Мухоморова (контур нефтеносности: 1, 2 — скважины, обустроенные, интенсифицированные на пластах II объекта (Сi,ц, Сi,6, Сi,в и Сi,г); 3 — контур нефтеносности)

Дальнейшие промыслово-исследовательские работы по объекту, показали, что темпы извлечения нефти из верхних продуктивных пластов Сп и Сдг, содержащих в себе около трех четвертей запасов, остаются низкими.

По данным электромоделирования и аналитических расчетов, долевое участие пластов объекта в добыче нефти в 1964 г. составило по: С<sub>v</sub> — 22,5; Сш — 25,2; d<sub>v</sub> — 30,3 и Сive — 22,0%.

Сопоставление объемов закачки с расчетными данными и высокое долевое участие пластов Сiv<sub>2</sub> и Сivs в текущем и суммарном отборе нефти из второго объекта подтвердило эффективность их законтурного заводнения [9].

Моделирование процесса разработки пластов Си и Сш показало, что при существующих темпах отбора жидкости эффективно используется лишь 40% объема закачиваемой воды в пласт С<sub>v</sub> и 60% в пласт С<sub>v</sub>.

Отставание в выработке верхних пластов объекта обусловливалось недостаточной эффективностью законтурного заводнения, хотя объемы закачки воды в пласты значительно превышали отборы жидкости из них (обеспеченность отбора закачкой достигла 130—140%). Пластовое давление по этим залежам снизилось до 15,0 МПа (при начальном 24,4 МПа). Это потребовало перевода большинства скважин на механизированный способ эксплуатации.

Причинами низкой эффективности законтурного заводнения по пластам Си и Сш являлись значительное удаление нагнетательных

скважин от эксплуатационных рядов и большие утечки воды в законтурную область.

Для максимального использования запасов нефти пластов  $C_n$  и  $C_{ш}$ , значительного увеличения темпов отбора из них, а также для улучшения условий разработки объекта Гипровостокнефтью было предложено внедрить разрезание залежей тремя рядами нагнетательных скважин. Такая система заводнения кроме увеличения темпов добычи нефти должна была повысить пластовое давление, что предотвратило бы переток обводненной жидкости в эксплуатационных скважинах из нижних высокообводненных пластов в верхние. Освоение блоковой системы разработки пластов  $C_i$  и  $C_{ш}$  было начато в конце 1966 г.

Внедрение блоковой системы и высокая обеспеченность отбора жидкости закачкой положительно сказались на разработке объекта. В эксплуатационных скважинах, находящихся в первом, втором и частично в третьем рядах от нагнетательных, отмечено уменьшение разницы забойных давлений пластов  $C_p$ ,  $C_{ш}$ ,  $C_{iv}$ ,  $C_{iv6}$ . В отдельных скважинах забойные давления по пластам  $C_i$  и  $C_{ш}$  превысили давление по пластам  $C_{iv}$ .  $C_{iv}$ . Обводнение этих скважин опресненной водой происходит в результате опережающего вытеснения нефти закачиваемой водой по наиболее проницаемым пропласткам со стороны нагнетательного ряда скважин [И].

На скважины четвертого эксплуатационного ряда внутриконтурное заводнение влияния не оказывает. Забойные давления пластов  $C_p$  и  $C_{ш}$  в них остаются значительно ниже, чем в скважинах пластов  $C_{iv}$  и  $av_6$ .

Имеются немногочисленные данные о продвижении контурных вод пласта  $C_c$ . Радиометрические исследования методами НГК и ИННК, проведенные в ряде скважин в 1969—1972 гг., не отмечают текущего положения ВНК.

Согласно данным по вновь пробуренным скважинам по пласту  $C_{ш}$  в западной части северного крыла зафиксирован подъем ВНК в двух скважинах; на восточном окончании—в четырех скважинах. На южном крыле продвижение контурных вод фиксируется в шести скважинах. На восточном окончании южного крыла отмечен подъем ВНК до отметки —2119,7 м. На восточном крыле **определено начальное** положение ВНК, который находится в интервале 2214—2217 (—2130,3 до —2133,3 м). По более поздним замерам подъем ВНК в пласте  $C_{ш}$  не зафиксирован.

По пласту  $C_{iv}$  на западной периклинали наблюдается продвижение контура нефтеносности. По всему южному крылу отмечается продвижение контурных вод. В сводовых скважинах подъем ВНК не фиксировался.

Обводнение пласта  $C_{iv}$  происходит в основном с подошвенной части. При неравномерной проницаемости по толщине происходит послойное обводнение пласта и последующее вытеснение нефти из менее проницаемых прослоев.

Анализ геолого-промысловых материалов показал, что совершенствование системы заводнения и увеличение объемов нагнетаемой воды внутрь контура нефтеносности позволили относительно стабилизировать добычу нефти по объекту. Эффективность заводнения при этом год от года увеличивалась.

Однако, несмотря на положительные результаты, полученные от внедрения внутриконтурного заводнения пластов  $C_i$  и  $C_{ш}$ , годовой темп добычи начальных извлекаемых запасов нефти по объекту по-прежнему оставался низким. Не удалось достигнуть проектного уровня отбора нефти и в 1972 г. Основными причинами этого являются:

— высокая литологическая неоднородность пластов  $C_n$  и  $C_{ш}$ , содержащих основные запасы нефти второго объекта, и большая рас-

члененность их на пропластки малой толщины (до 5 м). В связи с этим влияние закачки не распространяется далее третьего ряда добывающих скважин из 9 имеющихся в каждом блоке;

— опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков или одного из пластов в этом многопластовом объекте, приводящее к увеличению бездействующего фонда скважин;

— трудность в освоении скважин, не испытывающих влияния закачки после подземного ремонта. Жидкость для глушения ухудшает состояние призабойной зоны таких скважин, резко снижает их продуктивность.

Для ликвидации отставания темпов разработки объекта от предусмотренного проектом уровня было намечено завершить реконструкцию системы заводнения и освоить под закачку разрезающие ряды нагнетательных скважин. По второму объекту в 1971 г. освоено 5 очагов нагнетания.

Для очагового заводнения скважины выбирались с учетом деления блоков примерно на равные участки, чтобы впоследствии использовать эти скважины при создании дополнительных разрезающих нагнетательных рядов по пласту С<sub>и</sub>. Освоение очаговых нагнетательных скважин позволило увеличить объем закачки воды во внутриконтурную часть пластов С<sub>и</sub> и С<sub>ш</sub> на 2500—3000 м<sup>3</sup>/сут. За сравнительно короткое время получен эффект от очагового заводнения второго объекта: 13 добывающих скважин увеличили дебит нефти на 500 т/сут, в некоторых скважинах дебит через 3—4 мес увеличился в два и более раза и сопровождался снижением обводненности. В результате закачки воды в очаговые скважины наблюдался рост динамических уровней и заметное снижение обводненности продукции за счет увеличения долевого участия в работе пластов С<sub>ц</sub> и С<sub>ш</sub> при совместной разработке их с пластами С<sub>я</sub> и С<sub>ivs</sub>. Благодаря применению очагового и внутриконтурного заводнения, 2<sub>и</sub> скважину второго объекта удалось перевести на высокопроизводительные насосы и установить рациональный режим их эксплуатации.

Для интенсификации разработки пластов С<sub>и</sub> и С<sub>ш</sub> необходимо вести закачку воды в некоторые внутриконтурные нагнетательные скважины при давлении 15,0 МПа. В 1970 г. на давление нагнетания 15,0 МПа были переведены восемь скважин. В первые четыре из них закачивалась вода в оба пласта, а в остальные — только в пласт С<sub>ш</sub>. Увеличение приемистости по пластам С<sub>п</sub> и С<sub>ш</sub> за 1970 г. суммарно составило 3430 м<sup>3</sup>/сут. В результате по 16 добывающим скважинам, близко расположенным к нагнетательным, произошло улучшение режима работы, выразившееся в повышении динамических уровней, увеличении дебита нефти с 1151 до 1538 т/сут при увеличении добычи жидкости с 1922 до 2337 м<sup>3</sup>/сут. При этом 3 скважины начали фонтанировать. Для исследования влияния на пласт законтурного заводнения остановлено 16 законтурных нагнетательных скважин. Проведение указанных мероприятий способствовало перераспределению объемов закачки во времени.

По мере обводнения пластов С<sub>iv<sub>в</sub></sub> и С<sub>iv<sub>о</sub></sub> целесообразно их отключать, устанавливая цементные мосты, т. е. разделять второй объект на два объекта разработки.

В связи с литологической изменчивостью пластов С<sub>ц</sub> и С<sub>ш</sub> влияние закачки на их выработку по толщине происходит неравномерно. Согласно данным многочисленных исследований, высокопроницаемые пропластки значительно выработаны, и наибольшее количество закачиваемой в нагнетательные скважины воды поступает в обводненные интервалы. При этом менее проницаемые прослои не испытывают достаточного влияния закачки, что может привести к оставлению в недрах целиков нефти.

Для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных и изо-



для них обводняются прослоев в добывающих скважинах и зачастую изолировать эти пропластки либо с помощью цементных завалов, либо с помощью закачки водорастворимых полимеров, ВУС едальной кислоты или закваски обводняются пропластки железистыми солями — при помощи продавки в них известки или бентонитовой глины.

В целях интенсификации разработки второго объекта было намечено осуществить перевод от обычного заводнения к дополнительному «разрезанию» и, следовательно, в трехрядной, наиболее типичной в этих условиях системе заводнения.

#### 2.4. Внутриконтурное заводнение пластов девона (третьего объекта) Мухановского месторождения

История разработки залежей нефти девона Мухановского месторождения (так же, как и залежей карбона) связана с двухстадийным внедрением системы поддержания пластового давления: на первом этапе — законтурного и на втором — «разрезание» продуктивных пластов на блоки оптимальных размеров.

Основные пласты девона  $D_p$  и  $D_{ш}$  объединены в один объект разработки, куда входят также и **второстепенные** по запасам пласты  $R_i$ ,  $D_{ш}'$  и  $D_{..}$ .

Пласты третьего объекта представлены в основном песчаниками мелкозернистыми, хорошо отсортированными, с редкими прослоями глин и алевролитов. Средняя пористость пласта  $D$ : — 11,5%, пласта  $D_p$  — 17,1, пласта  $D_{ш}'$  — 9,3, пласта  $D_{ат}$  — 17,0 и пласта  $D^{\wedge}$  — 14,9%. Проницаемость изменяется от 0,118 до 0,194 мкм<sup>2</sup>.

Продуктивные пласты местами разделяются выклинивающимися глинистыми прослоями на отдельные изолированные пропластки (рис. 2.6). Пласт  $D_p$  расчленен на три пропластка, которые на отдель-



Рис. 2.6. Геологический профиль на продуктивных пластах III объекта Мухановского месторождения: 1, 2 — залежи нефти и залегающий над ними алевритовый пласт; 3 — глина; 4 — алевролит.

ных участках месторождения соединяются в единый монолитный пласт, пласт  $D_{ш}$  — на два песчаных прослоя. Глинистые пропластки имеют линзовидный характер [12].

Проектом предусматривалось разрабатывать пласты  $D_p$  и  $D_{ш}$  совместно, единой сеткой скважин. Поддержание пластового давления предполагалось осуществлять путем закачки воды с южного пологого крыла через 21 нагнетательную скважину в объеме 24—25 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Нагнетательные скважины располагались на контуре нефтеносности пласта  $D_p$ . Расстояние между нагнетательным и первым рядом добывающих скважин — 1,5—1,7 км, расстояние между нагнетательными скважинами — около 1 км (рис. 2.7).

По расчетам при разработке продуктивных пластов без поддержания пластового давления отбор жидкости был бы в два раза меньше, чем с применением заводнения.

За три года разработки до начала законтурного заводнения пластовое давление снизилось с 33,2 до 24,0 МПа, отбор нефти за этот период составил 7,5% начальных запасов.

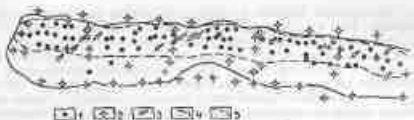


Рис. 27. Схематический разрез пласта по Ш объект, (девону) Мухановского месторождения: 1 — скважины на пласте III объект (Ли, Дш, Riv); 2 — н. п. скважины на пласте III объект; 3 — пьезометрические; 4, 5 — начальный контур нефтеносности пласта Дп

Закачка воды начата в октябре 1958 г. К 1960 г. объем закачки достиг уровня отбора жидкости в пластовых условиях, а затем значительно превысил его. Однако влияние заводнения практически выразилось в прекращении падения давления по пласту и в незначительном увеличении его на отдельных участках при интенсивном росте в законтурной зоне.

Увеличение давления наблюдалось в западной и центральной частях структуры по обоим пластам. Давление по пласту Ди составляло 19,0—23,0 МПа, по пласту Дн — 21,5 МПа, в то же время в законтурной части пласта Д<sub>н</sub> величина его определялась в 30,5—30,7 МПа и по пласту Дш — в 33,7—34,0 МПа. По скважинам восточной и центральной частей структуры и далее на восток пластовое давление до 1962 г. продолжало снижаться. В наблюдательных скважинах южного крыла, находящихся в непосредственной близости от нагнетательных, пластовое давление составляло 20,0—22,0 МПа.

Высокий перепад давления между зоной отбора и законтурной областью питания объясняется слабой гидродинамической связью нефтяного пласта с пластовой водонапорной системой [13, 14].

В начальный период разработки, до нагнетания воды в пласты, была установлена достаточно хорошая связь залежей с законтурной зоной. Пьезометрические скважины, расположенные за пределами нефтяного пласта, хорошо реагировали на отбор жидкости.

Влияние разработки девонских залежей Мухановского месторождения сказалось далеко за их пределами; в одной из скважин Восточно-Черновского купола пластовое давление к началу разработки залежи в пласте Д<sub>н</sub> оказалось ниже начального на 2,8 МПа яри расстоянии от собственно Мухановского купола 8 км, по Михайловскому месторождению — на 0,7 МПа при расстоянии от Мухановского месторождения 10 км.

Подробное изучение гидродинамической связи нефтяной зоны с водонапорной системой проводилось на электромодели в Гипровостокнефти. По данным моделирования процесса разработки, давление в продуктивные пласты должно было возрасти к 1962 г. до первоначального за счет превышения уровня закачки воды над величиной отбора жидкости. При сохранении достигнутого соотношения закачки и отбора давление должно было увеличиться до 38,0—40,0 МПа. В действительности же закачка воды лишь стабилизировала давление.

Расхождение фактической динамики пластового давления с расчетной после начала заводнения указывает на резкое ухудшение связи пластов с законтурной областью питания (до начала закачки расчетная кривая хорошо согласовывалась с фактической).

Снижение эффективности заводнения объясняется созданным в процессе разработки затруднением гидродинамической связи между нефтяными залежами пластов Ди, Дш и водонапорной системой. Это явление может иметь место в результате отложений в порах коллектора карбонатного цемента (карбоната кальция), наличия глинистых ча-

стиц и образования битума, а также вследствие развития пластовой микрофлоры. Как известно, при закачке пресной воды в продуктивные пласты попадают сульфатредуцирующие бактерии, жизнедеятельность которых сопровождается образованием сероводорода. В призабойной зоне скважины сероводород дает осадки сернистого железа. Этот фактор действует на коллектор только вблизи нагнетательных скважин. Нарушение гидродинамической связи может произойти также ввиду адсорбции асфальто-смолистых веществ, уменьшающей проницаемость коллектора для воды. Асфальто-смолистые вещества выпадают при смешении приконтрактной тяжелой нефти с более легкой, находящейся внутри пласта. Это явление подтверждается опытом эксплуатации одной из скважин Дмитриевского месторождения, в которой смешение легкой нефти пласта Д1 с более тяжелой пласта Дп привело к выпадению асфальто-смолистых веществ, закупоривших фонтанный лифт.

Отмеченные возможные причины ухудшения гидродинамической связи нефтяных пластов с водонапорной системой в процессе разработки изучались многими исследователями [12, 14, 15, 16, 17, 18].

В условиях девонских пластов Мухановского месторождения наиболее вероятным фактором, влияющим на ухудшение связи, является выпадение асфальто-смолистых веществ в приконтрактной зоне в процессе перемещения ВНК, хотя не исключается влияние и других факторов.

Вследствие ухудшения гидродинамической связи возникли осложнения в процессе разработки. Несмотря на большие объемы закачки воды в законтурную область, пластовое давление в зоне отбора продолжало снижаться. Скважины прекращали фонтанировать.

Перевод скважин на механизированную добычу штанговыми и электропогружными насосами положительного результата не дал, что объясняется двумя причинами: низкими динамическими уровнями и, следовательно, большими глубинами спуска насосов и низкой эффективностью работы их вследствие высокой **азонашенности** нефти.

Добывающие скважины с дебитами 180—200 т/сут при прекращении фонтанирования и переводе их на механизированную добычу работали с отборами, равными 10—20 т/сут, или переходили в бездействующий фонд. Общая добыча нефти по объекту, не достигнув проектного максимума, стала снижаться.

Для увеличения давления в зоне отбора и предотвращения быстрого снижения добычи нефти в начале 1962 г. была начата пробная закачка воды в две скважины, расположенные внутри контура нефтеносности.

Влияние опытной закачки оказалось весьма эффективным. По соседним добывающим скважинам стало возрастать пластовое давление, сопровождавшееся увеличением дебитов.

На основе анализа результатов пробной закачки воды в пределы нефтенасыщенной части пласта Дп была изменена система заводнения. Внедрен наиболее интенсивный вариант с разрезанием залежи пласта Дп на самостоятельные блоки. Наряду с законтурной системой заводнения, пласт разрезали на блоки пятью рядами нагнетательных скважин (см. рис. 2.7).

Пласт Дш, по которому был достигнут проектный уровень добычи, продолжали разрабатывать с законтурным заводнением.

Внедрение блокового «разрезания» значительно улучшило состояние разработки пласта Д<sub>п</sub>. Пластовое давление внутри контура стало быстро увеличиваться, забойное давление в скважинах значительно возросло. Скважины с механизированной добычей начали переходить на фонтанирование. Это привело к увеличению добычи нефти из пласта Дп и к уменьшению доли добычи из пласта Дт.

В процессе разработки добывающие скважины третьего объекта (пласты Дп, Дш), расположенные в зонах разрезающих рядов, начали

обводняться; исследованиями установлено, что из пласта Дп поступает вода, а из пласта Дш — безводная нефть. В связи с этим в 1965 г. для равномерной выработанности пластов приступили к заводнению пласта Дп путем одновременно-раздельной закачки воды в нагнетательные скважины разрезающих рядов.

Для выхода на проектную закачку воды намечалось освоить под внутриконтурное нагнетание десять скважин.

Таким образом, метод разрезания залежей на блоки рядами нагнетательных скважин явился не только средством интенсификации разработки, он позволил регулировать процессы выработанности пластов при совместной разработке нескольких пластов одной сеткой скважин.

Параллельно с внедрением внутриконтурного заводнения была прекращена закачка воды в 13 законтурных нагнетательных скважин (см. рис. 2.7). Только в 1970 г. за счет остановки законтурных нагнетательных скважин сократился объем закачки воды за контур нефтеносности на 800 тыс. м<sup>3</sup>. В 1972 г. величина закачки за контур нефтеносности составила лишь 17% суммарной по объекту.

Как показали данные промысловых исследований, прекращение закачки воды в эти скважины не оказало существенного влияния на величину средневзвешенного пластового давления.

Влияние закачки воды, судя по обводненности скважин, в большей степени испытывает пласт Дп: на дату исследования из 75 скважин действующего фонда 31 обводнена опресненной водой, в том числе стопроцентное содержание воды отмечено в 16 скважинах.

По пласту Дш слабое опреснение воды намечалось в скважинах западного блока. В основном же скважины этого пласта обводняются подошвенными водами, стопроцентное содержание воды отмечено в 20 скважинах.

На основании проведенного анализа установлено, что обводнение пластов Дп и Дш пластовыми и пресными водами происходит не по всей толщине пласта, а по отдельным наиболее проницаемым пропласткам, что подтверждается данными пробуренных в последние годы скважин.

В процессе разработки третьего объекта в целях изоляции от подошвенных и закачиваемых вод в 31 скважине проведены ремонтно-изоляционные работы. Пласт Дп изолирован полностью в 7 скважинах, нижняя часть пласта Дп — в 12, пласт Дш — в 16, пласт Дп — в 2.

Однако при внедрении блоковой системы воздействия возникали значительные трудности, связанные с извлечением нефти глубинно-насосным способом. Объясняется это отбором нефти из скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами 168 мм и большими газовыми факторами девонских нефтей. Поэтому в этих условиях наиболее целесообразным оказалось повышение давления нагнетания, за счет чего сроки фонтанирования даже высокообводненных скважин были продлены. Для интенсификации разработки пластов третьего объекта планировалось повысить давление нагнетания до 15,0 МПа. В 1970—1972 гг. при повышенном давлении начата закачка воды в 11 скважин.

Как показал анализ разработки, выполненный Гипровостокнефтью, повышение давления нагнетания до 15,0 МПа по отдельным группам нагнетательных скважин девонских пластов является недостаточным. Принято решение перевести на это давление все нагнетательные скважины. Для повышения активности системы осуществлен перенос фронта нагнетания по пластам Дп и Дш и освоение очагов по пластам Дп и Дш путем перевода из эксплуатационного фонда не менее 8 скважин из числа полностью обводненных и находящихся в простое или бездействии. Проведение намеченных работ позволило повысить охват многопластового объекта заводнением и замедлить снижение уровня добычи нефти.

## 2.5. Приконтурное заводнение пласта Сш Дмитриевского месторождения

Характерным примером эффективности применения системы приконтурного заводнения является разработка залежи нефти пласта Сш Дмитриевского месторождения.

Дмитриевское месторождение расположено в юго-западной части Кинель-Медвского нефтегазового района. Сш приурочено к восточному борозженному склону Жигаловской своды. В структурном отношении подпитие представляется собой антиклинальную складку широкого простирания с крутым северным и пологим южным крыльями.

Одним из основных объектов разработки является залежь нефти пласта Сш радиального горизонта нижнего карбона. Пласт промышленно нефтеносен лишь в восточной части месторождения. В центральной части устанавливается наличие литологического экрана, разделяющего пласт на два участка: западный, где коллектор насыщеннее (за исключением небольшой части в южной своде пласта, не имеющей промышленного значения), и восточный, к которому приурочены основные промышленные запасы нефти (рис. 2.8). В восточной и юго-восточной части пласта контуром нефтеносности пласт также замещен плотн и пр.

Залежь нефти относится к типу пластовых коллекторов с обильной коллатеральной порой. Коллектором служат песчаные, известняко-песчаные породы с пористостью 20% и проницаемостью 0,2 мкм<sup>2</sup>. Пласт водопродоек по толщине, переслаивается алевролитами и глинами. В разрезе выделяются три изолированных пропластка, которые в отдельных местах соединяются в единый пласт (см. рис. 2.8). Общая толщина пласта изменяется от 13 до 41 м, эффективная нефтенасыщенная — составляет в среднем 11,5 м, этаж нефтеносности равен 55 м.

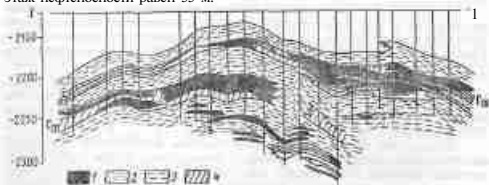


Рис. 2.8. Геологический разрез продуктивной залежи Сш и Сш1 Дмитриевского месторождения: 1, 2 — залежь нефти; 3 — песок; 4 — глина

Уже в первые годы разработки была отмечена затрудненная связь продуктивного пласта Сш с водонапорной системой южного крыла и выявлен сравнительно активный приток пластовых вод с северного [19, 20].

При разработке продуктивного пласта без заводнения пластовое давление снижалось быстрыми темпами. При запроектированном отборе на шестой год разработки величина пластового давления достигла бы давления насыщения 8,65 МПа при начальном давлении, равном 26,1 МПа. Для повышения пластового давления с учетом наличия связи пласта с зоной питания со стороны северного крыла проектировалось одностороннее приконтурное заводнение с южного крыла структуры.

Закачка воды в приконтурную часть пласта через 4 нагнетательные скважины была начата в конце 1961 г. К началу нагнетания воды

пластовое давление, несмотря на небольшой отбор жидкости из залежи, снизилось до 18,8 МПа, то есть на 7,3 МПа от первоначального. После начала закачки воды в одну из скважин менее чем через месяц эффект был отмечен в двух добывающих скважинах и несколько позже — на более удаленной скважине. В этих скважинах резко повысилось пластовое давление и возросли дебиты нефти.

К концу 1962 г. пластовое давление в залежи увеличилось до 24,55 МПа. При этом отбор жидкости в пластовых условиях с начала разработки обеспечивался закачкой воды на 62%.

В процессе разработки величина пластового давления целиком зависела от соотношения объемов закачки и отбора. Так, резкое уменьшение закачки воды в паводковый период (около двух месяцев) при относительно постоянном отборе жидкости снижало пластовое давление на 1,0—2,0 МПа.

Одностороннее приконтурное заводнение залежи нефти пласта Сш оказалось весьма эффективным. Несмотря на то, что закачка с начала разработки не компенсировала полностью отбор жидкости, пластовое давление в короткое время повысилось почти до первоначального [21]. В последующие годы давление оставалось практически одинаковым, близким к первоначальному. Отбор жидкости возрос до проектного уровня, обеспеченность его закачкой составляла 90—100%.

Значительный рост пластового давления позволил интенсифицировать отборы нефти и продлить период фонтанирования скважин до обводненности 40—50% пластовой водой и 90% закачиваемой пресной водой.

До внедрения закачки воды, несмотря на рост количества добывающих скважин, добыча нефти снижалась, и только после повышения пластового давления в 1962 г. объем извлекаемой нефти резко возрос.

В сочетании с естественным напором пластовых вод со стороны северного крыла заводнение позволило обеспечить запроектированную добычу нефти в течение 4 лет.

В течение всего периода разработки П. В. Иванов и А. Й. Слабейский систематически проводили промыслово-геофизические исследования по выяснению характера заводнения пласта и влияния на него поддержания пластового давления. С этой целью изучали характер подъема ВНК, продвижения контура нефтеносности и характер обводнения добывающих скважин. Наиболее полные геофизические данные были получены при разбуривании нижележащих продуктивных пластов девона спустя значительное время с начала разработки пласта С<sub>ш</sub>. Использовали и радиометрические исследования в скважинах, эксплуатирующих нижележащие горизонты. Величина подъема ВНК по результатам электрокаротажа вновь пробуренных скважин приводится в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Подъем ВНК по пласту ГОТ ЯК; тринадцать исследований

№ скважины	Датирование исследований		Подъем ВНК, м	C <sub>ш</sub> воды, м <sup>3</sup> /сут
	№ исследования	Дата		
79	—2217	—2217	0	2,5
170	—2204	—2219	15	2,5
190	—2212	—2219	7	0,9
98	—2211	—2219	8	1,1
229	—2206	—2216	10	2,4
84	—2214	—2217	3	0,6
85	—2215	—2217	2	0,4
11	—2217	—2217	0	0
157-бис	—2217	—2217	0	0
159	—2218	—2218	0	0
160	—2217	—2217	0	0
161	—2217	—2217	0	0

Видно, что наиболее интенсивно ВНК поднимался в западной части пласта как на южном, так и на северном крыльях. Это объясняется воздействием воды, закачиваемой в нагнетательные скважины, и естественным напором пластовых вод с северного крыла (рис. 2.9). Менее интенсивен подъем ВНК в центральной части пласта и на севере. В восточной части подъем ВНК не прослеживался до 1964 г., о чем свидетельствуют данные по добывающим скважинам на этом участке. Это объясняется выклиниванием пласта в непосредственной близости от контура нефтеносности (восточная и юго-восточная части структуры) и небольшими отборами в этой части пласта.

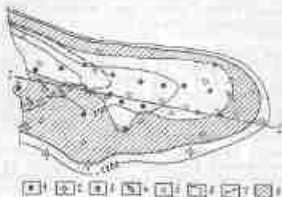


Рис. 2.9 Схема размещения скважин по пласту  $S_m$  Дмитриевского месторождения: 1 — добывающие, 2 — добывающие действующие, Ю И Ш В 3 — шпринглеры; 4 — нагнетательные; 5 — пробуренные на другие горизонты; 6, 7 — начальный контур нефтеносности (внешний и внутренний); 8 — первоначальная граница.

Интересные данные получены при бурении скв. 171 и 97. В скв. 171 в июле 1963 г. ВНК (по электрокаротажу) определялся на глубине 2332 м. В октябре 1963 г., поскольку скважина не была обсажена, был проведен повторный электрокаротаж. ВНК оказался на той же глубине, но в средней части пласта в интервале 2310—2318 м (рис. 2.10) было отмечено обводнение наиболее проницаемой кровельной части, в подошвенной части пласта оставался нефтенасыщенный пропласток. Интервал в 8 м обводнился за 80 дней, т. е. водоэфф. раздел продвигался в положении, близком к вертикальному [21].

Аналогичные результаты были отмечены при анализе геофизического материала при изучении обводнения продуктивного пласта Б<sub>2</sub> Золь-

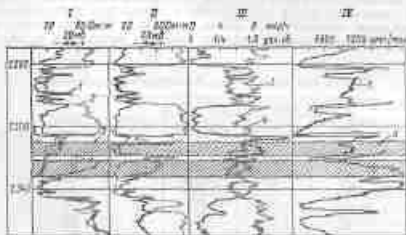


Рис. 2.10. Диаграммы электро- и радиометрии пласта  $S_m$  Дмитриевского месторождения в скв. 171: I, II — стандартная глина (1, 2 — сплеч-гетвино КС (1) (1) Ш — радиоактивный (3, 4 — НГК и ГК); IV — ВНК — НК1" (РКВ-1); 5 — нефтенасыщенный пласт; 6 — пласт, обводненный при разработке

венского и Покровского нефтяных месторождений [22, 23]. Внедрение воды по наиболее проницаемой средней части пласта отмечено в интервале 2199—2204 м в скв. 97, ниже и выше этого интервала пласт нефтенасыщен и ВНК отбивается на отметке -2217 м, которая соответствует его первоначальному положению [8].

В течение 1966—1967 гг. исследовали положение ВНК и продвижение контура нефтеносности по пласту  $C_{ш}$  в скважинах, эксплуатирующих нижний пласт Дп, при помощи радиометрических методов (НГК, ИМНК). Результаты этих исследований приведены в табл. 2.4 и на рис. 2.10, 2.11.

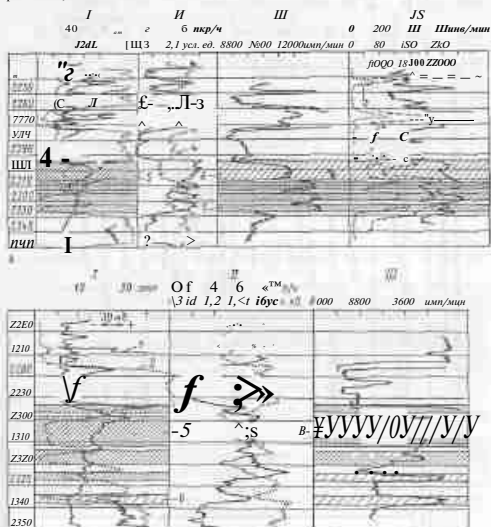


Рис. 2.11. Электро- к ра... [я пласта  $C_{ш}$  Дмитриевского месторождения в скв. 97-бис (6) : 1 — зонд 8,5М0/5Л [•индр. и з\к.ч. 1963 г.); II — РК (февраль 1963) ; III — ВНК - РКМ 4 (1966 г.); IV — ИМНК (апрель 1967 г.); / — б — см. рис. 2.10

Из табл. 2.4 следует, что наиболее интенсивное продвижение контура нефтеносности и подъем ВНК наблюдаются в западной части месторождения со стороны как южного, так и северного крыльев. Эти же выводы были сделаны при изучении результатов бурения новых скважин. В обоих случаях указанное положение объясняется интенсивным нагнетанием воды в две нагнетательные скважины и естественным напором пластовых вод с севера.



Домашнее употребление английских слов в русском языке

Имя существительное	Английское значение		Дата введения в русский язык	Источники	Дата введения в русский язык	Источники	Источники		Семантические значения
	слова	фразы					слова	фразы	
bill	—2115...—2114	Виды	Октябрь 1966 г.	Источники	—	—	—	—	—
bill	—2145...—2114	•	Сентябрь 1966 г.	•	—	—	—	—	133
bill	—2115...—2117	•	Июль 1966 г.	•	—	—	—	—	1100
bill	—2116...—2120	—2117	Июль 1966 г.	—2117	Источники	—	—	—	—
bill	—2115...—2126	—2117	Июль 1966 г.	—2117	Источники	—	—	—	—
bill	—2115...—2122	—2118	Июль 1966 г.	—2118	Источники	—	—	—	—
bill	—2115...—2126	—2117	Июль 1966 г.	—2117	Источники	—	—	—	—
bill	—2115...—2120	—2117	Июль 1966 г.	—2117	Источники	—	—	—	—
bill	—2116...—2121	—2117	Июль 1966 г.	—2117	Источники	—	—	—	—
bill	—2116...—2121	—2117	Июль 1966 г.	—2117	Источники	—	—	—	—

\* В скобках указаны годы в которых появились слова.

При исследовании скв. 88 было установлено, что со стороны южного крыла водонефтяной раздел продвигается в положении, близком к вертикальному. Так, в октябре 1964 г. методом НГК пласт определялся как нефтенасыщенный, а в ноябре 1965 г. тем же методом исследования определен как полностью водонасыщенный. Таким образом, пласт толщиной 29 м обводнялся менее чем за один год.

С результатами, полученными при исследовании скв. 88, согласуются данные о характере обводнения добывающей скв. 153, расположенной менее чем в 100 м к северу от скв. 88. Впервые вода в продукции этой скважины появилась в конце августа 1965 г. в количестве 4%, а уже в феврале 1966 г. ее содержание достигло 99%, т. е. пласт толщиной 12 м полностью обводнился за 6 мес.

В центральной части пласта наблюдается внедрение воды по наиболее проницаемой кровельной части со стороны южного крыла (скв. 90-бис, 91) (см. рис. 2.11). Подобный характер послойного обводнения пласта наблюдается в Самарской области не впервые, такого же типа выработка пласта отмечалась при разработке Зольненского, Мухановского, Якушкинского, Алакаевского и других месторождений [11, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28].

Послойное обводнение неизбежно при разработке неоднородных пластов с активным водонапорным режимом и с применением методов поддержания пластового давления. Практикой установлено (на примере пласта Б, Зольненского и других месторождений), что в процессе разработки оставшиеся нефтенасыщенными отдельные пропластки и Прослои вовлекаются в общую систему дренирования и нефть из них вытесняется к забоям добывающих скважин.

Судя по данным скв. 171, где пласт полностью обводнен, можно утверждать, что и при разработке залежи пласта С<sub>III</sub> Дмитриевского месторождения оставшиеся нефтенасыщенные пропластки будут выработаны с течением времени (см. рис. 2.10).

С данными по подъему ВНК и продвижению контуров нефтеносности, полученными при бурении новых скважин и при исследовании радиометрическими методами в скважинах нижезалегающих пластов, полностью согласуется характер обводнения добывающих скважин. В зонах, где плоскость ВНК в процессе разработки остается близкой к горизонтальной (северное крыло, восточная периклиналь и юго-восточная часть), обводнение скважин постепенное, нарастающее по мере подъема ВНК. Например, в скв. 87 впервые вода появилась в 1962 г. а количестве 8%. Постепенно увеличиваясь, содержание воды в 1965 г. достигло 40%, а к концу 1966 г. — 99—100%. Аналогично обводнились скв. 94, 95, 96 (рис. 2.12).

В зонах, где водонефтяной раздел продвигается в положении, близком к вертикальному (западная часть южного крыла), или внедрение воды происходит по наиболее проницаемым пропласткам (центральная часть южного крыла), темп нарастания обводнения скважин очень высокий. Так, в скв. 89 вода впервые появилась в кон-

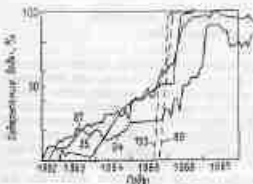


Рис 2.12. П/лгмчк: обводнения добывающих скв 87, 89, 94, 95, 153 пласта С<sub>III</sub> Дмитриевского месторождения

це 1965 г., а через три месяца обводненность составила 99,5%. Полное обводнение пласта подтверждается исследованиями по определению ВНК скв. 154. Аналогично обводнялись скв. 155 и 156, расположенные в центральном ряду.

В результате интенсивного нагнетания воды с южного крыла и менее активного естественного подпора пластовых вод с севера возникло опасение, что стягивание контуров при завершающей стадии разработки произойдет не по линии северного ряда добывающих скважин, а несколько севернее его. Подтверждением этого могут служить данные по скв. 81 и 82, по которым произошло обводнение опресненной водой.

На основании проведенного анализа сделан ряд выводов.

1. Осуществленная система одностороннего приконтурного заводнения пласта  $S_{\text{м}}$  Дмитриевского месторождения оказались весьма эффективной. Несмотря на то, что закачка с начала разработки не компенсировала полностью отбора жидкости, пластовое давление выросло почти до первоначального. Большую роль сыграл естественный напор пластовых вод с северного крыла.

2. На отдельных участках пласта установлен разный характер его обводнения: подъем плоскости ВНК параллельно первоначальной (горизонтальной); движение нефтеводораздела в положении, близком к вертикальному, по всей толщине пласта; послойное обводнение (опережающее обводнение наиболее проницаемых пропластков). Наиболее благоприятным следует считать заводнение фронтом воды по всей толщине, так как значительно сокращается расход воды на извлечение нефти и увеличивается безводная нефтеотдача без снижения конечной. Но и послойное заводнение в условиях пласта  $S_{\text{м}}$  не приведет к заметному снижению конечной нефтеотдачи, так как было установлено, что при наличии хорошей гидродинамической связи между пропластками, все они в итоге будут выработаны. С этой целью для увеличения охвата пласта заводнением намечено перфорировать ранее не вскрытые средние и нижние пропластки. Кроме того, для улучшения выработки северного участка пласта  $S_{\text{п}}$  на конечной стадии разработки целесообразно перераспределить объемы закачиваемой воды.

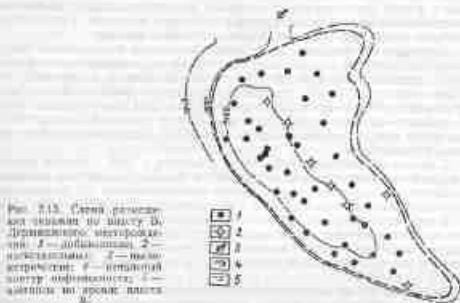
3. От характера заводнения зависит и характер обводнения скважин. При подъеме ВНК в горизонтальном положении темп обводнения медленный, он нарастает годами; при движении нефтеводораздела в положении, близком к вертикальному, обводненность увеличивается очень быстро (до полного обводнения проходит 4—6 мес). Такой характер обводнения способствует резкому сокращению добычи воды и увеличению безводной нефтеотдачи.

Аналогичный характер имеет обводнение и при послойном заводнении. Прекращение эксплуатации скважин из-за полного обводнения в то время, когда в разрезе еще остаются нефтенасыщенные пропластки, в данном случае заметно не скажется на снижении нефтеотдачи, так как нефть из них будет извлечена другими, рядом расположенными скважинами.

## 2.6. Центально-осевое заводнение пласта $V_i$ Дерюжевского месторождения

В Самарской области накоплен опыт применения осевого заводнения. Анализ промысловых данных свидетельствует о том, что центральное осевое заводнение не на всех месторождениях оказывается эффективным. На больших по площади залежах оно, как правило, оказывается недостаточно интенсивным, о чем свидетельствует опыт разработки нефтяных залежей пластов А4 и Аз Якушкинского месторождения. На месторождениях, подобных Мухановскому, Дмитриевскому, Михайловско-Кохановскому и другим, когда ширина залежи не превышает 2—3 км, при осевом заводнении добывающие скважины пришлось бы

располагать вблизи внешнего контура нефтеносности в зонах с низкими значениями нефтенасыщенных толщин (а зачастую и с низкими коллекторскими свойствами). Кроме того, при недостаточной разведанности месторождения на стадии проектирования трудно выбрать удачное местоположение осевого нагнетательного ряда. Так, нефтяную залежь карбонатного пласта  $V_1$  Дерюжевского месторождения намечалось разрезать по длинной оси на две равные части. Однако, при разбуривании пласта оказалось, что его конфигурация резко изменилась по сравнению с данными разведочных скважин, вследствие чего половина ряда нагнетательных скважин оказалась вблизи внешнего контура нефтеносности, и в юго-восточной части месторождения, и на восток от него оказался только один ряд добывающих скважин (рис. 2.13).



Б тектоническом отношении поднятие связано с крупным элементом Заволжья—Болыде-Кинельским валом, приуроченным к южному склону Татарского свода и представляющим собой асимметричную антиклинальную складку северо-западного простирания с крутым юго-западным и пологим северо-восточным крыльями.

Залежь нефти пласта  $V_1$  турнейского яруса массивного типа. Пласт представлен доломитизированными известняками со средней проницаемостью  $0,035 \text{ мкм}^2$  и пористостью 14%. Общая толщина пласта изменяется от 2 до 70 м. Максимальная эффективная нефтенасыщенная толщина 44 м. Этаж нефтеносности 70 м.

Геолого-промысловый и геофизический материал, полученный в процессе разбуривания продуктивного пласта  $V_1$  позволил установить слоистую неоднородность его по толщине и зональную неоднородность по площади. Анализ литологического состава продуктивных пород показал, что хорошие проницаемые нефтенасыщенные прослои переслаиваются плотным доломитизированным известняком с трещинами, заполненными битумом [9, 29].

Разработка залежи нефти пласта  $V_1$  начата в 1958 г. На основе данных пробной эксплуатации трех скважин и результатов наблюдений за уровнем в пьезометрической скважине был сделан вывод, что если залежь не полностью изолирована, то связь ее с водонапорной системой значительно затруднена. Исходя из этих представлений об энергетическом балансе пласта, была запроектирована схема центрально-осевого заводнения.

По длинной оси структуры на расстоянии 400 м друг от друга намечалось пробурить 6 нагнетательных скважин. По обе стороны от нагнетательного ряда было запроектировано по два ряда добывающих скважин. К востоку от нагнетательных скважин ряды добывающих удалены на 500 и 900 м, к западу — на 450 и 850, так как толщина пласта на западной периклинали больше, чем на восточной.

Для создания сплошного фронта заводнения нагнетательные скважины намечалось осваивать под закачку воды через одну при эксплуатации промежуточных скважин на форсированном режиме.

В процессе разбуривания пласта В<sub>1</sub> добывающими скважинами конфигурация и положение контура нефтеносности его были уточнены. Ввиду асимметричного строения пласта зона наибольших нефтенасыщенных толщин располагалась между крутым западным крылом структуры и рядом нагнетательных скважин, который оказался смещенным относительно большой оси структуры в сторону пологого восточного крыла, то есть в зону меньших нефтенасыщенных толщин.

В течение 4,5 лет пласт ЦВ<sub>1</sub> разрабатывался без поддержания пластового давления при постепенном увеличении эксплуатационного фонда до 16 скважин (максимум по проекту 32 скважины) и наращивании добычи нефти по 256 тыс. т в год. Максимальная фактическая добыча нефти, равная 345,4 тыс. т, была достигнута в 1964 г., а проектное число скважин — в 1965 г. За время разработки пласта без заводнения давление в нем снизилось с 18,0 до 13,0 МПа. Обводненность продукции составила 5,4%.

С целью поддержания пластового давления в 1963 г. начата закачка воды в две скважины. К концу 1963 г. наиболее заметная реакция на заводнение отмечена в скважинах, расположенных на расстоянии 500—600 м от зоны нагнетания. В 1964 г. закачка воды компенсировала отбор жидкости за год на 80%, а с начала разработки — на 30,7%. При этом средневзвешенное давление по пласту возросло на 0,76 МПа. Опреснение воды, добываемой вместе с нефтью, отмечено в ближайших к нагнетательной добывающих скважинах. Обводненность по пласту возросла с 7,1 до 20%.

Выявлена закономерность обводнения скважин в зависимости от расположения, плотных участков в разрезе продуктивного горизонта. Скважины, в которых плотный пропласток расположен в нижней части нефтенасыщенного интервала, эксплуатировались безводной нефтью. На крутом западном крыле [плотный пропласток находится значительно ниже ВНК и, следовательно, не препятствует движению воды. Поэтому скважины этого участка обводнились пластовой водой в самом начале разработки.

Резкий (на 10,5%) рост обводненности **продукций** отмечен в 1966 г., когда закачка с начала освоения составила 1220 тыс. м<sup>3</sup>, то есть общий отбор жидкости в пластовых условиях был компенсирован на 78%. В этих условиях пластовое давление сравнительно равномерно распределилось в северной части пласта, а в южной образовалась воронка депрессии, погашение которой началось только с вводом под нагнетание скважин на этом участке.

Особенности пласта В<sub>1</sub> следующие: восточное крыло структуры имеет затрудненную связь с зоной питания, западное имеет сравнительно хорошую связь с законтурной областью питания.

В 1968 г. закачка воды в залежь увеличена по сравнению с 1967 г. на 62%, тогда как отбор жидкости возрос только на 7%, то есть обеспеченность закачкой достигла 104%. В результате положительного баланса пластовое давление за год увеличилось на 0,27 МПа и составило 12,2 МПа.

Для более полного охвата пласта заводнением в 1969—1970 гг. освоены под закачку четыре скважины. Объем закачиваемой воды увеличился соответственно до 621 и 736 тыс. м<sup>3</sup>. Пластовое давление к концу 1972 г. возросло до 13,15 МПа.

Изучение выработанности пласта *В*<sub>1</sub> проводилось на основании данных геофизических материалов, опробовании вновь пробуренных скважин, анализа обводнения добывающих скважин и результатов исследований глубинными расходомерами.

Первоначальное положение *ВПК*, принятое при подсчете запасов, — 1496 м. Исследования, проведенные в 1966 г. методом ИННК в скв. 203, показали, что *ВНК* здесь поднялся до отметки — (1484—1485) м, что согласуется с результатами освоения скважин юго-западного крыла.

Однако в скважинах восточного крыла с глубин, соответствующих абсолютным отметкам — (1492—1494) м, была получена безводная нефть. Это, вероятно, связано с тем, что уплотненный пропласток на восточном крыле расположен в подошве пласта.

В 1968 г. в одной из скважин было проведено опробование отдельно верхнего и нижнего пропластков. Из обоих интервалов получен приток опресненной воды, что дает основание судить о хорошей степени вытеснения нефти водой.

Незначительная обводненность (5—6%) краевых скважин, имеющих нижние отверстия перфорации на отметке—1497 м и большие текущие отборы нефти, говорят о медленном подъеме *ВНК* по пласту *В*<sub>1</sub>.

Подводя итоги разработки пласта *В*<sub>1</sub> Дерюжеского месторождения, можно сделать заключение, что осевая система поддержания пластового давления применительно к данному пласту является эффективной.

Анализ процесса разработки залежи нефти пласта *В*<sub>1</sub> показал, что характеристика вытеснения нефти водой здесь не ниже, чем по залежам с терригенными коллекторами, имеющими близкие значения соотношения вязкостей нефти и воды. Отставание же фактических показателей разработки от проектных обусловлено (наряду с недостатками по осуществлению заводнения) целым рядом причин. Основными из них являются: отставание числа добывающих скважин, на протяжении нескольких лет от проектного, ухудшение коллекторских свойств пласта в юго-восточной части структуры, невозможность эксплуатации скважин, как это рекомендовалось проектом, при низких забойных давлениях и при динамических уровнях до 1000 м.

Для более полной выработки запасов и достижения проектного коэффициента нефтеотдачи необходимо в дальнейшем интенсифицировать отборы из малодобитных скважин, применяя для этого селективные кислотные обработки, абразивную перфорацию, гидравлический разрыв пласта давлением пороховых газов с тем, чтобы в целом по пласту увеличить среднесуточный отбор жидкости на 400—500 т. В скважинах восточного крыла структуры следует провести анализ характера вскрытия пласта перфорацией с целью подключения к работе дополнительной недраенируемой толщины пласта. На следующем этапе разработки кроме существующего осевого нагнетательного ряда необходимо освоить под закачку два дополнительных поперечных ряда с использованием добывающих скважин, т. е. перейти от осевой системы к блоковой в сочетании с осевой. Окончание строительства системы заводнения на давление нагнетания 10,0 МПа позволит обеспечить закачку необходимых объемов воды и улучшить условия выработки пласта.

Переход к блоковой системе заводнения изменит направление фильтрационных потоков жидкости в пласте, что будет способствовать достижению проектной нефтеотдачи.

## 2.7. Площадное заводнение пластов *К*<sub>1</sub> и *К*<sub>п</sub> кунгурского яруса Яблоневского месторождения

Одной из разновидностей поддержания пластового давления является площадное заводнение, впервые в Самарском Поволжье внедренное в 1956 г. на Яблоневском месторождении.

Яблоневское месторождение расположено в восточной части Кисель-Черкасского нефтегазоносного района приурочено к Городецкой тектонической линии.

Структура по пластам кунгурского яруса К<sub>1</sub> и К<sub>п</sub> представляет собой антиклиналь подковообразной формы (атоллообразный массив), имеющую кольцевую структурную поверхность. В центре поднятия находится глубокая впадина лагунного типа.

В пределах структуры отчетливо выделяется 5 основных поднятий, разделенных прогибами с амплитудой от 10 до 40 м. Крупные формы осложнены более мелкими куполами размером до 1,5 км по длинной осн. По периметру длина структуры составляет 19 км, ширина продуктивной части колеблется в пределах от 1 до 3 км.

Залежи нефти пластов К<sub>1</sub> и К<sub>п</sub> массивного типа, практически запечатаны окисленным битумом и вторичным кальцитом. Этаж нефтеносности 30—55 м. Коллектором является пористый, слабо засульфаченный доломит. Общая толщина пластов изменяется от 3 до 14 м по К<sub>1</sub> и от 5 до 27 м по К<sub>п</sub>.

В объект разработки включены пласты К<sub>1</sub> и К<sub>п</sub>, разделенные 5—8-метровой пачкой мергелей и доломитов. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина принята соответственно 7,7 и 11,2 м. Проницаемость верхнего пласта характеризуется величиной 0,019—0,127 мкм<sup>2</sup>, нижнего—0,010—0,020 мкм<sup>2</sup>.

Изоляция залежей нефти от пластовой водонапорной системы подтверждена данными разработки.

Добыча нефти из залежей кунгурского яруса начата в 1948 г. Своеобразное геологическое строение месторождения привело к длительному по времени его разбуриванию. Отдельные купола вводились в разработку в разное время: в северной части — в 1948 г., в восточной — в 1949 г., в западной — в 1950—1952 гг., в южной — в 1952—1954 гг., и 10-й купол — в 1956 г.

Разработка пластов К<sub>1</sub> и К<sub>п</sub>, идентичных по гидродинамическим условиям и физико-химическим свойствам нефтей, осуществлялась совместно. Плотность сетки по куполам различна, в среднем по месторождению она равна 5,86 га/скв.

Данные первых лет разработки указывали на наличие в залежах режима растворенного газа. В 1951 г. институт Гипровостокнефть предложил начать поддержание пластового давления закачкой газа в нагнетательные скважины, расположенные в приконтурной части структуры. Пластовое давление по этим куполам к началу закачки газа снизилось до 0,8—0,9 МПа, а газовые факторы повысились с первоначальных 50 до 300 м<sup>3</sup>/т.

Суточная закачка газа изменялась от 400 до 150 тыс. м<sup>3</sup>. Уже на третий месяц закачки добыча газа по этим участкам возросла на 42% без существенного увеличения добычи нефти. Закачка газа в продуктивные пласты вследствие его прорывов оказалась неэффективной и в октябре этого же года была прекращена.

В 1955 г. начата пробная закачка воды в скважины 2-го и 5-го куполов, а в марте 1956 г. на основе полученных данных проведен промышленный эксперимент по заводнению 6-го купола. К этому времени из-за высокого газового фактора (более 600 м<sup>3</sup>/т) здесь было остановлено 17 из 26 добывающих скважин [9].

Среднесуточный дебит одной скважины составлял около одной тонны. Пластовое давление по отдельным скважинам снизилось до 0,8—1,0 МПа. Под нагнетание воды использовалось 7 скважин из числа добывающих.

В 1957 г. были пущены в работу все 17 ранее законсервированных скважин. К началу пуска их в эксплуатацию пластовое давление возросло до 1,4 МПа. Газовый фактор по скважинам снизился до 50 м<sup>3</sup>/т, а дебиты их возросли почти в 5 раз. Объем закачки по этому куполу составлял 500 м<sup>3</sup>/сут, что значительно превышало отбор жидкости.

На основе опыта закачки воды по 6-му куполу в 1960 г. начато освоение заводнения объекта в целом. В этом же году оно было освоено по всем куполам, за исключением десятого. Под нагнетанием находилось 67 скважин со среднесуточной закачкой воды  $1477 \text{ м}^3$ . В последующие годы по мере ввода скважин под закачку объем нагнетаемой воды все больше увеличивался. В 1963 г. объект разработки оказался полностью охваченным заводнением.

После получения положительных результатов от нагнетания воды был составлен проект доразработки Яблоневского месторождения, предусматривающий расширение системы заводнения. Предлагались два варианта заводнения. Первый вариант — закачка воды с поверхности раздельно в пласты  $K_1$  и  $K_2$  через 45 скважин и перевод 98 добывающих скважин под переток воды из татарского яруса в пласт  $K_2$ . Второй вариант — закачка воды с поверхности в 100 скважин и оборудование 42 скважин под принудительный переток воды.

Для дальнейшей разработки месторождения был принят второй вариант с заводнением пластов преимущественно с поверхности. Под нагнетание намечалось использовать 142 скважины при среднесуточной закачке воды  $6000-7000 \text{ м}^3$ . Принятая схема расположения нагнетательных скважин по куполам — осевая, площадная, очаговая, приконтурное заводнение и блоковая система разработки (рис. 2.14).

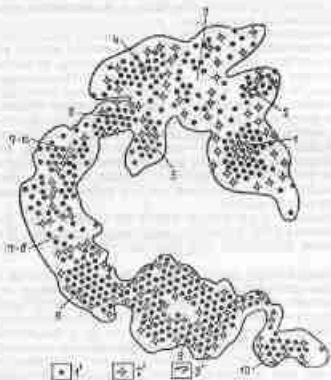


Рис. 2.14. Схема расположения скважин на куполах Яблоневского яруса Колпинского месторождения.  $L, L'$  — скважины наружного и внутреннего контура;  $L$  — внешние скважины блоковой системы;  $K_1$  (1-10 — вершины куполов)

По каждому куполу система заводнения вследствие использования для нагнетания воды эксплуатационного фонда имела определенные недостатки. Однако, несмотря на это, уже в начальный период заводнения произошло значительное увеличение добычи нефти и более медленное ее снижение в дальнейшем.



За период разработки залежи с заводнением пластовое давление по куполам возросло с 0,25 до 0,95 МПа. Минимальный рост давления отмечен на 5-м и максимальный — на 6-м куполе. И хотя на большей части куполов объем закачки в несколько раз превысил отбор жидкости или был близок к полной компенсации, строгой зависимости роста пластового давления от количества закачанной воды не отмечается. Объясняется это двумя причинами. Во-первых, большие объемы воды понадобились для компенсации отобранной из пластов нефти в период разработки их при режиме растворенного газа, то есть для замещения водой порового пространства, занятого свободным газом. Этот процесс продолжался значительное время., о чем свидетельствовали повышенные газовые факторы на отдельных участках пласта. Во-вторых, некоторое количество нагнетаемой воды терялось вследствие негерметичности эксплуатационных колонн. Возможны были потери нагнетаемой воды и по скважинам, использовавшимся в свое время для заводнения продуктивных пластов кунгура методом обычного или принудительного верхнего перетока воды.

По 44 нагнетательным скважинам определялся коэффициент охвата толщины пласта заводнением. Значения коэффициента менялись в широких пределах, но наиболее часто он имел величину 0,4—0,5. Принимающие воду интервалы в пласте К<sub>1</sub> приурочены в основном к его средней части. Верхняя часть пласта К<sub>п</sub> принимает воду довольно равномерно по толщине. Нижняя его часть в большинстве исследованных скважин перфорацией не вскрыта.

Неравномерность распределения нагнетаемой воды по толщине пласта К<sub>1</sub> и сравнительно низкий коэффициент охвата пласта заводнением, отмечаемый глубинными расходомерами, являются, по-видимому, следствием состояния призабойной зоны скважин. Нагнетаемая вода поступает в первую очередь в хорошо дренированные прослойки, образованные в результате многочисленных солянокислотных обработок и гидравлических разрывов. Однако текущие данные разработки — величина отобранной нефти, процент обводненности добываемой продукции и достигнутая нефтеотдача пласта — свидетельствуют о том, что в удалении от нагнетательных скважин вода из трещин и дренированных кислотными составами зон, очевидно, поступают в другие части горизонта, в результате чего коэффициент охвата пласта воздействием по толщине значительно возрастает.

Максимальный темп отбора нефти по объекту был достигнут в 1957 г. и составил 5,7% начальных извлекаемых запасов. В этот период в эксплуатации находилось 445 скважин со средним дебитом нефти 3,9 т/сут.

Значительная часть добытой нефти была получена за счет применения методов интенсификации. Максимальный прирост от обработки призабойной зоны скважин НС1 получен в 1952 г., а от гидравлических разрывов пласта — 1957 г. В связи с низкой эффективностью повторных обработок НС1 и гидроразрывов, количество их в последующем сократилось. Прирост от обработок НС1 и гидроразрывов составил 13,1% извлеченной из залежи нефти. На различных куполах осуществлены практически все системы внутриконтурного заводнения — площадная, блоковая, центральная осевая, приконтурная и очаговая. В 1967 г. на 5-ом и 6-ом куполах была начата циклическая закачка.

В связи с тем, что к 1969 г. пластовое давление возросло до 2,9 МПа (60% начального) и отмечалось снижение эффективности процесса вытеснения нефти водой на 10-м куполе была прекращена закачка, в 1970 г. закачку прекратили на 6-м куполе, в 1971 г. — на пяти куполах, а в апреле 1972 г. прекращена закачка на месторождении в целом. В октябре 1972 г. была возобновлена закачка на 8-м и 9-м куполах. Прекращение закачки привело к улучшению характеристики вытеснения нефти водой, за счет чего произошло сокращение объема добываемой воды за 1972—1974 гг. на 385 тыс. м<sup>3</sup>.

Предполагается, что эффект обусловлен следующим явлением. В условиях режима растворенного газа значительная часть пор оказалась заполненной выделившимся газом. В ходе заводнения большая часть воды внедрялась в поровую часть пласта, сжимая газ. После прекращения заводнения в связи с изменением градиента давления возможно выделение воды и нефти из матрицы в высокопроницаемые зоны за счет расширения газа.

На основании гидродинамических расчетов и экстраполяции фактического участка характеристики вытеснения нефти водой величина конечной нефтеотдачи составляет 38%, текущая нефтеотдача — 30,6%. В условиях низкой продуктивности карбонатных коллекторов кунгурского яруса, а также в связи с тем, что заводнение на Яблоневском месторождении применено как вторичный метод (после разработки на режиме растворенного газа), эта величина нефтеотдачи является, сравнительно высокой.

Результаты разработки отдельных куполов Яблоневского месторождения позволяют судить об эффективности различных систем заводнения в условиях карбонатного малопроницаемого коллектора. Выявлена определенная тенденция увеличения прироста нефтеотдачи пласта, полученного в результате заводнения, в зависимости от степени активности системы заводнения, выраженной отношением количества добывающих и нагнетательных скважин (рис. 2.15). Наблюдается также тенденция увеличения нефтеотдачи при увеличении числа нагнетательных скважин на единицу площади залежи (рис. 2.16).



Рис. 2.15. Зависимость нефтеотдачи от отношения числа добывающих и нагнетательных скважин от степени активности системы заводнения ( $G$  — гкм/км<sup>2</sup> площади добывающих к числу нагнетательных скважин) по куполам (1—10) Яблоневского месторождения.



Рис. 2.16. Зависимость нефтеотдачи от плотности сетки (отношение числа добывающих скважин к числу нагнетательных скважин) от куполов (1—10) Яблоневского месторождения.

## 2.8. Блоковая пятирядная система заводнения по пластам $A_3$ и $A_4$ Кулешовского месторождения

Идея блоковых систем разработки окончательно оформилась к концу 50-х годов и впервые была доведена до уровня всесторонне обоснованного проектного решения при составлении в 1960 г. технологической схемы разработки нефтяных залежей пластов  $A_3$  и  $A_4$  Кулешовского месторождения [30, 31]. На основе составленной Гидрогазифлюидно-технологической схемы залежи пластов  $A_3$  были разработаны рядами нагнетательных скважин на север, а залежь пласта  $A_4$  — на три симметричных блока разработки с пятирядной системой добывающих скважин в блоке (рис. 2.17). Ряды нагнетательных скважин расположены

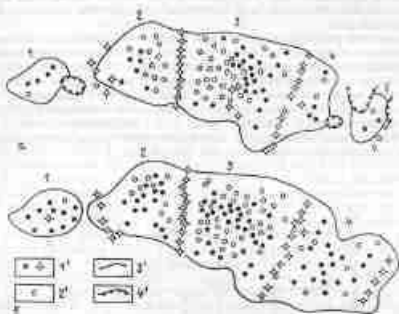


Рис. 2.17. Система разработочных скважин по пластам  $A_3$  (а) и  $A_4$  (б) по плану (А—Б) Кулешовского месторождения: 1 — скважины нагнетательные и нагнетательные; 2 — скважины добывающие; 3 — контур нефтеносности; 4 — зона структурной сложности

ортогонально длинной оси структурной складки, размеры блоков по северному крылу составляют около 4,4 км, по южному — 3,7 км. По обоим объектам расстояние между нагнетательными скважинами в ряду было принято равным 350—400 м. Для разработки пласта  $A_4$  было запроектировано 128 скважин (из них первоочередного проектного фонда — 80 и резервного — 48 скважин) при соотношении добывающих и нагнетательных скважин равном 2:1. Первоочередные добывающие скважины были размещены по сетке с расстояниями между рядами 700—750 м и скважинами в ряду — 800 м. Аналогичная сетка была принята для пласта  $A_3$  при фонде в 106 скважин, из них 65 проектных и 40 резервных.

Максимальный уровень добычи нефти по пласту  $A_4$  был запроектирован на 1964—1965 г. равным 6,8%, а по пласту  $A_3$  — 8,1% утвержденных извлекаемых запасов нефти. Коэффициент конечной нефтеотдачи был принят по пласту  $A_4$  — 0,55 и  $A_3$  — 0,65.

На первом этапе разбуривание залежей нагнетательными и добывающими скважинами проведено в точном соответствии с технологической схемой. В последующем были внесены некоторые коррективы по фонду скважин и проведены мероприятия по усилению системы завод-

нения. В 1966 г. Центральная комиссия при рассмотрении проекта разработки, составленного Гипровостокнефтью, приняла решение увеличить текущую добычу нефти на месторождении на 1 млн т/год за счет дополнительного бурения 25 добывающих скважин. Из них 10 скважин было пробурено на пласт А<sub>1</sub> и 10 — на пласт А<sub>2</sub>.

Некоторое превышение фактического количества скважин по пластам А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> над проектным фондом произошло в основном за счет взаимного их перевода с пласта А<sub>1</sub> на пласт А<sub>2</sub> и наоборот после обводнения собственного пласта. Участие сверхпроектных скважин в добыче нефти по тому и другому объекту незначительно.

По основному центральному блоку разработки пластов А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> система добывающих скважин после бурения резервного и дополнительного фонда превратилась из пяти- в семи- и восьмидесяти систему. В этих условиях для поддержания темпа добычи нефти воздействие нагнетательных рядов оказалось недостаточным, поэтому в 1972 г. проведено некоторое усиление системы нагнетания за счет создания очагов в южной части блоков. Несколько ранее был создан очаг заводнения в центре I блока пласта А<sub>2</sub>.

Сравнительно невысокая конечная нефтеотдача, ожидаемая по пласту А<sub>2</sub>, объясняется, главным образом, особенностями геологофизической характеристики карбонатных коллекторов.

В целом, итоги разработки объектов за основной период полностью подтвердили правильность теоретических положений, составивших научное обоснование предложений Гипровостокнефти по применению блоковых систем разработки [30, 31].

В отличие от законтурного заводнения, на Кулешовском месторождении при осуществлении разрезания на блоки не было пробурено ни одной непригодной (бросовой) нагнетательной скважины. Инженерное обустройство месторождения благодаря определенности и четкости проектных решений вопросов разработки и компактности системы расстановки скважин было выполнено в сжатые сроки, что позволило быстро освоить систему заводнения и в рекордно короткие сроки выйти на проектные уровни добычи нефти. Блоковые системы разработки на Кулешовском месторождении позволили не только достичь высоких темпов добычи нефти, но и удерживать их стабильными в течение продолжительного времени [32, 33].

Темп добычи нефти по пласту А<sub>2</sub> в течение 11 лет (1963—1973 гг.) составлял в среднем 6,4%, а по пласту А<sub>3</sub> в течение 8 лет (1964—1971 гг.) — 8,5% уточненных извлекаемых запасов нефти в год. Высокие и стабильные темпы разработки залежей пластов А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub>, достигнутые благодаря блоковой системе, являются уникальными в Урало-Поволжье для сопоставимых пластов, разрабатываемых при менее интенсивных законтурных или приконтурных системах заводнения. Имея уникальный опыт разработки с применением блоковой системы, нетрудно представить возможный ход разработки объектов в том случае, если по ним в 1960 г. в соответствии с общепринятыми тогда представлениями было бы решено внедрить законтурное заводнение.

Попытка запроектировать законтурное заводнение по имеющимся в 1960 г. данным о геологическом строении месторождения окончилась бы по пласту А<sub>2</sub> частичной и по пласту А<sub>3</sub> полной неудачей. Связь залежи пласта А<sub>3</sub> с законтурной зоной по всему периметру оказалась, как выяснилось позже, сильно затрудненной и поэтому система законтурного или приконтурного заводнения была бы явно неэффективной.

По пласту А<sub>2</sub> удалось бы освоить только часть законтурных нагнетательных скважин на северном крыле, по остальной части периметра пласта все законтурные или приконтурные нагнетательные скважины оказались бы пробуренными напрасно из-за отсутствия связи залежи с законтурной зоной.

Альтернативой этому явилось бы решение продлить пробную эксплуатацию пластов на длительный срок с целью выяснить характер

их связи с законтурной зоной, что, во-первых, сильно затянуло бы ввод объектов в разработку, а, во-вторых, после этого пришли бы к выводу о целесообразности применения блоковой системы.

Анализ разработки нефтяных месторождений России показывает, что отмечается отчетливая тенденция постепенного увеличения интенсивности применяемых систем заводнения. Так, если в 50-х годах нефтяные залежи «разрезались» рядами нагнетательных скважин на очень крупные участки (площади), каждый из которых разрабатывался при интенсивности, соответствующей законтурному заводнению, то в последние годы нефтяные залежи разрезаются на блоки небольшой ширины с количеством рядов в каждом блоке не превышающем трех-пяти. Пяти- и трехрядная блоковая системы являются наиболее распространенными на нефтяных месторождениях.

Анализируя дальнейшее развитие систем заводнения, следует отметить, что наметилась тенденция к переходу от пятирядной блоковой системы к трехрядной и даже однорядной и внедрению площадных систем, характеризующихся максимальной интенсивностью.

### 2.9. Трехрядная блоковая система заводнения по пластам $A_3$ и $A_4$ Козловского месторождения

В 1965 г., вскоре после внедрения на Кулешовском месторождении пятирядной блоковой системы, была начата разработка нефтяных залежей пластов  $A_3$  и  $A_4$  Козловского месторождения с применением более активной трехрядной блоковой системы (рис. 2.18).

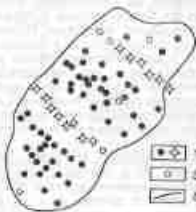


Рис. 2.18. Схема разработки пластов  $A_3$  и  $A_4$  Козловского месторождения: 1 — добывающие; 2 — нагнетательные; 3 — скважины остаточного заводнения; 4 — контуры нефтеносности

Нефтяные пласты  $A_3$  и  $A_4$  характеризуются низкой проводимостью — порядка  $0,03-0,05$  мкм<sup>2</sup>/мПа·с. Двумя поперечными нагнетательными рядами пласты разрезаны на три блока, на которых располагалось (с юго-запада на северо-восток) соответственно два, три и один эксплуатационный ряд скважин. Нагнетательные ряды по обоим пластам совмещены. Несмотря на то, что при разбуривании месторождения существенно изменились представления о геологическом строении пластов (выявилась высокая степень неоднородности пласта  $A_3$ ) и сократились запасы нефти (на 10% по пласту  $A_3$  и на 25% по пласту  $A_4$ ), фактический максимальный уровень добычи нефти превзошел проектный и за 12 лет разработки было отобрано 63,2% начальных извлекаемых запасов нефти [9].

Максимальный темп добычи нефти по пласту  $A_4$  составил 9,2% начальных извлекаемых запасов, по пласту  $A_3$  — 6,2%. Фактическая обводненность ниже проектной. Определенная по геолого-промысловым данным (по картам остаточных нефтенасыщенных толщин) величина нефтеотдачи в промытой зоне по пластам  $A^3$  и  $A_4$  равна 58 и 53% соответственно, т. е. соответствует проектной конечной нефтеотдаче.

Определенная таким же методом величина нефтеотдачи в промьтой зоне оказалась равной по пластам  $A_1$  и  $A_2$  Кулешовского месторождения соответственно — 46 и 53%, по пластам  $A_4$  и  $B_2$  Покровского месторождения соответственно—53 и 57%, по пласту  $B_1$  Дерюжевского месторождения — 28%. Эти пласты разрабатываются при менее интенсивных системах заводнения, чем на Козловском месторождении. Однако нефтеотдача в промьтой зоне по пластам Козловского месторождения не ниже, а даже выше, тем по пластам, разрабатываемым при менее интенсивных системах заводнения (при этом коллекторские свойства пластов и соотношение вязкостей нефти и воды по Козловскому месторождению менее благоприятны).

Анализ характеристик вытеснения нефти водой по месторождениям Самарской области показал, что процесс вытеснения нефти водой по пластам Козловского месторождения протекает более благоприятно, чем по пластам с близкими геолого-физическими характеристиками, разрабатываемым при менее интенсивных системах заводнения.

Ряд специалистов высказывает предположение о том, что технико-экономические показатели при использовании интенсивных систем заводнения могут оказаться значительно хуже, чем показывают теоретические исследования, за счет того, что фактическая эффективность процесса вытеснения нефти водой может оказаться ниже проектной. Для проверки этого предположения было проведено сопоставление расчетной и фактической динамики показателей заводнения пластов  $A_1$  и  $A_2$  Козловского месторождения за прошедший период разработки. Использовалась методика, описанная в работах [34, 35, 36]. Анализ показал, что фактические показатели лучше расчетных, т. е. фактическая эффективность процесса вытеснения нефти водой выше расчетной.

Таким образом, анализ разработки нефтяных пластов Козловского месторождения показал, что, несмотря на сравнительно высокое значение соотношения вязкостей нефти и вытесняющей ее воды, значительная степень выработки обеспечена при сравнительно невысокой обводненности. О благоприятном характере вытеснения нефти водой свидетельствует и величина нефтеотдачи в промьтой зоне пластов.

Сопоставление характеристик вытеснения нефти водой по залежам нефти Козловского и других месторождений, близких по геолого-физическим свойствам, свидетельствует о более высокой эффективности процесса на Козловском месторождении.

Анализ разработки Козловского месторождения подтверждает полученный на основании теоретических исследований вывод о том, что при разработке нефтяного пласта по трехрядной блоковой системе обеспечиваются более благоприятные технико-экономические показатели, чем при разработке пластов при менее интенсивных системах заводнения.

## 2.10. Эффективность систем внутриконтурного заводнения в различных геолого-физических условиях

Переход от менее интенсивных пятирядных блоковых систем к более интенсивным трехрядным, однорядным и площадным системам сдерживался из-за того, что многие специалисты опасались ухудшения процесса вытеснения нефти водой и уменьшения конечной нефтеотдачи пласта; ранее аналогичные опасения высказывались при переходе от законтурных к внутриконтурным системам заводнения.

Для выявления преимуществ и недостатков различных систем внутриконтурного заводнения В. И. Колгановым и В. С. Ковалевым были проведены исследования динамики показателей разработки нефтяных пластов в различных геолого-физических условиях при всех внутриконтурных системах заводнения с одинаковой плотностью сетки скважин. При этом использовали модели, позволяющие учитывать основные фак-

торы влияния на ход процесса вытеснения нефти водой. При расчетах использовали методику, описанную в работах [34, 35, 36].

Рассмотрены блоковые системы заводнения с количеством эксплуатационных рядов от одного до шести и различные виды площадных систем заводнения. Проведено исследование влияния коллекторских свойств пласта, его прерывистости и характера слоистой и зональной неоднородности, свойств нефти и условий ее залегания на эффективность различных систем заводнения.

Гидродинамические расчеты показали [35], что наиболее интенсивные однорядные блоковые и площадные системы заводнения характеризуются более высоким темпом разработки, большой величиной безводной нефтеотдачи пласта, обеспечивают благоприятную характеристику вытеснения нефти водой (зависимость между текущей нефтеотдачей и относительным количеством отобранной жидкости) и более устойчивую добычу нефти во времени при заданном отборе жидкости.

Технико-экономические и гидродинамические расчеты показали, что наиболее интенсивные однорядные блоковые и площадные системы заводнения обеспечивают высокую нефтеотдачу пласта при благоприятных экономических показателях [35, 37].

Преимущество интенсивных систем заводнения по сравнению с малоинтенсивными многорядными системами разработки особенно возрастает при неблагоприятных геолого-физических условиях. При низких коллекторских свойствах продуктивных пластов и высокой степени их прерывистости пятирядные и даже трехрядные блоковые системы становятся неэффективными и могут использоваться лишь площадные, однорядные и очаговые системы заводнения. На пластах с высокой вязкостью нефти более целесообразно применять площадные системы, причем по мере увеличения вязкости нефти более рациональными становятся площадные системы с большим соотношением добывающих и нагнетательных скважин. Так, при низкой вязкости нефти наиболее оптимальным является применение обращенной пятиточечной площадной системы, при возрастании вязкости нефти до 7 мПа·с — семиточечной площадной системы, при 15 мПа·с — девятиточечной площадной системы, при 25 мПа·с и выше — тринадцатиточечной площадной системы:

Проведенные исследования показали, что более эффективно регулировать разработку нефтяных месторождений на всех его стадиях системой заводнения. С целью улучшения показателей разработки месторождения рационально применять интенсивную систему заводнения на продуктивных пластах с низкими коллекторскими свойствами, а также на участках пласта с худшими коллекторскими свойствами, чем другие мероприятия по регулированию процесса разработки. Интенсивные системы заводнения позволяют продлить фонтанирование обводненных скважин [38, 39]. Это особенно важно для пластов, на которых насосная эксплуатация скважин вызывает значительные трудности, в частности, на глубокозалегающих пластах с высокогазонасыщенной нефтью. В Самарской области накоплен определенный опыт по продлению периода фонтанирования скважин методом усиления системы заводнения. В 1964 г., когда выяснились трудности насосной эксплуатации скважин по девонским залежам Мухановского месторождения, была запрограммирована система заводнения, с целью интенсификации скважин до 70% -ной обводненности. В 1968 г. при составлении технологической схемы разработки нефтяной залежи пласта Дпт Воронежского месторождения было предусмотрено предельное фонтанирование скважин до 80% -ной обводненности. В 1969 г. Гидроветеринария была составлена технологическая схема разработки Воронежского месторождения Оренбургской области, предусматривающая фонтанирование скважин по залежи пласта Дп до конца разработки, что в основном связано с экологией этого месторождения, расположенного в Бузулукском бору.

В 1970 г. для Дмитриевского месторождения также было запроектировано продление фонтанирования девонских скважин до 70—80%-ной обводненности путем дальнейшего усиления системы заводнения пласта Дп. В 1974 г. Гипростокнефтью была составлена технологическая схема, в которой предусматривалось обеспечить фонтанирование скважин залежи нефти пласта БИ ЛОКОСОВСКОГО месторождения Тюменской области до конечной стадии разработки в сложных геолого-физических условиях\*.

Благодаря применению интенсивных систем заводнения по пласту А<sub>3</sub> Кулешовского месторождения за первые 10 лет добыта большая часть извлекаемых запасов, из них 97%—фонтанным способом, по пласту А<sub>4</sub> Кулешовского месторождения — 86% общей добычи получено фонтанным способом. По девонским залежам Мухановского месторождения добыча нефти фонтанным способом составила 96%, по залежам пластов Д1 и Дп Дмитриевского месторождения — 99%.

Теоретические исследования, а также опыт разработки показали, что внедрение однорядных блоковых и площадных систем заводнения позволяет существенно повысить эффективность разработки нефтяных месторождений. Так, внедрение однорядной блоковой системы позволяет при одной и той же плотности сетки скважин сократить затраты при разработке месторождений на 40—60%<sup>\*\*\*</sup> сравнению с наиболее распространенной в настоящее время трехрядной блоковой системой. При интенсивных системах заводнения можно использовать более редкие сетки скважин, которые позволяют сократить капитальные вложения на разработку новых нефтяных месторождений.

При проектировании разработки нефтяных месторождений Удмуртии, характеризующихся сложными геолого-физическими условиями (высокой вязкостью нефти и низкими коллекторамими свойствами продуктивных пластов), Гипростокнефтью на всех основных месторождениях предусмотрено применение площадных систем заводнения. Использование интенсивных систем позволило ввести в разработку низкопродуктивные месторождения Удмуртии со сравнительно благоприятными технико-экономическими показателями. Первые годы разработки показали высокую эффективность интенсивных систем заводнения в сложных геолого-физических условиях этих месторождений. По пласту А<sub>4</sub> Чутырско-Киенгопского месторождения, разрабатываемому с использованием обращенной семиточечной площадной системы заводнения, безводный период эксплуатации скважин достигает 4 лет, безводный коэффициент охвата заводнением по различным зонам достигает величины 0,23, несмотря на то, что  $\text{ЛЮ} = 14$ .

Следует отметить, что любая расчетная модель, по-видимому, не может полностью учесть всех особенностей начального процесса разработки нефтяного пласта. В связи с этим особое значение приобретает анализ эффективности различных систем внутриконтурного заводнения по данным разработки конкретных нефтяных месторождений, находящихся продолжительное время в разработке.

## 2.11. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Самарской области

Нефтяные месторождения Самарской области характеризуются сложным геологическим строением. Здесь широко распространена частичная экранированность залежей, а иногда встречается полная запечатанность их с подошвы пласта. Залежи нефти пластовые, шнурковые, структурно-литологические, стратиграфически экранированные

\* В дальнейшем от реализации этих решений пришлось отказаться. В настоящее время фонтанирование залежи Локосовского месторождения не удалось сохранить, фонтанный режим добычи до конца разработки.



и массивные. Запасы нефти рассредоточены по большому числу средних и, в основном, небольших многопластовых месторождений и приурочены, главным образом, к коллекторам проницаемостью менее 0,2 мкм<sup>2</sup>. Лишь небольшая часть запасов сосредоточена в коллекторах проницаемостью более 1,0 мкм<sup>2</sup>.

Карбонатные коллекторы, играющие значительную роль в добыче нефти, обладают специфическими особенностями (повышенная литологическая неоднородность, прерывистость, трещиноватость и каверзность), отличающими их от терригенных пород.

Различная физико-геологическая характеристика коллекторов и изменчивость физико-химических свойств нефтей затрудняют их разработку и требуют индивидуального подхода при проектировании.

В Самарской области основные мероприятия по поддержанию высокого уровня добычи нефти осуществляются по трем главным направлениям: ускоренно вводятся в промышленную разработку новые открытые месторождения и оптимизируется плотность сетки скважин на разрабатываемых месторождениях; внедряются высокоэффективные системы поддержания пластового давления; применяются новые методы разработки, способствующие более полному извлечению нефти из недр.

Поскольку в последнее время открываются небольшие месторождения, целесообразно проводить комплексное проектирование разработок и обустройства группы месторождений, территориально близко расположенных друг к другу. Это позволяет, применяя индустриальные методы строительства, уменьшить капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Данный принцип заложен при проектировании разработки и обустройства пяти месторождений Северо-Мухановской группы, четырех месторождений Екатериновской, пяти месторождений Верхне-Ветлянской и семи месторождений Горбатовской групп.

Ускорению ввода в разработку месторождений способствует также применяемая практика их доразведки эксплуатационным бурением. Это целесообразно и с точки зрения удешевления работ, так как стоимость эксплуатационного бурения в зависимости от глубины объекта в 1,5—1,7 раза меньше разведочного [40, 41].

Кроме того, если ранее при вводе в разработку основных объектов (базисных) многопластовых месторождений на длительный период консервировались запасы небольших пластов (возвратные объекты), то сейчас признано экономически необходимым разбуривание последних с применением самостоятельных сеток скважин. Возвратными объектами считались залежи нефти в пластах Аз, АБ, Сосновского, С и Д Ново-Ключевского, А\* Красноярского, Д<sub>2</sub> Чуковского, А<sub>2</sub>, А<sub>1</sub>, А<sub>2</sub> Кулешовского и Рд, Аг, Аз Дерюжевского месторождений.

В период стабилизации добычи около 60% объема бурения было сосредоточено на разрабатываемых месторождениях. Наряду с проектными бурили добывающие скважины на уплотнение сетки. Особенно важно это для крупных объектов, находящихся во II и III стадиях разработки, когда имеются фактические данные о подъеме ВНК, текущем положении контура нефтеносности, расположении тупиковых и застойных зон. Именно в данный период можно правильно наметить положение уплотняющих скважин и стягивающего ряда.

Эффективность бурения таких скважин подтверждается тем, что по 29 скважинам Кулешовского, 15 Ново-Запрудненского, 14 Бариновско-Лесбяжинского месторождений (рис. 2.19) суммарная добыча составила около 8 млн т. Значительный эффект получен также от оптимизации плотности сетки скважин на Козловском, Сосновском, Дерюжевском, Подгорненском и других месторождениях.

Бурение добывающих скважин на небольших месторождениях, очевидно, необходимо, как это отмечается в работе [42], проводить в один этап в полном объеме, включая и резервные скважины. Так, были разбурены в течение 2—3 лет и выведены на максимальную добычу Мо-



Рис. 2.19. Схема I интенсивности заводнения по пласту Д<sub>4</sub> Самарского месторождения: 1, 2, 3 — добывающие скважины; 4, 5 — нагнетательные скважины; 6, 7 — начальные контуры нефтеносности

чалеевское, Сарбайское, Серноводское, Саврухиинское и другие месторождения.

Большая часть нефтяных месторождений Самарской области находится в III и IV заключительных стадиях разработки, характеризующихся высокой степенью выработки пластов и ростом обводненности скважин. Интенсивно увеличиваются объемы извлекаемой жидкости, уменьшается добыча нефти фонтанным способом.

В сложившихся условиях поддерживать высокий уровень добычи нефти или замедлить темпы его падения можно только при дальнейшем совершенствовании методов разработки нефтяных месторождений: внедрении высокоэффективных систем заводнения и рациональных способов воздействия на продуктивные пласты.

Для повышения эффективности заводнения в Самарской области внедряются более интенсивные системы разработки и осуществляются работы по совершенствованию ранее освоенных. От семи- и пятирядных систем размещения добывающих скважин (Мухановское, Кулешовское, Подгорненское месторождения) перешли к более активным трехрядным системам (см. рис. 2.17, 2.18, 2.19).

Установлено, что повышение интенсивности систем заводнения, т. е. снижение величины соотношения между числом добывающих и нагнетательных скважин (до 2,5 : 1 или 2 : 1) путем разрезания пластов на более узкие блоки, уменьшения числа рядов добывающих скважин между нагнетательными рядами, внедрения площадного и очагового заводнения, не только интенсифицирует добычу нефти, но и увеличивает конечную нефтеотдачу пласта, особенно в литологически неоднородных (расчлененных, прерывистых) пластах, представленных терригенными и карбонатными породами [9, 43].

Характерным примером эффективности трехрядной системы является разработка залежей нефти пластов А<sub>5</sub>+А<sub>4</sub> Козловского месторождения. Бурение проектного фонда скважин закончено за 3 года. Залежи «разрезаны» на три блока шириной 2 км, в центральном и южном блоке пробурено по три ряда добывающих скважин, в северном — один ряд (см. рис. 2.18). Заводнение начато через 2 года после ввода пласта в разработку. За 11 лет разработки извлечено 9,1 млн т нефти, что превышает объем добычи за такой же период из пластов А<sub>4</sub> Покровского, А<sub>4</sub> Хилковского и А<sub>4</sub> Кулешовского месторождений.

Гипровостокнефть по картам остаточных нефтенасыщенных толщин определил нефтеотдачу в промьпых зонах, которая для пластов А<sub>3</sub> и А<sub>4</sub> составила соответственно 55 и 58% [44]. Это выше, чем по аналогичным пластам А<sub>3</sub> (53%) и А<sub>4</sub> (46%) Кулешовского, В<sub>1</sub> (28%) Дерюжевского месторождений, несмотря на то, что отношение вязкости

нефти к вязкости воды для пласта Аз Козловского месторождения равно 8,8, для пласта А<sub>3</sub> — 7,6 (для пласта А<sub>4</sub> Кулешовского месторождения оно составляет 1,08).

Результаты, полученные на Козловском месторождении, свидетельствуют о высокой эффективности процесса вытеснения при разработке по интенсивной трехрядной системе.

Эффективным оказалось применение трехрядной системы заводнения на залежи пласта Дш Бариновско-Лебяжинского месторождения, позволившее резко нарастить объемы добываемой нефти и сохранить высокие темпы отбора. Полученная здесь нефтеотдача за 11 лет разработки достигла 35,6%.

По аналогичным девонским залежам Мухановского и Дмитриевского месторождений, разрабатываемым при менее активных системах, за такой же период отобрано нефти меньше и нефтеотдача составила соответственно 23,1 и 22,5%.

На месторождениях Самарской области широко применяются избирательное (очаговое) и площадное заводнение.

Значительный эффект получен в результате освоения очаговых нагнетательных скважин по пласту Д<sub>1</sub> Ново-Запрудненского месторождения. Это мероприятие наряду с изменением направления потоков позволило повысить пластовое давление в наиболее продуктивной части пласта и за три года дополнительно добыть более 400 тыс. т нефти.

Работы по избирательному заводнению были проведены по пластам Аз и А4 Сосновского, Аз-г А4 Кулешовского и других месторождений. Применение активных систем воздействия позволило сохранить высокие темпы отбора в условиях значительной выработки запасов.

Введена практика освоения метода поддержания пластового давления уже в начальной стадии разработки. На рис. 2.20 показано рез-

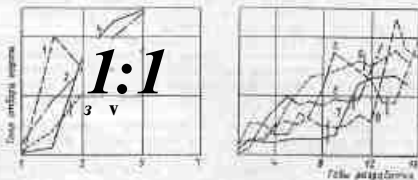


Рис. 2.20. Зависимость отбора нефти от срока разработки для: 1 — Тверского, Дш; 2, 3 — Горбатовского, Д<sub>1</sub> и Б<sub>1</sub>; 4 — Мочалеевского, А<sub>3</sub>; 5 — Пс'юдоисского, С<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> i; 6 — Подгорьежского, Д<sub>1</sub>; 7 — Сосновского, А<sub>3</sub> + А<sub>4</sub>; 8 — Дмитриевского, Д<sub>1</sub>; 9 — Ново-Запрудненского, Д<sub>1</sub>, месторождений. Вертикальная линия — начало заводнения

кое увеличение темпов отбора начальных извлекаемых запасов нефти по Горбатовскому, Тверскому и Мочалеевскому месторождениям в результате проведения этого мероприятия. По Горбатовскому месторождению освоено избирательное заводнение, по Тверскому — блоковое и по Мочалеевскому — площадное.

Для интенсификации работы пластов, разрабатываемых при естественном водонапорном режиме (со слабой гидродинамической связью), также начали внедрять заводнение, что дало хорошие результаты.

Залежи нефти нижнего карбона Неклюдовского месторождения разрабатывались без поддержания пластового давления, темпы отбора в связи с обводнением резко снизились, а после внедрения заводнения уже через несколько месяцев удалось повысить отбор нефти с 940 (май 1974 г.) до 1240 т/сут (октябрь 1974 г.), затем до 2036 (июнь 1975 г.)

и далее до 3260 т/сут (декабрь 1975 г.). Темп отбора был увеличен более чем в 2 раза (см. рис. 2.20). За первый год после внедрения заводнения эффект составил около 500 тыс. т нефти.

Значительно возросли темпы отбора от применения интенсивных систем воздействия по пластам  $A_3$  и  $A^*$  Сосновского, Дг Дмитриевского, а также по пластам нижнего карбона Подгориснского месторождений (см. рис. 2.20).

Несмотря на более сложное строение продуктивных карбонатных коллекторов по сравнению с терригенными, при их разработке также широко применяется искусственное поддержание пластового давления: «разрезание» залежей на блоки, осевое, площадное и избирательное заводнение, которое оказалось в этих условиях высокоэффективным. Иногда основные показатели разработки карбонатных коллекторов выше, чем терригенных [45].

Для получения наибольшего эффекта неперенным условием при интенсификации заводнения является форсирование отбора жидкости из пласта. В 1971—1975 гг. на эксплуатацию с применением насосов высокой производительности было переведено 1200 скважин, что позволило получить более 3,9 млн т нефти.

Одним из наиболее характерных примеров эффективности форсированного отбора является залежь нефти пласта Q Мухановского месторождения, где отбор жидкости удалось увеличить с 25 (январь 1974 г.) до 30,5 тыс. т/сут (май 1974 г.) и получить в результате этого за 2 года по 29 скважинам со средним дебитом жидкости 643 т/сут более 400 тыс. т нефти сверх ранее запроектированного объема.

## 2.12. Использование сточных вод при заводнении

Закачка сточных вод с установок для промышленной обработки нефти в продуктивные пласты нефтяных месторождений Самарской области впервые была начата в 1958 г. Однако в широком промышленном масштабе она стала осуществляться лишь в 1961 г. на Покровском нефтяном месторождении.

Технологические показатели закачки приводятся в табл. 2.5.

Продуктивные пласты представлены в основном трещинно-поровыми неоднородными коллекторами — известняками и доломитами либо песчаниками. Трещиноватость коллекторов обуславливает высокую трещинную емкость. Например, ориентировочным расчетом, проведенным с использованием геолого-промысловых данных для продуктивного пласта  $A_3$  Покровского месторождения, определено, что в зоне влияния одной нагнетательной скважины емкость трещин составляет резервуар объемом до 10 тыс. м<sup>3</sup> при радиусе контура влияния 500 м. Наличие в продуктивных пластах развитой трещиноватости является основным условием достаточно стабильной закачки сточных вод. Последние представляют собой высокоминерализованные рассолы хлор-кальциевого типа плотностью 1,04—1,17 г/см<sup>3</sup>.

Очистка сточных вод проводится обычно методом отстаивания в прудах-отстойниках. В очищенной воде содержатся эмульгированная нефть, твердые взвешенные вещества, а также закисное железо, либо сероводород в количестве до 200 мг/л.

Наличие в сточной воде сероводорода или закисного железа не осложняет работы нагнетательных скважин, если обработка воды проводится без контакта с кислородом воздуха. Частицы твердых взвешенных веществ имеют дисперсность 1—64 мк (средний размер частиц — 14 мк), а эмульгированная нефть — от 5 до 100 мк (средний диаметр нефтяных капель — 15—20 мк). Гранулометрический состав взвешенных веществ, содержащихся в сточной воде, показывает, что их дисперсность соизмерима с размером поровых каналов и трещин продуктивных пластов (средний размер пор — 20—30 мк).

При организации промышленной закачки сточных вод в нефтяной

Таблица 2-3

Месторождение	Код скважины	Процентная добыча, %		Средние технико-экономические показатели					
		трещ.	общая	проницаемость (№ 0)		температура, °С	давление в скважине, МПа		
				• raws			давление в скважине, МПа	содержание нефти	
				KSS	забитость, %				
Покровское	375	22	—	443,0	20,0	—	4,2	22—42	20—34
	377	14	—	340,0	24,0	—	4,2		
	557	10	—	300,0	30,0	—	4,4		
	579	6	—	133,0	22,0	—	4,1		
Стрельненское	2	10	—	271,0	27,1	—	3,7	19—36	38—68
	11	15	е	286,0	19	47,7	3,9		
	12	10	—	183,0	12,2	—	3,9		
	16	13	7	201,0	15,5	28,7	4,3		
	24	18	5	216,4	16,6	—	3,6		
	25	18	5	430,4	23,9	86	4,0		
	27	18	5	438,0	24,3	—	3,9		
Жигулевское	19	8	—	315,0	16,7	39,4	4	19—36	38—68
	10	10	8	611,5	61,1	76,4	1,6		
	11	10	8	332,0	33,2	—	2,9		
	44	6	—	362,0	36,2	—	3,9		
	45	6	—	271,4	27,1	—	3,3		
	51	15	9	289,0	19,2	32,0	2,0		
	57	20	—	224,5	22,4	—	2,0		
Кулешовское	11	30	5	845,0	28,1	169,0	9,3	12—26	14—29
	11	30	11	1094,2	36,5	99,4	8,7		
	11	30	17	764,0	25,4	45,0	9,9		
	115	42	19,3	663,5	15,8	34,4	9,8		
	115	45	14	770,0	17,1	55,0	9,2		
	115	45	—	820,0	16,7	—	9,4		
	224	18	6	573,4	31,8	95,5	9,8		
	224	16	—	965,4	60,4	120,0	9,0		
224	16	—	769,0	48,0	—	8,8			

пласт первоначально проводили опытно-промышленную закачку в контрольные нагнетательные скважины. На четырех нефтяных месторождениях было выделено шестнадцать контрольных нагнетательных скважин. Анализ работы этих скважин показывает, что коллекторские свойства продуктивных пластов, особенно развитие трещиноватости, оказывают значительное влияние на успешность использования в заводнении сточных вод после их механической очистки.

Исследования, проведенные П. А. Палием, И. И. Редькиным и А. Т. Соколовым [46] на Покровском, Стрельненском, Жигулевском и Кулешовском месторождениях, показали, что при закачке в трещинно-поровые пласты сточной воды после ее механической очистки в прудах-отстойниках твердые взвешенные вещества частично задерживаются в призабойной зоне и на стенках трещин в окрестности нагнетательных скважин, а часть их с водой транспортируется в глубь пласта. По мере накопления взвешенные вещества периодически вымываются из призабойной зоны, а затем и со стенок трещин в удаленную часть пласта.

Перемещение взвешенных веществ при движении воды по трещиноватым каналам в пласте обуславливает положительные результаты многолетнего использования в системе заводнения сточных вод после их механической очистки на Покровском, Стрельненском, Жигулевском и Кулешовском месторождениях. Анализ работы нагнетательных скважин этих месторождений показывает неоднократные резкие снижения приемистости, которые, как правило, были связаны с кратковременны-

ми периодами ухудшения качества сточной воды. Приемистость нагнетательных скважин успешно восстанавливали, путем проведения солянокислотных обработок, количество которых не превышало 1—3 в год на одну скважину.

Опыт работы нефтедобывающих предприятий Самарской области показывает, что закачка сточных вод в трещинно-поровые неоднородные коллекторы практически наиболее эффективна при небольшом содержании в воде взвешенных веществ (5—25 мг/л) и эмульгированных нефтепродуктов.

Необходимо отметить, что влияние нефтепродуктов на приемистость нагнетательных скважин, особенно пробуренных в нефтяной части пласта, сказывается в гораздо меньшей степени по сравнению с действием твердых взвешенных веществ. Это, видимо, связано с тем, что эмульгированная нефть, попавшая в ограниченном количестве в нефтяную зону пласта, коалесцирует с пластовой нефтью, не закупоривая тем самым проводящих каналов. При содержании в сточной воде значительных количеств нефти (порядка 1000 мг/л) приемистость нагнетательных скважин снижается на 30—50% (Покровское месторождение) за счет перекрытия нефтью пор и трещин в обводненной части пласта. Снижение приемистости в этих случаях вызывается также взвешенными веществами, часто агрегированными с эмульгированной нефтью, количество которых заметно возрастает при резком ухудшении качества сточной воды.

В дальнейшем в процессе эксплуатации происходит постепенное восстановление приемистости скважин, если качество закачиваемой воды улучшается (содержание эмульгированной нефти не превышает 20—25 мг/л). Таким образом, попадание значительного количества эмульгированной нефти вызывает в основном временное снижение приемистости, что в ряде случаев может осложнить эксплуатацию промысловых технологических установок.

Учитывая изложенное, основное внимание при подготовке сточных вод для заводнения трещинно-поровых продуктивных пластов следует уделить очистке от твердых взвешенных веществ, а также разработке мероприятий по предупреждению резкого ухудшения качества очищенной воды.

Анализ работы нагнетательных скважин показывает, что если коллектор нефтяного пласта представлен однородными пористыми породами со слабым развитием трещиноватости, то требования к качеству очищенной сточной воды значительно возрастают и находятся в тех пределах, которые были определены в первые годы внедрения заводнения: содержание взвешенных веществ в очищенной воде должно составлять 1—5 мг/л. Этот вывод следует из опыта работы нагнетательных скважин пласта Б<sub>2</sub> (поровый тип коллектора) Покровского месторождения, изменение приемистости которых при закачке сточных вод после очистки в пруде-отстойнике приведено на рис. 2.21. Результаты опытной закачки показывают, что уже через 1—2 мес нагнетательные скважины снизили приемистость в 3—8 раз, в то время как скважины пласта А\* (трещинно-поровый тип коллектора) эксплуатировались при том же качестве закачиваемой воды в режиме, близком к нормальному.

Аналогичные результаты были получены при опытной закачке сточных вод в нагнетательные скважины Стрельненского месторождения. В течение четырех лет скв. 16 работала периодами по 1—2 мес с остановами от 2 до 6 мес для проведения различного рода ремонтно-восстановительных работ. Приемистость скв. 2 в течение трех месяцев снизилась с 400 до 20 м<sup>3</sup>/сут. Кислотные обработки (4 обработки) восстанавливали приемистость, которая, однако, быстро снижалась при возобновлении закачки.

Таким образом, промысловые работы показали, что если продуктивные пласты сложены однородными поровыми породами, а также если трещины в пласте находятся в сомкнутом состоянии, то в такие



Рис. 2.21. Снижение проницаемости при закачке воды в пласт № 2 Паравского месторождения по закачкам: 1 — ПЗ; 2 — Ш; 5 — 199

пласты следует закачивать воду только после достаточно глубокой очистки ее от взвешенных веществ. При этом обычно возникает необходимость в очистке воды от эмульгированной нефти вследствие агрегации с нефтяными «шариками» взвешенных веществ.

Опыт закачки сточных вод в продуктивные пласты нефтяных месторождений Самарской области показывает необходимость всестороннего учета конкретных условий при решении вопросов подготовки сточных вод для заводнения.

Анализ приведенных данных позволяет расширить объемы закачки сточных вод на месторождениях области и дает возможность использовать этот опыт в других регионах страны.

### 2.13. Анализ реализации принятых систем разработки с заводнением на месторождениях Западной Сибири

Применение заводнения при разработке месторождений Западной Сибири стало одним из решающих условий, обеспечивавших быстрое развитие и достижение высокого уровня добычи в этом регионе при достаточно неблагоприятных экономическом балансовых показателях [3].

На разрабатываемых месторождениях широко применяются интенсификации внутрискважинного заводнения — разделение залежей на пологие равнины ширины пласта, избирательное. На Федоровском, Холмогорском, Мамонтовском и других месторождениях проводится шпунто-проницаемые работы по применению блочно-плакатного заводнения, предложенного СибНИИП. В связи с освоением крупных газонефтяных залежей в обширных полях подготовки нефти успешно внедрены системы барьерного и двустороннего барьерного заводнения на Амотлорском, Варьеганском, Быстринском и Яунлорском месторождениях, площадного — на Лянторском месторождении.

Более чем за 30-летний период освоения месторождений Западной Сибири проведена большая работа по обоснованию рациональных систем заводнения и их количественных геометрических характеристик для пластов с разной продуктивностью. Решение этого вопроса осуществлялось применением более активных и управляемых систем разработки.

Доказана нецелесообразность выделения объектов разработки большой толщины, объединяющих пласты с резко различающейся проницаемостью. В связи с этим на месторождениях Амотлорском, Усть-Балыкском, Южно-Сургутском и других проведено разукрупнение объектов, пласты с невысокой проницаемостью выделены в самостоятельные объекты, что дает возможность создавать необходимые условия для их эффективного заводнения и вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов. На месторождениях, вводимых позже, с самого

начала объекты разработки выделяются с учетом накопленного опыта.

Дифференцирована ширина полос при разрезании залежей с ее уменьшением при пониженной продуктивности пластов. Установлено, что объекты проницаемостью менее  $0,1 \text{ мкм}^2$  достаточно успешно заводняются лишь при высоких давлениях нагнетания воды (до 18—19 МПа) и при ограниченных расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами (до 300—400 м).

В целом в Западной Сибири заводнение стало эффективным средством не только увеличения темпов добычи нефти, но и регулирования разработки для повышения нефтеизвлечения. Однако его возможности используются на практике не полностью, не в должной мере реализуются технологические решения.

Серьезным нарушением технологии заводнения является невыполнение сроков начала нагнетания воды в пласты на вновь введенных в разработку месторождениях. В технологических схемах разработки месторождений, характеризующихся в основном низкопроницаемыми коллекторами, начало заводнения обычно намечается уже на первый—второй годы после начала добычи нефти. По ряду месторождений эти сроки не соблюдаются.

Задержка в освоении заводнения приводит к резкому падению пластового давления и соответственно добычи нефти по переходящему фонду скважин.

Нарушением технологии заводнения следует считать и избыточную, сверхпроектную закачку воды для создания высокого пластового давления, обеспечивающего фонтанирование скважин при большом содержании воды в продукции. Проектные уровни закачки в значительной мере превышались на некоторых участках Самотлорского, Локосовского и других месторождений.

На участках с избыточной закачкой воды при бурении новых скважин приходится на продолжительное время останавливать нагнетательные скважины для снижения пластового давления. Во избежание выбросов буровые бригады утяжеляют промысловую жидкость, что увеличивает загрязнение прискважинных зон пластов. Это является одной из причин того, что после ввода в эксплуатацию скважины, оборудованные насосами, переходят в бездействующий фонд. Фонтанирование скважин при высокой обводненности не обеспечивает оптимального режима их работы. Слабопроницаемые прослойки не включаются в работу, что уменьшает нефтеизвлечение. Высокие пластовые давления требуют глушения скважин при ремонтных работах, что также ухудшает проницаемость призабойной зоны пласта.

Нарушением технологии заводнения является также обеспечение запланированных объемов закачки воды ограниченным по сравнению с проектом нагнетательным фондом.

По части простаивающих нагнетательных скважин необходимо решить ряд технологических задач. Недостаточный фонд скважин компенсируется более высокой приемистостью по ним, что вызывает неравномерное вытеснение нефти водой по площади, а следовательно, снижение охвата пластов заводнением. Подобное нарушение допускается и по вновь вводимым месторождениям. При блоковых системах разработки отмечаются случаи освоения нагнетательных скважин в разрезаемом ряду под закачку воды без отработки через одну.

Кажущийся эффект быстрого повышения давления в зоне закачки приводит в дальнейшем к отрицательным результатам: в разрезающих рядах остаются неотобранными значительные запасы нефти, что может вызвать необходимость бурения дополнительных добывающих скважин.

На Самотлорском месторождении в должной мере не нашел решения вопрос о нагнетании воды в низкопроницаемые пласты под повышенным давлением 19 МПа, что предусмотрено проектом разработки.



Сторительство объектов заводнения с повышенным давлением является неотложным делом, поскольку извлечение нефти из низкопроницаемых пластов и их выработка более чем в 2 раза ниже, чем из высокопроницаемых. К коллекторам с низкой продуктивностью приурочена половина остаточных запасов месторождения и их извлечению должно быть уделено повышенное внимание.

Серьезные трудности в организации заводнения на нефтяных месторождениях вносит нарушение последовательности бурения нагнетательных и добывающих скважин. Значительные отходы забоев скважин приводили к осложнениям при насосной эксплуатации. Например, для разбуривания многопластового Суторминского месторождения создавались многоскважинные (до 80) кусты, при которых отход забоев скважин достигал 1300—1400 м. Такой куст разбуривался 2—3 года, его бурение сразу на несколько объектов разработки затрудняло реализацию технологических решений по разработке продуктивных пластов, привело к продолжительному простоя скважин после окончания бурения.

Техническим проектом на строительство скважин не в должной мере принималась во внимание специфика строения месторождения, свойства его пластов; он не всегда увязывался с основными положениями технологической схемы, в которой не были учтены все особенности многоскважинного кустового бурения. Осложнения были вызваны также тем, что в центральной части месторождения одновременно разбуривались четыре эксплуатационных объекта. В результате не своевременно была сформирована регулярная система воздействия. Заводнение не удавалось освоить согласно технологической схеме из-за невозможности создания из числа пробуренных скважин элементов системы разработки, сформированных на каждом из объектов запроектированным числом нагнетательных и добывающих скважин. В последующем были приняты меры по исправлению допущенных нарушений.

На Талинском месторождении нарушение технологии заводнения было связано с резким отставанием буровых работ. Анализ, проведенный СибНИИИП, показал, что разбуривание велось без учета мест расположения КНС, элементы площадной системы формировались не полностью. При реализации системы были допущены значительные несоответствия объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды. По 21 из 54 элементов закачка превысила 100%, а по отдельным элементам—200 и 300%, по остальным измениться от 1 до 80%. В таких условиях в первом случае возможно отнесение нефти из одних элементов в другие, во втором — резкое падение давления.

Приведенные примеры говорят о необходимости более четкой координации работ в области бурения и обустройства месторождений.

Все еще с нарушениями требований решается вопрос качества воды, нагнетаемой в пласты. В проектных документах на разработку предусматривается нагнетание сеноманской воды или в связи с трудоемкостью ее извлечения создание оторочки этой воды, проталкиваемой поверхностной водой. Известны преимущества сеноманской воды как вытесняющего агента. Однако она нагнетается лишь на части месторождений. Стало почти правилом нагнетать в пласты поверхностные воды, очистка которых недостаточна, а содержание КВЧ периодически достигает 100 мг/л и более. При закачке поверхностных вод в скважинах интенсивно развиваются сульфатредуцирующие бактерии, активизирующие коррозию насоснокомпрессорных труб нефтепромысловой системы сбора нефти и другого оборудования. Последствия закачки поверхностных вод должным образом не изучаются.

В связи с перечисленными осложнениями, а также вводом в разработку в основном месторождений с низкопроницаемыми коллекторами совершенно на новый уровень поднимается проблема подготовки воды для закачки и продуктивные пласты. Над ней работают институты отрасли и производственные объединения, разработана комплексная

программа работ до поддержанию пластового давления, реализация которой позволит решить поставленные задачи.

Отмечаются случаи проектирования для новых недостаточно изученных пластов площадных систем разработки. Однако при эксплуатационном разбуривании по мере накопления информации о геологическом строении по ряду месторождений выясняется, что в реализации столь жестких систем заводнения нет необходимости. На месторождениях Повховском, Талинском и других в процессе разработки площадные системы были преобразованы в рядные. Это показывает, что для недостаточно геологически изученных пластов целесообразно проектировать блоковые системы и лишь при необходимости переходить на площадные или избирательные системы.

Гидродинамические методы воздействия — циклическое заводнение и метод изменения направления фильтрационных потоков — нашли довольно широкое применение на месторождениях страны и Западной Сибири.

В 1993 г. за счет гидродинамических методов в Западной Сибири извлечено более 22,0 млн. т нефти. Однако не во всех технологических документах рассматриваются варианты с их применением. Хотя именно этот метод воздействия, особенно на конечной стадии разработки может найти на месторождениях Западной Сибири еще большее развитие.

#### Выводы.

1. Необходимо повысить требовательность к обеспечению проектных сроков начала заводнения в запроектованных объемах закачиваемой воды и отбираемой жидкости, установленных проектным документом, соотношений количества добывающих и нагнетательных скважин.

2. При проведении авторских надзоров необходимо определять в различные периоды разработки оптимальные объемы нагнетания воды, обеспечивающие баланс отбора и закачки по отдельным элементам, участкам и зонам пласта и нормальные условия для бурения скважин.

3. Обеспечить координацию бурения, освоения скважин и обустройства месторождений, не допуская ввода скважин при отсутствии КНС и других объектов.

4. Не допускать при рядных системах разработки освоения нагнетательных скважин, не обеспечив выработку основной части запасов в нагнетательном ряду, осваивая нагнетательные скважины через одну.

5. Обеспечить дифференцированное заводнение на месторождениях с высоко- и низкопродуктивными коллекторами, не допуская начало заводнения пресными водами без оторочки сеноманских вод.

6. При проектировании разработки нефтяных месторождений повысить требования к качеству закачиваемых вод, предусматривая повышение степени их очистки и бактерицидную обработку.

7. При усложняющихся геолого-физических характеристиках продуктивных пластов обосновывать проектные показатели разработки не только по эксплуатационным объектам в целом, но и дифференцированно по участкам с разными условиями залегания нефти и продуктивностью.

8. На всех месторождениях, где проектируется разработка с заводнением, обязательно рассчитывать вариант, позволяющий уже на первой стадии разработки внедрять циклический метод заводнения и метод изменения направления фильтрационных потоков.

9. Повысить уровень информационного обеспечения и качества его обработки, добиваясь получения данных, необходимых для решения задач оптимальной разработки и ее регулирования, а также исходных данных для принятия оперативных технологических решений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сазонов Б. Ф., Гавура В. Е., Губанов А. И., Колганов В. И. Сравнительная оценка эффективности применяемых систем разработки и видов обводнения нефтяных залежей с различной геолого-гединическо-кой характеристикой // В сб. «Обобщение опыта разработки пе-ут>ших несурождений ... за-воднения».— М.: ВНИИОЭНГ, 1977.
2. Ханни И. Л., Гавура В. Е., Швецов И. А. Пути повышения эффектив-ности разработки за применением системы разработки месторождений Алакаев-ской области // В сб. «Пути дальнейшего совершенствования системы разра-ботки нефтяных месторождений с заводнением.»— Альметьевск, Ш76.
3. Лещенко В. Е., Иванова М. М., Гавура В. Е., Храмов П. Ф. Анализ реализации систем разработки с заводнением на месторожде-ниях Западной Сибири // В сб. «Исследования по разработке месторожде-ний Закавказья Сибири на основе усмирного шлодронл: диллижений научно-технического прогресса».— М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
4. Лещенко В. Е., Гавура В. Е., Храмов П. Ф. Анализ реализации систем разработок с заводнением // Нефтеное хозяйство, 1986, № П.
5. Ковалев В. С., Сургучев М. Л., Котеев В. М. Опыт разработки и прогноз пока мейтти лаод^ския карблгного пласта А, Покровского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— вып. XII.— Куйбышев: Куйбышевское книж. изд-во, 1980.
6. Сургучев М. Л., Ковалев В. С. Изменение представлений о нефтяных залежах и системах разработки в процессе эксплуатации // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. VII.— М.: Недра, 1964.
7. Шендеров Д. Н. Разработка нефтяных пластов при турбулентном течении.— М.: Гостехиздат, 1965.
8. Колганов В. И. Особенности обводнения и нефтеотдачи пласта Б, место-рождения Зольный Овраг // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. III.— М.: Гостехиздат, 1964.
9. Ханни И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е. Эффективность разработки литологически неоднородных коллекторов пофохых меггзрождппш Куйбышев-ского Поволжья.— Куйбышев. Куйбыш. кнж. изд-во, 1974.
10. Бонатов В. П., Крохмалев А. И. Разобшение продуктивных пластов в осложненных геологических условиях // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. 2.— М.: Гостехиздат, 1959.
11. Колганов В. И., Сургучев М. Л., Сазонов Б. Ф. Обводнение нефтяных скважин и пластов.— М.: Недра, 1966.
12. Аширов К. В., Гаура В. Е., Сэфронов А. В. Геологическое строе-ние, нефтеносность и основы разработки дополнительных тал^ей нефти ж-гторожден-ный Куйбытоской област // Тр./Впю^осюмкоти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
13. Баишев Б. Т. Оут-мын рпго-д^лепин прясик^м^к^т; л ^чет ноолпорродносч! пласта при приктирог^лти /лй/эй,ткн к^бгня-лх месторождений // Тр./ВНИИ.— Вып. XXVIII, 1960.
14. Губанов А. И., Илларионова С. Я., Сазонов Б. Ф. и др. Разра-ботка девонских продуктивных пластов Мухагояскпо усн-урождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
15. Аширов К. Б., Сазонова И. В. О механизме биогенного запечатывания нефтяных залежей приуроченных к карбонатам коллекторам // Микробиоло-гия.— Т. XXXI.— Вып. 4.— Изд-во АН СССР, 1962.
16. Сазонов Б. Ф. Разработка нефтяных залежей с применением заводнения.— Куйбышевское книжное изд-во, 1964.
17. Орлиней Б. Л., Лейбсон В. Г. Первые результаты применения радио-метрии по контролю за обводнением М^//лч: поле месторождения // Нефтеное хозяйство, 1962, № 10.
18. Сургучев М. Л. Методы анализа и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.— М.: Недра, 1968.
19. Аширов К. Б., Губанов А. И., Шендеров Д. Н., Сазо-нов Б. Ф. Геологическое строение, нефтеносность и анализ разработки Девон-ского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. V.— М.: Недра, 1962.
20. Илларионова С. Я. Новые данные о геологическом строении Девонских продуктивных // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
21. Гавура В. Е., Ханни И. Л., Шендеров Д. Н. Особенности разработки залежей Сазо-Дмитриевского нефтяного месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
22. Аширов К. А., Гавура В. Е., Сургучев М. Л. Влияние изменения пла-стовых свойств на эффективность разработки // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. I.— М.: Гостехиздат, 1958.
23. Аширов К. В. Новые данные по геологии и нефтеносности Покровского место-рождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. 1.— М.: Гостехиздат, 1958.
24. Гавура В. Е. К вопросу разработки карбонатного пласта А, Алакаевского нефтяного месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.

25. Ханин И. Л., Гавура В. Е., Дубов Ю. И. К вопросу разработки продуктивных пластов Д и А< Якушкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство, № 11, 1969.
26. Аширов К. Б. и др. Геологическое строение, нефтеносность и проект разработки Дмитриевского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. 5.— М.: Недра, 1962.
27. Сургучев М. Л. и др. Эффективность (ПЛОДОВ разработки нефтяных залежей— Кушымовского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. 5.— М.: Недра, 1962.
28. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Прогноз разработки нефтяных залежей // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. 5.— М.: Недра, 1962.
29. Аширов К. Б., Губанов А. И., Громович В. А. и др. Геологическое строение и технологическая схема разработки Дачинского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. V.— М.: Гостотиздат, 1962.
30. Аширов К. Б., Губанов А. И., Иванов П. В., Колганов В. И., Муравленко В. И. Научное обоснование и практическое внедрение блоковых систем разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области // Тр./Гипровостокнефти — Вып. XII,— 1969.
31. Губанов А. И., Сургучев М. Л., Ковалев В. С. Технологическая схема разработки ШЧУЯ:ГЕА залежей восточной части Дачинского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. V.— 1962.
32. Аширов К. Б., Громович В. А., Югин Л. Г. Геологическое строение и нефтеносность Кулешовского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. V.— М.: Гостотиздат, 1962.
33. Аширов К. Б., Губанов А. И., Ханин И. Л. и др. Условия разработки Кулешовского месторождения // Геол. и разведка нефти и газа, 1963, № 10.
34. Ковалев В. С. Растет и развивается // Жити: Жити: Жити.— М.; Недра, 1970.
35. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заполнения.— М. Недра, 1976.
36. Саонов Б. Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме.— М. Недра, 1973.
37. Аширов К. Б., Губанов А. И., Ковалев В. С. и др. Эффективность систем разработки нефтяных залежей // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XXI,— 1974.
38. Аширов К. Б., Губанов А. И., Ковалев В. С. и др. Разработка нефтяных залежей // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XX—\*\*1974\*
39. Шефер А. З., Гавура В. Е. Разработка нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 1977, Кв 5.
40. Палий П. А., Гавура В. Е. Об экономической эффективности разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 1962, № 10.
41. Гавура В. Е. Особенности разведки продуктивных пластов, представленных неоднородными // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XXIII,— Куйбышевская область, 1974
42. Баймухаметов К. С., Сайфутдинова Р. З., Тимашев Э. М. и др. О целесообразности плотности сетки скважин на новых небольших месторождениях Башкирии // Нефтяное хозяйство, 1975, № 6.
43. Ханин И. Л., Гавура В. Е., Сафронин Л. Я. Особенности разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство, 1972, № 7.
44. Саонов Б. Ф., Губанов А. И. и др. Об эффективности разработки нефтяных залежей // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XXI.— Куйбышевская область, 1974.
45. Лейбсон В. Г., Чипас Е. И. Результаты опытно-промышленного эксперимента по интенсификации разработки // Нефтяное хозяйство, 1976, № 3
46. Палий П. А., Гавура В. Е., Редькин И. И., Соколов А. Г. Опыт разработки нефтяных залежей // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XXI.— Куйбышевская область, 1974.
47. Редькин И. И. Изменение кинематической характеристики трещиноватого и пористого пласта при разработке // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XI— М.; Недра, 1967.

### Раздел 3. НЕСТАЦИОНАРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

#### 3.1. Упруго-капиллярный циклический метод разработки

В настоящее время основным способом разработки нефтяных месторождений является заводнение нефтяных пластов. Эффективность вытеснения нефти водой при обычной технологии заводнения в значительной степени зависит от геологического строения коллектора. Даже в лучших физико-геологических условиях при заводнении конечная нефтеотдача пластов не превышает 50—60% начальных запасов нефти, а при неблагоприятных условиях (при высокой вязкости нефти, неоднородности пластов и др.) она не превышает и 30—40%. В случае трещиновато-пористых коллекторов, представляющих собой особый тип неоднородных пластов, эффективность обычной технологии может быть низкой из-за быстрого прорыва вытесняющей воды по трещинам в добывающие скважины. Низкая нефтеотдача главным образом обуславливается малым охватом пласта заводнением.

Следовательно, для повышения эффективности процесса заводнения неоднородных коллекторов необходимо добиться, увеличения текущих значений коэффициента охвата пласта заводнением за счет внедрения воды в малопроницаемые нефтенасыщенные участки. Такими возможностями обладает упруго-капиллярный циклический метод разработки, теоретическое обоснование которого дано М. Л. Сургучевым, А. А. Боксерманом, Ю. П. Ж&lt;товым, Ю. В. Маслянцевым, А. А. Кочешковым, В. Г. Оганджянцем, И. Н. Петранюм [1, 2, 3, 7, 8.]

Упруго-капиллярный циклический метод заводнения основан на периодическом изменении условий воздействия на неоднородные пласты, при котором в продуктивных отложениях создается нестационарное распределение пластового давления и возникает неустановившееся движение жидкостей и газа.

На практике неустановившееся состояние давления и скорости фильтрации жидкости в пласте можно создать периодическим изменением объема нагнетаемой воды и добываемой из пласта жидкости яри искусственном заводнении коллектора или циклическим отбором жидкости при естественном водонапорном режиме разработки.

При неустановившемся состоянии в нефтяной залежи возникают условия для непрерывного проявления упругих сил пластовой системы. В неоднородном пласте между различными зонами, каналами и потоками жидкостей возникают градиенты гидродинамических давлений, за счет которых могут происходить перетоки жидкостей из одних слоев (зон) в другие, из трещин в блоки, а также изменение направления движения и формы потоков.

При обычной технологии заводнения реальных пластов, характеризующихся неоднородным строением, значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях, зонах или блоках остается не охваченной нагнетаемой водой. В подобных геологических условиях заводняемый пласт представляет собой как бы бессистемное чередование обводненных и нефтенасыщенных макропотоков. При создании в таких коллекторах периодически неустановившихся состояний, иначе говоря, попеременно изменяющихся по величине и направлению градиентов гидродинамического давления, в нефтяном пласте возникают условия для внедрения нагнетаемой воды в застойные нефтенасыщенные малопроницаемые зоны и каналы и перемещения из них нефти в зоны активного дренирования<sup>^</sup>

Таким образом, целенаправленное использование пластовых упругих сил должно способствовать более полному охвату заводнением гид-

родинамически взаимосвязанных участков неоднородного пласта. При этом чем больше сжимаемость пластовой системы, тем выше должны быть градиенты давления и тем интенсивнее будут перетоки жидкостей в неоднородном пласте за счет принудительного внедрения нагнетаемой воды в малопроницаемые участки.

Сжимаемость нефтенасыщенных участков пласта можно значительно повысить за счет частичного разгазирования нефти в них, что может быть достигнуто периодическим снижением пластового давления ниже давления насыщения. Однако снижение пластового давления ниже давления насыщения должно быть оптимальным с тем, чтобы избежать извлечения из пласта значительных объемов газа. В противном случае эффективность упруго-капиллярного циклического метода из-за уменьшения упругого запаса пластовой системы от цикла к циклу будет падать; кроме того, снизится проницаемость для жидкостей и повысится вязкость нефти.

Эффективность упруго-капиллярного циклического метода заводнения зависит также от капиллярной характеристики коллектора и насыщающих его жидкостей. Цикличность процесса заводнения создает условия для более эффективного использования капиллярных явлений.

Как известно, в неоднородных пористых средах, избирательно лучше смачивающихся вытесняющей жидкостью, при стационарном состоянии происходит прямоточное и противоточное капиллярное впитывание воды из высокопроницаемых обводненных участков или трещин в гидродинамически связанные с ними малопроницаемые элементы или блоки пласта. Скорости капиллярного впитывания из-за малых значений проницаемостей и напряжений смачивания обычно невелики. Вследствие этого эффективность капиллярных процессов во времени низка.

Как указывалось выше, при периодическом изменении условий воздействия на макроеднородные пласты в период повышения пластового давления возникают градиенты давлений в сторону малопроницаемых элементов пласта, в результате чего процесс капиллярного внедрения воды в нефтенасыщенные участки усиливается под действием гидродинамических сил. В период снижения пластового давления знак градиента гидродинамического давления меняется и внедрявшаяся в малопроницаемые участки вода вместе с нефтью получает возможность обратного перетока в высокопроницаемые участки. При этом из-за микроеднородности пористой среды и ее гидрофильных свойств часть воды капиллярными силами удерживается в наименее мелких порах малопроницаемых участков пласта. В каждом конкретном случае доля удержания воды в малопроницаемых участках пласта, определяющая эффективность процесса, зависит от физико-химических свойств пластовой системы нефть — вода — порода, характера микроеднородного строения пласта и насыщенности водой.

Разгазирование нефти путем снижения пластового давления ниже давления насыщения не только создает условия для увеличения объема воды, внедряемой в малопроницаемые участки, но и значительно увеличивает поверхность капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенные зоны, а также улучшает условия для удержания воды в этих зонах при обратных градиентах. Наличие в поровом пространстве свободной газовой фазы положительно сказывается на эффективности процесса.

Таким образом, из сказанного следует, что эффективность упруго-капиллярного циклического метода заводнения макро- и микроеднородных пластов определяется двумя неразрывно связанными процессами: внедрением воды в малопроницаемые элементы пласта за счет перепадов давления, возникающих при неравномерном распределении давлений, вызываемом макроеднородностью; и капиллярным удержанием в малопроницаемых зонах пласта внедрявшейся в него воды, вызываемым микроеднородностью среды.

Упруго-капиллярный циклический метод тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта, из-за которой остаточная нефтенасыщен-

ность коллектора после обычного завершения процесса заводнения высока. Однако этот метод может быть применен и в сравнительно макрооднородных пластах, насыщенных вязкой нефтью. В нефтяных месторождениях такого типа из-за высоких соотношений вязкости нефти и воды происходят локальные прорывы нагнетаемой воды в добывающие скважины, что резко снижает безводную и текущую нефтеотдачу пласта. В коллекторе при высокой остаточной нефтенасыщенности формируются большие поверхности раздела между нефтью и водой. Это обстоятельство может быть использовано для осуществления упруго-капиллярного циклического метода заводнения.

Эффективность всех методов извлечения нефти при одной и той же нефтеотдаче прежде всего оценивается двумя параметрами: темпом разработки залежи и удельным расходом вытесняющего агента. В условиях неоднородных пластов последний показатель приобретает особенно важное значение.

В связи с этим результаты экспериментов обрабатывают в виде зависимостей  $a(\text{ср})$  и  $a(t)$ , где  $a$  — отношение объема углеводородной жидкости, вытесненной из элемента малопроницаемой среды, к ее начальному содержанию, равному поровому объему (поскольку в рассматриваемых опытах начальные водо- и газонасыщенности не моделировались);  $\phi$  — отношение объема воды, закачанной в элемент малопроницаемой пористой среды, к ее поровому объему;  $t$  — время.

Как следует из физической сущности циклического метода заводнения, наиболее эффективные показатели процесса должны соответствовать условиям полного капиллярного удержания воды, внедренной в малопроницаемые элементы пласта. Исследованию этого вопроса была посвящена первая серия экспериментов [3], результаты которых представлены на рис. 3.1. В этих экспериментах исследована зависимость

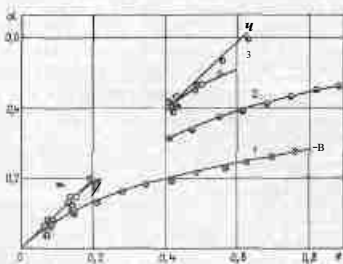


Рис. 3.1. Зависимость  $a$  от  $\phi$  при различной продолжительности циклов, мин: 1 — 20; 2 — 60; 3 — 100; 4 — 100.

полноты капиллярного удержания воды в малопроницаемых элементах неоднородного пласта от продолжительности циклов. В опытах, результаты которых представлены кривыми 1, 2, 3 и 4, продолжительность всех циклов была неизменной. Из сопоставления указанных кривых между собой следует, что показатели циклического воздействия с точки зрения полноты использования воды, принудительно внедряемой в малопроницаемые элементы пласта, с увеличением продолжительности циклов улучшаются. Кривая 4, построенная по данным опыта с

максимальной продолжительностью циклов, по сути дела соответствует условиям полного капиллярного удержания воды.

Однако чрезмерное увеличение продолжительности циклов приводит к снижению темпа извлечения нефти из пласта. Из рис. 3.2, где представлены зависимости  $a(t)$ , видно, что кривая 5, соответствующая максимальной исследованной продолжительности цикла и полному капиллярному удержанию воды в малопроницаемой пористой среде, отражает существенное снижение скорости извлечения нефти.

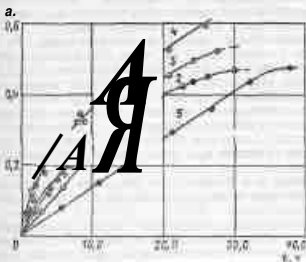


Рис. 3.2. Зависимость от  $t$  для различных продолжительностей цикла, мин: 1—25; 2—90; 3—150; 4—неограниченная; 5—300



Рис. 3.3. Результаты ускоренной добычи: 1—с неограниченным водным бассейном; 2—с ограниченным водным бассейном; 3—без водного бассейна

Анализ полученного экспериментального материала позволил установить очень важную особенность процесса, которая обеспечивает возможность достижения условий полного капиллярного удержания воды в малопроницаемых элементах пласта без существенного снижения скорости извлечения нефти. Эта особенность состоит в том, что для обеспечения условий полного капиллярного удержания воды продолжительности циклов должны быть неодинаковы, возрастая с некоторого минимального значения до максимальной экономически допустимой величины. Как показала вторая серия экспериментальных исследований, для обеспечения полного капиллярного удержания воды в пористой среде при максимально возможной скорости извлечения нефти продолжительности циклов должны возрастать по закону квадратичной параболы.

Эксперименты показали, что независимо от стадии процесса (повышение или понижение пластового давления) в пористой среде непрерывно происходит капиллярное перераспределение воды.

Следует отметить, что наряду с капиллярным перераспределением воды, внедренной в пористую среду принудительно, при циклическом воздействии на пласт, так же как при обычном процессе заводнения, происходит противоточное капиллярное вытеснение нефти водой.

При реализации циклического процесса в трещиновато-пористых коллекторах, по-видимому, проявлением противоточной пропитки можно пренебречь, поскольку объем воды, содержащейся в трещинах, по сравнению с поровым объемом невелик и вода быстро капиллярно внедряется в нефтесодержащие блоки. Поэтому эффективность циклического



"процесса в трещиновато-пористых пластах должна определяться прежде всего капиллярным перераспределением воды, принудительно внедренной в блоки.

В неоднородных пористых средах объем воды в высокопроницаемых участках достаточно велик и капиллярная противоточная пропитка может наблюдаться на всех стадиях цикла. Следовательно, в неоднородных коллекторах эффективность циклического процесса должна определяться эффектами капиллярного перераспределения воды, принудительно закачанной в малопроницаемые включения повышением пластового давления, и противоточной капиллярной пропиткой, происходящей независимо от периодичности процесса заводнения.

При проведении экспериментов, которые были описаны выше, объем воды в высокопроницаемых участках или в трещинах был недостаточен для полного проявления противоточной капиллярной пропитки (рис. 3.3, кривая 2). В экспериментах, результаты которых представлены на рис. 3.3 (кривая 1), воспроизводились такие условия, когда объем воды, содержащейся в высокопроницаемых участках или в трещинах, неограничен и достаточен как для полного капиллярного перераспределения принудительно внедренной воды, так и для обеспечения процесса капиллярной противоточной пропитки при установленной оптимальной продолжительности циклов.

Из сопоставления кривых 1 и 2 видно, что получение наилучшего результата связано с количеством воды, содержащейся в трещинах или высокопроницаемых участках пласта.

На рис. 3.3 представлены также результаты эксперимента (линия 3), в котором между стадиями повышения и снижения давления происходило только капиллярное перераспределение нефти и воды. Как и предполагали, в данном случае был получен наилучший результат, т. е. процесс протекал с минимально возможной эффективностью. Условия последнего эксперимента ближе всего соответствуют условиям осуществления циклического заводнения трещинно-пористых коллекторов, в которых объем трещин пренебрежимо мал по сравнению с поровым объемом блоков. В связи с этим для улучшения эффективности циклического заводнения таких коллекторов, по-видимому, целесообразно по возможности сокращать время одного цикла, либо закачку воды осуществлять непрерывно, но с периодическим ограничением отбора пластовой смеси.

Исследованиями [4] установлено, что увеличение вязкости нефти до  $10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  приводит к существенному снижению скоростей извлечения нефти. Тем не менее скорость извлечения нефти с увеличением ее вязкости снижалась в опытах менее интенсивно, чем предполагалось из соотношения вязкостей. Это указывает на целесообразность осуществления циклического способа добычи нефти в пластах, насыщенных нефтью средней вязкости. Качественно механизм извлечения нефти средней вязкости из неоднородных пластов при циклическом воздействии на них остается таким же, как для маловязкой нефти.

Качественную картину капиллярного перераспределения нефти в малопроницаемых пористых средах при циклическом воздействии на пласт не изменяет и начальная водонасыщенность порового пространства [5]. Полученные экспериментальные результаты показывают, что начальное водосодержание порового пространства способствует более скорому капиллярному перераспределению воды, принудительно внедряемой в малопроницаемые элементы неоднородного пласта.

Изучение фильтрации жидкостей при циклических воздействиях на пласт связано с рассмотрением совместного влияния гидродинамических, упругих, капиллярных сил и неоднородности пласта. В связи с этим математическая модель процессов, происходящих при циклических воздействиях на пласты, даже при многих упрощающих положениях оказалась довольно сложной.

Целесообразно изложить основные результаты исследований, кото-

рые могут способствовать пониманию процесса циклического воздействия на пласты и иметь значение при выборе параметров для такого воздействия в промысловых условиях.

Прежде всего следует указать на вполне очевидный результат, заключающийся в том, что максимальное воздействие на пласты (максимальные значения амплитуды колебаний давления между участками с различной проницаемостью) достигается при колебаниях расходов на линиях нагнетания и на линиях отбора в противоположных фазах, т. е. в период максимальной закачки агента в пласты отбор должен быть минимальным, и наоборот, в период минимальной закачки отбор должен быть максимальным.

Очевидно также и то, что при циклическом воздействии на пласт только за счет изменения расходов нагнетаемой воды или отборов из добывающих скважин изменится амплитуда колебаний давления между участками (слоями) с различной проницаемостью соответственно уменьшится.

В отношении амплитуды колебания давления между «лоями с различной проницаемостью следует отметить еще и то обстоятельство, что возникающие при этом градиенты давления, обуславливающие обмен жидкостями, характеризуются довольно высокими абсолютными значениями, которые чаще всего превосходят градиенты давления в направлении основных потоков. Более того, упомянутые поперечные градиенты давления увеличиваются с ухудшением гидродинамической связи между участками (слоями) с различной проницаемостью. Расчеты показывают, что циклическое воздействие на пласты приводит к интенсивному обмену жидкостями и в тех случаях, когда слои с различной проницаемостью разделены слабопроницаемыми перемычками.

Важнейшим параметром циклического воздействия; на пласты является время цикла. Оно должно быть прежде всего таким, чтобы интенсивность обмена жидкостями была как можно большей. С этой целью представляет интерес анализ изменения интенсивности обмена жидкостями с изменением времени цикла. На рис. 3.4 показаны типичные результаты конкретных расчетов, которые дают представление об этой зависимости. На оси абсцисс отложено время цикла  $t$ ; на левой ординате — величина, характеризующая интенсивность обмена жидкостями между участками с различной проницаемостью, а на правой ординате — величина, характеризующая амплитуду колебания давления на линиях нагнетания и отбора.

Из рис. 3.4 видно, что интенсивность обмена жидкостями с увеличением времени цикла сначала возрастает, а затем практически становится постоянной; при этом амплитуда давления на линиях отбора и нагнетания с ростом времени цикла неограниченно возрастает. Отсюда вытекает основной принцип выбора продолжительности цикла с точки зрения интенсивности обмена жидкостями между участками с различной проницаемостью: с одной стороны, время цикла  $t$  должно быть достаточно большим, чтобы циклический процесс протекал при максимальной интенсивности обмена жидкостями, т. е. с максимальным использованием запасов упругой энергии пласта; с другой стороны, время цикла должно быть достаточно малым, чтобы колебания давлений на линиях нагнетания и отборов не превосходили максимальных значений, допустимых техническими возможностями оборудования скважин.

Наконец, особо следует обратить внимание на следующее обстоятельство: несмотря на изменение коэффициента обмена  $y$  (харак-

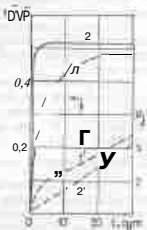


Рис. 3.4. Изменение интенсивности обмена жидкостями и амплитуды колебания давления в зависимости от времени цикла.  $\gamma = 10^{-3}$ ;  $\mu = 10^{-2}$ ;  $\rho = 10^{-3}$ .

теризующего степень гидродинамической связи участков с различной проницаемостью) в широком диапазоне, интенсивность обмена жидкостями изменяется в узком диапазоне. Физически это объясняется тем, что  $u$  и  $P$  изменяются в противоположные стороны: чем меньше  $u$ , тем больше перепад давления между участками с различной проницаемостью, и наоборот. Этот вывод очень важен в практической работе, так как для оценки интенсивности обмена жидкостями достаточно знать лишь приближенно (порядок) значения параметра  $u$ . По-видимому, в этих целях достаточно приближенно оценить анизотропию коллектора и разделить пласт условно на две части, одна из которых характеризуется в среднем большей проницаемостью, а другая — меньшей.

Требования к объектам для применения упруго-капиллярного циклического метода разработки вытекают из сущности механизма явлений, происходящих в пластах при этом методе воздействия, из результатов экспериментальных и аналитических исследований процесса.

В принципе метод упруго-капиллярного циклического воздействия на пласты при их заводнении может применяться и будет эффективным на любых нефтяных и газонефтяных месторождениях, потому что он не вызывает технологических осложнений. Но если исходить из необходимости получения наибольшего эффекта от применения метода по сравнению с обычной технологией заводнения, то объекты должны характеризоваться следующими свойствами и условиями:

- 1) высокой макронеоднородностью продуктивных пластов, т. е. большой слоистостью, расчлененностью и зональной неоднородностью с резким изменением свойств от слоя к слою, от участка к участку и т. п.;

- 2) между разнородными слоями, зонами и участками пласта должна существовать гидродинамическая связь, допускающая перетоки воды при больших градиентах давления;

- 3) пористая среда должна быть микронеоднородна, то есть размер пор должен изменяться в широком диапазоне;

- 4) поверхность пористой среды в пластовых условиях должна лучше избирательно смачиваться водой, то есть быть в достаточной мере гидрофильной;

- 5) залежь должна обладать достаточно высокой упругостью либо за счет сжимаемости нефти и свободного газа в пласте, либо за счет возможности создания большой амплитуды колебания давлений;

- 6) искусственное воздействие на пласты должно быть внутриконтурным, с небольшими размерами блоков;

- 7) осуществление тепловой обработки воды, а также обработки ее поверхностно-активными веществами для повышения капиллярной активности системы будет способствовать увеличению эффекта от применения метода.

Этим условиям отвечают почти все месторождения Западной Сибири (Усть-Балыкское, Правдинское, Ватинское, Мамонтовское и др.), Западного Казахстана (Узень, Жетыбай) и многие месторождения платформенного типа (Кулешовское, Якушкинское, Ромашкинское, Арланское и др.).

### 3.2. Промышленный опыт применения циклического метода разработки

Упруго-капиллярный циклический метод разработки нефтяных месторождений прошел испытания на месторождениях Украины, Самарской области, Татарстана, Западной Сибири, Краснодарского края, Азербайджана. Приведены результаты испытаний метода на месторождении Долина (Украина), а также на Кулешовском месторождении (Самарская область).

В работах [7, 8, 9] приведены результаты испытания циклического воздействия на пласты, не предусматривающего создания в пласте

свободной газовой фазы, т. е. при пластовом давлении выше давления насыщения.

**Выгодская залежь Долинского месторождения.** Продуктивный пласт характеризуется большим этажом нефтеносности (700 м) с крайне неоднородным строением коллектора, представленного слабопроницаемым (до 0,01 мкм<sup>2</sup>) песчаником слоистого строения. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет в среднем 0,6мПа·с. Разработка залежи осуществляется с 1957 г. вначале на упругом режиме, а затем на режиме растворенного газа. С 1961 г. было начато заводнение пласта через два ряда нагнетательных скважин, расположенных в сводовой и приконтурной его частях.

К этому времени пластовое давление в залежи снизилось от первоначального уровня на 7,0 МПа и было ниже давления насыщения. К концу 1966 г. из залежи было отобрано около 13% геологических запасов нефти; обводненность продукции достигла 20%. Испытание упруго-капиллярного циклического метода добычи нефти на выгодской залежи было начато в 1965 г. на трех участках; с 1966 г. этим методом была охвачена уже большая часть пласта. Продолжительность цикла была равна одному месяцу. Объем закачки изменялся от максимального до нуля с компенсацией отбора закачкой.

Для оценки эффекта от применения метода использованы данные по восьми скважинам. Все эти скважины вскрывали только один продуктивный горизонт — выгодские отложения — и имеют достаточно продолжительную историю разработки примерно с одним и тем же временем начала обводнения; скважины расположены в первом ряду от сводовых нагнетательных скважин, в которые проводится циклическое нагнетание воды.

Как видно из рис. 3.5 зависимость накопленной добычи нефти от накопленного отбора воды до начала циклического воздействия на пласт достаточно хорошо описывается прямой линией в системе координат  $2Q_H = f(V^2 2Q_V)$ . Наблюдается резкое отклонение данной зависимости от экстраполированного участка прямой  $ZQ_H = f(KSQ_V)$ . Указанное отклонение обусловлено переводом близлежащих нагнетатель-

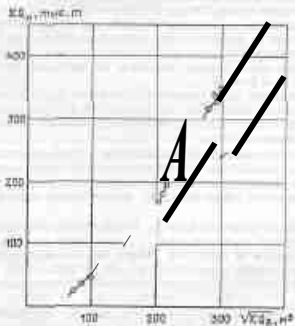


Рис. 3.5. Зависимость накопленной добычи нефти ( $2Q_H$ ) от накопленного отбора воды ( $V^2 2Q_V$ )

ных скважин на циклическую закачку воды. Из восьми рассматриваемых скважин выгодской залежи было дополнительно добыто 127 тыс. т нефти, что составляет 44,4% суммарной добычи нефти из этих скважин за время внедрения упруго-капиллярного циклического метода заводнения. Вместе с тем следует указать на определенное снижение эффективности данного процесса. Если за 11 первых месяцев внедрения метода дополнительная добыча нефти из восьми скважин составила около 6,4 тыс. т/мес, то за 12 последующих месяцев она упала до 4,8 тыс. т/мес, т. е. за 1 год прирост добычи нефти снизился примерно на 25%. Для поддержания эффективности циклического процесса во времени на постоянном уровне продолжительность каждого последующего цикла должна возрастать.

За счет внедрения упруго-капиллярного циклического метода заводнения достигнуто существенное снижение обводненности извлекаемой продукции. Фактическая обводненность продукции из восьми скважин составила 20,4%, т. е. попутно с 295 тыс. т нефти извлечено 87,6 тыс. м<sup>3</sup> воды. При обычной закачке воды, если судить по экстраполированной прямолинейной зависимости  $2Q_4 = (V \sqrt{SQ_8})$ , попутно с указанным объемом нефти было бы извлечено около 189 тыс. м<sup>3</sup> воды и обводненность извлекаемой продукции составила бы 44%.

Таким образом, осуществление циклического метода вместе с интенсификацией добычи нефти приводит к заметному снижению объема нагнетаемой воды, обеспечивающего заданную добычу нефти, с сохранением условия ее полной компенсации в поровом пространстве пласта.

Если отнести средний эффект, установленный по восьми упомянутым скважинам, на вес девятнадцать обводнившихся скважин, находящихся в зоне активного воздействия от циклического нагнетания воды, то дополнительная добыча нефти за 1 год 11 месяцев составит примерно 300 тыс. т, а экономия в закачке воды достигнет 390 тыс. м<sup>3</sup>.

*Залежь пласта А, Кулешовского месторождения.* Продуктивный пласт толщиной до 20 м представлен слоистыми слабопроницаемыми песчаниками со средней проницаемостью 0,1—0,15 мкм<sup>2</sup>. Вязкость нефти в пластовых условиях — 0,6—0,8 мПа·с. Залежь разрабатывается с 1963 г. с искусственным заводнением через ряды нагнетательных скважин, разрезающие ее на блоки. В 1964—1966 гг. объем закачки воды в один разрезающий ряд многократно (9 раз) изменялся от 7—11 тыс. ц/сут до 0. Забойные давления снижались ниже давления насыщения. Залежь находилась в начальной стадии разработки; было всего несколько обводненных скважин, по которым содержание воды снижалось в 1,5—2 раза.

Исследованиями нагнетательных скважин глубинными расходомерами установлено увеличение коэффициента охвата заводнением пласта по толщине на 8—9%, что является реальным показателем повышения нефтеотдачи пласта.

Показателем высокой эффективности упруго-капиллярного циклического метода воздействия на пласты служат фактические данные по нефтеотдаче в заводненной зоне. В зоне пласта, по которому прошел фронт закачиваемой воды, текущая нефтеотдача пласта достигла более 70%.

*Залежь нефти пластов А<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub> Покровского месторождения.* Покровское нефтяное месторождение расположено на левобережье Самарского Поволжья в пределах Чапаевского нефтеносного района. Основными объектами разработки являются пласты Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта и А<sub>1</sub> башкирского яруса соответственно нижнего и среднего карбона.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к взбросовой зоне кристаллического фундамента на юго-восточном завальском погружении Жигулевского свода. Поднятие расположено по одноименной тектонической линии, имеет почти меридиональное простираение с

северо-востока на юг-юго-запад, представляет брахиантиклинальную складку платформенного типа, осложненную двумя куполами — северным и южным, со сравнительно крутым западным и пологим восточным крыльями [10, 11].

Пласт  $A_4$  Покровского месторождения является одним из первых объектов, на которых испытана эффективность циклического метода заводнения. Испытание метода на данном объекте продолжалось 2,5 года. В пределах контура нефтеносности основной нефтяной залежи пласта  $A_4$  длина структуры 11 км и ширина — 2,5—3,5 км. Залежь нефти приурочена к кровле башкирского яруса, общая толщина отложений которого достигает 60 м, а толщина эффективной нефтенасыщенной части пласта — 13—15,5 м. В известняках по кернам установлено широкое развитие трещин и стилолитовых образований. Трещины в основном вертикальной ориентировки, ширина их достигает 2—3 мм.

Залежь нефти массивного типа, этаж нефтеносности 33 м, начальное пластовое давление 11,7 МПа, коэффициент расчлененности 2,26, коэффициент гранулярности 0,76.

На основании данных литолого-геохимических исследований, проведенных Е. К. Фроловой, отложения башкирского яруса подразделяются на две толщи: верхнюю — известняковую и нижнюю — доломитизированных известняков и доломитов. По данным литологических и геофизических исследований в кровельной части пласта выделяется высокопроницаемая (3 мкм<sup>2</sup>) и сильнопористая (25—30%) пачка известняков толщиной от 2 до 12 м. Средняя проницаемость — 1 мкм<sup>2</sup>, пористость — 25%.

Эта толща и является наиболее продуктивной. Ниже этой пачки залегают более уплотненные, также нефтенасыщенные известняки толщиной 10—12 м. Подошвенная часть нефтяного пласта подверглась вторичной цементации кальцитом и твердым битумом. Нефтяная залежь подстилается 20-метровым непроницаемым прослоем. Запечатывающий слой слагается фациально различными разностями известняков, залегая почти горизонтально.

Высокопористый и проницаемый пласт  $A^*$ , по данным геофизических исследований, расчленяется отдельными уплотненными заглинизированными пропластками толщиной до 1,5 м. Количество их не превышает 3—4, и они хорошо коррелируются в пределах нефтяного пласта, повторяя структуру кровли башкирского яруса.

По данным исследования керна, в разрезе продуктивной нефтенасыщенной части пласта  $A_4$  имеются уплотненные прослои, не фиксируемые микрокаротажем. Отмечаются и плотные линзовидные пропластки, которые не коррелируются по всему разрезу, а распространены на небольшой площади и незначительны по толщине.

Все эти данные говорят о том, что пласт  $A_4$ , несмотря на кажущиеся сравнительно хорошие коллекторские свойства, анизотропен. Он обладает слоистой и зональной неоднородностью и поэтому в нем, как и в других пластах с аналогичными коллекторскими свойствами, остаются в процессе разработки застойные и тупиковые зоны, малодренлируемые или полностью недреперируемые участки.

Геофизические и геологические данные о характере неоднородности подтверждаются результатами исследования расходомерами и дебитомерами [12].

Залежь нефти пласта  $A_4$  вошла в промышленную разработку в 1950 г.

По первоначально составленному проекту ее предусматривалось разрабатывать без поддержания пластового давления 130 эксплуатационными скважинами, расположенными в трех кольцевых рядах на расстоянии 350 м друг от друга. Среднесуточная добыча нефти до начала заводнения достигала 540 т.

В процессе разработки залежи пластовое давление начало резко снижаться. При отборе за три года 580 тыс. т нефти, что составляло

всего лишь 2% начальных извлекаемых запасов, пластовое давление снизилось со 11,7 (начального) до 6,3 МПа [11].

Эти данные, а также исследования, проведенные в нескольких скважинах, вскрывших водонасыщенную часть башкирского яруса ниже подошвы пласта  $A_4$ , и показавшие здесь начальное пластовое давление, подтвердили уже сложившееся ранее мнение о полной запечатанности нефтяной залежи и отсутствии гидродинамической связи с приконтурной частью водонапорной системы.

В 1954 г. было запроектировано приконтурное периметральное заводнение залежи с размещением 17 нагнетательных скважин вдоль восточного крыла и 8 скважин вдоль западного крыла со среднесуточной проектной закачкой 5000 м<sup>3</sup>. Нагнетательные скважины на северной периклинали и на восточном крыле пласта оказались в непроницаемой зоне, поэтому была освоена приконтурная система заводнения с западного крыла и со стороны южной периклинали.

Учитывая наличие непроницаемого прослоя в подошве, пласт  $A_4$  в нагнетательных скважинах перфорировался выше его, а в нефтяной части — на всю продуктивную толщину. Лишь в отдельных скважинах перфорировалась наиболее проницаемая кровельная и средняя часть пласта.

Освоение системы заводнения позволило повысить пластовое давление и резко увеличить темпы отбора нефти.

В 1954—1956 гг. пластовое давление возросло до 8,6 МПа, отбор нефти достиг 2000 т/сут, в последующие годы наращивание объемов закачиваемой воды и разбуривание залежи добывающими скважинами позволили увеличить отбор нефти до 3200 т/сут в 1957 г. и до 3700 т/сут в 1958—1960 гг. при давлении в залежи 9,4—10,1 МПа.

Максимальный отбор нефти по залежи был достигнут в 1958 г., составив 8,4% начальных извлекаемых запасов. Постоянный уровень добычи нефти поддерживался лишь три года (1958—1960 гг.), после чего началось интенсивное снижение добычи, связанное с истощением

С июля 1959 г. по предложению НГДУ «Чапаевская нефть» была начата разработка южного купола залежи пласта  $A_4$  по разреженной сетке скважин. Цель эксперимента состояла, во-первых, в изучении возможности поддержания достигнутого уровня добычи нефти при остановке скважин; во-вторых, в определении степени выработки пласта через редкую сетку скважин. В течение одного месяца были остановлены 33 скважины. Отключение скважин из эксплуатации производилось через ряд и через скважину в ряду.

Темп отбора нефти из пласта при редкой сетке скважин не уменьшался, а составлял 8—9% первоначальных извлекаемых запасов, т. е. находился на уровне максимального отбора 1958 г. Подробный анализ остановки скважин по разреженной сетке проведен в работе [13].

Процесс разработки залежи нефти пласта  $A^*$  условно разделен на три этапа.

К первому этапу (1950—1957 гг.) отнесен период безводной добычи нефти и выхода на максимальные отборы. За это время из залежи извлечено 22% от начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеотдачи достиг 0,11. Этому этапу присуще интенсивное наращивание добычи нефти, что связано с разбуриванием залежи и ростом объемов закачиваемой в пласт воды [14].

До внедрения закачки залежь нефти пласта  $A_4$  разрабатывалась за счет упругих сил пласта. Затем, после внедрения заводнения, на смену пришел водонапорный режим разработки.

Ко второму этапу отнесен период 1958—1964 гг. Он характеризуется наиболее интенсивной разработкой нефтяной залежи. В течение этого этапа наблюдалось постепенное (по мере стягивания фронта вытеснения к центру залежи) увеличение содержания воды в добываемой жидкости, к концу периода обводненность достигла 66,5%

и начался резкий спад добычи нефти. Практически обводнился весь эксплуатационный фонд.

Суммарная добыча нефти за этот период составила 56% начальных извлекаемых запасов. Несмотря на неоднородность пласта А<sub>4</sub> и наличие трещиноватости, фронт нагнетаемой с западного крыла и южной периклиналы воды продвигался довольно равномерно [14].

Следует однако отметить, что при подходе фронта закачиваемой воды к добывающим скважинам процесс нарастания обводнения добываемой продукции проходил довольно интенсивно. В течение 1—3 мес обводненность скважин возрастала с 1—3 до 70—90%. Это явление объясняется фронтальным вытеснением нефти. Аналогичное явление отмечается по большинству залежей, где разработка осуществляется с внутриконтурным заводнением [11].

К третьему этапу разработки отнесен период с 1965 г. по настоящее время. Для этого периода характерно резкое увеличение добываемой вместе с нефтью воды.

Повышается водонефтяной фактор с 2,0 в 1964 г. до 4,3 в 1967 и 20,4 т/т в 1975 г. Резко снижается добыча нефти, обводненность жидкости превышает 90%. В эти годы основная высокопроницаемая продуктивная часть пласта промыта закачиваемой водой. Однако несмотря на высокую выработку запасов нефти (90,3% извлекаемых запасов), нефтеотдача достигла 48,7%. В отдельных зонах пласта, в менее проницаемых прослоях, линзах, тупиковых зонах, не охваченных заводнением, сосредоточены еще значительные запасы нефти.

Как показывают результаты исследований, выработка продуктивного пласта А<sub>4</sub> происходит неравномерно. Исследования профилей притока и приемистости по скважинам показали, что выработкой в основном охвачена кровельная и средняя части пласта, обладающие повышенной проницаемостью.

Коэффициент действующей толщины по нагнетательным скважинам изменяется от 0,357 до 0,637, коэффициент охвата — от 0,182 до 0,437 [11].

Подтверждением наличия невыработанных участков служат данные работы скважин в районе разрезающих нагнетальных рядов, где после смены направления потоков в полностью обводненных скважинах увеличивалось содержание нефти. За счет интенсивной закачки воды и повышения давления нагнетания на этом участке скважины начинали дренировать ранее застойные зоны [14]. К зонам с остаточными запасами можно отнести и уплотненную подошвенную часть пласта, залегающую на запечатывающем прослое.

Задача увеличения конечной нефтеотдачи неоднородных пластов на завершающей стадии сводится к вовлечению в работу невыработанных ранее зон. При этом предполагается применять более совершенные методы разработки, позволяющие увеличить охват заводнением менее проницаемых прослоев, остающихся при обычной системе заводнения не охваченными воздействием.

Для повышения эффективности разработки залежи пласта А<sub>4</sub> еще в 1962 г. были освоены под нагнетание 5 скважин северного разрезающего ряда и в 1964 г. 3 скважины южного разрезающего ряда. Залежь нефти была разрезана на три блока.

Разрезание залежи на блоки позволило не только компенсировать объем извлекаемой из пласта жидкости закачиваемой водой, но и перекрыть в 1,3—1,5 раза уровень отбора закачкой. На рис. 3.6 приведена зависимость текущего содержания нефти в добываемой жидкости от накопленного объема добытой роды, построенная в логарифмических координатах. Из рисунка видно постепенное уменьшение доли нефти в извлекаемой продукции в течение первых девяти лет второго периода разработки.

Прохождение внутреннего контура нефтеносности через всю залежь выразилось в виде резкого перелома приведенной зависимости.



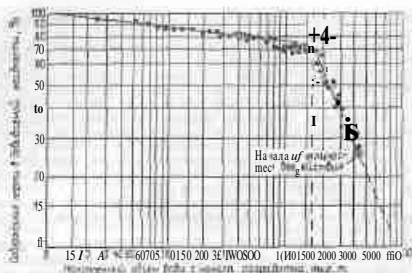


Рис. 3В. Зависимость обводненности нефти от выработки нефти от нарастающей отдачи добытой нефти

С конца 1962 до начала 1965 г. обводненность добываемой продукции возросла с 24,8 до 70,6%, темп обводнения в этот период составлял примерно 2,0—2,5% Б месяц. К началу 1965 г. текущая нефтеотдача пласта составила около 32—35% начальных запасов.

Анализ состояния разработки с 1961 по 1965 г. позволил прийти к выводу, что, сохраняя текущую обводненность извлекаемой продукции, отбор нефти из пласта  $A_4$  без каких-либо дополнительных мероприятий увеличить невозможно.

Поэтому, учитывая состояние разработки, было решено осуществить промышленный эксперимент по циклическому воздействию на пласт. Наиболее подготовленным для проведения работ оказался южный купол пласта  $A_4$  Покровского месторождения, где к началу эксперимента в основном были завершены мероприятия по перестройке всей системы заводнения месторождения [15, 16].

При осуществлении циклического метода воздействия на пласт  $A_4$  были учтены технические возможности эксплуатационного оборудования. Полный цикл воздействия состоит из двух периодов. В первый период осуществляют интенсивное повышение средневзвешенного пластового давления путем форсированного нагнетания в пласт воды. Во второй период осуществляют резкое истощение пластового давления до заданного уровня путем полного прекращения закачки и продолжения отбора.

Для пласта  $A_4$  Покровского месторождения в качестве максимального пластового давления принято начальное пластовое давление 11,7 МПа, которое может обеспечить установленное на месторождении насосное оборудование. Нижний предел пластового давления, ограниченный условиями механизированной добычи нефти, составляет 8,2—9,5 МПа, т. е. примерно на 2,5—3,0 МПа выше давления насыщения. Осуществление первого цикла показало, что для обеспечения указанного колебания пластового давления продолжительность полного цикла должна составлять 3—3,5 мес (3,5—2 мес — период повышения давления и 1—1,5 мес — его понижение). При этом колебание пластового давления осуществлялось только за счет изменения режима работы нагнетательных скважин. Отбор жидкости из пласта в течение всего цикла оставался практически постоянным. На второй стадии цикла закачка воды в пласт  $A_4$  полностью прекращалась.

Перевод нагнетательных скважин на циклическую закачку осу-

ществлялся в течение года, начиная с августа 1964 г. Вначале на циклическую закачку были переведены нагнетательные скважины, расположенные вдоль западного крыла структуры, а затем, в сентябре 1965 г., — скважины северного разрезающего ряда.

Перевод залежи на циклический способ заводнения сразу же положительно сказался на показателях разработки. На рис. 3.7 представлена зависимость накопленной добычи нефти от логарифма накопленной добычи воды для добывающей скв. 253. С мая 1965 г. в этой

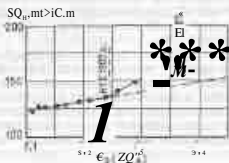


Рис. 3.7. Зависимость накопленной добычи нефти от логарифма накопленной добычи воды для добывающей скв. 253.

скважине наблюдается заметное улучшение соотношения нефти и воды в общем объеме добываемой продукции. К середине 1967 г., т. е. более чем за два года, из скважины дополнительно добыто около 18 тыс. т нефти. Дополнительная добыча нефти определена с учетом данных экстраполяции кривой эксплуатации скважины при обычном заводнении. Обводненность извлекаемой продукции из скв. 253 за указанный срок снизилась примерно с 24,5 до 9,1%.

На рис. 3.8 представлена динамика обводнения всей залежи пласта А4 Покровского месторождения. На графике дана логарифмическая зависимость содержания нефти в добываемой продукции (%) от накопленной добычи воды. Как видно, зависимость в логарифмических координатах достаточно хорошо описывается прямой линией, которую без существенных погрешностей можно экстраполировать для оценки эффективности циклического воздействия.

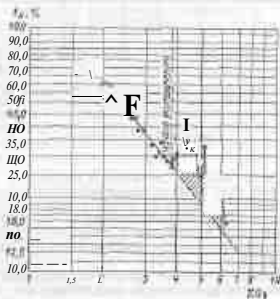


Рис. 3.8. Логарифмическая зависимость содержания нефти в добываемой продукции от накопленной добычи воды.

Анализ результатов промышленного эксперимента показывает, что на фоне установившейся тенденции к уменьшению доли нефти в общем потоке жидкости, извлекаемой при обычном заводнении, циклическое заводнение способствует заметному увеличению содержания нефти в извлекаемой продукции. Путем сравнения прогнозной динамики обводнения извлекаемой продукции при обычном способе заводнения с фактическими данными, полученными при циклическом воздействии, устанавливается эффект, достигнутый за счет циклического способа воздействия. К концу 1965 г. из пласта  $A_2$  дополнительно получено 30% от общей добычи нефти. В 1966 г. дополнительная добыча нефти составила 21,5%, а за 6 месяцев 1967 г. она снизилась до 14% от общего объема отобранной за это время нефти.

Эффективность циклического воздействия на пласт  $A_2$  Покровского месторождения особенно четко прослеживается на рис. 3.9, где показано изменение накопленной добычи нефти в зависимости от общего объема извлеченной из пласта воды. Извлечено дополнительно более 200 тыс. т нефти. Максимальное приращение текущей добычи достигло 22—23 тыс. т в месяц. Им по-видимому и можно объяснить то, что уже в восьмом цикле дополнительная добыча составила только 3,5—4,0 тыс. т в месяц.

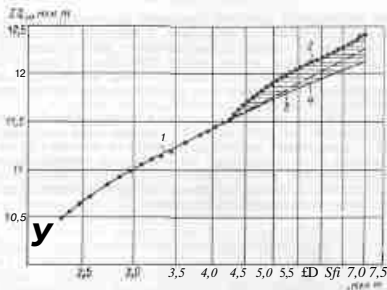


Рис. 3.9. Изменение накопленной добычи нефти в зависимости от общего объема извлеченной воды. 1 — фактическая кривая при заводнении воздействием; 2 — фактическая кривая в период циклического воздействия; 3 — фактическая кривая при обычном заводнении; 4 — прогнозируемая кривая без циклического воздействия.

Как и следовало ожидать, циклическое воздействие на пласты без создания свободной газовой фазы характеризуется более быстрым падением эффективности процесса от цикла к циклу по сравнению с упруго-капиллярным циклическим способом.

По сравнению с месторождением Долина на Покровском месторождении эффективность процесса во времени снизилась более чем в два раза быстрее [17, 18].

Такое сопоставление следует считать справедливым, так как технология осуществления циклического воздействия на пласты **обоих** месторождений характеризовалась постоянством времени цикла и амплитуды воздействия.

Ранее отмечалось, что эффективность циклического воздействия во

времени можно повышать путем увеличения времени цикла и амплитуды воздействия.

Циклическое воздействие на пласты наряду с увеличением нефтеотдачи, как это следует из физической сущности метода, приводит к заметному уменьшению удельного расхода воды. Анализ результатов испытания показал, что только в 1965 г. за счет реализации циклического метода воздействия из пласта А4 попутно с нефтью извлечено на 60—65 тыс. м<sup>3</sup> в месяц воды меньше, чем было извлечено при обычном способе заводнения. Однако по мере падения дополнительной добычи нефти одновременно наблюдается снижение эффекта исследуемого процесса и по воде. Так, в 1966 г. сокращение отбора попутной воды из пласта А<sub>4</sub> по сравнению с обычной технологией заводнения составило уже 30—35 тыс. м<sup>3</sup> в месяц (рис. 3.9).

В сложившихся условиях единственной возможностью увеличить эффективность воздействия является увеличение продолжительности каждого последующего цикла. Эффективность циклического воздействия на пласт А<sub>4</sub> можно повысить также увеличением амплитуды колебания пластового давления за счет повышения верхнего предела пластового давления. При этом наряду с эффектом увеличения упругого сжатия нефти будет увеличиваться охват воздействием порового пространства вследствие неравномерного повышения проницаемости разных слоев и из-за раскрытия системы имеющихся в пласте микротрещин.

*Ново-Елховское месторождение.* Работы по испытанию циклического метода проводились по программе, составленной ВНИИ. Выбранный участок под воздействие находится в юго-восточной части Ново-Елховского месторождения. Участок представлен в основном монолитным пластом «Г» горизонта Д<sub>1</sub> толщиной 4—10 м, обладающим хорошими коллекторскими свойствами. На участке размещено 5 нагнетательных и 20 добывающих скважин. Циклическое заводнение на выбранном участке осуществлялось с помощью существующего оборудования КНС-7 и насосов типа УЭЦН 16-3000-1000. Время цикла принималось равным 30 сут (10 сут — остановка, 20 сут — закачка).

Анализ разработки участка циклического заводнения и динамика изменения параметров работы отдельных добывающих скважин позволили оценить высокую эффективность циклического заводнения [19].

При создании импульсов по добывающим скважинам отмечается четкая последовательность изменений обводненности, заключающаяся в том, что изменение идет волнообразно и повторяет цикличность закачки с однозначной частотой.

*Ромашкинское месторождение.* Для проведения циклического заводнения на Азнакаевской площади было выбрано восемь участков с учетом имеющихся резервов в мощностях объектов заводнения. Программой проведения эксперимента было предусмотрено осуществление циклического заводнения только в летнее время.

Оценка показала, что за все время применения циклического заводнения из месторождения дополнительно добыты сотни тысяч тонн нефти. Особенно велик эффект от применения метода по отдельным добывающим скважинам площади.

Интересное испытание метода было выполнено на V блоке Абдрамановской площади, где к 1975 г. пластовое давление превышало 23,0—25,0 МПа (при начальном значении 17,5 МПа). ВНИИнефть запроектировал испытание метода с понижением пластового давления до начального путем снижения объемов закачки на 24%. Начиная с 1975 по 1978 г. давление было снижено с 23,0—25,0 до 17,0—18,0 МПа. При этом было добыто дополнительно 85 тыс. т нефти (3,9%) и проектная текущая добыча была выдержана за счет эффекта от циклического заводнения [19].

*Месторождения Западной Сибири.* На Трехозерном месторождении эксперимент был начат в 1970 г. Вода циклически закачивалась в

шесть нагнетательных скважин с периодом 25—27 сут. Эффективность метода оценивалась по всему опытному участку, а также по 15 добывающим скважинам участка отдельно. Эксперимент проводится с большими перерывами, тем не менее эффект от применения метода исчисляется десятками тысяч тонн дополнительно добытой нефти.

На Моргымя-Тетеревском месторождении для осуществления циклического заводнения было выбрано 5 участков на пяти разрезающих рядах. Эксперимент проводился с 1971 г. на всех участках. Период работы принимался 10 сут. Анализ промыслового материала показал, что в большинстве обводнившихся скважин первых и вторых добывающих рядов, находящихся в зоне влияния, наблюдается стабилизация или уменьшение процента обводненности. Объем добычи нефти за счет метода вначале возрастает с 15 до 60 тыс. т в год, а затем снижается. Кроме того, установлено, что эффективность метода зависит от степени обводненности продуктивного пласта до начала воздействия. Дополнительная добыча нефти на скважину за цикл до 70% обводненности составляет в среднем 9 тыс. т, при обводненности выше 70% — 2,1 тыс. т. Это говорит о том, что наибольшая эффективность от применения метода достигается при его применении с самого начала разработки (о чем свидетельствуют также результаты теоретических расчетов) [19].

*Месторождения Ставропольского края.* Циклическое заводнение применялось на месторождениях Зимняя Ставка, Величаевское, Правобережное и Восточное, пласт VIII. Глубина залегания пласта 3100 м, начальное пластовое давление порядка 32,0—33,0 МПа, температура пласта 130° С, вязкость нефти в пластовых условиях 0,3—0,4 мПа·с.

Длительность остановки нагнетательных скважин изменялась от 10 до 91 сут и в среднем составляла 45 сут. На месторождении Зимняя Ставка отмечалось резкое снижение обводненности продукции скважин. Причем при более низкой начальной обводненности (до 60%) отмечалась большая степень ее снижения, чем при обводненности 80—90%. В первом случае обводненность снижалась на 10—20%, а во втором — на 5—10%.

На основе этих исследований установлено следующее:

динамика обводнения повторяет динамику изменения давления закачки на устьях нагнетательных скважин;

имеется зависимость прогрессирующего обводнения добывающих скважин от критического давления (29,0 МПа). Выше этой величины обводненность резко растет, а ниже — резко уменьшается.

Таким образом, все данные промысловых опытов, экспериментальных и аналитических исследований свидетельствуют об эффективности упруго-капиллярного циклического метода разработки нефтяных месторождений с неоднородными физико-геологическими свойствами.

Метод не вызывает технологических осложнений, т. е. является, вполне технологичным, легко реализуемым способом повышения нефтеотдачи. Требуется лишь резерв в мощности насосных станций на 35—50%. При соответствующей организации осуществление метода не снижает уровня отбора жидкости, обеспечивая менее интенсивное обводнение продукции за счет повышения охвата пластов заводнением.

Ввиду того, что большинство реальных нефтяных месторождений обычно обладает очень сложными неоднородными свойствами и что в ближайшие 10—15 лет заводнение как метод разработки не сможет быть заменено иным, более эффективным способом, упруго-капиллярный циклический метод разработки нефтяных месторождений должен найти самое широкое применение.

Считаем целесообразным при составлении технологических схем и проектов рассматривать варианты разработки месторождений с применением указанного метода.

### 3.3. Изменение направления фильтрационных потоков жидкости — способ регулирования процесса разработки при заводнении неоднородных пластов

Высокие темпы развития нефтяной промышленности в последние два десятилетия во многом обязаны широкому внедрению методов поддержания пластового давления.

В связи с освоением систем заводнения нефтеотдача пластов значительно возросла. Однако при современной технологии разработки, как показывают данные исследований, она редко превышает 50—60% даже в самых благоприятных физико-геологических условиях. Нет сомнения, что заводнение еще долгое время будет оставаться основным способом интенсификации разработки нефтяных месторождений. Ввиду этого одним из главных направлений решения поставленных перед нефтяной отраслью задач является повышение эффективности метода заводнения нефтяных пластов.

Разработка нефтяных месторождений в условиях заводнения продуктивных пластов сложнейший технологический процесс, протекающий при непостоянных, изменяющихся во времени условиях и не поддающийся непосредственному (объемному) наблюдению. Поэтому эффективные показатели процесса разработки нефтяных месторождений и высокую конечную нефтеотдачу можно получить только при соответствующем действенном и эффективном регулировании.

Одним из таких эффективных средств увеличения коэффициента нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может служить метод, основанный на создании в пласте неустановившегося процесса вытеснения путем изменения направления фильтрационных потоков. При этом на степень эффективности от изменения направления потоков существенную роль оказывают физические свойства жидкостей (воды, нефти), степень неоднородности пласта, способ распределения закачиваемой воды в пласт и другие. Подтверждением отмеченных обстоятельств, как правило, является изменение обводненности продукции скважин в результате изменения охвата пласта заводнением, изменение величин перепадов (градиентов) давлений.

Изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП) в целях улучшения показателей разработки нефтяных месторождений проводится как на стадии значительного обводнения пласта, так и в ранний период его разработки. В обоих случаях важна и необходима оценка эффективности применяемого метода увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Известно, что при вытеснении нефти водой из пласта водонасыщенность его является функцией прокаченного объема воды и до прохождения фронта заводнения через эксплуатационную галерею эта зависимость представляется прямой линией. В дальнейшем после появления воды на линии отбора эта зависимость нарушается, рост водонасыщенности замедляется, зависимость ее от прокаченного объема принимает на графике вид кривой, которая асимптотически приближается к максимальному значению. В результате чего для достижения конечного коэффициента нефтеотдачи необходимо через пласт прокачать значительное количество воды.

В целях сокращения объема прокачиваемой воды в промысловых условиях применяют различные методы смены направления вытеснения..

Для выяснения характера изменения водонасыщенности в нефтяном пласте при перемене направления фильтрационных потоков в работе [20] на примере однородного пласта рассмотрено текущее распределение водонасыщенности при неизменных условиях заводнения и при смене направления вытеснения на 90°. Проведенные расчеты для однородного пласта при равномерном распределении закачки по галерее показали, что насыщенность при смене направления вытеснения несколько меньше насыщенности без изменения направления вытеснения для од-

ного и того же объема закачиваемой воды. Это можно объяснить тем, что часть воды при таком распределении проходит через прорывную часть слоя и не участвует в вытеснении нефти в новом направлении.

По-видимому распределение закачки необходимо осуществлять пропорционально оставшейся нефтенасыщенности. Такое распределение закачки в промысловых условиях, когда имеется система добывающих скважин, легко осуществить. По зависимостям, приведенным в работе [20], Г. А. Атанов рассчитал изменение водонасыщенности для трех случаев вытеснения: без изменения направления вытеснения, с изменением направления вытеснения на  $90^\circ$  при равномерном распределении закачки, с изменением направления вытеснения на  $90^\circ$  при распределении закачки пропорционально оставшейся нефтенасыщенности. В расчетах использовались кривые фазовых проницаемостей Эфроса и соответствующие функции, а также различные отношения  $\mu_0$  — вязкости воды к вязкости нефти.

Результаты расчетов приведены на рис. 3.10 из которых следует, что смена направления вытеснения приводит к увеличению текущего значения водонасыщенности  $p$  в случае неравномерного распределения

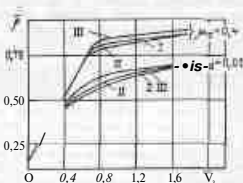


Рис. 3.10. Изменение водонасыщенности  $p$  от объема закачанной воды  $V_з$  при различных способах вытеснения: I — без изменения направления вытеснения; II — с изменением направления вытеснения на  $90^\circ$  при равномерном распределении закачки; III — с изменением направления вытеснения на  $90^\circ$  при распределении закачки пропорционально оставшейся нефтенасыщенности;  $\mu_0$  — отношение вязкости воды к вязкости нефти.

закачки и более эффективна для высоковязких нефтей. Смена направления фильтрационных потоков более эффективна в момент прорыва воды в эксплуатационную галерею. Эти выводы подтверждают исследования [21], проведенные В. А. Бочаровым на модели зонально неоднородного по проницаемости пласта нефти, где распределение проницаемости по площади залежи подчиняется логарифмически нормальному закону со стандартным отклонением  $5 (\ln k) = 0,84$ . Процесс вытеснения нефти водой проводился, при постоянном перепаде давления и одинаковом для всех рядов скважин. Отключение скважин в рядах проводилось при 95% содержании воды в добываемой продукции. В каждом элементе пласта насыщенность изменялась в зависимости от объема прошедшей жидкости в соответствии с кривыми фазовых проницаемостей.

Расчеты проведены Б. Н. Гешелиным на акалого-цифровом вычислительном комплексе (АЦВК) «Сатурн», моделирующим фильтрацию неоднородных жидкостей в неоднородной пористой среде путем представления продуктивного пласта средней ячеистой структуры [22].

На рис. 3.11, а представлено распределение водонасыщенности при неизменной системе заводнения, отчетливо выделяются зоны, не охваченные заводнением.

Для изменения направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, с целью вовлечения, в разработку застойных зон дополнительно к первоначальным, некоторые добывающие скважины были переведены в нагнетательные по линиям, разрезающим пласт на четыре блока (см. рис. 3.11, б). Были рассмотрены три варианта ввода дополнительных разрезающих нагнетательных рядов — при достижении прокачанных объемов жидкости до изменения направления фильтрационных потоков, равных соответственно 0,828; 1,34; 1,876 объема пор пласта.

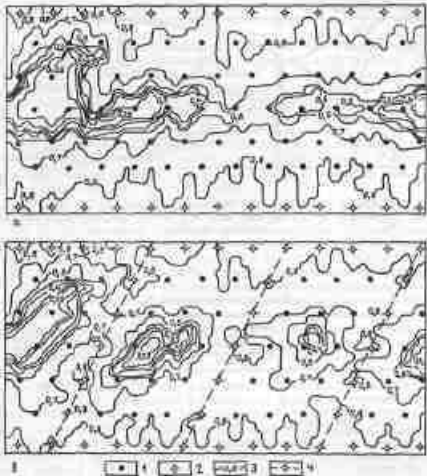


Рис. 3.11. Схема распределения во времени и в пространстве сытенности на участке залежи: 1 — при неизменной системе воздействия ( $\tau=1,34$ ;  $\beta=717,6$  сут;  $\alpha=0,541$ ;  $p_{пл} = 0,0998$ ;  $\beta = 0,243$ ); 2 — после изменения направления фильтрационных потоков ( $\tau=1,637$ ;  $\beta = 659$  сут;  $\alpha = 0,56$ ;  $p_{пл} = -0,938$ ;  $\beta = 0,222$ ); 1 — добывающие скважины; 2 — нагнетательные скважины; 3 — линии плетей насыщенности; шифры при них указывают значения водонасыщенности; 4 — дополнительные линии разрезания залежи

Динамика основных технологических показателей разработки в зависимости от относительного объема прокаченной ЖИДКОСТИ  $T$  через пласт при неизменной системе воздействия и после изменения направления фильтрационных потоков для трех указанных вариантов приведена на рис. 3.12, где  $\frac{d}{d_{max}}$  и  $q_{н}$  представляют собой отношение текущего дебита жидкости и нефти к максимальному. Здесь же приводится динамика коэффициента нефтеотдачи  $\alpha$ , доли нефти в потоке жидкости  $F_n$  и коэффициента охвата  $\{We$ .

Результаты исследований показали, что наилучшими показателями разработки характеризуется первый вариант, когда дополнительные нагнетательные ряды введены при  $\tau=0,828$ , наихудшими — третий вариант при  $\tau=1,876$ . Это следует из табл. 3.1, в которой показатели разработки при неизменной системе воздействия приняты за 100%.

Наибольший прирост в добыче нефти (в конечном коэффициенте нефтеотдачи) наблюдается в первом варианте, т. е. когда мероприятия по изменению направления фильтрационных потоков в пласте проведены в первой трети общей продолжительности разработки. При этом сокращается время извлечения основных запасов нефти, улучшается



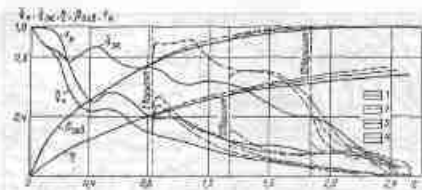


Рис. 3.14. Динамика технологических показателей разработки: / — при неизменности условий разработки; 2 — по первому варианту; 3 — по второму варианту; 4 — по третьему варианту

Показатели разработки, %

Варианты	Время разработки при неизменности условий разработки	Добыча нефти	Добыча газа	Всего извлечено
При неизменной системе воздействия	100	100	100	100
После изменения направления фильтрации				
I вариант	29,4	ПЪЗ	109,5	95,0
II вариант	52,0	109,5	106,0	98,0
III вариант	83,3	100	100	100

отмывка слабодренируемых зон (см. рис. 3.11,6), увеличивается коэффициент охвата (см. рис. 3.12).

Следует отметить, что показатели процесса обводнения пласта, анализ которых проведен выше, получены при условии одновременного ввода всех скважин в эксплуатацию. На практике ввод скважин проводится постепенно и динамика обводнения будет зависеть не только от геолого-физической характеристики пласта и условий разработки, но и от темпа и последовательности ввода, что вытекает из результатов исследований, изложенных в работе. В связи с этим осуществление мероприятий по изменению направления потоков, видимо, следует проводить в первую очередь на тех участках пласта, которые раньше были введены в разработку.

Изменение направления фильтрационных поткет, как один из методов интенсификации и увеличения коэффициента нефтеотдачи, в последнее время находит все большее применение на месторождениях страны. В частности, широкое внедрение этого метода осуществляется на месторождениях Самарской области, где продуктивные пласты характеризуются разнообразным и сложным геологическим строением, отличаются слоистой и зональной неоднородностью, трещиноватостью.

### 3.3.1. Порядок проведения промышленного эксперимента по ИНФП на Покровском месторождении

На Покровском месторождении для дальнейшего повышения охвата залежей пластов  $A_1$  и  $B_2$  заводнением в связи с понижением эффективности циклического метода воздействия был внедрен метод изменения направления фильтрационных потоков.

Промысловыми исследованиями установлено, что при изменении объемов закачки, переносе фронта заводнения, разрезании залежей на блоки отмечается снижение обводненности добываемой продукции.

Очевидно, что указанные мероприятия, а также перераспределение отборов между эксплуатационными скважинами вызывают изменения направлений (линий тока жидкости в пластах, в результате чего увеличивается приток нефти к забоям скважин.

Теоретическое объяснение указанного явления дано в работах [1, 16, 24, 25, 26].

При установившемся процессе вытеснения вода обходит частично изолированные участки, малопроницаемые слои и вытеснение нефти из них происходит с опозданием, в основном за счет капиллярной пропитки. Низкая ее скорость и малая проницаемость заводненных слоев приводят к недостаточному охвату залежи процессом заводнения.

При обычной технологии заводнения реальных геологически неоднородных пластов значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях, зонах или блоках остается не охваченной нагнетаемой водой.

Заводняемый пласт представляет собой чередование обводненных и нефтенасыщенных зон и каналов. При периодическом создании неустановившихся состояний, т. е. попеременно изменяющихся по величине и направлению градиентов гидродинамического давления, в пласте возникают условия для внедрения нагнетаемой воды в застойные нефтенасыщенные малопроницаемые зоны и каналы и перемещения из них нефти в зоны активного дренирования. Целенаправленное использование пластовых упругих сил должно способствовать более полному охвату заводнением гидродинамически взаимосвязанных участков неоднородного пласта.

Для повышения эффективности разработки Покровского месторождения в марте 1967 г. было принято решение о проведении промышленного эксперимента по изменению направлений фильтрационных потоков по пластам  $A_1$  и  $B_2$  Покровского месторождения.

Оба пласта к этому времени находились в заключительной части II этапа разработки, характеризующегося прогрессирующим обводнением добываемой продукции, снижением добычи нефти и переходом всего эксплуатационного фонда скважин на механизированный способ добычи жидкости.

Отбор нефти за предшествующий эксперименту 1967 г. по пласту  $A_4$  составлял 2,1% начальных извлекаемых запасов, а по пласту  $B_2$  — 2,75%. Степень выработки запасов нефти достигла по пластам  $A_1$  — 81,5 и  $B_1$  — 64%.

Уровни отборов нефти из залежей в 1964—1967 гг. сократились. Для замедления темпов снижения добычи нефти встал вопрос о применении методов интенсификации разработки.

Для осуществления нестационарного распределения пластового давления с целью создания неустановившихся направлений движения жидкости в пластах технология закачки воды в залежи была изменена.

Предполагалось, что периодическое перераспределение объемов закачки между группами нагнетательных скважин существенно изменит кинематику фильтрационных потоков в пластах, увеличит охват заводнением, вызовет приток нефти из малодренируемых зон и блоков, сократит объем попутно отбираемой воды и в конечном счете приведет к увеличению нефтеотдачи.

Контроль за ходом и результатами эксперимента должен был по-

казать: изменяются ли направления фильтрационных потоков в пластах, как количественно меняются соотношения между нефтью и водой по скважинам и в целом по пластам, происходит ли сокращение водопритоков.

Для оценки эффективности метода ИНФП были использованы карты изобар, систематические замеры дебитов и данные обводненности добывающих скважин.

*Пласт А<sub>2</sub> Покровского месторождения.* Изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте А<sub>2</sub> осуществлялось путем периодического сокращения или прекращения закачки в приконтурные и внутриконтурные ряды нагнетательных скважин.

В разработке залежи в 1968—1973 гг. можно условно выделить 2 периода:

1. 1968—1969 гг. Объем закачки в 5-й приконтурный нагнетательный ряд был минимальным; изменение направлений фильтрационных потоков осуществлялось попеременно-последовательным сокращением закачки в 1—4 нагнетательные ряды.

2. 1969—1973 гг. Значительное сокращение закачки в 3-й приконтурный ряд — с 2000 до 1000 м<sup>3</sup>/сут и менее. Изменение направлений потоков осуществлялось попеременной остановкой групп нагнетательных рядов — приконтурных и разрезающих.

Ниже рассматривается порядок и некоторые качественные результаты проведения эксперимента по годам.

В 1968 г. до начала проведения эксперимента закачка воды в пласт производилась во 2-й и 4-й разрезающие ряды в объеме около 6000 м<sup>3</sup>/сут (текущая обеспеченность отбора закачкой 100—120%). Пластовое давление в залежи составляло около 9,0 МПа, обводненность 86—87%, среднесуточный отбор жидкости 5700—5900 м<sup>3</sup> в пластовых условиях.

Начиная с мая 1968 г. объемы закачки в залежь изменяли за счет периодических остановок отдельных рядов нагнетательных скважин. Периоды закачки определялись величиной пластового давления, которое поддерживалось на уровне 7,5—8,5 МПа. Так, с мая по декабрь 1968 г. 1-й (приконтурный), 2-й и 4-й (разрезающие) ряды не работали по 2 мес. Среднесуточная закачка воды колебалась от 6000 до 7000 м<sup>3</sup>, обеспеченность отбора 100—120%; обводненность за этот период выросла от 87% (в апреле) до 89,5% (в декабре), но в отдельные месяцы она снижалась до 85—86%.

Среднесуточный отбор жидкости из залежи за этот период в зависимости от количества действующих скважин колебался от 5500 до 6300 м<sup>3</sup> (в пластовых условиях).

В первой половине 1969 г. на два месяца прекращали закачку в 1-й и 2-й и на один месяц — в 3-й и 4-й ряды.

В этот период закачка составляла от 6000 до 7500 м<sup>3</sup>/сут. текущая обеспеченность поддерживалась на уровне 100—110%; обводненность добываемой продукции составляла около 90%; ежесуточный отбор жидкости — от 6000 до 7000 м<sup>3</sup>.

Анализ карт изобар за период 1968—1969 гг. показал, что при кратковременной (месячной) остановке одного из нагнетательных рядов заметных изменений на картах изобар не происходит, т. е. не отмечается существенных изменений в направлениях фильтрационных потоков жидкости в пласте.

Для того, чтобы добиться существенного изменения кинематики фильтрационных потоков, было принято решение со II полугодия 1969 г. производить периодическую закачку воды в две группы нагнетательных скважин:

I группа — скважины 2-го и 4-го поперечных разрезающих рядов;

II группа — приконтурные нагнетательные скважины 1-го, 3-го и 5-го рядов.

Во втором полугодии 1969 г. вначале была прекращена закачка в

скважины 3-го и 5-го приконтурных рядов, а затем в скважины разрезающих рядов (2-го и 4-го). В этот период среднесуточная закачка колебалась от 6500 до 7400 м<sup>3</sup>. Обводненность в целом по залежи сохранялась на уровне 91—92%.

В 1970 г. на 8 мес была прекращена закачка в 3-й приконтурный ряд и по 1 мес — во 2-й (январь), 5-й (апрель) и 1-й (ноябрь) ряды.

В 1961 г. в процессе закачки воды с западного крыла было отмечено снижение пластового давления на юге залежи, которое постепенно восстановилось до 8,0 МПа после пуска под закачку в 1970 г. разрезающих рядов (вначале 4-го, а затем 2-го).

Обводненность добываемой жидкости в течение 1970 г. удерживалась на уровне 92—93%, однако наблюдались значительные изменения обводненности добывающих скважин. Так, на 10—20% снизилась обводненность в 13 скважинах северного участка, в 4—центральном и в 7—южного участков; отдельные малодебитные скважины северного участка снизили обводненность на 35—60%.

В первом полугодии 1971 г. закачка велась попеременно в скважины разрезающих рядов (2-й и 4-й) и в приконтурные нагнетательные ряды (1-й, 3-й и 5-й). Так же, как и в предыдущие годы, было отмечено, что при сокращении закачки во внутриконтурную часть пласта заметно снижается давление, как в отдельных частях, так и в целом по пласту.

В июне 1971 г. для усиления воздействия на северную часть пласта был освоен дополнительный разрезающий нагнетательный ряд, на который была переложена часть закачки в приконтурные скважины 1-го ряда.

Во втором полугодии 1971 г. была почти полностью прекращена закачка в 3-й приконтурный ряд и по 1 мес стояли скважины 1-го, 2-го и 5-го рядов. В целом по залежи закачка составляла 9100—9600 м<sup>3</sup>/сут.

Эффект от изменения направления и объемов закачки выразился в периодическом снижении обводненности отдельных добывающих скважин. На северном участке обводненность снизилась на 5—10% в 6 скважинах, на 10—20% — в 7 скважинах, на 20—30% — в 2 скважинах, более чем на 50% — в 1 скважине.

На центральном участке на 5—10% обводненность снизилась в 3 скважинах, на 10—20% — в 1-й, более чем на 50% — в 2 скважинах.

В первой половине 1972 г. закачку воды в пласт осуществляли в основном в разрезающие ряды и прилегающие к ним приконтурные нагнетательные скважины в объеме около 9000 м<sup>3</sup>/сут. В последующие месяцы и до конца 1972 г. закачка велась практически во все скважины, но основной объем приходился на разрезающие ряды.

Общий объем закачки к концу 1972 г. был увеличен до 10 700 м<sup>3</sup>/сут. За рассматриваемый период юластовое давление выросло до 9,0—9,6 МПа, а обводненность увеличилась до 94,7%. Однако и в этот период, когда интенсивность мероприятий по изменению направлений фильтрационных потоков жидкости в пласте была снижена, отмечалось периодическое снижение обводненности на 10—30% в большинстве добывающих скважин, что в какой-то мере замедлило рост обводнения в целом по пласту.

В 1973 г. закачка проводилась во все нагнетательные ряды, но с ограничением объема и остановками скважин приконтурных рядов. Обводненность продукции находилась на уровне 95—96% в течение всего года; по сравнению с предыдущим периодом сократилось количество скважин, на которых снижалась обводненность; выросло пластовое давление с 9,0 МПа в 1972 г. до 10,6 МПа — на конец 1973 г. [10].

Общий анализ влияния изменений объемов закачки по рядам на обводненность добывающих скважин показал, что по большинству скважин в ходе мероприятий по ИНФП происходит периодическое снижение содержания воды в добываемой жидкости. Это свидетель-

ствует о том, что при изменении положения фронта заводнения, даже в таком выработанном пласте, как  $A_2$  Покровского месторождения, происходит вытеснение к забоям действующих скважин отдельных небольших по размерам целиков нефти из застойных и тупиковых зон.

Влияние изменения объемов закачки по рядам на изменение направлений фильтрации в пласте рассмотрено на основе анализа последовательной серии карт изобар.

На рис. 3.13 показана обобщенная схема кинематики фильтрационных потоков при остановке определенных групп нагнетательных скважин. В зависимости от изменений направлений закачки в северной части пласта линии тока ориентированы в основном на восток и



Рис. 3.13. Схема кинематики (а, б, в, г, д, е) изображенных дисперсионных потоков в пласте  $A_2$  Покровского месторождения: 1—граница зоны отбора; 2—действующий нагнетательный ряд; 3—остановленный нагнетательный ряд; 4—направление течения

северо-восток, на центральном участке — на восток и юго-восток, на южном участке — на юго-восток и юг, а при асимметричных объемах закачки в южные скважины 5-го ряда, здесь поворачивается северное направление фильтрации.

Как видно, снижение обводненности групп добывающих скважин при периодическом изменении направлений и объемов закачки свидетельствует об эффективности проводимых на месторождении работ по ИНФП. Качественная оценка эксперимента подтверждается и результатами количественных определений, излагаемых ниже.

**Пласт  $B_2$  Покровского месторождения.** С апреля 1968 г. залежь нефти пласта  $B_2$  стала разрабатываться при постоянной закачке воды с периодическим попеременным отключением одного из 4-х разрежающих рядов нагнетательных скважин. Длительность прекращения закачки в ряд — один месяц. Всего за период 1968—1972 гг. 1-й ряд не работал 5 мес, 2-й ряд — 6; 3-й ряд — 7; 4-й ряд — 16 мес.

До начала проведения эксперимента в марте 1968 г. среднесуточная закачка воды в пласт  $B_2$  составляла 7500 м<sup>3</sup>. За период с апреля по ноябрь 1968 г. в залежь закачивалось ежедневно от 5700 м<sup>3</sup> до 6700 м<sup>3</sup> (в пластовых условиях) — в зависимости от продолжительности прекращения закачки в один из 4-х рядов. Средняя обводненность за это время составляла 82—84%, отбор жидкости — около 7200 м<sup>3</sup>/сут.

В первые три месяца 1969 г. закачка велась во все нагнетательные скважины, отбор жидкости достигал 7500 м<sup>3</sup>/сут, при этом обводненность выросла до 85%. С апреля по октябрь 1969 г. было 6 остановок нагнетательных рядов, в 4-х случаях (апрель, июнь, сентябрь, октябрь) прекращалась закачка в 4-й ряд, и 2 раза (май, июль) —

3-й ряд. В целом по залежи при среднесуточной закачке около  $6700 \text{ м}^3$  отбор жидкости составлял  $7000\text{—}7200 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , обводненность  $83\text{—}84\%$ , т. е. ниже, чем в период, предшествовавший остановкам нагнетательных скважин.

В 1970 г. попеременно прекращалась закачка во все 4 нагнетательных ряда: 1-й и 2-й ряды останавливались по 2 раза, 3-й—1 раз, 4-й — 4 раза.

В период остановки одного из рядов в пласт закачивалось около  $7000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , а в январе—феврале и ноябре—декабре, когда закачка шла во все скважины,  $\sim 8000 \text{ м}^3/\text{сут.}$  воды. В первом полугодии 1970 г. отбор жидкости из залежи изменялся от  $6700$  до  $7800 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , во втором полугодии ежемесячно —  $7800 \text{ м}^3/\text{сут.}$  Обводненность в начале года была  $82\%$ . К середине года она возросла до  $87\%$ , а к концу снизилась до  $84,5\%$ . В 1970 г. значения основных технологических показателей оказались близкими к соответствующим за 1969 г.

В первые 3 мес 1971 г. в залежь через все нагнетательные скважины ежесуточно закачивалось до  $7900 \text{ м}^3$  воды. Обводненность за этот же период увеличилась с  $84,5$  до  $87,5\%$ .

С апреля 1971 г. была начата периодическая попеременная остановка одного из нагнетательных рядов. Так, в апреле—мае и октябре—ноябре была прекращена закачка в 4-й ряд, а в июне — в 1-й, июле — в 3-й, августе — во 2-й ряд (рис. 3.14). За это время объем

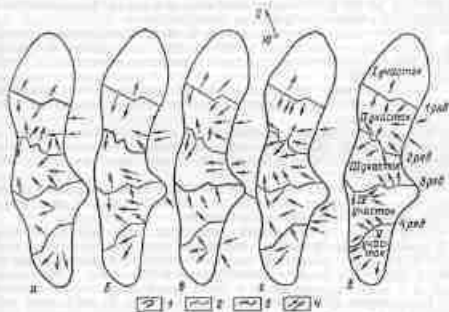


Рис. 3.14. Схема попеременной фильтрационной загрузки в пласт Б. Показаны месторождения (узел) (пунктирными линиями) и их, как и для рис. 3.13)

ежесуточной закачки в пласт составлял около  $7400 \text{ м}^3$ . Отбор жидкости из пласта менялся в значительных пределах в основном в связи с сокращением количества действующих добывающих скважин и уменьшился за год с  $7600 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (в январе) до  $6700 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (в декабре 1971 г.). Обводненность в течение года оставалась на уровне 1970 г. и составляла в среднем  $85,5\%$ .

В 1972 г. в пласт Б, в течение всего года ежесуточно закачивалось  $7500\text{—}8000 \text{ м}^3$  воды. Кратковременное поочередное прекращение закачки во 2-й, 3-й и 4-й ряды в середине года не привело к существенным изменениям текущих показателей разработки.

В 1973 г. закачка велась во все нагнетательные скважины без

остановки. Отбор жидкости сохранялся на уровне 1972 г. и составлял от 5000 до 6300 м<sup>3</sup>/сут, обводненность за год выросла до 89%.

Анализ изменения отбора жидкости и нефти, обводненности, пластового давления в зависимости от распределения объемов закачки по нагнетательным рядам во времени показал, что при периодической попеременной остановке отдельных нагнетательных рядов происходит стабилизация и даже снижение обводненности добываемой продукции.

Влияние прекращения (или сокращения) закачки в различные разрезающие нагнетательные ряды на величину средневзвешенного пластового давления и направление линий тока жидкости в пласте по участкам залежи рассматривалось на основе анализа карт изобар.

Средневзвешенное давление по залежи к моменту проведения эксперимента по ИНФП составляло 12,3—12,4 МПа и оставалось на этом уровне в течение всего 1968 г., несмотря на некоторое снижение текущей обеспеченности отбора закачкой с 98 до 80—90%. Аналогичная картина сохранилась в ходе проведения работ по ИНФП в 1969—1971 гг., т. е. при периодической остановке одного из нагнетательных рядов пластовое давление снижалось до 12,0—12,4 МПа. В периоды, когда закачка производилась во все нагнетательные скважины, пластовое давление в залежи возрастало до 12,6—13,2 МПа.

В 1972 г. текущая обеспеченность закачкой возросла с 90—100 (в 1971 г.) до 120%, а в отдельные месяцы и до 140%, соответственно увеличилось и пластовое давление до 14,0 МПа.

В 1973 г. закачка производилась во все нагнетательные скважины, обеспеченность составляла 125—130%, а в отдельные месяцы 150—160%, соответственно пластовое давление возросло в течение года до 14,3 МПа.

Кроме контроля за уровнем средневзвешенного пластового давления по картам изобар можно судить об изменении кинематики фильтрационных потоков.

Анализ карт изобар, построенных до апреля 1968 г., позволил выделить отдельные зоны (депрессионные и зоны высокого давления), положение которых определяется характером связи пласта с законтурной областью.

Так, депрессионные зоны в пласте Б<sub>2</sub> отчетливо прослеживаются вдоль западного крыла структуры в районе III—IV и V участков и в северо-восточной части пласта на I участке.

Зоны высоких и повышенных давлений приурочены к районам I и 2 нагнетательных рядов, а также к восточной части пласта на III, IV и V участках. Очевидно, что участки пласта с пониженным пластовым давлением располагаются в зоне ухудшенных коллекторских свойств и имеют плохую связь с законтурной водонапорной системой.

Направление фильтрации жидкости в пласте Б<sub>2</sub> до начала эксперимента (см. рис. 3.14, д) определяется накопленным объемом закачки в разрезающие ряды и характером геологического строения пласта. В основном движение идет от нагнетательных рядов в сторону депрессионных зон в северо-восточной части пласта, в зону между 1 и 2 рядом и к западному крылу структуры.

В ходе проведения эксперимента характер изобар значительно меняется, что отражает изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте.

Анализ изменения направлений фильтрации по пласту Б<sub>2</sub> в зависимости от остановки того или иного нагнетательного ряда рассматривается на основе обобщенной схемы, на которой путем сопоставления соответствующих карт изобар стрелками нанесены основные направления фильтрации жидкости по пласту (см. рис. 3.14).

По схемам в кинематике фильтрационных потоков можно усмотреть следующие закономерности.

1; Остановка 1-го ряда вызывает быстрое снижение пластового

давления на I участке и изменение направления потоков от 2-го ряда в сторону I-II участков. На других участках сложившиеся направления фильтрации при этом не меняются.

2. При остановке 2-го ряда снижается пластовое давление на II и III участках, депрессионная зона у западного крыла расширяется к северу, происходит перераспределение фильтрационных потоков от 3-го и 4-го рядов к северу и северо-западу в сторону воронки депрессии.

3. Наиболее значительные изменения в кинематике фильтрационных потоков происходят при прекращении закачки в нагнетательные скважины 3-го ряда. В этом случае образуется значительный перепад давлений между восточной и западной частью пласта, что вызывает изменение направления линий тока в сторону западного крыла центральной части пласта.

4. При остановке 4-го ряда происходит снижение пластового давления в южной части пласта, заметно проявляется активность законтурной водонапорной системы в районе IV—V участков, значительных изменений на картах изобар при этом не отмечается.

5. При работе всех 4-х нагнетательных рядов создается избыток давления в районе нагнетания и в восточной части пласта. Это определяет и направление фильтрационных потоков в пласте: от разрезающих рядов в сторону зон отбора и депрессионных зон у западного крыла.

6. Уточнено положение зон, имеющих плохую связь с законтурной водонапорной системой или характеризующихся ухудшенными коллекторскими свойствами. Эти зоны приурочены к северо-восточной периклинали и западному крылу структуры.

7. Хорошо прослеживается влияние законтурной водонапорной системы на восточном крыле в центральной и южной частях пласта. Особенно при остановках 2-го, 3-го и 4-го нагнетательных рядов.

При увеличении объема внутриконтурной закачки активность законтурной зоны подавляется.

Значительный интерес представляет анализ изменения обводненности добывающих скважин в период проведения эксперимента. Реакция добывающих скважин на изменение направлений фильтрационных потоков жидкости в пласте отмечается на всех участках пласта в течение нескольких месяцев в году снижением или увеличением содержания воды в добываемой продукции.

Рост обводнения в основном происходил по скважинам, расположенным вблизи линий нагнетания. Периодическое снижение содержания воды отмечалось в основном по скважинам, расположенным у литологического экрана на западном крыле, на северо-восточной периклинали в начальной водонефтяной зоне, в центральных частях участков.

Табл. 3.2 иллюстрирует реакцию добывающих скважин по участкам на изменения направлений фильтрационных потоков в пласте.

Как видно из табл. 3.2, в 1969 г. рост обводнения отмечался в основном по скважинам I и II участков.

В 1970—1972 г., когда в проведении эксперимента отмечается определенная последовательность, по подавляющему большинству скважин произошло заметное снижение обводненности, вызванное периодическим изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте.

В 1973 г., когда мероприятия по изменению направления потоков жидкости были фактически прекращены, обводненность по значительной части скважин практически оставалась на одном уровне или несколько увеличивалась.

*Оценка результатов опытно-промышленного эксперимента по изменению направления фильтрационных потоков.* Для оценки влияния метода ИФП жидкости в пластах на эффективность процесса



Порядок числа	Коли- чество СКВВ	Состояние сква- жины	1968 г.	1969 г.	1970 г.	1971 г.	1972 г.	1973 г.
			Количество скважин					
I	14	Снижение	4	7	11	8	12	4
		Без изменения	2	7	3	2	2	4
II	14	Снижение	4	4	4	4	11	3
		Без изменения	10	10	10	9	3	9
III	18	Снижение	3	3	10	7	13	2
		Без изменения	7	7	7	5	5	8
IV	15	Снижение	1	1	1	1	11	3
		Без изменения	12	12	12	10	4	8
V	13	Снижение	1	1	1	1	10	4
		Без изменения	10	10	10	5	3	7
По за- трате	74	Снижение	13	18	43	46	57	19
		Без изменения	39	28	28	24	17	38
		Рост	22	24	3	4		17

вытеснения нефти водой использовались характеристики вытеснения различных видов. При установившемся режиме вытеснения в водный период разработки рассмотренные зависимости имеют линейный характер. Влияние изменения технологии заводнения на режим вытеснения нефти из пласта приводит к нарушению их прямолинейности, что и было использовано для оценки эффективности проведенного эксперимента. Показатели разработки, ожидавшиеся при стационарном режиме вытеснения, определялись экстраполяцией прямолинейной зависимости на период проведения эксперимента.

1. Качественная оценка по зависимости содержания нефти в добываемой жидкости от накопленного объема добытой воды [27].

При рассмотрении кривых вида  $y/n=(2<7v)$ , построенных в логарифмических координатах, можно отметить улучшение процесса вытеснения нефти водой в связи с внедрением циклической закачки и началом эксперимента по изменению направления фильтрационных потоков жидкости в пластах. В обоих случаях при изменении технологии закачки по залежам пластов А<sub>4</sub> и Б<sub>г</sub> отмечается снижение темпа роста обводнения добываемой продукции (см. рис. 3.6).

2. По кривым изменения текущего водонефтяного отношения в зависимости от накопленного объема добытой нефти [10].

По зависимостям  $q_{гв} \sim f(S^*H)$ , построенным в полулогарифмических координатах, особенно заметно улучшение динамики обводнения залежей при изменениях технологии заводнения (разрезании залежей на блоки, циклическом воздействии). В период проведения рассматриваемого эксперимента отмечается отклонение прямых в сторону уменьшения водонефтяного отношения, что свидетельствует об улучшении процесса вытеснения.

С использованием методики [10] работники ЦНИЛа объединения Куйбышевнефть В. Г. Лейбсон и Е. И. Чипас провели оценку метода изменения направления фильтрационных потоков по пластам А<sub>4</sub> и Б<sub>г</sub> Покровского месторождения. Кроме того они использовали методику, отражающую зависимость содержания нефти в добываемой жидкости от накопленного объема воды и зависимость водонефтяного фактора и накопленного объема воды от накопленного объема добытой нефти.

Для определения объема дополнительно добытой нефти прямолинейный (до начала эксперимента) участок экстраполируют на период проведения эксперимента (рис. 3.15). При условии сохранения фактической добычи нефти получаем расчетные значения водонефтяных

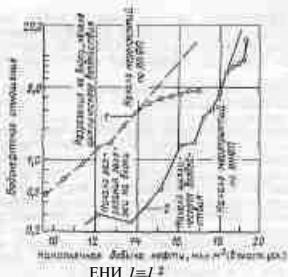


Рис. 3.15. График изменения расхода вытесняющей среды в зависимости от среднегодовой добычи нефти по пластам  $A_1$  (2) и  $B_1$  (1) Покровского месторождения

отношений по годам:  $ВНО_i = ?_v / ?_н$ . Исходя из полученных данных, определяют содержание нефти в продукции  $f_n = 1 / (ВНО_i + 1)$ , а затем расчетные годовые отборы жидкости  $f_{ж} = cialf$ .

По расчетным значениям накопленных отборов жидкости (в пластовых условиях) и фактическим значениям накопленных объемов добытой нефти достраивают конечный участок характеристики вытеснения вида  $S^N / OGS^N$ .

Количественно дополнительно добытая нефть определяется по графикам (рис. 3.16) как разница фактически полученных и расчет-

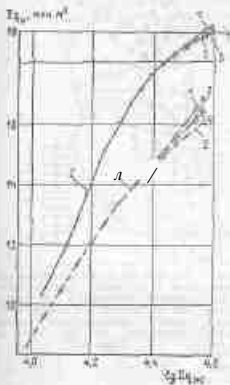


Рис. 3.16. Зависимость накопленного объема добытой нефти  $\Sigma Q_{ж}$  от графика накопленного объема воды  $\Sigma Q_{в}$  по пластам  $A_1$  (1) и  $B_1$  (2) Покровского месторождения; 1 — по расчетным данным, полученным при экстраполяции зависимости накопленного объема добытой нефти от накопленного объема воды; 2 — по фактическим данным, полученным при экстраполяции зависимости объема вытесненной нефти от на-

ных значений накопленных объемов добытой нефти при условии сохранения фактических годовых отборов жидкости. Эффект от проведения промышленного эксперимента по ИНФП за 1968—1973 гг. разработки по залежи пласта  $A_2$  составил 160 тыс. т, а по залежи пласта  $B_2$  — 630 тыс. т.

3. Качественная оценка по сравнению фактической и прогнозной добычи нефти по каждой скважине.

По всем скважинам, находившимся в эксплуатации в 1968—1973 гг., в полулогарифмических координатах были построены характеристики вытеснения вида  $J, Q_e = f(\lg Si^2)$ . По их излому определялось начало влияния изменения кинематики фильтрационных потоков на условия вытеснения нефти водой. С этого года методом экстраполяции характеристик вытеснения  $2g_n / (\lg 2i^2 \cdot t)$  на ЭВМ Минск-32 по каждой скважине проводился расчет прогнозной добычи нефти при условии сохранения фактически отобранных объемов жидкости.

Эффект от проведенных мероприятий по ИНФП по залежам определен суммированием разности между фактическими и расчетными отборами нефти по годам по скважинам. Величина его по пласту  $A_2$  составляет 100 тыс. т, по пласту  $B_2$  — 300 тыс. т.



Рис. 2.17. Схема расположения скважин с различной эффективностью процесса вытеснения в ходе проведения эксперимента по пласту  $A_2$  Покровского месторождения: 1 — первоначальная группа скважинности; 2 — скважины индустриальные; 3 — скважины, по которым происходило улучшение процесса вытеснения; 4 — скважины без изменения прения процесса вытеснения; 5 — скважины в ухудшении; 6 — скважины в контроле.



Рис. 2.18. Схема расположения скважин с различной эффективностью процесса вытеснения в ходе промышленной эксплуатации по пласту  $A_2$  Покровского месторождения (улучшение обозначено 75 ж. т. ие для рис. 2.17).

При оценке изменения динамики обводнения продукции в целом по пласту расчеты эффективности по каждой, скважине исключают влияние случайных единичных остановок сильнообводненных скважин в период их ремонта.

По характеру влияния проводившегося эксперимента на условия вытеснения нефти водой все скважины можно разделить на четыре группы:

1-я — характеризуется улучшением процесса вытеснения в течение всего периода проведения эксперимента;

2-я — характеризуется улучшением процесса вытеснения с последующим его ухудшением в конце периода;

3-я — включает скважины, не испытывавшие влияния проведенного эксперимента;

4-я — характеризуется ухудшением процесса вытеснения нефти водой.

Различная реакция процесса фильтрации жидкости в скважинах при изменениях режимов вытеснения нефти водой на дренируемых ими участках залежи показана на рис. 3.17 и 3.18, где I—V и /—5 соответственно номера участков и рядов.

4. По сравнению расчетных перспективных объемов добычи нефти по пластам с фактическими ее отборами.

По методике Гипростокнефти на ЭВМ Минск-32 по каждому пласту были рассчитаны перспективные объемы добычи нефти на 1968—1973 гг. без проведения мероприятий по ИНФП. Исходными данными для расчетов явились фактические показатели разработки до 1968 г. и отборы жидкости в 1968—1973 гг., равные среднегодовым фактическим за этот период. Эффект от ИНФП, определенный этим методом, по залежи пласта А\* отрицателен, а по пласту Б<sub>2</sub> он составляет 280 тыс. т.

5. По характеристикам вытеснения, отражающим зависимость накопленной добычи нефти от накопленного объема воды.

На экстраполированном участке зависимости  $f_{\Sigma} = f(2 < 7_0)$ , построенной в полулогарифмическом масштабе, определяются расчетные значения накопленных объемов воды  $S^*_E$  при фактически отобранных объемах нефти  $2(?)_n$  (в пластовых условиях). Расчетные объемы накопленных отборов жидкости находят суммированием  $E_{\Sigma} = 2 < 7_n + E_{\Sigma}^*$

Таблица 3.3

Пласс	Расчетные значения, тыс. м <sup>3</sup>											
	Фактические отборы в период проведения эксперимента		efaj		K		ic		I		M	
	1967	1968	1967	1968	1967	1968	1967	1968	1967	1968	1967	1968
	14030	8 023	10 200	4,395	14030	570	28	22	22	22	22	22
Б.	1967	14030	8 023	10 200	4,395	14030	570	28	22	22	22	22
	1968	598	1 520	10 081	4,395	34 000	450	91	119	70	102	102
	1970	541	1 5170	2 102	4,395	35 000	450	91	119	70	102	102
	1970	536	1 706	1 138	4,395	10806	470	96	185	74	143	143
	1971	476	1 102	1 700	4,395	15 900	380	96	281	74	218	218
A.	1972	403	1 000	1 212	4,575	11 140	280	100	404	100	313	313
	1973	3N	1 000	2 1200	4,614	16 450	270	96	500	74	388	388
	1967	17 704	2 222	22 500	4,622	17 704	145	100	100	100	100	100
1972	19 385	2 300	41885	4,622	19 240	145	100	100	100	100	100	

(табл. 3.3). По фактическим значениям накопленных отборов нефти и рассчитанным объемам жидкости за 1968—1973 гг. построен участок кривой  $Z_n^? = /(\lg Z_n^?)$ .

Количество дополнительно добытой нефти по годам по пласту  $B_2$  определено как разность фактических и расчетных значений накопленных объемов добытой нефти при сохранении фактических объемов отборов жидкости. По пласту  $A_2$  эффект по годам из-за малых его значений не определялся, а взят в целом за период с 1968 по 1973 гг. и составил 74 тыс. т. По залежи пласта  $B_2$  за этот же период эффект равен 390 тыс. т.

Таким образом, с учетом сходимости результатов расчетов, реальный количественный эффект по ИНФП по пласту  $B_2$  за период 1968—1973 гг. равен 280—300 тыс. т, а по пласту  $A_2$  — 100—160 тыс. т дополнительно добытой нефти. По пласту  $B_2$  это составляет около 13%, а по пласту  $A_2$  — 8,5—13,5% фактической суммарной добычи за этот период. Несколько меньший эффект, полученный по пласту  $A_2$  от мероприятий по ИНФП, можно объяснить тем, что он во время проведения эксперимента находился на поздней стадии разработки. Используя приведенные выше методы, было определено, что при условии сохранения годовых отборов нефти благодаря проведению мероприятий по ИНФП сокращение отбора воды за тот же период составило: по пласту  $B_2$  около 3 млн.  $m^3$ , по пласту  $A_4$  более 2 млн  $m^3$ .

*Совершенствование систем разработки пластов  $A_2$  и  $B_2$  Покровского нефтяного месторождения.* Выше было показано, что изменение систем воздействия приводит к улучшению текущих показателей разработки, увеличению относительного содержания нефти в добываемой жидкости. В то же время установлено, что формирование стабильных направлений фильтрации в слоистонеоднородном коллекторе при внутриконтурном заводнении приводит к увеличению относительных объемов попутно добываемой воды, увеличению сроков разработки залежей и себестоимости добычи, может привести к образованию в отдельных малопроницаемых и застойных зонах значительных целиков нефти.

На Покровском месторождении это нашло отражение в ухудшении характеристик вытеснения по скважинам пласта  $A_2$  в 1973 г.

Учитывая, что в залежах пластов  $A_2$  и  $B_2$  остались значительные запасы нефти, следует рассмотреть вопрос о мероприятиях, которые способствовали бы извлечению этих запасов и сокращению сроков достижения проектной нефтеотдачи пластов.

Разработка пластов  $A_2$  и  $B_2$  производится при блоковой системе заводнения: пласта  $A_2$  — через 3 поперечных разрезающих ряда и систему приконтурных нагнетательных скважин, расположенных вдоль западного крыла структуры; пласта  $B_2$  — через 4 разрезающих ряда.

Извлечение остаточных извлекаемых запасов при существующей системе разработки и заводнения будет сопровождаться добычей больших объемов попутной воды при очень большом во времени периоде доразработки пластов.

Для сокращения объемов попутно добываемой воды при сохранении отбора нефти, для сокращения периода доразработки залежей и ускорения достижения проектного коэффициента нефтеотдачи необходимо проведение комплекса мероприятий по совершенствованию систем разработки пластов  $A_2$  и  $B_2$  Покровского месторождения [27].

Основное содержание намечаемых мероприятий составляет переход от блоковой системы разработки с поперечным расположением нагнетательных скважин к блоково-очаговой системе.

По пласту  $A_2$  намечается несколько сократить количество скважин в нагнетательных рядах, но освоить под закачку отдельные обводнившиеся и простаивающие скважины, расположенные между нагнетательными рядами и в зонах ухудшенных коллекторских свойств пласта. На

северном участке планируется создать 4, на центральном — 3, на южном участке — 4 очага заводнения.

Реконструированная мобильная система заводнения позволит использовать метод изменения направлений фильтрационных потоков с большей вариантно-стью, чем при жесткой блоковой системе разработки; даст возможность с высокой степенью интенсивности изменять потоки жидкости практически в любых направлениях, позволит повысить охват заводнением малопроницаемых и застойных зон.

Аналогичные мероприятия проводятся и по пласту Б<sub>2</sub>. Здесь при реконструкции системы заводнения учитывается необходимость создания очагов заводнения со стороны западного крыла, где залежь не имеет гидродинамической связи с законтурной водонапорной системой, а также в северо-восточной части структуры, где пласт имеет ухудшенные коллекторские свойства. На западном крыле создается 4 очага заводнения, в северо-восточной части залежи — 2, в центральной части зон отбора по участкам — 5 очагов заводнения.

Остановленные нагнетательные скважины будут использованы в качестве пьезометрических для контроля за динамикой пластового давления.

Полуторакратный потенциальный запас среднесуточной закачки по пластам А<sub>5</sub> и Б<sub>6</sub> позволит интенсивно менять направления и объемы закачки, что в свою очередь повысит охват пластов заводнением.

Метод изменения фильтрационных потоков в Самарской области внедряется на залежах, находящихся на III и IV стадиях разработки: пласт А<sub>4</sub> Алакаевского, пласт Б<sub>2</sub> Радаевского, пласты С<sub>ш</sub> и С<sub>rv</sub> Дмитриевского месторождений. Ведутся работы по внедрению этого метода на восьми месторождениях области: Якушкинском (пласты А<sub>2</sub>+А<sub>3</sub>\*), Дерюжевском (пласт В<sub>1</sub>), Сосновском (пласт В<sub>1</sub>), Мухановском (II, III объекты), Кулешовском (пласт Ав, А\*), Радаевском (пласт С<sub>1</sub>) и др. [10, 11].

### *3.3.2. Опытно-промышленные работы по изменению направления фильтрационных потоков на Дмитриевском и Алакаевском нефтяных месторождениях*

*Дмитриевское месторождение* (пласты С<sub>1</sub>УНС<sub>1</sub>IV). В тектоническом отношении Дмитриевское поднятие представляет собой антиклинальную складку ширитного простираения, приуроченную к восточному погруженному склону Жигулевского свода.

Основные запасы нефти приурочены к пластам С<sub>ш</sub> и С<sub>rv</sub> радаевского горизонта нижнего карбона.

Залежь пласта С<sub>ш</sub> является одним из основных объектов разработки Дмитриевского месторождения. Пласт лромышленно нефтеносен в восточной части месторождения. В центральной части установлено наличие литологического экрана, разделяющего пласт на два участка. Залежь нефти пласта С<sub>ш</sub> относится к типу пластовых сводовых с обширной водонефтяной зоной. Коллектором служат песчаники, имеющие проницаемость 0,300 мкм<sup>2</sup>, пористость 20,0%. Эффективная толщина пласта изменяется от 3 до 34 м, в среднем составляет 20,8 м. Пласт неоднороден по толщине, переслаивается алевролитами и глинами. Этаж нефтеносности 55 м. Режим залежи упруговодонапорный. Коэффициент расчлененности 2,0, коэффициент песчаности 0,67.

Нефтенасыщенные песчаники пласта С<sub>rv</sub> на западной половине структуры разделяются литологическим экраном на две части, что доказано гидропрслушиванием пласта и различным составом нефтей. На восточном участке залежь нефти с юго-запада, юга и востока ограничена непроницаемыми породами и только с северного крыла подпирается контурными водами.

Эффективная нефтенасыщенная толщина западной части изменяется от нуля на контуре до 11,5 м, пористость 18,2%, проницаемость

0,626 мкм<sup>2</sup> коэффициент расчлененности 1,6, коэффициент песчаности 0,74 м.

Максимальная нефтенасыщенная толщина восточного участка 35 м, пористость 20%, проницаемость 0,500 мкм<sup>2</sup>. Этаж нефтеносности 73 м. Залежь пластового типа имеет упруговодонапорный режим.

Начальная нефтенасыщенность определена по материалам промыслово-геофизических исследований скважин как средневзвешенная по толщине и составляет по пласту С<sub>ш</sub> 93%, а по пласту С<sub>в</sub> на восточном участке — 96%, на западном участке — 92%. Коэффициенты вытеснения нефти водой определены для пластов С<sub>ш</sub> и С<sub>в</sub> равными 0,72 и 0,7. Поддержание пластового давления начато в 1961 г. закачкой воды с южного крыла. В 1971 г. под нагнетание воды были освоены две скважины на северном крыле структуры.

Максимальная добыча нефти (2620 т/сут) была достигнута в 1964 г. Обеспеченность отбора жидкости закачкой в это время составляла 95%, средневзвешенное пластовое давление равнялось 23,68 МПа при первоначальной его величине 25,0 МПа.

В последующие три года разработки (1965—1967 гг.) по залежи сохранялся высокий темп отбора нефти. Закачка воды в эти годы превышала отбор жидкости из пласта. Пластовое давление к концу 1967 г. составило 25,45 МПа.

В течение 1968 г. обводненность добываемой из пласта продукции возросла более чем в 2 раза. Пять скважин были выведены из эксплуатации из-за полного обводнения.

С целью снижения темпа роста обводнения скважин закачка воды в залежь с октября 1968 г. была прекращена. Разработка пласта без поддержания пластового давления продолжалась в течение года. В результате за 1969 г. обводненность добываемой жидкости возросла лишь на 4%.

Отбор жидкости и нефти из пласта в 1969—1972 гг. сохранялся на одном уровне. Обеспеченность отбора жидкости закачкой воды составляла в 1970 г. 81,7%, а в 1971 и 1972 гг. соответственно 73,6 и 83,6%.

С целью улучшения процесса вытеснения нефти из пласта С<sub>ш</sub> было намечено начать работы по изменению направления фильтрационных потоков. Продолжительность цикла 4 мес: максимальный объем закачки — 1 мес, минимальный — 2 мес. Было проведено 2 цикла. Снижение объемов закачки по залежи проводилось в январе—феврале и апреле—мае 1973 г. Сокращение количества нагнетаемой в пласт воды было осуществлено за счет остановок двух северных скважин и изменения режима работы двух южных скважин.

В связи со снижением пластового давления в зоне отбора на 1,0—2,0 МПа работы были прекращены.

В начале 1974 г. был составлен план внедрения метода ИНФП по залежам пластов С<sub>ш</sub> и С<sub>в</sub>. Продолжительность цикла — 2 мес: один месяц — закачка максимального количества воды во все нагнетательные скважины; другой месяц — закачка минимальная лишь в скважины северного крыла.

В течение 1974 г. было осуществлено пять циклов.

Сокращение количества нагнетаемой в залежь воды достигалось за счет остановок и изменений режимов работы нагнетательных скважин южного и северного рядов.

Анализ изменения обводненности продукции добывающих скважин указывает на эффективность проведенных мероприятий по изменению объемов закачки воды по нагнетательным скважинам.

По 6 эксплуатационным скважинам отмечаются периоды снижения обводненности.

Анализ характеристик вытеснения вида  $2\langle \frac{?}{?} \rangle = \frac{?}{(2\langle \frac{?}{?} \rangle)}$  показывает, что по ряду скважин отмечается улучшение условий вытеснения нефти водой, а по отдельным скважинам — ухудшение.

Сравнение фактической и прогнозной добычи нефти на 1973—

1974 г., полученной расчетным путем на ЭВМ Минск-32, свидетельствует об эффективности метода создания в пласте неустановившегося состояния градиентов гидродинамического давления. Общий эффект от ИНФП по этим скважинам за два года составляет 17 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Был также проведен расчет прогнозной добычи нефти в целом по пласту на ЭВМ Минск-32 по методу характеристик вытеснения. Фактическая добыча нефти из залежи за 1973—1974 г. (797,6 тыс. т) на 41,2 тыс. т превышает расчетную (756,4 тыс. т). Разницу полученных результатов можно отнести за счет эффекта по малообводненным скважинам.

Залежь нефти пласта d, разрабатывается с 1957 г. Поддержание пластового давления с южного крыла структуры осуществляется с 1961 г. В 1971 г. было начато освоение под нагнетание воды скважин северного крыла.

Отбор жидкости из залежи из года в год увеличивался, а обводненность ее возрастала. Так, в 1968 г. за I квартал она составляла 13,7%, а за IV квартал — 31,5%. В 1969 г. обводненность добываемой продукции за год в целом была равной 40,6%. Обеспеченность отбора жидкости закачкой колебалась от 106,5% (1966 г.) до 71,8% (1969 г.), а средневзвешенное пластовое давление изменялось в пределах 23,0—22,0 МПа.

В 1970—1971 гг. добыча нефти из пласта снизилась. Обводненность добываемой продукции возросла на 12,5% и достигла в 1971 г. 53%. Обеспеченность отбора жидкости закачкой была равной 71,5 и 75%.

Освоение закачки воды в нагнетательные скважины северного крыла и спуск в ряд добывающих скважин насосов большей производительности позволили в 1972 г. увеличить отбор нефти из залежи значительно.

В конце этого же года для улучшения процесса вытеснения нефти было принято решение провести промышленный эксперимент по ИНФП с залежи пласта Сiv. Продолжительность цикла — 3 мес, максимальный объем закачки воды в течение 2 мес, минимальный — 1 мес.

Сокращение объема закачки в декабре 1972 г. и марте 1973 г. осуществлялось по скважинам южного ряда восточной и западной частей залежи. В июне—июле 1973 г. уменьшен объем нагнетаемой воды в залежь, что привело к резкому снижению пластового давления, внедрение этого метода было прекращено. В 1974 г. работы по ИНФП были возобновлены.

По восточной части залежи в 1974 г. проведено 4 цикла. Сокращение количества нагнетаемой воды в мае, июле, сентябре и ноябре осуществлялось с помощью остановок и изменений режимов работы скважин южного и северного рядов.

При анализе характеристик вытеснения вида  $2^{\wedge}_n = / (2^{\wedge}_x)$  в 1973—1974 гг. по ряду скважин отмечается улучшение условий вытеснения нефти водой, а по отдельным скважинам — ухудшение.

Данные фактической и расчетной добычи нефти указывают на эффективность ИНФП на залежи. Общее увеличение отбора нефти за 2 года составило 91,5 тыс. т.

По расчету на ЭВМ прогнозная добыча нефти по объекту в целом за 1973—1974 гг. на 85,5 тыс. т меньше фактически достигнутой.

Количественным эффектом от ИНФП по пластам следует считать дополнительную добычу нефти за 1973—1974 гг. в размере 41 тыс. т по пласту Сii и 85 тыс. т по пласту Сiv, это результаты, полученные с учетом изменений условий вытеснения нефти водой по пластам в целом. Результаты, полученные по отдельным скважинам, нужно расценивать как подтверждение изменений условий вытеснения нефти водой на отдельных участках.

В заключение можно отметить, что мероприятия по ИНФП по залежам пластов Сii и Сiv эффективны и в дальнейшем их следует



продолжить, причем менять направления фильтрации следует не только за счет остановки нагнетательных, но и за счет остановки высокообводненных добывающих скважин.

*Алакаевское месторождение* (пласт  $A_4$ ). В тектоническом отношении Алакаевское нефтяное месторождение приурочено к северной ветви заволжской зоны Жигулевской дислокации.

Продуктивный пласт Ад залегает в верхней части башкирского яруса среднего карбона. Сложен он известняками пелитоморфными, органогеннообломочными, кристаллическими, зернистыми, пористыми, трещиноватыми, в различной степени нефтенасыщенными.

По данным микро- и радиокаротажа в общей массе пористых нефтенасыщенных известняков выделены более плотные пропластки и коррелированы между собой.

Данными разработки и электро моделирования установлено наличие экранов на западе структуры и по подошве в ее западной части.

Общая нефтенасыщенная толщина колеблется от 0 до 53 м, эффективная — от 0 до 43 м. Максимальные толщины приурочены к сводовой части поднятия. Залежь нефти массивного типа. Этаж нефтеносности 62 м.

Средняя пористость нефтемещающих пород составляет 20,5%, проницаемость равна 0,650 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность 85%.

Начальное пластовое давление в залежи было равно 13,7 МПа.

Добыча нефти из залежи пласта  $A_4$  начала в 1960 г. Проектом предусматривалось вести разработку с поддержанием пластового давления.

Максимальный отбор нефти в период с 1962 г. по 1966 г. планировался в год в количестве 6,2% начальных извлекаемых запасов. Объем закачки — 2600 м<sup>3</sup>/сут.

Окончание разбуривания залежи добывающими скважинами и достижение проектного уровня добычи нефти было осуществлено в 1962 г.

В процессе разработки установлено отсутствие связи пласта  $A^4$  с законтурной областью питания со стороны западной периклинали, поэтому в 1963—1964 гг. под закачку воды был освоен приконтурный ряд скважин, расположенных на западном окончании структуры.

До начала заводнения темп изменения пластового давления по скважинам, расположенным в различных частях структуры, был неодинаков. Наименьшее снижение давлений установлено по скважинам, расположенным у контура нефтеносности восточной части, более значительное — по скважинам внутренних рядов и максимальное — по скважинам западной периклинали. Характер карт изобар указывал на отсутствие связи залежи с законтурной областью питания с запада и о наличии таковой в восточной части.

Пластовое давление по пласту составляло 11,2 МПа, что на 2,5 МПа ниже начального. Отобрано нефти было около 6,8% начальных извлекаемых запасов. Закачка в 1963 г. сравнительно малого объема воды (58% отбора жидкости) позволила к концу года сохранить давление на уровне 11,2 МПа. По картам изобар этого времени видно, что зона минимальных пластовых давлений начала перемещаться из западной части пласта к центру.

При компенсации 73% отбора жидкости закачкой за 1962 г. величина давления к концу года была равна 12,7 МПа.

Проектом разработки максимальный уровень отбора нефти предусматривался в период 1962—1965 гг. в количестве 2000 т/сут. Фактически максимальная добыча 2410 т/сут нефти была достигнута в 1965 г.

Суммарная добыча нефти за 1960—1965 гг. составила 3306 тыс. т. В следующее пятилетие (1966—1970 гг.) отобрано нефти 3606,0 тыс. т.

Весь период разработки выработка запасов нефти из года в год шла высокими темпами. Так на протяжении восьми лет (1962—

1969 г.) темп отбора в год составлял от 5 до 7,5% начальных извлекаемых запасов, за последующие 4 года разработки (1970—1973 г.) он снизился с 4,6 до 3,8%.

Спуск в ряд малообводненных скважин высокопроизводительных насосов позволил в 1974 и 1975 г. увеличить темп отбора нефти из пласта до 4,6 и 5,6% соответственно.

Всего за 16 лет разработки из пласта отобрано 82% начальных извлекаемых запасов.

Достигнутый коэффициент нефтеотдачи — 0,409 при проектном конечном 0,5, обводненность добываемой продукции за 1975 г. составляет 45%. Сравнение проектной и фактической характеристик вытеснения нефти водой (рис. 3.19), движение контура нефтеносности во времени по площади залежи, уровни пластового давления, как по отдельным участкам, так и по залежи в целом, характеризуют удовлетворительное состояние разработки пласта А<sub>2</sub> Алакаевского месторождения.

Известно, что достижению высоких показателей разработки в значительной мере способствуют хорошие коллекторские свойства нефтемещающих пород и их гидродинамическая связь с законтурной областью питания.

Вопросы неоднородности пласта А4 и его гидродинамических связей — основных факторов, влияющих на полноту извлечения запасов нефти, изучаются с начала его разработки до настоящего времени.

В 1961 и в 1969 г. проводились исследования по выявлению гидродинамических связей между отдельными участками пласта методом гидропрослушивания.

Контроль за продвижением водонефтяного контакта проводился методом ИННК. По скважинам, расположенным в восточной части пласта, отмечено активное движение подошвенной воды. Учитывая очередность и степень обводнения их продукции, величина подъема ВНК к концу 1970 г. составила 15—20 м. Послойное опробование перфорированной части пласта по скв. 125 проведенное в 1969 г. показало охват заводнением всей нефтеснасыщенной толщины пласта в результате подъема ВНК в этой части.

По скважинам, расположенным в западной части пласта, в начале разработки подъем ВНК не был зафиксирован. В дальнейшем по характеру обводнения скважин опресненной водой стало возможным судить о послойной выработке пласта. Это подтверждают и данные геофизических исследований, хотя при обводнении прослоев пресной водой не всегда может быть получена однозначная интерпретация.

Проводились также исследования по определению путей движения нагнетаемой в пласт воды методом закачки трассирующего индикатора. Закачка 10%-го раствора флюоресцеина проводилась в 1969 и в 1971 г. в нагнетательные скв. 115 и ПО. Контроль за направлениями и скоростями его продвижения осуществлялся, по окружающим скважинам. Скорости движения индикатора указывают на литологическую неоднородность, трещиноватость и послойную выработку пласта [28].

Для изучения литологической неоднородности коллектора широкого внедрение получил метод глубинного расходомерирования нагнета-



Рис. 3.19. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от суммарной добычи нефти из пласта А<sub>2</sub> Алакаевского месторождения по данным: 1 — фактической; 2 — проекционной.

тельных скважин. Данные исследования скважин на различных режимах закачки указывают на более интенсивную выработку кровельной части пласта и на сравнительно низкий коэффициент охвата пласта заводнением.

Эффективным средством повышения охвата пласта воздействием могут служить циклический метод разработки и метод изменения нагнетания (Бильпяшюкных потоков).

По пласту А<sub>4</sub> Алакаевского месторождения объема закачки по скважинам в объеме и давом изменились во времени до полного прекращения нагнетания воды в пласт. Периодический характер закачки обусловлен в основном отсутствием источника водоснабжения в наводном период.

Отсутствие закачки в зависимости от климатических условий длится от 10 до 15 сут. Кроме того, в течение года между весенними периодами по техническим причинам темп закачки воды, хотя и с небольшими амплитудами давления, снижался еще 3—4 раза. Всего за период 1963—1970 гг. отмечается 12 циклов, когда месячный объем закачиваемой воды сокращали на 50—70% путем отключения либо всей системы нагнетания, либо отдельных ее скважин.

По расчетным данным, продолжительность отдельных циклов может быть оценена сроком от 10 ч до 1,5 сут.

За это время в заводненном объеме пласта полностью устанавливается стационарный режим вытеснения и происходит перераспределение жидкостей между зонами разной проницаемости. Эффективность циклического воздействия оценена путем сравнения с классической разработкой пласта А<sub>4</sub> Покровского месторождения [27]. Показано, что несмотря на то что условия для вытеснения нефти водой на пласте А<sub>4</sub> Алакаевского месторождения существенно хуже, чем для пласта А<sub>4</sub> Покровского месторождения, показатели вытеснения нефти водой для обоих пластов характеризуются примерно одинаковыми значениями, а некоторые из них для Алакаевского месторождения даже лучше. Так, достигнутая нефтеотдача безводной зоны разработки (обводненность добываемой продукции не более 1%) для пласта А<sub>4</sub> Алакаевского месторождения была равной 11%, а для Покровского — 7%. Извлечение нефти по Алакаевскому пласту сопровождается меньшими значениями обводненности и удельного расхода воды на вытеснение. Так при достижении 20% нефтеотдачи обводненность продукции по залежи пласта А<sub>4</sub> Алакаевского месторождения была равной 8%, а Покровского месторождения — 16%, удельный расход воды составлял 0,06 н 0,2 т/т соответственно.

Эффективность циклического воздействия была отмечена и по динамике обводнения добывающих скважин, расположенных вблизи от нагнетательных.

Величина дополнительной добычи нефти в результате импульсного воздействия на залежь (примерно 136 тыс. т) определена как разность фактической ее добычи и расчетной, полученной при экстраполяции зависимости накопленного объема добытой нефти от логарифма накопленного объема извлеченной воды.

В связи с кратковременным периодом эксперимента в 1971 г., в 1974 г. был утвержден план продолжения работ по изменению направлений фильтрационных потоков жидкости в залежи нефти пласта А\* Алакаевского месторождения, предусматривающий периодические попеременные прекращения закачки в северные и южные нагнетательные скважины.

Качественная оценка эффективности проведенных мероприятий по ИНФП в 1974—1975 гг. произведена по характеристикам вытеснения вида  $2?H=f(2<7ж)$ , построенным по скважинам в полулогарифмическом масштабе. Из 14 добывающих скважин западной части залежи по пяти (№ 112, 128, 146, 147, и 201) отмечается улучшение условий процесса вытеснения нефти водой.



Рис. 3.20. Схема развития фильтрационной сети в пористой среде А<sub>0</sub>-А. Развитие сети вторичных каналов: I, II, III — этапы развития сети; IIIIII: 1 — исходный канал пористости; 2 — развивающийся вторичный канал; 3 — развитые каналы

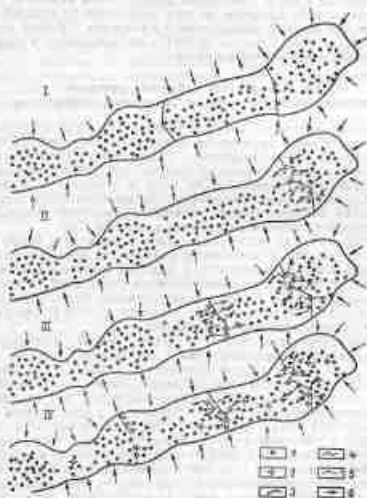


Рис. 3.21. Схема развития фильтрационной сети в пористой среде В. Развитие сети вторичных каналов: I, II, III, IV — этапы развития сети; 1 — исходная пористость; 2 — развивающийся вторичный канал; 3 — развитый канал пористости; 4 — развивающийся вторичный канал; 5 — развитый канал пористости; 6 — развитые каналы

По девяти скважинам изменений процессов фильтрации на дренируемых ими участках залежи не отмечено, причём 2 из них находятся на значительном расстоянии от нагнетательного ряда.

В шести скважинах работающие интервалы имеют высокую проницаемость, что было зафиксировано при закачке трассирующих индикаторов в нагнетательные скважины. Характер их обводнения хорошо виден по характеристикам вытеснения. По этим скважинам проведенных мероприятий по ИНФП недостаточно.

В заключение следует отметить, что, несмотря на кратковременный период проведенного эксперимента по ИНФП, по отдельным скважинам пласта А<sub>2</sub> Алакаевского месторождения отмечается увеличение содержания нефти в добываемой продукции.

На рис. 3.20 и 3.21 приведена схема кинематики фильтрационных потоков по пластам АЗ+А4 Якушкинского и пласту Б<sub>2</sub> Радаевского месторождений.

Причем, если на Якушкинском месторождении на момент внедрения метода ИНФП была уже освоена проектная система заводнения, то Радаевское месторождение разрабатывалось без поддержания пластового давления в связи с активным водонапорным режимом. По пласту Б<sub>2</sub> была освоена блоковая система заводнения на поздней стадии разработки при высокой обводненности продукции. Главная цель внедрения по этому пласту метода ИНФП — это вовлечение в разработку недренируемых ранее участков пласта.

#### 3.4. Направление работ по развитию гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи

Повышение научно-технического уровня разработки месторождений с заводнением требует применения новых энергосберегающих технологий, позволяющих интенсифицировать добычу нефти и увеличить степень ее извлечения при одновременном сокращении объемов непроизводительно прокачиваемой через пласты воды и снижении обводненности скважин. Среди основных направлений совершенствования разработки месторождений исключительное значение приобретает использование гидродинамических методов воздействия на пласты [29].

Гидродинамические методы открывают возможности новых подходов к проектированию и управлению разработкой месторождений. Ранее они специально не выделялись и рассматривались в общем комплексе задач, решаемых при проектировании разработки. В последние годы в связи с остротой стоящих перед отраслью проблем гидродинамическим методам уделяется особое внимание, с 1986 г. они рассматриваются как самостоятельное направление.

К гидродинамическим относятся такие методы интенсификации разработки нефтяных месторождений с заводнением, которые обеспечивают на основе учета геолого-физических условий и особенностей пластов непрерывное управление процессом выработки запасов и достижение высоких коэффициентов нефтеизвлечения при оптимальных технико-экономических показателях. Эффект от рационального управления разработкой весьма высок — 15—20% и более прироста текущей добычи нефти и снижения водонефтяного фактора, а также заметное увеличение нефтеизвлечения как за счет продления срока рентабельной эксплуатации скважин, так и за счет некоторых других факторов.

По технологии осуществления и интенсивности воздействия на пласты гидродинамические методы могут быть разделены на две группы. К первой относятся методы, реализуемые путем изменения режимов эксплуатации скважин и направленные на вовлечение в активную разработку слабодренируемых запасов нефти. Управление режимами включает различные формы нестационарного гидродинамического воздействия. Эффективность этих методов оценивается сравнением их по-

казателей с показателями соответствующих стационарных процессов.

К ним относятся: циклическое заводнение, т. е. импульсное (периодическое) снижение и увеличение закачки воды и отборов жидкости; изменение направлений фильтрационных потоков, т. е. перераспределение объемов закачиваемой воды и отбора жидкости по группам скважин или участкам пласта; оптимизация перепадов между пластовыми и забойными давлениями; одновременно-раздельная эксплуатация скважин на многопластовых объектах; форсированный отбор жидкости по скважинам или группам скважин высокообводненных участков. Эти методы широко применяют на практике из-за простоты реализации, они не требуют больших капитальных вложений.

Ко второй группе относятся методы, основанные на изменениях первоначально принятого размещения скважин и систем воздействия. При слабой разведанности и изученности, незнании детальных особенностей геологического строения вводимых сложнопостроенных многопластовых месторождений проектировать и реализовать на них одностадийную систему разработки практически невозможно. Организация и внедрение мероприятий по усовершенствованию первоначально запроектированных систем разработки позволили увеличить темпы отбора запасов практически на всех месторождениях. Критерием оптимальности новых технологических вариантов является обеспечение предельных накопленных отборов нефти на одну пробуренную скважину. Для неоднородных коллекторов большинства месторождений удалось повысить эффективность разработки за счет применения методов нестационарного гидродинамического воздействия.

Гидродинамические методы второй группы включают: перенос фронта закачки воды; создание дополнительных очагов и рядов нагнетания; бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин на недренлируемых участках и в тупиковых зонах; перевод скважин с других пластов и разукрупнение эксплуатационных объектов; организацию зон и полей самостоятельной разработки; барьерное заводнение; другие новые технологии и модификации внутриконтурного заводнения, связанные с изменением системы размещения и бурением дополнительных скважин.

Методы второй группы характеризуются большим разнообразием технологий воздействия на пласты, причем выбор технологии определяется совокупностью геолого-физических и технологических условий. Конкретный вид воздействия выбирается на основании данных об изменении основной выходной характеристики процесса — распределения дебита и обводненности продукции по добывающим скважинам. Это — главное требование, поэтому применение большинства гидродинамических методов наиболее эффективно в период, когда реализована запроектированная система воздействия на пласт. Имеющиеся к данному времени геологопромысловые сведения об объекте эксплуатации позволяют принять достаточно обоснованные решения по усовершенствованию принятой системы разработки. При этом комплекс мероприятий, как правило, направлен на развитие нестационарных режимов фильтрации, усиление системы воздействия, увеличение отбора жидкости.

Гидродинамическое воздействие может влиять как на конечное, так и на текущее нефтеизвлечение. Теоретические и лабораторные данные, а также практический опыт разработки месторождений показывают, что в результате применения гидродинамических методов можно нефтеизвлечение увеличить на 1—6%, а по отдельным объектам — даже значительно больше.

Метод нестационарного (циклического) заводнения с изменением направлений фильтрационных потоков применим на всех стадиях разработки с обычным заводнением, причем чем больше неоднородность коллектора, тем выше эффект от его использования. Метод позволяет расширить область использования обычного заводнения на месторож-

дёнания с вязкими нефтями. Наиболее полно он реализуется при сочетании рядных систем с поперечным разрезанием, а также при площадных системах разработки. Широкое распространение метод получил в Западной Сибири, Татарстане, Самарской области. Он внедрен более чем на 65 месторождениях отрасли, на всех отмечается снижение обводненности продукции и уменьшение отборов попутно добываемой воды. Несложное техническое обеспечение метода обуславливает его доступность для внедрения практически на всех пластах разрабатываемых с заводнением.

Кроме циклического заводнения, изменение фильтрационных потоков жидкости в пласте проводят путем дополнительного разрезания площадей на поздней стадии разработки.

Нестационарность процесса вытеснения можно создавать форсированием отбора жидкости, при этом эффективность воздействия увеличивается при изоляции обводнившихся прослоев. Комплекс мероприятий по интенсификации отборов жидкости на Самотлорском, Ромашкинском и других месторождениях показывает, что дебита нефти возрастает пропорционально отборам при сохранении характера обводне-

**Н**<sub>н</sub>  $\frac{q_{\text{н}}}{q_{\text{н}0}} = \frac{q_{\text{н}}}{q_{\text{н}0}}$

Особенно эффективно барьерное заводнение на газонефтяных залежах с широкой подгазовой зоной.

Накоплен опыт по барьерному заводнению газонефтяных месторождений Западной Сибири (Самотлорского, Варьеганского, Лянторского, Федоровского). Применение различных модификаций данного метода в зависимости от геолого-физических условий пластов позволяет оттеснять газ путем создания барьеров и обеспечивать отбор нефти. Для Западной Сибири по многим показателям условия извлечения нефти из газонефтяных зон менее благоприятны, чем на месторождениях Поволжья и в других районах. Расчлененность разреза здесь выше, а этаж нефтеносности ниже. Тем не менее фактические результаты разработки подтверждают эффективность реализуемых систем.

Успешность гидродинамических методов зависит также от состояния призабойных зон скважин. При современных темпах освоения месторождений вопросы сохранения и повышения проницаемости призабойных зон приобретают особую, значимость. Находит широкое применение созданная ВНИИ системная технология, предусматривающая одновременную глубокую обработку призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин. ВНИИБТ разработал и успешно внедряет технологии вскрытия продуктивных пластов с использованием инвертно-эмульсионного раствора, пен, аэрированных жидкостей. Значительный эффект получен при использовании кумулятивных перфораторов для вскрытия пластов после предварительно созданных депрессий.

Гидродинамическое воздействие усиливается при регулировании подвижности вытесняющего агента, водорастворимых ПАВ и композиций ПАВ. Испытано также в промышленных условиях использование полимеров, водогазовых смесей, пара, горячей воды, композиций ПАВ, щелочи, давшее положительные результаты.

Существующие методы оценки эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения несовершенны. Они основаны на характеристиках вытеснения нефти водой, которые удобны для применения из-за относительной простоты получения и обработки исходных данных. Однако серьезным недостатком этих методов является неопределенность и неоднозначность результатов. Выводы в значительной степени зависят от вида зависимости (типа характеристики вытеснения), принятой в расчете.

Более надежные методы, основанные на математическом моделировании процессов разработки, не получают широкого применения в отраслевых НИПИ и производственных организациях в основном вследствие: недостаточной оснащенности территориальных НИПИ и производственных служб современными средствами электронно-вычислитель-

ной техники; неподготовленности кадров для работы со сложными гидродинамическими моделями; слабой координации работ по развитию и внедрению автоматизированных систем проектирования и управления процессом разработки и большой сложности в обмене геологической и технологической информацией между проектирующими и производственными организациями.

Эффективность гидродинамических методов непосредственно зависит от состояния призабойной зоны скважин, мероприятий для повышения их продуктивности и приемистости, качества буровых и ремонтных работ. Эти проблемы на практике не решаются с должным успехом, что снижает как эффективность гидродинамических методов, так и потенциальные возможности их применения.

Оценку эффективности существующих и создаваемых гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения очень затрудняет отсутствие надежных технических средств и слабая организация службы по контролю разработки месторождений. Не всегда обеспечиваются необходимые объемы и качество замеров пластового давления, газовых факторов, продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, дебитов и обводненности продукции, медленно развиваются комплексные методы исследования пластов и скважин.

### Выводы

1. Заводнение нефтяных месторождений является и в ближайшие годы будет оставаться основным методом разработки. Поэтому изыскание способов повышения его эффективности является задачей первоочередной важности.

2. Решение проблемы эффективной разработки нефтяных месторождений с заводнением идет в основном по трем направлениям.

Во-первых, это совершенствование гидродинамических методов разработки с целью достижения наиболее полного охвата разрабатываемых пластов вытесняющим агентом.

Во-вторых, изыскание методов увеличения коэффициента вытеснения путем улучшения нефтевымывающих свойств жидкостей, закачиваемых в пласт.

В-третьих, разработка методов увеличения коэффициента охвата пласта заводнением путем применения соответствующих вытесняющих агентов. ~ . . . а

Разумеется, ни одно из этих направлений ни в коей мере не исключает другие. Более того, радикальное решение поставленной проблемы окажется возможным лишь при комплексной разработке указанных путей увеличения нефтеотдачи.

3. Весьма перспективными, нашедшими довольно широкое распространение, являются гидродинамические методы: циклическое воздействие и изменение направления фильтрационных потоков. Эти методы регулирования разработки обладают широкими возможностями и не требуют значительных капитальных вложений для их внедрения. Достоинством этих методов является также то, что они могут применяться практически на любом этапе разработки нефтяных месторождений. Методы нашли широкое распространение на месторождениях Самарской области, Татарстана, Западной Сибири и в других районах и показали высокую эффективность, выражающуюся в увеличении текущего коэффициента нефтеотдачи, снижении обводненности добываемой продукции и сокращении удельного расхода воды на вытеснение нефти.

4. Анализ хода и результатов эксперимента по ИНФП на Покровском, Дмитриевском и Алакаевском месторождениях, а также на месторождениях Татарстана, Западной Сибири и других районов позволил сформулировать некоторые общие выводы об оптимальных условиях, в которых наиболее целесообразно проведение работ по увеличению объема заводнения методом изменения направления фильтрационных потоков:



— изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте является одним из методов воздействия, улучшающих процесс вытеснения нефти закачиваемой водой и повышающих конечную нефтеотдачу;

— метод ИНФП эффективен в терригенных и карбонатных коллекторах;

— наибольший эффект от ИНФП получен в литологически неоднородных пластах, где в ходе разработки остаются недренируемые участки и зоны;

— метод ИНФП технологичен, требует лишь небольшого резерва в мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнения и др.), которая позволяет периодически менять объемы нагнетаемой воды по рядам при сохранении определенного уровня закачки, обеспечивающего заданную величину пластового давления;

— внедрение метода ИНФП следует начинать в период, когда залежь будет полностью разбурена, достаточно хорошо изучена, сформирована активная система заводнения;

— выполненные исследования на АЦВК «Сатурн» по изменению направления потоков жидкости в различные периоды разработки нефтяных пластов неоднородных по проницаемости показали, что изменение направления фильтрационных потоков улучшает технологические показатели разработки; установлено, что наилучший эффект от осуществления этого мероприятия наблюдается в первой трети общей продолжительности основного срока разработки;

— промысловые данные, полученные по ряду нефтяных месторождений Самарской области и других районов страны позволяют сделать вывод о необходимости перехода к широкому промышленному внедрению метода изменения направления фильтрационных потоков; в связи с этим проектным институтам при составлении технологических схем и проектов разработки необходимо рассматривать этот метод воздействия как один из вариантов разработки и обсчитывать его экономическую эффективность.

5. На конечной стадии разработки при высокой обводненности добываемой продукции, целесообразно менять кинематику потоков не только путем переноса объемов нагнетаемой воды, но также и за счет остановки высокообводненных скважин (на срок 3—6 месяцев) расположенных вблизи нагнетательных рядов, что дает возможность форсировать отборы жидкости на более удаленных от линии нагнетания участках.

6. Дальнейшее развитие гидродинамических методов должно быть направлено на их совершенствование и повышение эффективности, расширение географии применения методов. По мере вступления все большего числа высокопродуктивных месторождений в позднюю стадию разработки относительная роль гидродинамических методов в добыче нефти будет расти. Особые перспективы связаны с повышением эффективности разработки и увеличением коэффициентов нефтеизвлечения газонефтяных залежей, что особенно важно для месторождений Тюменского Севера.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Боксермая А. А., Гавура В. В., Желтов Ю. П., Кочешков А. А., Оганджаниянц В. Г., Петраш И. Н., Сургучев М. Л. Упруго-капиллярный циклический метод разработки нефтяных месторождений.— М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
2. Боксерман А. А., Губанов А. И., Желтое Ю. П., Кочешков А. А., Оганджаниянц В. Г., Сургучев М. Л. Способ разработки нефтяных месторождений. Авт. свид. № 193402, 1967.
3. Боксерман А. А., Желтов Ю. П., Музафаров К. Э., Оганджаниянц В. Г. Экономическая роль изучения заводнения воды в нефтяных месторождениях.

тых средах при упруго-капиллярном режиме // Тр./ВНИИ.- Вып. 50.- К.: Недра, 1970.

4. Боксерман А. А., Музафаров К. З., Оганджаниянц В. Г. Влияние элементов нефти на эффективность пластового воздействия на коллекторные пласты // НТС ДН, ВНИИ.- Вып. 33, 1968.
5. Боксерман А. А., Музафаров К. Э. Оганджаниянц В. Г. Исследования влияния элементов нефти на эффективность пластового воздействия на коллекторные пласты // Вып. 39 Ш8.
6. Боксерман А. А., Шалимов Б. В. О циклическом воздействии на пласты с двойной дор.пчхью при введении нефти водой // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1967. № 2.
7. Сургучев М. Л. Циклическое (контрастное) воздействие на пласты для цели повышения нефтеотдачи при "шоднеки" // Нефтяное хозяйство, 1965, № 3.
8. Сургучев М. Л. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений платформенного типа.- М.: Гростолтехздат, 1960.
9. Сургучев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.- М.: Недра, 1968.
10. Гаура В. Е., Лейбсон В. Г., Чипас Е. И., Шефер А. В. Метод циклического воздействия на коллекторные пласты при разработке нефтяных месторождений.- М.: ВНИИОЭНГ, 1976.
11. Ханин И. Л., Палий П. А., Гаура В. Е., Ивановский Г. И., Сафронов А. В. Эффективность разработки литологически неоднородных коллекторов нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья.- Куйбышевский институт нефти, газа и химии, изд-во, 1974.
12. Ковалев В. С., Сургучев М. Л., Катаев В. М. Опыт разработки и прогноз попутных газов (январь) в условиях пласта А, Поиропского месторождения // Проблемы разработки нефтяных месторождений.- Вып. 10.- Куйбышев: Куйбышевское книжное изд-во, 1969.
13. Ковалев В. С., Сазонов Б. Ф., Аширов К. Б. и др. Анализ результатов промышленного эксперимента по ригорозной сетки гняжин на примере нефтяной залежи карбонатно-песчаного месторождения // Тр./Гапро-востокнефти.- Вып. XXI.- Куйбышев: Куйбышевское книжное изд-во, 1974.
14. Палий П. А., Гаура В. Е., Ивановский Г. И., Сафронов А. В. Результаты гелизации пласта А, Южного месторождения на завершающей стадии разработки // НТС ДН, ВНИИ.- Вып. 33, 1968, № 7.
15. Маслянец Ю. В., Оганджаниянц В. Т., Сургучев М. Л., Гаура В. К. и др. Опыт циклического воздействия на пласт Л, Покровского месторождения // ЦТС «Куйбышевский институт нефти, газа и химии», 1969, № 1.
16. Оганджаниянц В. Т. Циклическое воздействие на коллекторные пласты при циклическом заводнении.- М.: ВПИИ, (сер. «Проблемы разработки нефтяных месторождений»), 1970.
17. Василечко В. П., Гнатюк Р. А., Петраш И. Н. Эффективность циклического метода воздействия на нефтяные пласты при заводнении месторождений Предкарпатья // ПТС «Нефть» в мн. ЛОБ ОС ДС:О», 1969, № 1.
18. Гунька Н. Н. Повышение эффективности разработки месторождений Предкарпатья методом циклического воздействия на коллекторные пласты // НТС «Наше дело», 1973, № 10.
19. Сургучев М. Л., Гаура В. Е., Ивановский Г. И., Николаев В. А., Васьуркин А. И., Гаура В. Е. Эффективность применения циклического заводнения и метода фильтранопных пог.-коп.- М.: ВПИИОЭНГ, 1984.
20. Атанов Г. А. Определение параметров при циклическом заводнении нефтяных месторождений // НТС ВНИИ, 1971, № 40.
21. Бочаров В. А., Сургучев М. Л. Исследование влияния изменения направления фильтрации на эффективность разработки нефтяных месторождений // НТС ВНИИ, 1974, № 10.
22. Гешелин Б. Н. Решение задачи фильтрации многофазной жидкости в пористой среде // НТС ВНИИ, 1972, № 10.
23. Бочаров В. А., Нестерова Н. Е., Орлов В. С. Исследование влияния направления фильтрации на эффективность разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 1974, № 1.
24. Ханин И. Л., Гаура В. Е., Сафронов А. В. Основные направления совершенствования геологической разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области // Нефтяное хозяйство, 1972, № 7.
25. Сургучев М. Л., Бочаров В. А., Гаура В. Е., Атанов Г. А. Изменение направления потоков жидкости - способ регулирования процесса эксплуатации при заводнении.- М.: Наука, 1977.
26. Бочаров В. А., Сургучев М. Л. Оценка влияния изменения направления фильтрации на эффективность разработки нефтяных месторождений // Тр./ВНИИ.- Вып. 49, 1974.
27. Атанов Г. А., Гаура В. Е., Сургучев М. Л. Влияние изменения технологии заводнения на показатели разработки нефтяных месторождений // НТС «Нефть» в мн. ЛОБ ОС ДС:О», 1972, № 7.
28. Ханин И. Л., Палий П. А., Гаура В. Е., Лейбсон В. Г. Особенности

ности разработки нефтяных пластов в связи с их неоднородностью // Тр./Типро-востокнефти. — Вып. XVIII, 1973.

29. Баишев Б. Т., Гавура В. Е., Гриценко А. Н., Лещенко В. Е. и др. Состояние работ в области применения гидродинамических методов увеличения нефтеизвлечения // Нефтяное хозяйство, 1988, № 12.

## Раздел 4

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К КАРБОНАТНЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

#### 4.1. Повышение эффективности разработки продуктивных пластов, представленных карбонатными коллекторами

С каждым годом растет добыча нефти из карбонатных отложений. Особое значение они приобретают в связи с открытием в последние годы крупных месторождений нефти и газа в Прикаспийской низменности и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

С карбонатными отложениями связано более 40% мировых запасов нефти и около 60% мировой добычи. Нефтяные месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, широко распространены на Ближнем и Среднем Востоке, США, Канаде, Мексике, Венесуэле и других странах мира.

К карбонатным коллекторам приурочено около 150 разрабатываемых месторождений, расположенных в районах Урало-Поволжья, Восточного Предкавказья, Коми Республики и других регионах страны.

Извлечение запасов нефти из карбонатных коллекторов сопряжено со специфическими трудностями в процессе разработки месторождений, при строительстве и эксплуатации скважин. Разработка месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, с применением обычных технологий заводнения характеризуется, как правило, более низкими темпами добычи нефти и коэффициентами нефтеизвлечения при более высокой обводненности, чем по терригенным коллекторам.

Основной особенностью карбонатных пород-коллекторов является сложность строения их порового пространства, представленного порами, кавернами, трещинами, подсчет объема которых представляет большую трудность. По большинству объектов с карбонатными коллекторами коэффициенты нефтеизвлечения значительно ниже, чем по аналогичным объектам с терригенными коллекторами. Это обусловлено более высокой неоднородностью карбонатных пластов, их расчлененностью, прерывистостью, сложными горно-геологическими условиями залегания флюидов, наличием в породах твердых битумов, изменением свойств нефтей по толщине пласта.

Опыт разработки карбонатных коллекторов показывает, что в последнее время получены хорошие результаты при их заводнении на ряде месторождений Самарской и Оренбургской областей, Удмуртии, а также Коми Республики (пермокарбон), Татарстана. Высокие технико-экономические показатели достигнуты по верхнемеловым трещиновато-кавернозным коллекторам Северного Кавказа, на которых реализованы сравнительно редкие сетки скважин и достигнуты повышенные темпы отбора нефти при относительно высоком коэффициенте нефтеизвлечения.

В практике разработки карбонатных отложений нашли применение современные методы повышения эффективности разработки месторождений, такие как нестационарное заводнение, повышенное давление на-

гнетания, создание каверн-накопителей, большеобъемные кислотные обработки пластов, бурение горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин и др. На ряде залежей нефти в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья и Северного Кавказа доказана возможность их разработки на естественном упруго-водонапорном режиме.

Исследования самарских и оренбургских специалистов показали высокую эффективность внутриконтурного заводнения карбонатных коллекторов башкирских и турпейских отложений Кулешовского, Покровского, ХИЛКОВСКОГО, Дерюжевского месторождений. Широкое внедрение получил на месторождениях Самарской и Оренбургской областей метод циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков. По данным Гипровостокнефть этот метод воздействия наиболее эффективен в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью, насыщенных высоковязкой нефтью, причем достаточно высокая эффективность достигается как на ранней, так и на поздней стадиях разработки

(1-2-3-4)

В Пермской области испытан способ разработки истощенного Северо-Камского месторождения. Впервые в отечественной практике реализован проект полного восстановления пластового давления истощенных разрабатываемых на режиме растворенного газа пластов. В результате опытных работ увеличена текущая добыча нефти, резко уменьшен расход воды для заводнения, повышен текущий коэффициент нефтеизвлечения.

В Пермской области широкое распространение получили линейные и площадные системы разработки, практикуется дифференцированное воздействие на пласты единого объекта разработки. Получен определенный опыт разработки продуктивных пластов Ярино-Каменоложского месторождения путем увеличения пластового давления в зоне отбора выше начального.

Проводятся опытно-промышленные работы по отработке технологий повышения нефтеизвлечения путем закачки газа на Озеркинском и Грачевском месторождениях Башкортостана (Ишимбайские рифогенные массивы), в результате которых получены первые положительные результаты.

В последние годы в этом районе вовлекаются в разработку залежи нефти повышенной вязкости в карбонатных отложениях фаменского (девон) и турнсийского (карбон) ярусов.

Опыт Башкортостана показал, что ряд месторождений с пористыми слаботрещиноватыми коллекторами хорошо разрабатываются на естественном водонапорном режиме. С высокой эффективностью разрабатывают при заводнении Серафимовское, Знаменское, Игровское месторождения, в то же время закачка воды оказалась неэффективной на Мончаровском и Четырманском месторождениях.

В Коми Республике осуществляется крупномасштабный промышленный эксперимент по отработке технологии паротеплового воздействия на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, приуроченной к коллекторам трещинно-порово-кавернозного типа большой толщины с преобладающей ролью фильтрации в трещиноватых зонах, насыщенных высоковязкой нефтью.

На опытном участке (на ряде элементов) осуществлен переход к термоциклическому воздействию, что привело к стабилизации обводненности и росту добычи нефти.

В этом районе достигнута высокая эффективность разработки с заводнением отложений фаменского яруса, на месторождении Западный Тэбук освоено нестационарное заводнение.

В Татарстане разработка залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам находится в начальной стадии. Значительные запасы высоковязкой нефти приурочены к коллекторам нижнего и среднего карбона, характеризующимся низкими значениями емкостно-фильтрационных характеристик.

Учитывая важное значение вовлечения в разработку запасов нефти карбонатных коллекторов, в Татарстане на 24 участках проводят опытно-промышленные работы по отработке физико-гидродинамических методов повышения эффективности разработки.

На ряде опытных участков Шегурчинского, Беркет-Ключевского и других месторождений организована закачка воды, показавшая возможность применения внутриконтурного заводнения в условиях разработки карбонатных коллекторов с высоковязкими нефтями.

Институт физико-органической химии и углехимии АН Украины совместно с ТатНИПИнефтью выполнили исследования и разработали специальные составы обратных эмульсий (вода в нефти), позволяющих повышать производительность нефтяных скважин, в том числе и на залежах, приуроченных к карбонатным коллекторам. Опыт их использования при глушении скважин на месторождениях Татарстана, Коми и других объектах показал достаточно высокую эффективность.

Разработана и успешно реализуется технология эмульсионно-кислотной обработки, позволяющая избирательно блокировать обводнившиеся интервалы и обрабатывать кислотой продуктивный интервал

пласта.

Вместе с тем практика разведки и разработки месторождений, приуроченных к карбонатным отложениям, свидетельствует о том, что имеется целый ряд нерешенных проблем. Современные промыслово-геофизические методы исследования скважин не позволяют достоверно оценить емкостную характеристику карбонатных пород-коллекторов, нефтеводогазонасыщенность, начальное положение водонефтегазоконтактов, изменение контактов во времени, оценить степень выработки пластов, особенно при закачке пресной воды.

Эффективность использования данных геофизических исследований скважин сдерживается недостатками методических разработок, а также объемом и качеством исходной информации о продуктивном пласте.

При выборе эксплуатационных объектов, представленных пористо-трещиноватыми карбонатными коллекторами, не учитывается в должной мере роль трещиноватости и слоистости. При освоении карбонатных пластов значительной толщины с сильно изменчивой по разрезу и площади проницаемостью недостаточно применяются методы селективного освоения. При разработке слабопроницаемых поровотрещинных карбонатных коллекторов не учитывается в полной мере трещиноватость при обосновании давления нагнетания.

Все это приводит к тому, что нередко происходит опережающая выработка ограниченных толщин и прорыв воды по системе трещин, в результате чего водонефтяной фактор при разработке карбонатных коллекторов обычно значительно выше, чем при разработке терригенных отложений.

Не уделяется должного внимания обоснованию систем размещения скважин в зависимости от слоистой и зональной неоднородности, анизотропии системы трещин, толщины пластов (горизонтов), вязкости нефти, продуктивности скважин.

Отечественная промысловая практика еще не знает примеров широкого промышленного применения современных методов увеличения нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах. Объемы внедрения их недостаточны.

До настоящего времени специальной теории для проектирования разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, не создано. Все методы, апробированные многолетней практикой разработки пористых терригенных пластов, используют и для проектирования разработки карбонатных пластов.

В технологических схемах и проектах разработки нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к карбонатным отложениям, предусматривается бурение оценочных скважин с проведением комплекса геофизических и гидродинамических исследований, аналогичных

комплексу, предусмотренному для разведочных скважин с целью количественного определения нефтегазонасыщенности и фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Предусмотрен ряд мер, позволяющих повысить эффективность разработки карбонатных коллекторов. В части базовых скважин намечено обсаживать продуктивную часть разреза неметаллическими колоннами.

Планируется развивать методы построения геолого-физических моделей карбонатных неоднородных трещиновато-пористых пластов с учетом их прерывистости при прогнозировании технологических показателей разработки.

Намечено разработать двумерные и трехмерные математические модели многофазной, многокомпонентной фильтрации в трещиновато-поровых коллекторах, программы их реализации на ЭВМ.

Важной проблемой, требующей своего решения является обоснование критериев выделения эксплуатационных объектов по залежам, приуроченным к сложнопостроенным карбонатным коллекторам большой толщины.

Требуют дальнейшего развития работы по:

разработке способов селективного воздействия на сложнопостроенные карбонатные коллекторы;

совершенствованию методов вскрытия и освоения карбонатных коллекторов с целью сохранения и улучшения их естественного состояния; совершенствованию методов разработки трещиновато-пористых карбонатных коллекторов при закачке теплоносителя и термохимическом воздействии, закачке углеводородного газа и углекислоты, созданию конструкций скважин и контрольно-измерительной аппаратуры на высокие температуры и давления.

В недостаточной степени обобщен опыт нестационарного заводнения карбонатных коллекторов, являющийся наиболее универсальным методом воздействия, опыт создания забойных каверн накопителей, многократных кислотных ванн, сернокислотных инъекций, нашедших сравнительно широкое распространение на месторождениях Татарстана.

На стадии разведочных работ важнейшее место должны занять работы по поинтервальному опробованию различных интервалов пластов значительной толщины в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями и петрофизическим изучением керна, что даст возможность на этой стадии выделить различные типы карбонатных коллекторов и позволит принимать оптимальные решения по выделению объектов разработки на стадии составления технологической схемы.

Важные задачи поставлены перед геофизическими подразделениями по совершенствованию методов петрофизических исследований и разработке петрофизических моделей для интерпретации результатов геофизических исследований скважин и определения параметров карбонатных коллекторов, а также определению начальной и остаточной нефтенасыщенности трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов прямыми методами.

Необходимо продолжить исследования по совершенствованию и разработке методов обоснования емкостных и фильтрационных параметров трещинно-кавернозно-поровых пластов со комплексу изучения кернового материала, геофизических и гидродинамических исследований пластов и скважин, а также по разработке надежных геофизических методов контроля за текущим положением водо- и газонефтяного контактов и определения интервалов, обводненных пресной водой.

Важное значение имеют работы по повышению качества контроля за разработкой карбонатных коллекторов. Применяемые для этой цели в районах Урало-Поволжья, Северного Кавказа и Западной Сибири индикаторный метод (закачка трассирующих индикаторов), термометрические методы исследования скважин и физико-химические методы контроля хорошо зарекомендовали себя.

— Необходимо развивать фундаментальные исследования, направленные на повышение эффективности разработки залежей в карбонатных отложениях, стеснен извлечения нефти из них, и поисковые исследования на создание высокоэффективных систем разработки карбонатных отложений, создание перспективных геологических и гидродинамических моделей пластов, математическому обеспечению проектирования, анализа и управления процессом разработки.

Для развития добычи нефти из карбонатных отложений необходимо создание методов разработки нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным подсольным отложениям, с учетом их уникальных особенностей (большая толщина нефтенасыщенных комплексов, большая глубина залегания, сложный коллектор **трещинно-щелево-кавернозного типа, низкопроницаемый, обладающий высокими анизотропными свойствами**, характеризующийся наличием в поровом пространстве твердых битумов, аномально высокими начальными пластовыми давлениями, высокой газонасыщенностью пластовых нефтей, наличием сероводорода в газе, что вызывает значительные трудности при вскрытии продуктивного пласта).

Ниже приводятся результаты разработки отдельных месторождений Самарской области, по которым накоплен значительный опыт, представляющий определенный интерес и для других районов страны.

#### 4.2. Разработка нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам (на примере месторождений Самарской области)

Крупные залежи нефти открыты в карбонатных отложениях палеозоя Самарской, Пермской, Оренбургской областей и Башкортостана. Основные запасы нефти карбонатных коллекторов (известняки и доломиты) этих областей сосредоточены в отложениях перми, среднего и нижнего карбона и значительно меньше — в отложениях девона.

Наиболее значительны по запасам и величине добычи нефти месторождения Кулешовское, Покровское и Якушкинское в Самарской, Осинское и Ярико-Каменноложское в Пермской, Красноярское и Тарханское в Оренбургской областях, Ишимбаевское и Щелкановское в Башкортостане.

По абсолютной величине добычи нефти из карбонатных коллекторов Самарская область на дату исследования занимала первое место.

Б Самарской области карбонатные коллекторы начали разрабатывать с открытием в июне 1936 г. залежи нефти в пласте А<sub>4</sub> башкирского яруса Сызранского месторождения.

В 1940 г. в районе города Похвистнево было разведано Калиновское месторождение, где основная газонефтяная залежь приурочена к калиновской свите казанского яруса.

В 1949 г. открыта крупная по запасам залежь в пласте А4 Покровского месторождения. К 1950 г. нефть в карбонатных отложениях открыли еще на ряде месторождений: Зольненском, пласт Аз, Мухановском и Яблоневском, пласты К1, Кп и др.

Вслед за этим были разведаны и введены в промышленную разработку залежи нефти в отложениях кунгурского яруса на месторождениях Городецком, Ново-Городецком, Коханском, Восточно-Черновском и Ново-Ключевском; в отложениях каширского горизонта — на Дмитриевском и Кулешовском; башкирского яруса — на Сосновском, Якушкинском, Орлянском, Кулешовском, Благодаровском, Красноярском, Алакаевском, Хилковском; кизеловского горизонта — на Сосновском, Дерюжевском, Ново-Аманакском и других месторождениях.

В уинском горизонте открыта только одна залежь (пласт В<sub>1</sub>) на Покровском месторождении, и в заволжских отложениях нефтяные за-

залежи (табл. 4.1) на месторождениях: Зольненском, Покровском, Алексеевском и Фатеевском.

Значительное внимание уделяется разведке карбонатного сырья. В 1960 г. открыты нефтяная залежь в верхней части флювиального яруса на Хилковском месторождении, в 1963—1964 гг. в верхней части франского яруса на Подгорненском и Долматовском месторождениях, в мендымских отложениях на Долматовском! ••

По стратиграфическим комплексам запасы нефти в залежах, приуроченных к известнякам и доломитам, распределяются следующим образом (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Параметры	Схема			"****"
	„Нр.“	известняки	дев^кая	
Подвижные запасы, % суммарных запасов по карбонатным коллекторам	8,3	90	0,1	100
Добыча нефти, % суммарной добычи из карбонатных коллекторов	5,6	93,7	0,7	100

Основная добыча нефти приходится на отложения среднего карбона — 82,3%, на отложения девона — 0,7%.

Запасы нефти карбонатных коллекторов составляют 26,6% начальных суммарных извлекаемых запасов нефти области и 30% текущих извлекаемых запасов.

Запасы нефти пермских отложений составляют только десятую часть суммарных запасов области, зато запасы свободного газа в основном (61%) сосредоточены в этих отложениях. Остальная часть запасов свободного газа находится в залежах башкирского яруса и верхнего карбона Кулешовского, Ветлянского и Лебяжинского месторождений.

В первое десятилетие развития нефтяной промышленности Самарской области наибольшая добыча нефти приходилась на карбонатные отложения пермской системы. Максимальное количество нефти было добыто на Калиновском месторождении из отложений калиновской свиты. В последующие годы добыча нефти из карбонатных коллекторов несколько уменьшилась. Вновь она возросла с 1948 г. с вводом в разработку Яблоневского нефтяного месторождения.

Значительный прирост в добыче нефти наблюдается с 1950 г. после ввода в разработку пласта А4 на Покровском месторождении.

Дальнейший рост добычи нефти из карбонатных коллекторов связан с вводом в промышленную разработку крупных нефтяных пластов башкирского и турпейского ярусов на Хилковском, Алакаевском, Орлянском, Сосновском, Дерюжевском и других месторождениях.

Открытие в 1958 г. крупнейшего в области Кулешовского месторождения позволило увеличить добычу нефти из карбонатных коллекторов за пять лет более чем в три раза.

За тридцатилетний период разработки залежей нефти в карбонатных породах накоплен большой геолого-промысловый материал. Анализ его показал, что технология разработки этих пластов имеет свои особенности и трудности и значительно отличается от разработки терригенных коллекторов [5, 6, 7, 8].

К основным наиболее характерным особенностям залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, относятся:

- 1) полная или частичная запечатанность подошвенной части вторичным кальцитом или вязким битумом;
- 2) резко выраженная литологическая зональная и слоистая неоднородность\*



родность (коллекторские свойства пластов — пористость и проницаемость — ухудшаются к подошвенной части пласта);

3) сильно развитая трещиноватость пород, особенно в слабопроницаемых плотных коллекторах пермских и каменноугольных отложений;

4) по преобладающему количеству продуктивных пластов отсутствует связь с пластовыми контурными или подошвенными водами, и поэтому естественным режимом разработки является режим растворенного газа с конечной нефтеотдачей, равной 25—30%.

Все это усложняет рациональную разработку месторождений, выбор метода поддержания пластового давления, плотности сетки и размещения добывающих и нагнетательных скважин, метода вскрытия пласта в добывающих и нагнетательных скважинах, затрудняет решение вопроса об эксплуатации одной сеткой скважин двух и более продуктивных пластов.

Залежи, приуроченные к карбонатным породам, отличаются большим разнообразием физических и физико-химических свойств нефтей, а продуктивные пласты — различными коллекторскими свойствами. Для удобства рассмотрения карбонатные пласты целесообразно разделить по стратиграфическим комплексам на три группы.

**Пермская карбонатная нефтегазоносная толща.** Пермские отложения нефтеносны и газоносны в восточной части Самарской области в Кинель-Черкасском районе. В западной части области пермские осадки отсутствуют. К пермской карбонатной нефтегазоносной толще относятся залежи калиновской свиты Калиновского месторождения, кунгурского и артинского ярусов Мухановского, Восточно-Черновского, Городецкого, Ново-Городецкого, Ново-Ключевского, Яблоневого, Коханского и Михайловского месторождений.

Кунгурские залежи приурочены к коллекторам, сложенным доломитами, участками трещиноватыми, прослоями засульфаченными. Они характеризуются пониженной пористостью и низкой проницаемостью. В большинстве залежей нефти небольшой плотности и полностью насыщены газом.

На Калиновском, Кулешовском, Борском и Уваровском месторождениях залежи нефти имеют газовые шапки.

Физико-химические свойства нефтей и коллекторские свойства продуктивных пластов приводятся в табл. 4.2 и 4.3.

Наиболее легкие нефти залегают в центральной части Кинель-Черкасского нефтегазоносного района. В западном, северном и восточном направлениях плотность нефти возрастает.

Давления насыщения близки к пластовым, залежи не имеют активной связи с законтурными водами, и поэтому разрабатываются при режиме растворенного газа или искусственно созданном водонапорном режиме.

Таблица 4.2

Месторождение	k <sub>исп</sub> SZS <sup>хус</sup> -		Газовый фактор, м³/т	Запасы нефти, млн т
	м³/т	м³/т		
Калиновское	869	11,2	21	2,7
Мухановское	ho	3,42	44,6	3,2
Яблоневское	809	3,0	49	4,3
Юп'-К.почвское	808	2,8	70	5,8
Зост'но-Черновское	804	2,72	70	5,7
Коханское	800	2,72	50,6	4,4
Михайловское	800	3,0	50	4,3
Городецкое	804	3,0	54,6	5,8
Кулешовское	828	—	50	—

Месторождения	W	Проницаемость, мД	Нефтеотдача		Плотность пластового газа, г/л		Плотность пластового газа, т/м³	Плотность пластового газа, т/м³
			проектная	фактическая	на начало разработки	на конец разработки		
Калиновское	21,0	0,024	32	33	2,7	0,6	21	6,5
Мулановское	15,0	0,123	45	42	3,3	0,4	10	12,1
Яблоневское	18,3	0,018	35	28	1,5	2,0	17	8,0
Яблоно-Ключевское	15,4	0,023	30	24	5,8	3,2	13	6,5
Восточно-Черновское	15,4	0,023	30	29	5,7	1,5	15	21,4
Тюменское	14,8	0,014	20	14	5,5	1,7	11	27,4
Южно-Черновское	14,0	0,008—	20	—	3,0	1,7	11	7,0
Городецкое	16,0	0,019	40	18	6,0	3,4	8	20,0
Кулешовское	17,0	0,010	15	—	5,8	5,8	—	—

Характерной особенностью продуктивных пластов является литологическая зональная и слоистая неоднородность, что приводит к изменению коллекторских свойств по площади месторождения. Низкая проницаемость и пьезопроводность пластов обуславливают невысокие дебиты скважин и низкие коэффициенты продуктивности. Однако, по ряду скважин наблюдаются значительные дебиты нефти.

На Калиновском месторождении по отдельным скважинам были получены фонтаны нефти от 30 до 50 т/сут при среднем отборе на одну скважину 3—5 т/сут, на Яблоневском месторождении по пяти скважинам дебиты равнялись 20—25 т/сут при средних величинах 4—8 т/сут.

На Городецком месторождении по трем скважинам были получены повышенные дебиты, равные 50—60 т/сут при средних по месторождению— 12—15, а дебит по одной скважине составлял в начальный период эксплуатации более 100 т/сут. Подобные случаи известны на Мухановском, Коханском и других месторождениях.

Такие повышенные дебиты при невысокой проницаемости объясняются наличием локальных зон трещиноватости. Это подтверждают данные по закачке флюоресцина на Яблоневском, Калиновском и Мухановском месторождениях.

По Калиновскому месторождению скорость движения флюоресцина от нагнетательных скважин к добывающим составила от 5 до 20 м/ч при средней скорости движения нагнетаемой воды 11 м/мес.

Наличие локальных зон трещиноватости подтверждают данные закачки воздуха на Калиновском месторождении. За короткий промежуток времени (1—4 ч) в четырех скважинах в пробах газа появилось 0,3—1,0% кислорода, а в трех скважинах через трое суток его содержание достигло 8%.

Как указывалось выше, залежи нефти пермских отложений не имеют связи с пластовой водонапорной системой. Поэтому с вводом скважин в эксплуатацию пластовое давление интенсивно снижается и залежи начинают работать на режиме растворенного газа при высоких газовых факторах.

Наибольшей величины газовые факторы достигали по Восточно-Черновскому и Калиновскому месторождениям. На Калиновском он резко возрос, что объясняется прорывом газа из газовой шапки.

Прорывы газа наблюдаются и на Восточно-Черновском месторождении. По Яблоневскому месторождению в процессе разработки газовый фактор достиг величины 228 м³/т, а после освоения системы площадного заводнения на седьмом году разработки начал снижаться и достиг величины 68 м³/т.

С целью увеличения нефтеотдачи целый ряд кунгурских залежей нефти разрабатывается с поддержанием пластового давления.

В 1950 г. было освоено нагнетание воды в приконтурную часть пласта кунгура Мухановского нефтяного месторождения. В течение шести лет закачали 681,2 млн м<sup>3</sup> воды. Пластовое давление несколько увеличилось. Но все же метод закачки воды оказался малоэффективным: коллектор отличается сильной трещиноватостью, закачиваемая вода прорывалась по отдельным трещинам к забоям добывающих скважин и резко увеличила обводненность добываемой жидкости.

Наиболее эффективным режимом разработки для залежей подобного типа, очевидно, является режим растворенного газа [5].

Следует однако отметить, что данные о величине нефтеотдачи по этой залежи, приведенные в табл. 4.3 и на рис. 4.1, а, не отражают действительного положения. Запасы по этой залежи занижены. На самом деле средняя величина нефтеотдачи по пермским карбонатным залежам составляет 24—26%.

На рис. 4.1, б приводятся данные по обводнению пермских продуктивных пластов в процессе разработки. Наиболее интенсивно обводнялись пласты кунгура Мухановского и Калиновского месторождений с трещиноватыми коллекторами. Обводненность по пластам, разрабатываемым без закачки воды, возросла незначительно.

С 1955 г. на Яблоневском месторождении началось площадное заводнение залежей кунгурского яруса. В результате закачки повысилось пластовое давление, увеличились охват пластов заводнением и

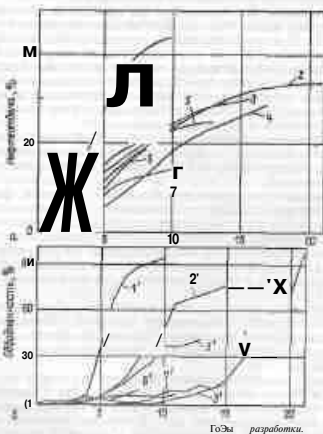


Рис. 4.1. Текущая нефтеотдача (а) и обводненность при разработке (б) карбонатных пластов Кунгура в скважинах: 1, 2 — Яблоневское, 3, 4 — Мухановское, 5, 6 — Калиновское, 7 — Восточно-Череповское, 8 — Яблоневское, 9 — Ново-Калиновское, 10 — Гиредьинское, 11 — Коханское

темпы отбора нефти. Эффект от заводнения за девять лет разработки составил 0,8 млн т.

На этом же месторождении на куполах 1, 2, 3 и 4 намечено провести циклическую закачку воды, что по данным Гипровостокнефти позволит увеличить конечную нефтеотдачу на 4—5 пунктов.

С 1964 г. начато внутриконтурное заводнение по пласту кунгура Городецкого нефтяного месторождения, в результате чего пластовое давление стабилизировалось. Наиболее значительны в этой группе месторождения Яблоневское, Городецкое и Коханское с суммарными балансовыми запасами свыше 30,0 млн т.

Увеличение нефтеотдачи по этим пластам будет обеспечено циклическим методом заводнения, площадным и очаговым заводнением, переносом фронта нагнетания воды и увеличением давления на линии нагнетания.

Следует также рассмотреть вопрос о применении естественного или принудительного перетока верхних казанских вод на Коханском, Восточно-Черновском и Ново-Ключевском месторождениях. На небольших по запасам залежах это экономически более целесообразно, чем строительство дорогостоящих систем заводнения.

Кунгурские залежи нефти вследствие залегания их на небольшой глубине наиболее пригодны для теплового воздействия. На Городецком и Восточно-Черновском месторождениях в 1965 г. с целью увеличения продуктивности был проведен промышленный эксперимент по закачке в нефтяные скважины перегретого пара.

После термообработки скважины были пущены в эксплуатацию. По скв. 130 дебит нефти увеличился с 5,9 т/сут до 10 и сохранился в течение более пяти месяцев; по скважине № 67 дебит возрос в два раза.

*Каменноугольная карбонатная нефтегазоносная толща.* К этой группе относятся залежи, расположенные в трех карбонатных нефтегазоносных толщах отложений верхнего, среднего и нижнего карбона. В этих отложениях открыто 65 залежей нефти на 36 месторождениях.

Наиболее значительными по величине запасов являются залежи пласта А<sub>4</sub> башкирского яруса среднего карбона и пласта В<sub>1</sub> кизеловского горизонта нижнего карбона. Залежь пласта А<sup>^</sup> разрабатывается на 12 месторождениях, В<sub>1</sub> — на 10. Добыча нефти из этих залежей составляет 88% суммарной добычи из карбонатных отложений.

В табл. 4.4 и 4.5 приводятся физико-химические свойства нефтей по залежам пласта А\* и основные параметры этого пласта.

Кроме указанных в табл. 4.4 пласт А<sup>^</sup> открыт еще на 11 месторождениях: Сызранском, Карлово-Сытовском, Белозерском, Шунгутском, Никольском, Сидоровском, Криволукском, Уваровском, Максимовском, Козловском и Валентиновском. На Ветлянском и Лебяжинском месторождениях пласт газоносен.

Таблица 4.4

Месторождение	В ибира и условиях		Температура, град. С	Давление на скважине, МПа
	ПЛОИТЬ.	температура, град. С		
Покровское	755	1,50	60,0	5,6
Пушкинское	866	13,0	21,7	4,4
Красноярское	833	5,11	25,6	4,9
Кудряшское	730	1,15	93,0	7,6
Сербинское	887	38,2	15,5	4,7
Халитинское	808	3,20	32,5	4,3
Орловское	851	8,7	22,0	4,7
Давыдовское	805	2,75	38,8	5,1
Белозерское	735	1,07	71,3	6,8
Юго-Запрудненское	814	4,00	33,0	5,4

Месторождение	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефть, %		Пластовое давление, МПа		Факт. остат. нефтеотдача, %	Плотность, т/м <sup>3</sup>
			Исходная	Текущая	Исходная	Текущая		
Покровское	25,0	1,065	50	48,0	И,7	10,7	15	25
Якушкинское	14,5	0,100	45	5,5	И,0	6,4	10	23
Красноярское	18,5	0,241— 0,144	35	7,0	И,9	9,3	8	—
Кулешовское	15,2	0,100	55	12,1	18,8	14,5	6	31
Сосновское	15,5	0,313	45	54,0	12,4	9,0	5	—
Дерюжевское	20,0	0,180— 0,700	50	15,7	15,0	13,8	5,5	42
Орляпское	15,0	0,424	30	3,0	11,0	8,5	4	25
Алакаевское	20,5	0,650	50	11,4	13,9	12,1	5	34
Благодаровское	18,1	0,060— 0,100	55	14,5	18,8	16,5	5	95
Ново-Запрудненское	17,0	0,280	50	5,0	13,4	12,1	3	—

Основными особенностями каменноугольных продуктивных пластов являются значительно большая проницаемость по сравнению с кунгурскими пластами, большие запасы нефти, зачастую хорошая (Хилковское, Благодаровское) или частичная связь с контурными или с подошвенными водами (Кулешовское, Алакаевское, Сосновское, Дерюжевское месторождения). Однако на Покровском, Якушкинском и Орляпском месторождениях залежь пласта  $A_2$  полностью запечатана с подошвы вторичным кальцитом и вязким битумом.

Запечатанные залежи пласта  $A_2$  разрабатываются со снижением пластового давления при неблагоприятном режиме растворенного газа. Поэтому все нефтяные залежи пласта  $A_2$ , не имеющие активной связи с законтурной системой питания, разрабатываются при искусственно созданном водонапорном режиме. На них применяется наиболее совершенная технология — «разрезание» залежей на блоки, что позволяет интенсифицировать разработку, увеличить охват пласта заводнением и нефтеотдачу пласта.

Внутриконтурное заводнение осуществлено на Кулешовском, Покровском, Якушкинском, Сосновом, Орляпском и Дерюжевском месторождениях, а приконтурное — на Алакаевском.

Ряд исследователей [9] отмечает большую неоднородность пластов  $A_4$  Кулешовского, Якушкинского, Покровского и других месторождений.

По данным исследования керна 34 % общего порового объема пласта  $A_2$  Кулешовского месторождения составляют практически непроницаемые породы, а по геофизическим данным — вдвое больше.

Эти пласты разрабатывают с поддержанием пластового давления, и потому опережение продвижения воды, естественно, будет идти по наиболее проницаемым пропласткам.

Для регулирования разработки таких расчлененных пластов необходимо выравнивать приемистость по толщине в нагнетательных скважинах и создать равномерный профиль притока в добывающих скважинах. Иначе некоторые пропластки и зоны не будут охвачены вытеснением, что снизит конечный коэффициент нефтеотдачи. Поэтому столь большое значение приобретают методы контроля за обводнением разрабатываемых пластов.

Применяемые в настоящее время методы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) в комплексе с другими геофизическими исследованиями позволяют выявить интервалы обводнения и установить текущее положение ВНК лишь при условии высокой минерализации пластовых вод.

Широкое применение в Самарской области получило внутриконтурное заводнение пластов пресными водами. Поэтому весьма актуальной задачей является создание геофизического метода, позволяющего выделять интервалы обводнения нефтяных пластов независимо от минерализации вод. Это обеспечит оперативный контроль за регулированием разработки.

Разработка залежей нефти, приуроченных к пласту А<sub>2</sub>, характеризуется высокими темпами годового отбора начальных извлекаемых запасов: по Покровскому месторождению — 9,5%, Хилковскому — 8,9%. Благодаровскому — 10,5%, Алакаевскому — 8%. Однако по Якушкинскому и Орлявскому месторождениям темпы отбора достаточно низкие — около 3% (рис. 4.2, а).

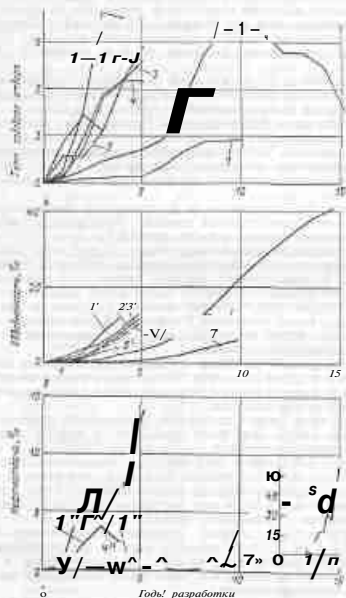


Рис. 4.2. Темп годового отбора, % начальных извлекаемых запасов (а), темп обводнения (б) и изменение нефтеотдачи (в) по карбонатным пластам мезозойской эры Самарской области: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 — соответственно Благодаровское, Хилковское, Алакаевское, Кулешовское, Орлявское, Почравское, Якушкинское

Наибольшим темпом отбора нефти характеризуется Благодаровское месторождение. Запасы нефти по пласту  $A_4$  составляют 1,9 млн т, Пласт имеет хорошую связь с законтурной областью питания. По этому пласту в порядке промышленного эксперимента запланирован высокий темп отбора с целью определения влияния его на конечную нефтеотдачу. На дату анализа из пласта отобрано 35,5% начальных запасов. Процент обводненности достиг 5,5%. Пластовое давление снизилось с 18,8 до 16,5 МПа.

Все эти данные говорят о возможности разрабатывать залежи подобного типа при высоких темпах отбора.

В связи с применением высокоэффективных методов внутриконтурного заводнения путем «разрезания» залежей на отдельные блоки проектируют нефтеотдачу в пределах 50—55% (см. табл. 4.5).

Наибольшая величина нефтеотдачи достигнута по пласту  $A_2$  Покровского месторождения, где отобрано 48% начальных балансовых запасов. Этот пласт находится в промышленной разработке 15 лет, обводненность добываемой жидкости в нем составляет 69% (см. рис. 4.2, б).

В конце 1964 г. на этом пласте был внедрен циклический метод заводнения, который обеспечивает заводнение менее проницаемых прослоев и зон и тем самым увеличивает нефтеотдачу пласта.

По Хилковскому, Алакаевскому и Кулешовскому месторождениям величина текущей нефтеотдачи за пять лет разработки достигла 14—15%, обводненность добываемой нефти составила соответственно 26, 3,4 и 6,7%. Наиболее значительно обводненность возросла на Хилковском месторождении, имеющем хорошую связь с законтурной областью питания.

По пласту  $A_1$  Покровского и Якушкинского месторождений, не имеющих связи с законтурными водами, обводненность возросла за счет закачиваемых пресных вод. (см. рис. 4.2, в).

По разрабатываемым залежам пласта  $A_2$  получены многочисленные геологопромысловые данные с помощью глубинных расходомеров, дебитомеров и геофизических методов. Анализ этих материалов показывает, что процесс вытеснения нефти водой вследствие слоистой неоднородности пластов протекает весьма неравномерно. Так, на двух добывающих и одной контрольной скважине Кулешовского и на одной скважине Алакаевского месторождений вода продвигается по наиболее проницаемому верхнему прослою.

Такие же данные получены по двум нагнетательным скважинам Кулешовского и одной скважине Яблоневского месторождений.

Все это усложняет процесс регулирования и контроля за разработкой пластов большой толщины.

Поэтому столь важно достижение равномерной приемистости по всей толщине пласта. Для этого необходимо в первую очередь перфорировать наиболее плотную часть пласта, используя как кумулятивную, так и абразивную перфорацию, и только после получения хороших результатов достреливать остальной продуктивный интервал.

В пластах большой толщины следует внедрять метод одновременной заправки воды при дифференцированных давлениях, добываясь наиболее равномерного профиля приемистости.

Одним из методов, дающих возможность закупорить наиболее проницаемую часть пласта, является закачка водорастворимых полимеров (полиакриламид). По ряду скважин Кулешовского и Алакаевского месторождений необходимо провести промышленный эксперимент по использованию загустителей.

Эффективным способом интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов является эксплуатация скважин при забойном давлении ниже давления насыщения совместно с внутриконтурным заводнением. Продолжительное время на таком режиме работали скважины пластов  $A_2$  Якушкинского и Покровского месторождений.

Опыт разработки показал, что снижение забойного давления ниже давления насыщения на 17% не вызывает разгазирования нефти в пласте, снижения коэффициента продуктивности скважин. Дебиты скважин возрастают в несколько раз.

Как уже отмечалось выше, залежь нефти пласта  $V_1$  находится в промышленной разработке на десяти месторождениях, пласта  $V_2$  — на одном и пласта Дл-1 — на двух. Наибольшими по величине запасов являются Сосновское и Дерюжевское месторождения.

В табл. 4.6 и 4.7 приводятся данные по физико-химическому составу нефтей и коллекторским свойствам пластов  $V_1$ ,  $V_2$  и Дл-1.

Залежи нефти турнейского яруса и данково-лебедянских отложений разрабатывают на водонапорном режиме при затрудненной связи с законтурной областью питания. Пласт  $V_1$  Дерюжевского и Сосновского месторождений разрабатывают с использованием внутриконтурного осевого заводнения.

Коллекторские свойства пластов  $V_1$ ,  $V_2$  и Дл-1 значительно отличаются от пласта Аи.

Карбонатный коллектор более плотный, проницаемость не превышает 0,04—0,06 мкм<sup>2</sup>. Однако на некоторых скважинах были получены фонтаны, превышающие 50—80 т/сут. Следовательно, и в этих пластах трещиноватость играет большую роль.

*Девонская карбонатная нефтеносная толща.* В Самарской области нефть в карбонатном девоне открыта на Хилковском, Долматовском и Подгорненском месторождениях. Признаки нефтеносности наблюдались на Языковской и Дунаевской площадях.

Нефти карбонатного девона Хилковского месторождения имеют свои особенности. Их плотность в пластовых условиях составляет 740—770 кг/м<sup>3</sup>, вязкость—1,5 мПа·с, давление насыщения 6,0—9,0 МПа, газовый фактор 62—98 м<sup>3</sup>/т, содержание серы 1,1—1,45%, парафина 5,4—9,9%.

Основной отличительной особенностью карбонатного девона является низкая проницаемость, равная 0,002—0,08 мкм<sup>2</sup> и небольшая пористость (до 8%). Это в значительной степени затрудняет освоение

Таблица 4.6

Месторождение, объект разработки	В п. пласт		Плотность г/см <sup>3</sup>	Давление насыщения МПа
	проницаемость мкм <sup>2</sup>	пористость %		
Сосновское	832	4,53	32,3	5,9
Дерюжевское	822	3,78	35,0	6,0
Алексеевское	845	6,75	38,1	7,5
Покровское	790	1,1	40,а	5,9
Суджанское	796	2,38	75,0	6,7
Удильское	771	1,7	102,3	8,6
Красноярское	829	4,4	29,4	4,5
Алакаевское	771	1,75	79,0	0,5
Белозерской	827	4,62	27,2	3,6
Итурское, Дл-1	789	2,74	48,8	6,3
Итурское, Дл-1	800	2,7	43,0	6,7
Кудрявское	732	0,84	130,7	8,4
Кудрявское	836	8,9	11,0	2,2
Кудрявское	850	7,02	12,4	3,3
Лало-Мальшевское	746	1,02	74,6	7,1
Лало-Мальшевское	+11	2,78	32,9	5,1
Александровское	788	2,21	52,4	7,7
Ветляинское	775	1,46	51,4	6,6
Алексеевское, Дл-1	777	2,14	47,6	7,3
Фатеевское, Дл-1	771	2,05	23,5	7,1

\* Единичные значения даны для объекта В.



Месторождения	Полюс (г/т)	Проницаемость (мД)	Нефтеотдача,		Плоскостная,		Плотность (г/см <sup>3</sup> )	Плотность (г/см <sup>3</sup> )
			ТМ	ТШ	УТ	УТШ		
Соновское*	13,5	0,040	45	8,4	17,5	12,5	6,5	36
Дорожнинское	13,7	0,035	42	8,7	18,0	13,1	7,0	26
Амурское	11	0,070	40	2,1	17,7	15,7	5,0	71
Покровское	8	0,039	30	1,5	17,6	—	4,0	—
Стр. С.-Л.С.К.О.О.	10	0,030	50	32,7	11,1	8,9	13	44
Зеленое	8	0,040	30	10,5	11,7	9,9	14	14,6
Красноярское	—	—	30	—	17,9	17,0	7,5	—
Ачинское	И 3	0,011	45	3,0	20,5	17,5	3,5	137,3
Ильинское	10	0,011	25	4,6	18,2	18,0	4,0	126
Белозерское	12,5	0,007	45	2,0	18,0	—	—	—
Покровское, В	8	0,060	30	27,9	17,7	—	13,5	—
Покровское, Дл-1	8	0,030	30	—	17,7	10,1	8,0	58
Зольненское, Д.-1	6,2	0,020	30	15,9	11,9	10,5	13	20
Богдановское	—	—	—	—	18,0	—	—	—
Скдоровское	—	—	—	—	18,7	—	—	—
Мало-Малье	—	—	—	—	24,0	—	—	—
Лебяжинское	13	48	40	—	25,5	—	—	—
Белозерское	—	—	—	—	26,7	—	—	—
Белозерское	—	—	—	—	26,0	—	—	—
Александровское, Дт-1	—	—	—	—	31,0	—	—	—
Фатеевское, Дл-1	—	—	—	—	31,1	—	—	—

\* Климатический класс II.

скважин, так как обычным методом вскрытия пластов получить промышленный приток не удастся.

Необходимо разработать методику вскрытия этих пластов с применением новых видов перфорации в комплексе с гидравлическим разрывом и кислотными обработками. Очевидно, следует вскрывать пласты такого типа не на глинистом, а на известково-битумном растворе. При освоении скважин следует использовать гидровибраторы к аппаратам АСГ-105.

Для улучшения разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам, увеличения нефтеотдачи рекомендуется ряд мероприятий.

1. На месторождениях области при разработке одной сеткой скважин объектов, значительно отличающихся друг от друга по коллекторским свойствам и составу нефтей, необходимо внедрить метод одно-временнораздельной закачки воды по пластам при дифференцированном давлении нагнетания.

2. Уже с первые годы метод внутриконтурного и приконтурного заводнения требует строительства на промыслах установок по подготовке нефти, чтобы не останавливать обводнившиеся скважины и тем самым не нарушать рациональных условий их работы.

3. Нефтяные месторождения с неоднородными коллекторами и высокой вязкостью нефти требуют принципиально новых технологических методов разработки: применения загущающих веществ, повышающих вязкость закачиваемой воды и тем самым увеличивающих охват пластов заводнением, добавления в закачиваемую воду поверхностно-активных веществ, закачки карбонизированной воды и т. д.

4. Необходимо в кратчайшее время разработать принципиально новые методы контроля, позволяющие выделять интервалы обводнения пластов в скважинах независимо от степени минерализации вод.

5. Для осуществления раздельного учета добываемой нефти по

насосным скважинам, эксплуатирующим совместно два и более пласта, необходимо шире использовать методы фотокалориметрии нефтей.

В следующих разделах более подробно рассмотрены состояние и особенности разработки залежей, приуроченных к пласту А4 башкирского яруса Алакаевского, Хилковского, Якушкинского и Кулешовского месторождений.

#### 4.3. Особенности обводнения нефтяных пластов, представленных неоднородными карбонатными породами и характере их выработанности

##### 4.8.1. Сравнение характера выработанности продуктивных пластов, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам

Характер обводнения продуктивных пластов разрабатываемых нефтяных месторождений во многом зависит от их геологической неоднородности. Карбонатные породы — известняки, доломиты и долермитизированные известняки имеют свои специфические особенности, отличающие их от терригенных коллекторов — лесков, песчаников и алевролитов. Особенно отличаются от терригенных карбонатные плотные породы с локально развитой трещиноватостью и кавернозностью. Более близки к терригенным коллекторам карбонатные породы, сложенные из высокопористых и хорошо проницаемых разностей, с равномерно распределенной трещиноватостью и кавернозностью.

Изучению процессов обводнения продуктивных пластов, представленных терригенными породами, посвящены многочисленные теоретические и промысловые исследования [10, 11, 12, 13]. В практике разработки нефтяных месторождений широко используется метод контроля за перемещением водонефтяного контакта. Для этой цели применяются промыслово-геофизические методы исследований как в добывающих работах, так и во вновь пробуренных скважинах. Кроме того, находят распространение косвенные методы контроля, основанные на изучении динамики обводнения скважин. Однако не все особенности разработки и обводнения терригенных пород можно отождествлять с карбонатными.

До сих пор в Татарстане, Башкортостане и в других районах очень осторожно подходят к решению вопросов интенсификации добычи нефти из пластов, представленных карбонатными породами, путем разрезания их на блоки, внедрения площадного и очагового заводнения, повышения давления на линии нагнетания и т. д.

Опыт разработки приуроченных к карбонатным породам нефтяных залежей месторождений Самарской области свидетельствует о высокой эффективности их разработки с применением методов внутриконтурного заводнения. И хотя процесс обводнения карбонатных коллекторов, обладающих более высокой геологической неоднородностью, происходит несколько сложнее, чем терригенных, показатели их разработки можно сравнить с показателями терригенных пород основных продуктивных пластов бобриковского горизонта.

Теоретические работы и промысловые исследования башкирского и турнейского ярусов наиболее крупных месторождений Самарской области показали, что подъем ВНК и продвижение фронта вытеснения по карбонатным и терригенным отложениям различаются мало, и внутриконтурное заводнение с внедрением циклического метода и метода изменения направления фильтрационных потоков позволяет достигать высоких коэффициентов нефтеотдачи.

Проведен сравнительный анализ обводнения карбонатных и терригенных коллекторов по наиболее изученным нефтяным месторождениям Самарского Поволжья [10, 14, 15].

Согласно приведенным на рис. 4.3 и рис. 4.4 данным, по отдельным залежам, приуроченным к карбонатным породам (пласты А<sub>2</sub> Кулешовского и Алакаевского месторождений) и разрабатываемым при искусственном водонапорном режиме, а также по высокопродуктивным терригенным пластам С, Мухановского и Б<sub>2</sub> Красноярского месторождений, разрабатываемым на естественном водонапорном режиме, такие пока-

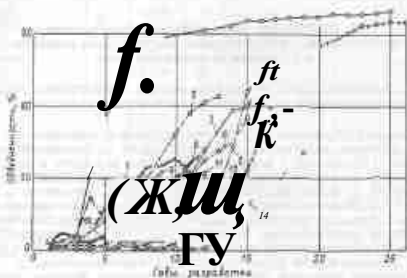


Рис. 4.3. Зависимость коэффициента продуктивности от срока разработки по месторождениям у плетям: 1 — Губинское, Б<sub>2</sub>; 2 — Покровское, А<sub>2</sub>; 3 — Покровское, В<sub>2</sub>; 4 — Золотылово, С; 5 — Красноярское, Б<sub>2</sub>; 6б — Мурановское, С; 7 — Хилчпское, А<sub>2</sub>; 8 — Дерюжевское, В<sub>1</sub>; 9 — Орляное, А<sub>2</sub>; 10 — Л.; 11 — Мухановское, С; 12 — Мурмановское, Д<sub>1</sub>-т; 13 — Якушкинское, Л<sub>1</sub>-Л<sub>2</sub>; 14 — М — Радасвское, С<sub>1</sub>; 15 — Соновское, В; 16 — Алакаевское, А.

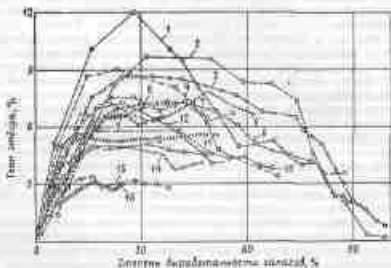


Рис. 4.4. Зависимость толщины нефтяного пласта от продолжительности разработки по месторождениям у плетям: 1 — Гувадковское, С<sub>1</sub>; 2 — УюКроичКое, А; 3 — Золотылово, В; 4 — Красноярское, Б<sub>2</sub>; 5 — Хилчпское, А<sub>2</sub>; 6 — Покровское, В<sub>2</sub>; 7 — Алакаевское, А<sub>2</sub>; 8 — Орляное, А<sub>2</sub>+А<sub>1</sub>; 9 — Соновское, С<sub>1</sub>; 10 — Мухановское, С; 11 — Кулешовское, А; 12 — Дмитриевское, С<sub>1</sub>; 13 — Мухановское, Д<sub>1</sub>-ш; 14 — Дерюжевское, В<sub>1</sub>; 15 — Радасвское, С<sub>1</sub>; 16 — Якушкинское, А<sub>2</sub>+А<sub>1</sub>.

затели, как темп отбора нефти в зависимости от выработанности запасов, темп отбора и величина обводненности продукции в зависимости от срока разработки очень близки и значительно выше, чем по залежам пластов С<sub>1</sub> Радаевского и Дп, Дш Мухановского месторождений.

По таким пластам, как А<sub>2</sub> Покровского, Орлянского и Хилковского месторождений, темпы отбора значительно выше, чем по многим залежам нефти, приуроченным к терригенным коллекторам.

Характер обводнения залежи пластовыми и закачиваемыми пресными водами зависит от многих причин, основными из которых являются физико-геологические свойства коллектора, его слоистая и зональная неоднородность, физико-химические свойства нефти и воды, условия залегания нефти в пласте, плотность сетки скважин и характер вскрытия пласта перфорацией, расстояние до контура питания или до нагнетательного ряда скважин. Кроме того, на величину и характер обводнения оказывают значительное влияние кислотные обработки и гидровоздействия на призабойную зону, на динамику обводнения — темп отбора жидкости и объемы закачиваемой в пласт воды. К искусственно регулирующим величину обводнения скважин относятся такие мероприятия, как селективные заливки цементом, смолами, водорастворимыми полимерами, установка специальных разобщителей, взрывных пакеров и т. д.

Одним из основных факторов, определяющих характер обводнения пластов, являются расчлененность их на пропластки непроницаемыми или малопроницаемыми уплотненными прослоями, слоистая и зональная неоднородность.

Изучению геологической неоднородности карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Самарской области и ее влияния на обводненность нефтяных пластов в процессе разработки посвящены многочисленные работы научно-исследовательских и производственных организаций [1, 16, 37, 18].

По геолого-промысловым данным и анализам кернов отмечается высокая степень неоднородности продуктивных карбонатных коллекторов пласта А4 башкирского яруса среднего карбона и пласта В) турнейского яруса.

Объем уплотненных пропластков, выделенных на Кулешовском месторождении, по геолого-геофизическим данным составляет 27,4% общего объема пласта, на Якушкинском месторождении — 40% [17].

Коэффициент расчлененности по пласту А<sub>2</sub> Кулешовского месторождения равен 5. Он так же высок, как и по известному своей неоднородностью пласту С<sub>1</sub> Радаевского месторождения, представленному терригенным коллектором [19].

В пласте А<sub>2</sub> Кулешовского месторождения, по анализам кернов, 14% общего объема продуктивной части являются практически непроницаемыми, в пласте А<sub>2</sub> Покровского месторождения — 6,5%, а в пласте А<sub>2</sub> Якушкинского месторождения — 15%.

Известно, что в неоднородном по толщине пласте в процессе разработки происходит послойное вытеснение нефти, что приводит к неравномерному его обводнению. Вода проникает в первую очередь в наиболее проницаемые пропластки или прослои, а более плотные нефтенасыщенные части пласта остаются не охваченными заводнением. Иногда продуктивный пласт в значительной степени расчленен плотными прослоями, прослеживающимися в пределах всей площади нефтеносности. Этот и некоторые другие факторы усложняют условия разработки, приводят к образованию тупиковых и застойных зон [20].

В связи с наблюдающимся послойным обводнением неоднородных продуктивных пластов для контроля за их выработанностью широко применяются промыслово-геофизические и гидродинамические методы исследований. Однако при изучении динамики обводнения не всегда в достаточной степени используются эти данные, а также результаты геотемпературных, гидрогеологических исследований, материалы деби-

тометрирования скважин и изменения физико-химических свойств нефтей в процессе разработки. А между тем, эти дополнительные исследования в комплексе с промыслово-геофизическими позволяют более полно изучить характер обводнения пласта и наметить пути совершенствования (с) разработки.

Продуктивные горизонты башкирского яруса различны по своему литологическому строению, физико-химическим свойствам нефтей, по коллекторским свойствам и по связи с подошвенной системой. Пластундук, единственно общий для всех этих пластовых залежей — массивный. Во всем остальном они имеют свои особенности, поэтому подход к проектированию их разработки различен.

Значительно отличается плотность сетки скважин, размещение скважин по площади структуры, интервалы вскрытия, методы воздействия на пласт в процессе разработки, взаимодействие добывающих и

Л. П. ЛУДЖИНА, Г. К. В. КИЯН и т. д.

Как уже отмечалось, продуктивные пласты, представленные карбонатными породами массивного типа, в основном запечатаны в подошвенной части вторичным кальцитом или отложениями битума. Наиболее характерным примером запечатанности являются залежи нефти в пластах кунгурских отложений Мухановского, Городецкого, Яблоневского, Восточно-Черновского и Ново-Ключевского месторождений [1, 15, 21].

В башкирском ярусе полностью запечатанными являются залежи нефти пластов  $A_4$  Покровского и Якушкинского месторождений. Частичная связь с законтурной областью питания этих залежей характерна для Кулешовского и Алакаевского месторождений. В башкирском ярусе только залежь пласта  $A_3$  Хилковского месторождения разрабатывается без поддержания пластового давления. В этом случае водонапорная система проявляет себя наиболее активно, однако имеет место слабая связь пласта с подошвенными водами на южном крыле структуры.

В процессе разработки залежей нефти, приуроченных к неоднородным карбонатным коллекторам, накоплен большой промысловый материал, характеризующий особенности их обводнения и выработанности запасов нефти. Использование этого материала позволяет выявлять закономерности процессов и решать задачи, связанные как с проектированием новых объектов, так и с регулированием процессов разработки старых, находящихся на заключительной стадии разработки.

#### *4.3.2. Характер обводнения пласта $A_4$ Кулешовского месторождения, разрабатываемого по блоковой системе*

Кулешовское месторождение — одно из крупнейших в Самарском Поволжье. Расположено оно в Южно-Самарском нефтегазоносном районе на юге области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к юго-восточному склону Жигулевско-Пугачевского свода, осложненного Кулешовским валом.

По кровле пласта  $A_4$  поднятие представляет собой асимметричную антиклиналь в западной части широтного, а на востоке — юго-восточного простирания.

Залежь нефти пласта  $A_4^*$  является массивной. Этаж нефтеносности 106 м. Эффективная нефтеснасыщенная толщина изменяется в пределах 8—60 м.

Пласт  $A_4$  представлен известняками органогенно-обломочными, карвернозными, участками трещиноватыми. Пористость 11—34%, проницаемость  $(4,2-1089) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

При изучении характера обводнения нефтяного пласта  $A_4$  были использованы в первую очередь данные о последовательном появлении воды в добывающих скважинах, об изменении содержания ее на различных режимах работы скважин, данные зависимости роста обводненности скважин от их положения на структуре и расстояния от нижнего

отверстия перфорации до начального положения водонефтяного контакта.

При анализе обводнения скважин учитывались также величина эффективной толщины пласта, зональная и слоистая неоднородность, суммарные отборы нефти и воды и взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин.

Сложный характер обводнения обусловлен наличием сравнительно активной связи пласта северного крыла структуры с пластовой водонапорной системой и частичной связи ее с подошвенными водами в центральной и южной частях месторождения.

Как установлено промысловыми исследованиями, гидродинамические условия пласта  $A_2$  довольно сложные. Только наличием трещиноватости на северном крыле структуры можно объяснить изменение химического состава вод в процессе разработки. Очевидно, вследствие этих причин в северной части месторождения в начальный период разработки было установлено смешение вод башкирского и намюрского ярусов.

На южном крыле структуры в процессе разработки наблюдалось ухудшение связи пласта с подошвенными водами. Однако и на этом крыле, но в меньших количествах, также отмечено смешение этих вод.

До закачки пресных вод в разрезающие ряды нагнетательных скважин обводнение пласта  $A_2$  происходило главным образом за счет притока пластовых вод. Обводнялись скважины, приуроченные к зонам трещиноватости и высокой проницаемости.

Результаты исследований добывающих и нагнетательных скважин глубинными дебитомерами и расходомерами позволяют дополнительно решить многие вопросы промысловой геологии и проследить пути продвижения воды по толщине пласта.

Согласно данным анализа геолого-промысловых и промыслово-геофизических материалов добывающие скважины на Кулешовском месторождении обводняются пластовой водой намюрских и башкирских отложений, смешанной водой, а также закачиваемой пресной водой.

Значительное количество скважин (более 20), очевидно, из-за некачественного тампонажа эксплуатационных колонн работало с небольшим содержанием воды в извлекаемой продукции. Процент воды в течение 2—5 лет изменялся в пределах 0,2—1,5%. Основанием для такого вывода служат фактические данные, показывающие стабильную величину обводнения без какого-либо роста ее в течение продолжительного времени эксплуатации этих скважин.

В отдельных случаях незначительное содержание воды в извлекаемой продукции связано с наличием в залежи погребенных вод, движущихся в процессе эксплуатации скважин. Подтверждением этому могут служить результаты анализов проб воды, отобранных из добывающих скважин в различных частях продуктивных пластов Ромашкинского и Бавлинского месторождений (С. А. Султанов) и Самарской области [22].

До 1963 г. пласт  $A_2$  разрабатывался без поддержания пластового давления. В этот период обводнение скважин происходило в основном за счет притока подошвенных вод башкирских и намюрских отложений. В первую очередь обводнялись скважины, приуроченные к зонам трещиноватости и высокой проницаемости. Этот процесс наиболее интенсивно происходил в своде, западной периклинали и на северном крыле структуры, где выявлена сравнительно активная связь нефтяной части пласта с подошвенными водами и имеет место довольно равномерное продвижение контура нефтеносности.

Установлено, что с началом закачки воды в нагнетательные скважины разрезающих рядов и с увеличением давления в пласте внедрение пластовых вод в некоторых частях было замедлено или полностью приостановлено.

По пласту  $A_3$  проведен анализ динамики обводнения скважин в зависимости от его литолого-физической характеристики и от расстояния между нижним отверстием перфорации и начальным положением ВНК (рис. 4.5). Такие наблюдения проведены по 15 скважинам, в которых связь с пластовыми водами наиболее активна и установлен вертикальный подъем водоемкого контакта. Однако определенной зависимости в подъеме ВНК выявить не удалось.

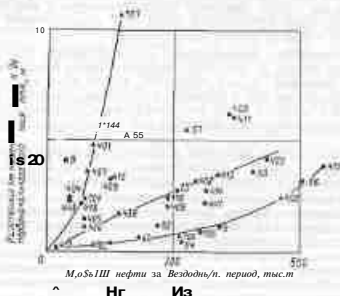


Рис. 4.5. Зависимость добычи нефти за безводный период разработки от расстояния между отверстием перфорации до первоначального положения ВНК по пл. т. Аз. Кривые построены по данным скважин, расположенных в окрестности месторождения. • — обводнение скважин; — — — — — безводный период; — — — — — безводный период.

Старые скважины (401, 701) обводнились сравнительно быстро, так как были перфорированы на расстоянии 10 м от начального положения ВНК. Эти скважины работали безводно соответственно 9 и 11 мес. и дали за это время 52,9 и 91,7 тыс. т нефти.

На таком же расстоянии от ВНК перфорированы скв. 402 и 58. Они работали безводно **продолжительное** время — соответственно 70 и 64 мес. Безводная добыча нефти составила 555 и 308 тыс. т. Скв. 101, интервал нижнего отверстия которой находится на расстоянии 42 м от ВНК, обводнилась сравнительно быстро — за 15 мес. За безводный период из нее извлечено 174 тыс. т нефти.

Как видно из приведенных данных, отмечаемые особенности обводнения скважин увязываются с литолого-физическими свойствами пласта. На тех участках пласта, где в зоне ВНК отсутствуют уплотненные пропластки, скважины обводнялись в короткое время, независимо от расстояния между нижним отверстием перфорации и начальным ВНК, и наоборот, наличие уплотненных прослоев приводит к **длительной безводной эксплуатации, несмотря на близость начального ВНК.**

Характер обводнения скважин **заканчивается** закачиваемой пресной водой также не зависит от расстояния до ВНК. В основном он связан с расстоянием от добывающих скважин до разрезающего нагнетательного ряда. Этот вывод подтверждается данными обводнения, полученными по пяти скважинам.

Неравномерность обводнения скважин объясняется резкой изменчивостью (слоистой и зональной неоднородностью) коллектора. Продуктивная часть пласта в одних случаях имеет высокую проницаемость, в других представлена плотной породой с пониженными коллекторскими

ми свойствами. Это приводит к неравномерному обводнению пласта, так как вода в первую очередь проходит по наиболее проницаемым прослоям, внедряясь как в кровельную, так и в подошвенную часть пласта.

Характер выработанности пласта А\* отмечается в скважинах, вскрывших в процессе бурения частично обводненные интервалы. По материалам БКЗ, в трех скважинах фиксируется обводнение кровельной части и в двух — выработанность подошвенной части пласта.

В некоторых скважинах отмечено быстрое обводнение при сравнительно большом расстоянии нижних отверстий перфорации (более 20 м) от подошвы пласта. Очевидно, такое обводнение обусловлено вертикальной трещиноватостью, несмотря на литологическую неоднородность пласта.

Одним из основных методов контроля за передвижением ВНК является электрометрия и радиометрия скважин.

Характер обводнения пласта А, Кулешовского месторождения усугубляется при проведении промыслово-геофизических исследований методами ИНГК и ИННК в добывающих скважинах, пробуренных в последние годы. В условиях карбонатных коллекторов в большинстве случаев контрольные скважины показали наибольшую достоверность. Однако следует отметить, что эти способы контроля при обводнении скважин пресной водой не дают однозначных результатов.

Установлено, что скорость подъема ВНК составляет 0,4—3,5 м/мес, причем внедрение пластовой воды в пласт в западной ее части наблюдается не в подошве пласта, а со стороны северного крыла; в центральной части вода поступала по наиболее проницаемым пропласткам в кровле и подошве.

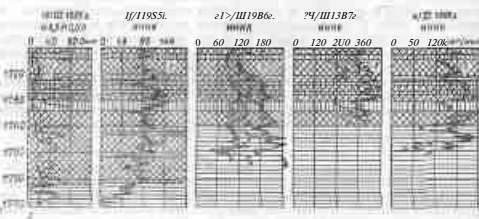
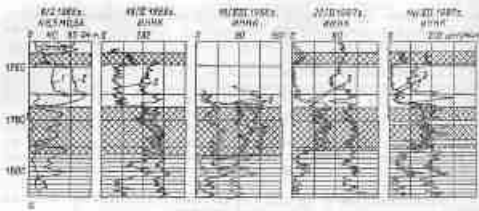
Обводнение скважин пластовыми водами можно рассмотреть на примере разработки западного — первого блока Кулешовского месторождения. Этот участок введен в промышленную разработку в июне 1964 г. В пределах западной части месторождения пробурено 11 добывающих скважин. Разработка первого блока ведется с поддержанием пластового давления путем закачки воды в четыре нагнетательные скважины первого разрезающего ряда. Все скважины этого участка на дату исследования обводняются пластовыми водами. Опреснение вод в добывающих скважинах не установлено. Продвижение водонефтяного контакта на этом блоке прослеживается по контрольной скв. 456 (рис. 4.6), расположенной на западном крыле структуры. Скважина пробурена в 1965 г. с начальной отметкой ВНК — 1701 м.

Данные импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) фиксируют незначительный подъем ВНК (порядка 2 м в начале и 1 м в середине 1967 г.). В последующие годы, вплоть до 1972 г., ВНК зафиксирован на отметке — 1696 м. Кроме того, по последней диаграмме установлено, что в пласте началось послойное продвижение воды по наиболее проницаемым пропласткам.

Стягивание контура нефтеносности происходит в основном равномерно. Отсутствие опресненной воды в добывающих скважинах и динамика пластовых давлений говорят о незначительном влиянии закачки воды на эту часть пласта. Исследованием установлено, что первый блок имеет ограниченную связь с основной частью Кулешовского месторождения, поэтому для интенсификации его разработки в середине 1971 г. освоено очаговое заводнение. Эффект от внедрения очагового заводнения за 1971 и 1972 гг. превысил 80 тыс. т нефти.

Второй блок Кулешовского месторождения, в отличие от первого, характеризуется обводнением скважин пластовыми водами со стороны северного крыла и пресными водами, закачиваемыми в первый и второй разрезающие нагнетательные ряды. Второй блок введен в разработку в сентябре 1960 г. В пределах этой части пласта пробурено 27 добывающих скважин, из которых 4 переведены под нагнетание воды.

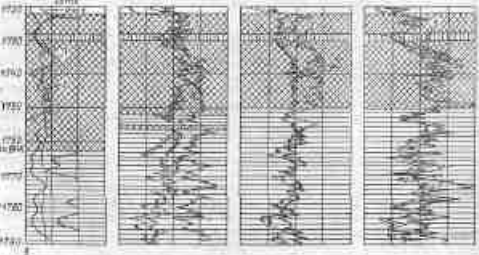




24 ШШЧ1.      71 Ш 198г.

О 10    200и-м 135001470015900

Ш198г.      Ш198г.  
 200и-м 22000      5520 9200 1200и/и,>



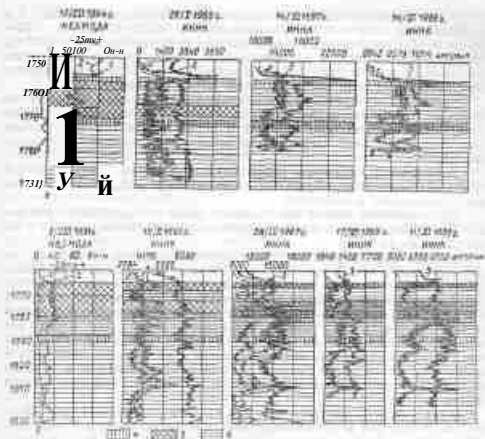


Рис. 4.6. Харак-тер <>бю;т-шя пластя Л, Кулшовско месторождения Б наблюдательных скв. 456 (а), сен. 702 (б), скв. 718 (в), скв. 716 (г) скв. 75 (б); кривые 1—КС; 2—ПС; 3—ИННК; ИНГК; 4—плотные породы; 5, 6—известняк нефтенасыщенный, прочный

Скважины, расположенные у второго нагнетательного ряда, обводняются закачиваемой и смешанной водой. Вблизи первого разрезающего ряда пресной водой обводнена лишь скв. 403. Следует отметить, что до обводнения за 4,5 года из нее было извлечено свыше 430 тыс. тонн безводной нефти. Значительное количество безводной нефти (555 тыс. т) было отобрано из скв. 402.

В 1967 г. на южном крыле блока пробурена скв. 745. Положение водонефтяного контакта по ней зафиксировано на абсолютной отметке— 1685 м, то есть на 12 м выше начального.

В 1968 г. на участке блока было пробурено несколько скважин — 733, 753, 751, 750, 752, по которым подъем ВНК составил соответственно 31, 30, 23, 12 и 23 м. По скв. 400 прослеживается водонасыщенный интервал внутри нефтенасыщенной части пласта. Из данных замеров ВНК видно, что подъем его по площади с подошвы идет неравномерно.

На участке второго блока проводились наблюдения за характером продвижения ВНК по контрольным скв. 700 и 702. Сква. 700 расположена на северном крыле поднятия. Характер движения воды по пласту изучался методом ИННК. Исследования в скважине проводились с марта 1965 по январь 1967 г. Все они показали послойное обводнение нефтенасыщенной части пласта. Скважина 702, пробуренная в марте 1965 г., расположена в присводовой части структуры. Начальный ВНК находился на глубине 1762 м (см. рис. 4.6). Выше проходила нефтенасыщенная часть пласта, имеющая в верхней части непроницаемые прослои. Через два месяца (май 1965 г.) при исследовании

скважины методом ИННК были зафиксированы подъем ВНК на 12 м и обводнение пласта в интервалах глубин 1742—1743,2 и 1750—1751,4 м. Два последующих исследования (июнь 1966 и апрель 1967 г.) показали подъем воды с подошвы пласта. Из диаграммы замера видно, что прорыв воды произошел в интервале 1720—1723 м. По полученным данным, на этом участке подъем ВНК составил 21 м.

Третий блок Кулешовского месторождения, самый большой по площади и запасам, характеризуется наиболее интенсивным обводнением. Из 62 добывающих скважин 6 используются как нагнетательные. Разработка этой части пласта начата в июле 1960 г. бурением скв. 57.

Добывающие скважины, расположенные в первом ряду от второго разрезающего ряда, обводняются закачиваемой водой, более удаленные — смешанной и пластовой.

На химический состав вод скважин, ранее обводнившихся пластовой водой, оказывает влияние пресная вода, закачиваемая во II и III разрезающие ряды.

Подъем ВНК в 1966 г. отмечался по скв. 443 — на 1 м, по скв. 728 — на 4 м и по скв. 729 — на 11 м. В скв. 725 ВНК зафиксирован в первоначальном положении. В нагнетательной скв. 43, расположенной в III разрезающем ряду, нефтяная часть пласта толщиной 5 м оказалась полностью промытой. В 1967 г. на этом блоке в пробуренных скважинах имел место неравномерный подъем ВНК. По скв. 727, расположенной на северном крыле, он составил 40 м, по скв. 747, где сказывалось влияние активного напора пластовых вод с севера и нагнетаемых вод с запада, подъем ВНК равнялся 30 м. В обеих скважинах отмечено послойное обводнение нефтенасыщенной части пласта.

В скв. 749 ВНК поднялся на 9 м, в скв. 462 — на 19 м, в скв. 738 — на 7 м. В скв. 742 и 735 водонефтяной контакт находился в первоначальном положении.

В 1968 г. подъем ВНК отмечался по скв. 743 на 13 м, по скв. 740 — на 14 м, по скв. 741 — на 4 м, по скв. 739 — на 2 м. В скв. 743 и 741 зафиксированы обводненные пропластки в нефтенасыщенной части пласта.

Движение воды по пласту исследовалось методом ИННК по контрольным скв. 451, 718, 446, 108, 708 и 422.

Скв. 451, расположенная в северном приконтурном ряду, пробурена в 1963 г. За 5 лет по ней неоднократно проводились определения положения ВНК. Уже через год пласт был обводнен в подошвенной и кровельной частях. К 1966 г. промытыми были еще два прослоя в средней части пласта. В 1969 и 1970 гг. подъема ВНК не отмечено.

Скв. 718 расположена в непосредственной близости от третьего нагнетательного ряда. По окончании ее бурения в 1964 г. водонефтяной контакт прослеживался на глубине 1763 м (—1697 м) (см. рис. 4.6). К октябрю 1968 г. он поднялся на 13 м. Вытеснение нефти водой происходило с подошвы пласта. Исследованиями 1969 г. подъема ВНК не отмечено.

Скв. 446 пробурена в 1963 г. на южном крыле структуры в первом эксплуатационном ряду от линии нагнетательных скважин. Наблюдения за обводнением нефтенасыщенной части пласта методом ИННК, проводившиеся дважды в 1964 и в 1965 гг., дважды в 1967 и дважды в 1969 гг., указывают на малую активность подошвенных вод. На этом участке подъем ВНК за 4 года составил лишь 5 м. Послойное вытеснение нефти происходит в результате движения фронта воды, нагнетаемой во второй разрезающий ряд.

Скв. 108 расположена в первом эксплуатационном ряду от второго нагнетательного ряда. Вытеснение нефти водой происходило в основном с подошвы. По геофизическим данным, к концу 1968 г. промытой оказалась и кровельная часть пласта.

Наблюдательная скв. 708 расположена в центральной части структуры. Движение водонефтяного контакта в этой части пласта происходит медленными темпами, а прорыва воды по наиболее проницаемым пропласткам к концу 1968 г. не наблюдалось. В июле 1970 г. скважина пущена в эксплуатацию с дебитом нефти 107 т/сут, воды — 0,2%.

Скв. 422 пробурена также в центральной части структуры. Изучение характера обводнения по ней проводилось методом ИННК в 1965, 1966, в начале и середине 1968, в 1969 и 1970 гг. Все исследования указывают на послойное обводнение нефтенасыщенной части пласта.

Скважины восточного (четвертого) блока обводняются в основном пластовой водой. Из 25 добывающих скважин 16 обводнено пластовой, 2 — опресненной водой и 3 скважины переведены под нагнетание. Причем пресной водой обводнены скважины, расположенные вблизи третьего нагнетательного ряда.

Эксплуатация четвертого блока Кулешовского месторождения начата в 1962 г. Закачка воды осуществляется в третий и четвертый разрезающие ряды.

На четвертом блоке бурение добывающих скважин закончено в 1966 г. По шести из них (20, 26 731, 734, 737 и 738) зафиксировано первоначальное положение ВНК, и лишь по скв. 26 подъем его составил 10 м. На площади этого блока расположены контрольные скв. 75 и 716, в которых проводились наблюдения за обводнением продуктивной части пласта. Скв. 75 пробурена на восточной периклинали структуры в 1961 г. Данные исследования характера вытеснения нефти водой представлены на рис. 4.6, г. В этой скважине отмечается послойное обводнение нефтенасыщенного интервала пласта. Скв. 716 расположена в центральной части четвертого блока. По геофизическим данным, уже к середине 1967 г. нефтенасыщенная часть пласта была полностью промыта (см. рис. 4.6).

Достаточно достоверные исследования ИННК произведены и в скважинах, эксплуатирующих вышелегающий пласт Аз. Промыслово-геофизические материалы были подтверждены геологическими и гидрогеологическими исследованиями, что позволило определить направление и скорость продвижения закачиваемой и пластовой воды в интервале продуктивной части.

При рассмотрении вопроса обводнения скважин, кроме характера

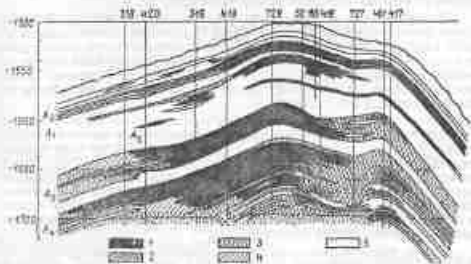


Рис. 4.7. Поперечный геологический профиль по продуктивному пласту Кулешовского месторождения: 1, 2 — песчанки, известняк известняково-мергельный и известняки; 3, 4 — известняк известняково-песчаный и известняк известняково-песчаный; 5 — известняк известняково-песчаный.

вытеснения нефти водой из продуктивной части пласта, представляет интерес также динамика их обводнения. Были изучены условия роста содержания воды в продукции скважин, обводняющихся пластовыми и закачиваемыми пресными водами.

Промыслово-геофизические исследования позволяют определить подъем ВНК и выработанность отдельных пропластков в различных интервалах пласта. Анализ перемещения ВНК во времени дал возможность построить схему очередности обводнения скважин и геолого-литологические профили, характеризующие выработку нефтяной части пласта (рис. 4.7).

Внедрение воды в пласт происходит в районе центрального участка — его северного крыла — по кровельной, наиболее проницаемой части. Отмечается подъем ВНК на западной периклинали и на южном крыле структуры. Намечается несколько тупиковых и застойных зон, что объясняется расчлененностью и геологической неоднородностью пласта и слабой связью южного крыла с водонапорной системой.

Обводнение восточного купола проходит менее интенсивно из-за ухудшения коллекторских свойств пластов к восточной периклинали структуры.

Для изучения направления потоков пластовой (минерализованной) и закачиваемой (пресной) воды построены карты изолиний плотности воды на различные даты (рис. 4.8). После начала закачки воды в «разрезающие» ряды в 1963—1964 г. не только изменился характер обводнения пласта, но и начался процесс опреснения добываемой попутной воды. В 1966 г. стала опресняться вода в скважинах расположенных на расстоянии 0,7—1,3 км к западу от нагнетательного ряда.

Увеличение содержания опресненной воды в скв. 405 в середине 1965 г. показало, что ее перемещение идет со скоростью около 150 м/год. К началу 1968 г. первые ряды добывающих скважин обводнились пресной водой, а к концу года вода появилась и во втором эксплуатационном ряду.

Приведенные данные позволяют сделать вывод о том, что с началом внутриконтурного заводнения пласта  $A_4$  процесс его обводнения и выработанности запасов определяется системой заводнения. Внедрение в продуктивную часть пласта пластовых вод стало носить второстепенный характер. Правда, их влияние сравнительно сильно сказывается со стороны северного крыла структуры.

В карбонатных коллекторах пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения отмечаются случаи опережающего обводнения законтурными водами наиболее проницаемых прослоев в кровельной части пласта, даже при вскрытии перфорацией всей его толщины. Аналогичные случаи отмечены и в пластах  $A_4$  Хилковского и Алакаевского нефтяных месторождений. В этой связи встает вопрос о приобщении к разработке менее проницаемых зон пласта.

С этой целью на Кулешовском месторождении во вновь пробуренных скважинах проводилось раздельное опробование плотной подошвенной и средней части пласта. Как правило, вначале по этим скважинам получали небольшие притоки нефти — от 0,2 до 7,0 т/сут. После кислотных обработок при повышенном давлении дебиты скважин увеличивались до 100—150 т/сут. Получен положительный результат при испытании метода одновременно-раздельной эксплуатации нижней и средней части пласта в скв. 728. Нижняя часть пласта эксплуатировалась насосом, средняя фонтанировала.

Таким образом, подтверждается возможность дифференцированной разработки отдельных частей пласта при различных величинах депрессии. Необходимость такого подхода к разработке нефтяных пластов с литологической изменчивостью по вертикали была установлена по результатам исследования скважин пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения глубинными дебитомерами [23].

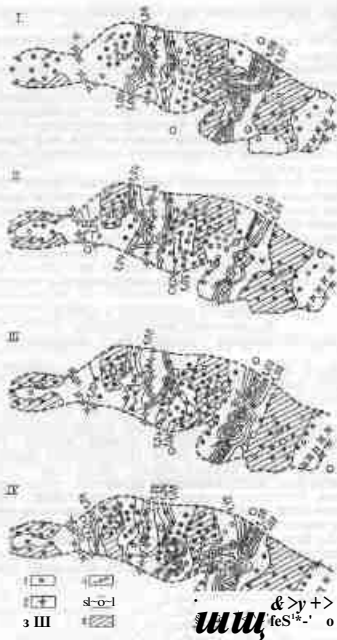


Рис. 4.8. Карты изолиний плотности воды (г/см³) по пласту А4 Кулешовской месторождения в динамике (I, II, III, IV за 1 января соответствующих лет: I—1966, II—1969, III—1970, IV—1971 гг.) 1—линия контуров; 2—линия обводнения; 3—нагнетательный; 4—наблюдательный; 5—геометрический (6—зона обводнения); 7—добывающий скважинный контур нефти (линия).

Для решения основных вопросов регулирования процесса разработки пласта А\* намечен ряд мероприятий.

Кроме закачки водорастворимых полимеров для уменьшения водопритоков предполагается продолжить селективные работы по изоляции кровельной части пласта, обводненной во многих скважинах, путем закачки гипса, гипана и полиакриламидэ.

Планируется проведение экспериментальных работ по выравниванию профилей приемистости в нагнетательных скважинах путем

использования для этих целей извести, кремниевой кислоты, бентонитовой глины.

В связи со значительной толщиной продуктивной части пласта  $A_2$  и изменением проницаемости от подошвы к кровле намечается внедрять одновременно-раздельную эксплуатацию, создавая различные перепады давлений.

Блоковая система заводнения, освоенная в проектом объеме, позволяет в широких пределах менять объемы закачиваемой воды по отдельным разрезающим рядам и тем самым изменять направление движения фильтрационных потоков жидкости; при этом увеличивается охват пласта зааоднением и в разработку вовлекаются плотные, ранее не дренируемые интервалы.

По пласту  $A_4$  Кулешовского месторождения будут продолжены работы по внедрению спаренных пакеров, оказавшихся эффективными при решении вопросов отсоединения высокообводнившихся интервалов от нефтяной части.

Для сокращения водопритоков в качестве изолирующих веществ найдут применение твердые углеводороды, известковые суспензии и цементные смеси на углеводородной основе. Эти работы намечается проводить в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями.

#### 4.3.3. Характер обводнения пласта $A^4$ Алакаевского месторождения, разрабатываемого спривконтурным заводнением

Алакаевское месторождение расположено в восточной части Самаро-Луцкого нефтеносного района. В тектоническом отношении поднятие приурочено к северной ветви заволжской зоны Жигулевской дислокации и представляет собой купол, слегка вытянутый в северо-восточном направлении. Северо-западное крыло структуры пологое, юго-восточное сравнительно крутое. Размер залежи  $3,8 \times 2,7$  км (рис. 4.9). Этаж нефтеносности 62 м. Продуктивный пласт обладает сравнительно хорошими коллекторскими свойствами. Коллектор — известняк пористый, кристаллический, зернистый, трещиноватый, местами плотный. Наиболее высокие значения пористости (25—33%) и проницаемости  $0,760$  мкм<sup>2</sup> наблюдаются в сводовой части структуры, а к крыльям и периклиналям они понижаются [24].

Пласт  $A_4$  характеризуется слоистой неоднородностью и расчлененностью по толщине и простиранию. Хорошо проницаемые и трещиноватые известняки чередуются с плотными прослоями доломитов и

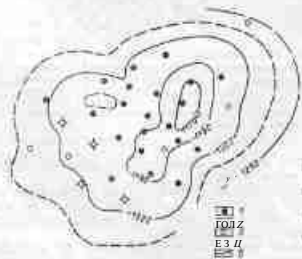


Рис. 4.9. Схема размещения скважин по пласту  $A_4$  Алакаевского месторождения: 1, 2, 3 — скважины заводнением; 4, 5 — скважины для измерения давлений, пьезометрические; 4 — восточный контур нефтеносности; 5 — изолиния по кровле пласта  $A_4$

доломитизированных известняков, прослеживающихся почти по всей площади месторождения. Количество плотных прослоев увеличивается от свода к периклиналям и крыльям, достигая по отдельным скважинам 5—7.

Для выбора системы поддержания давления в процессе разработки пласта была уточнена его физико-энергетическая характеристика. Выявлена активная связь нефтяной залежи пласта с законтурной водонапорной системой на восточной периклинали. Это хорошо подтверждает динамика давления по пьезометрической скважине, расположенной за контуром нефтеносности, и данные обводнения приконтурных добывающих скважин, расположенных в восточной части месторождения.

Полученные при разработке данные предопределили систему поддержания давления — приконтурное заводнение в западной части пласта. Выбранная система заводнения оказалась весьма эффективной. Пластовое давление уже через месяц после начала закачки стало расти вначале при неизменном отборе жидкости, а затем и при его увеличении.

Под закачку воды были освоены 4 приконтурные скважины, расположенные на западном крыле структуры.

Добыча нефти по скважинам, расположенным в юго-западной части месторождения в зоне запечатанности пласта с подошвы, за безводный период разработки составила 1577 тыс. т. Всего с начала разработки пласта А<sub>1</sub> по скважинам, обводняющимся пресными закачиваемыми водами, отобрано 2813 тыс. т нефти и 480 тыс. т воды.

Из скважин, расположенных в северо-восточной части месторождения и обводняющихся пластовой водой, за безводный период разработки извлечено 2601 тыс. т нефти. С начала разработки из них отобрано 4099 тыс. т нефти и 357 тыс. т воды.

Активность законтурной системы на северо-востоке структуры и закачка воды с юго-западной периклинали определили состав вод, получаемых из добывающих скважин. Эти данные подтверждают отсутствие притока пластовых вод Б юго-западной части.

На западном участке получены опресненные, а на восточном — минерализованные воды.

Придавая важное значение контролю за перемещением контуров нефтеносности и подъемом водонефтяного контакта при разработке шгастов с поддержанием пластового давления, были проведены радиометрические исследования методом импульсного нейтронного каротажа (ИННК). Эти работы осуществлялись по скважинам, пробуренным на низзалегające пласты Б; и В] [25].

В скв. 10, расположенной в южной части месторождения, первоначальное положение ВНК определялось на глубине 1360,5 (—1234 м) (рис. 4.10). По данным ИННК, ВНК поднялся лишь на 0,5 м, то есть практически не изменился. В этой скважине продуктивная часть пласта представлена плотным коллектором.

В скв. 25, расположенной вблизи нагнетательного ряда, опресненной водой обводнялись интервалы 1426—1437 и 1439—1441 м. Кровельная **более плотная** часть нефтенасыщена в интервалах 1415—1421 и 1423,5—1426. В интервале 1421—1423,5 м фиксируется глинистый прослой.

В скв. 101, расположенной в северо-восточной части месторождения, четко прослеживается подъем ВНК. Текущее его положение отмечается на глубине 1342 м (—1219 м), то есть подъем его равен 8 м. В интервале 1342—1350 м известняк водонасыщенный. В интервале 1350—1358 м фиксируется плотная нефтенасыщенная часть пласта.

Данные, полученные по скв. 26, говорят об обводнении кровельной части пласта в интервале 1338—1343 м. В интервале 1343—1358 м



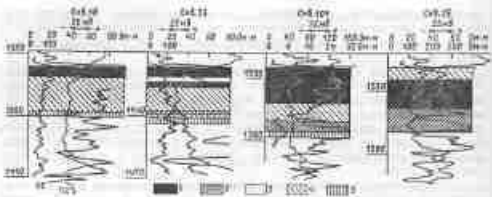


Рис. 4.10. Диаграммы электроструктуры пласта А4 по скважинам Алакаевского месторождения: 1, 2 — интервалы электроструктурно-петрофизической оценки; 3 — глинистый пресный; 4, 5 — породы электроструктурно-обобщенные (пески)

отмечаются нефтенасыщенные известняки, а ниже, до глубины 1369 м — плотные слабопроницаемые породы.

При изучении характера выработанности пласта А4 Алакаевского месторождения были определены особенности обводнения скважин пластовыми и закачиваемыми водами. Добывающие скважины обводнялись медленно. Это объясняется горизонтальным подъемом водонефтяного контакта на восточном крыле структуры. Характерным для скважин, обводняемых пресными водами, является резкое обводнение после появления первых признаков воды в добываемой жидкости. Наиболее сильное обводнение отмечается по скважине, расположенной вблизи нагнетательной скв. 116. Высокий темп обводнения характерен и для скв. 111, расположенной на расстоянии 800 м от нагнетательной скв. 115. Обводнение скв. 131 более замедленным темпом объясняется тем, что она перфорирована в средней части пласта, а основные объемы закачиваемой воды поступают в кровельную, наиболее проницаемую часть. Подтверждением этого могут служить промысловые данные исследований нагнетательных скважин глубинными расходомерами.

На рис. 4.11 приведены профили приемистости по нагнетательным

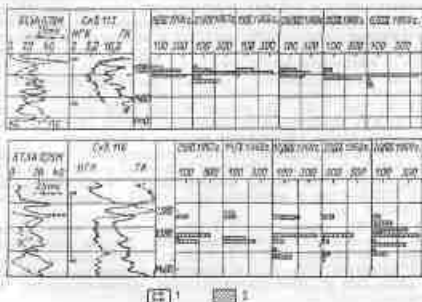


Рис. 4.11. Профили приемистости по нагнетательным скважинам Алакаевского месторождения; 1, 2 — интервалы перфорации; \* — приемистости

скв. 115 и 116, которые подтверждают крайне неоднородное строение пласта  $A_1$ .

В скв. 115, где с начала заводнения закачено 1775 тыс.  $m^3$  воды, из 17 м перфорированной толщины пласта принимают воду лишь 6 м, или 35%. В скв. 126 из 12 м вскрытой перфорацией толщины воду принимают 7 м, или 58%. В скважину закачено 1674 тыс.  $m^3$  воды. В скв. 116 характер приемистости еще более неравномерный. Из 16 м пласта, вскрытых перфорацией, принимают воду 4 м, или 25%. В нее закачено 1990 тыс.  $m^3$  воды. Причем в этой скважине даже верхняя, наиболее проницаемая часть пласта имеет неравномерную приемистость.

По методике Гипровостокнефти в нагнетательных скважинах Алакаевского месторождения определены коэффициенты охвата пласта заводнением. Так, по скв. 115 он равен 0,25, по скв. 126 — 0,38, по скв. 136 — 0,19, по скв. ПО — 0,22, а по скв. 116 — всего 0,11. Такие низкие коэффициенты охвата обусловлены неравномерной приемистостью нагнетательных скважин в связи с различной проницаемостью пласта по толщине. Это приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин западной периклинали.

По пласту  $A_1$  Алакаевского месторождения проведен анализ динамики обводнения скважин в зависимости от расстояния ниже отверстия перфорации до начального положения ВНК (рис. 4.12). Наблюдения

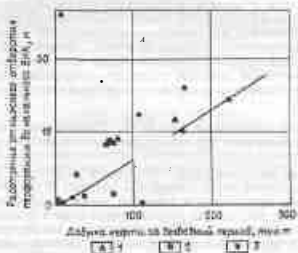


Рис. 4.12. Зависимость добычи нефти за безводный период разработки от расстояния ниже отверстия перфорации до начального положения ВНК для пласта  $A_1$  Алакаевского месторождения по скважинам: 1, 2 — обводняющим для скважин; 3 — обводняющим для скважин

проведены по скважинам западной периклинали, где связь пласта с подошвенными пластовыми водами отсутствует, и по скважинам восточной периклинали, где связь с водонапорной системой хорошая. Определенной зависимости, как и по пласту  $A_1$  Кулешовского месторождения, установить не удалось.

Кроме намеченных мероприятий по проведению солянокислотных селективных обработок для увеличения охвата заводнением более плотных частей неоднородного пласта на месторождении начато внедрение метода изменения фильтрационных потоков жидкости. Для этого нет необходимости полностью на какой-то период прекращать заводнение пласта. Более целесообразно периодически уменьшать объем закачиваемой воды до нескольких сотен и увеличивать до 3500—4500  $m^3$ /сут.

Для улучшения выработки западного участка месторождения под нагнетание освоена скв. ПО. Причем перфорирована в ней только цент-

ральная часть пласта. Одновременно была прекращена закачка воды в скв. 115. Интересно отметить, что через короткий промежуток времени уменьшился процент воды в близрасположенных добывающих скважинах. В скв. 111, работавшей с обводненностью продукции до 90—97%, через 10 дней после прекращения закачки воды в скв. 115 обводненность ее уменьшилась до 65%, через месяц — до 48%. Затем возросла до начальной величины. В скв. 112, работавшей с обводненностью 55—70%, после пуска под нагнетание скв. 110 через 10 дней содержание воды снизилось до 30—40%. Эффект продолжался в течение двух месяцев. Через 20 дней после пуска под закачку скв. 115 обводненность возросла до 80—90%. Отмечена реакция скв. 117 на гуск под нагнетание скв. 110 — обводненность уменьшилась с 75 до 50%. Установлены изменения обводненности и по скв. 131 — с 90 до 70%.

Все эти данные подтверждают целесообразность изменения направлений фильтрационных потоков жидкости путем изменения объемов закачиваемой воды.

Для более равномерного охвата пласта заводнением под нагнетание освоена скв. 122. Это позволило изменить объемы закачиваемой воды в значительно больших пределах. Кроме того, в западной части Алакаевского месторождения, не имеющей связи с водонапорной системой и характеризующейся неоднородным строением, для улучшения, выработанный запасов нефти планируется в ряде скважин дострелять нижнюю часть пласта и затем разрабатывать его одновременно-раздельно, создавая различные депрессии. Очевидно, целесообразно будет и закачку воды проводить в нагнетательные скважины одновременно-раздельно при дифференцированном давлении, изменяя объемы закачки воды и тем самым меняя направление линий тока. Это позволит вовлечь в разработку плотные прослой, увеличить коэффициент охвата пласта заводнением и достигнуть проектного коэффициента нефтеотдачи.

#### 4.3.4. Характер обводнения пласта /U Хилковского месторождения, разрабатываемого при естественном водонапорном режиме

Хилковское месторождение, вошедшее в разработку в 1960 г., расположено в восточной части Самарской области. В тектоническом отношении поднятие приурочено к северной ветви заволжского продолжения Жигулевской дислокации Мухановского вала и представляет собой асимметричную брахиантиклинальную складку, вытянутую в широтном направлении, с крутым северным и пологим южным крыльями (рис. 4.13).

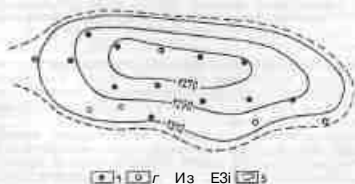


Рис. 4.13. Схема разделения территории по пласту  $A_2$  Хилковского месторождения:  $A$  — добывающие на пласте  $A_2$ ;  $B$  — добывающие на других горизонтах;  $C$  — нагнетательные;  $D$  — нагнетательные скважины на крыльях пласта  $A_2$ .

Залежь нефти пласта А4 массивная и подстилается по всей площади подпластчатой частью известняка. См. рис. 1.5. Физико-химические св. 48.

Пласт А<sub>4</sub> представляется известняками, осадочными и триангуляционно-доломитовыми, пористыми, трещиноватыми, с прослоями плотных доломитов. Среднеарифметическая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 13,4 м. Максимальные значения ее приурочены к северной части структуры. Расчлененность плотными разностями известняков и доломитов по ряду скважин различная. Средняя пористость пород 20%, проницаемость по керну 0,220 мкм<sup>2</sup>, с учетом длинных промежутковых исследований — 0,500 мкм<sup>2</sup>.

Расчлененность пласта плотными разностями известняков и доломитов по ряду скважин различная. Количество прослоев плотных доломитов, расчленяющих эффективную часть пласта, изменяется от 3—5 на севере до 4—9 на юге месторождения; суммарная толщина плотных прослоев увеличивается с севера на юг от 7—13 до 10—24 м (рис. 4.14).

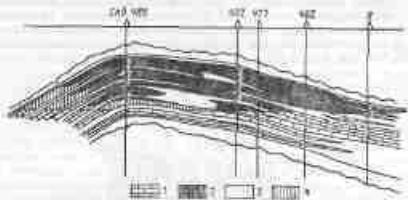


Рис. 4.14. Геологический разрез пласта А<sub>4</sub> базисными линиями Кидомского месторождения: 1 — водонепроницаемые известняки; 2 — нефтенасыщенные известняки; 3 — доломиты; 4 — обводненная часть пласта.

Водонефтяной контакт наклонен с севера на юг. На северном крыле и на периклиналях структуры он определен на отметке —1315 м, на южном крыле —1320 м.

При составлении технологической схемы предполагалось, что залежь нефти пласта А<sub>4</sub> запечатана в подошвенной части, поэтому разработка ее намечалась с поддержанием пластового давления. Однако, данные пробной эксплуатации внесли существенные изменения в представление о режиме пласта. Анализ динамики пластового давления показал, что залежь имеет сравнительно хорошую связь с подошвенными водами и может быть разработана без поддержания пластового давления с высоким темпом отбора: максимальный темп, 7,8% начальных извлекаемых запасов, был достигнут в И 964 г.

Анализ геолого-промыслового материала показал, что залежь пласта А<sub>4</sub> обводняется неравномерно как по площади, так и по разрезу продуктивной части. Максимальная обводненность приурочена к северной и юго-восточной частям пласта. Значительно меньшее количество воды содержится в продукции скважин южного крыла, хотя различие в отборах жидкости с начала эксплуатации по скважинам обоих крыльев небольшое [26, 27]. Объясняется это, видимо, повышенной трещиноватостью коллектора, характерной для крутых крыльев структур. В пластах, представленных неоднородными карбонатными породами, отмечается послойное продвижение воды по наиболее проницаемой его

части. Это связано с наличием в разрезе пласта плотных Доломитизированных прослоев, расчленяющих эффективную его толщину.

По пласту А4 проведен анализ зависимости обводнения скважин от расстояния между нижними отверстиями перфорации и начальным положением ВНК. Аналогично Кулешовскому и Алакаевскому месторождениям, здесь также не было установлено явной зависимости. По скважинам, в которых перфорирована вся продуктивная толщина пласта до отметки ВНК, обводненность составляет 10 и 48%, в то время как по скважинам, где расстояние до ВНК 21—25 м, она достигает величины 83,4—99%.

Значительный интерес представляют результаты исследования скв. 488, обводнявшейся почти на 100%. По данным ИННК, интервал перфорации скв. 488 был полностью обводнен (рис. 4.15). Необходимо учесть, что не исключено продвижение воды по узкому прослою. Это подтверждается резким ростом обводненности по скважине и очень небольшим суммарным отбором нефти. Нижележащий кеперфорированный интервал интерпретирован как нефтенасыщенный. Для проверки данных исследования этот прослой был перфорирован, при освоении из него получили нефть с водой. Подобная картина послойного обводнения с аналогичным темпом роста обводненности отмечается по скв. 488, 494 (см. рис. 4.15).

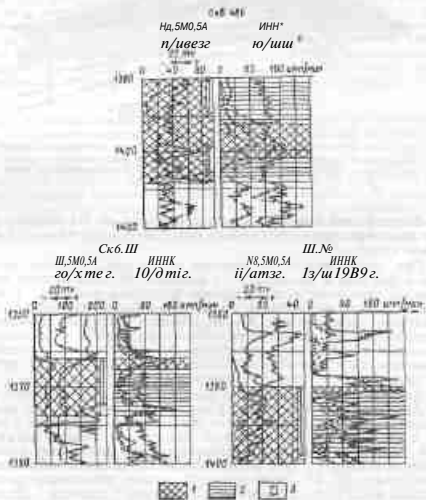


Рис. 4.15. Подъем ВНК по скважинам пласта А<sub>4</sub> Залесовского месторождения. 1, 2 — известняк нефте- и кероладевый; 3 — шпильная перфорация

Интересно отметить, что при средней величине извлекаемых запасов около 370 тыс. т/скв. из скв.488 и 494 к моменту 100%-го обводнения было добыто соответственно всего 37 и 34 тыс. т нефти, что можно считать благоприятным их тринклинали ГДУКТВДы.

Таким образом, максимальная обводненность характерна для скважин, имеющих значительную эффективную толщину пласта А<sub>1</sub> и небольшую дисперсность его пластины проиловтвани. Очевидно, обводнение этих скважин происходит по сравнительно узким дренажным каналам (трещинам) в северной, северной крыла структуры. По характеру обводнения скважин можно предположить, что трещиноватость убывает к западу и востоку от скв. 488.

Современные ивля картина складывается во скважинах, в которых пласт А<sub>1</sub> имеет очень высокую расчлененность. Это обстоятельство играет немаловажную роль и определяет характер обводнения скважин южной крыла структуры.

О характере изработанности запаса нефти и подсчета НК можно судить по данным геофизических исследований, проведенных как в добывающих скважинах старого фонда, так и во вновь пробуренных скважинах на обводненном девоне. Все они расположены на южном крыле структуры, где начальный НК фиксируется на отметке —1320.

Из приведенных данных обводнения скважин можно сделать следующие основные выводы.

Пласт А<sub>1</sub> обводняется неравномерно как по площади, так и по разрезу продуктивного горизонта. Максимальная обводненность приурочена к северной и юго-восточной частям структуры. Центральный и южный участок обводняются очень медленно.

В скважинах южной части структура обводненность минимальная, суммарные отборы наибольшие. Таким образом, подтверждается наличие трещиноватости на северном крыле и на юго-западном участке, а также хорошая гидродинамическая связь пласта с законтурной зоной с преимущественным напором со стороны северного крыла.

Равномерное продвижение фронта заводнения в начальный период разработки в литологически неоднородном коллекторе сменяется резким ростом обводненности после заполнения водой наиболее проницаемых дренажных каналов.

В связи с неравномерным послойным обводнением пласта А\* в северной части структуры складываются неблагоприятные условия по его разработке, особенно в тех скважинах, где не перфорирована подошвенная часть.

Для решения основных задач по регулированию процесса разработки намечается провести дополнительную перфорацию не вскрытой части пласта и приобщить ее к разработке. С целью создания условий дифференцированного воздействия целесообразно применять разобщители пластов, используя для этого метод одновременно-раздельной эксплуатации.

#### *4.3.5. Особенности обводнения пласта А<sup>\*</sup> Якушкинского месторождения, разрабатываемого при внутриконтурном заводнении*

Якушкинское месторождение расположено в северной части Самарской области. В тектоническом отношении поднятие приурочено к Серноводско-Шугуровскому валу Сокско-Шешминской группы структур второго порядка и представляет собой брахиантиклинальную складку, осложненную двумя куполовидными поднятиями с пологим северным и более крутым южным крыльями (рис. 4.16).

Залежь нефти пласта А<sub>1</sub> массивная, залегает на глубине 900—980 м. Коллекторами являются трещиноватые органогенные и оолитовые разности известняков с редкими прослоями доломитов. Значительное ухудшение коллекторских свойств отмечается в северном направлении. Пласт характеризуется высокой степенью геологической неоднородности.

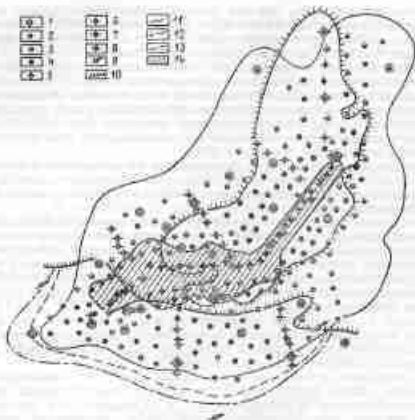


Рис. 4.16. Схема размещения скважин по пластам  $A_1$  и  $A_2$ . Динамическое истощение: 1—разведочные; 2—добывающие; 3—забитые; 4—добывающие на пласт  $A_1$ ; 5—добывающие на пласт  $A_2$ ; 6—нагнетательные на пласт  $A_1$ ; 7—нагнетательные на пласт  $A_2$ ; 8—нагнетательные, дающие нефть; 9—пьезометрические; 10—грозничная цепочка пласта  $A_1$ ; 11—начальный контур нефтеносности пласта  $A_1$ ; 12, 13—начальный внешний и внутренний контуры нефтеносности пласта  $A_2$ ; 14—зона заводнения пласта  $AA$

сти и разделяется на 4–5 самостоятельных пропластков. Нефтенасыщенные интервалы чередуются с плотными прослоями, представленными доломитизированными известняками.

Нефтяная часть пласта отделяется от водонасыщенной карбонатным прослоем, значительно уплотненным, толщина которого увеличивается к крыльям структуры (рис. 4.17). Гидродинамическая связь пласта с законтурной областью питания затруднена, что подтверждают данные динамики пластового давления и материалы, полученные при закачке воды в приконтурные скважины.

По технологической схеме, составленной Гипростокнефтью, намечалось разрабатывать наиболее продуктивные приподводящую и сводовую части, а остальную часть месторождения с меньшими нефтенасыщенными толщинами было решено временно законсервировать.

В начальный период разработка пласта проводилась в условиях упруго-замкнутого режима. На отдельных участках давление уменьшилось до давления насыщения, а в некоторых случаях стало ниже его. Дальнейший темп снижения давления замедлился, что связано с проявлением режима растворенного газа. Неравномерное снижение пластового давления по разным частям пласта свидетельствует о том, что связь между отдельными участками затруднена и давление перераспределялось по площади замедленно, чему способствовала также и повышенная вязкость нефти.

Несмотря на небольшие отборы нефти в первые годы разработки,

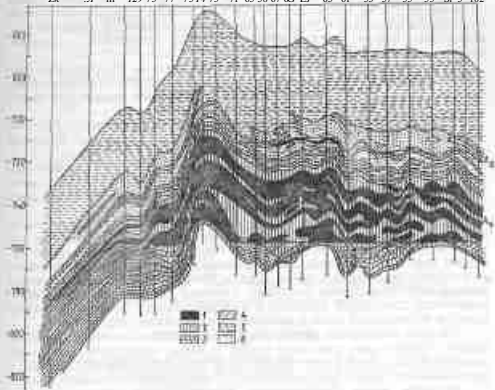


Рис. 4.17. Технологический профиль по продуктивным пластам  $A_2$  и  $A_3$  Пурчиконского месторождения: 1, 2, 3 — участки перфорационной, деформационной плетей и перфорационной колонны скважины; 4 — глины; 5, 6 — основной водоупор и экранирующий

пластовое давление снижалось высокими темпами — до 0,7 МПа в год. За 7 лет разработки при извлечении 2,9% начальных запасов нефти давление уменьшилось на 2,4 МПа.

Как было предусмотрено технологической схемой разработки, с 1961 г. в разрезающий сводовый ряд пласта  $A_4$  начата промышленная закачка воды. В первое время, несмотря на небольшие объемы нагнетаемой воды, темп падения давления резко замедлился и составил в среднем 0,13 МПа в год. На третий год заводнения давление возросло на 0,59 МПа. К этому времени годовая обеспеченность отбора жидкости в пластовых условиях закачкой достигла 92%, а с начала разработки она составила 48,5%.

В процессе разбуривания пласта  $P_4$  и изучения его геологического строения, а также доразведки залежей нефти пластов  $A_3$ ,  $B_2$  и  $B_1$  были получены дополнительные данные, позволившие в 1963 г. подсчитать запасы нефти и газа и составить проект разработки по всем продуктивным горизонтам. В результате подсчета оказалось, что запасы нефти в пласте  $A_2$  в 2 раза выше установленных по предварительным данным.

Для интенсификации добычи нефти и вовлечения в разработку крыльевых частей пласта проектом предусмотрено разрезание продуктивных пластов на 5 блоков при совместной закачке воды в пласты  $A_2$  и  $A_3$ .

Добываемые скважины были размещены в рядах; параллельных линиям нагнетания, по сетке 400 × 400 м (см. рис. 4.15).

Совместная разработка продуктивных пластов  $A_2$  и  $A_3$  является разнородной по литологическому составу пород (терригенными и карбонатными), также значительной разности в гидропроницаемости может быть эффективна только при поддержании пластичности давления и



при максимальной интенсификации добычи нефти из верхнего пласта Аз. В связи с этим в большинстве нагнетательных скважин оба пласта осваивались совместно. Однако вследствие значительного различия коллекторских свойств пород и низких давлений нагнетания основные объемы закачиваемой воды поступали в пласт А\*.

Таким образом, несмотря на внедрение системы поддержания пластового давления, в основном форсируется разработка центральной части пласта А<sub>з</sub>, из которой ошибается наибольшее количество нефти (90%).

При анализе разработки большой интерес представляет выяснение особенностей обводнения продуктивных пластов. Эти данные помогают определять полноту извлечения нефти.

Материалы анализа дали основание предполагать, что условия разработки пласта А<sub>з</sub>, представленного карбонатными коллекторами, мало чем отличаются от условий разработки литологически неоднородных терригенных пластов [28].

Для более детального изучения трещиноватости карбонатных пород на Якушкинском месторождении были проведены опытные работы по закачке трассирующих индикаторов в 2 нагнетательные скважины. Согласно полученным промысловым данным, закачиваемая вода проходит по наиболее проницаемой части пласта. Высокие скорости продвижения индикатора объясняются наличием системы обводненных в процессе разработки трещинных каналов, что обуславливает быстрое проскальзывание нагнетаемой воды в добывающие скважины [29].

На темп увеличения обводненности продукции скважин в основном влияют соотношение вязкостей нефти и воды, геолого-литологическая характеристика коллектора (слоистая и зональная неоднородность) и расстояние от добывающих скважин до осевого нагнетательного ряда.

Вязкость нефти Якушкинского месторождения сравнительно высокая, поэтому с момента появления, воды в добывающих скважинах обводненность по большинству из них быстро возрастает.

Разрезающий нагнетательный ряд скважин проходит по сводовой части структуры. Обводняются скважины от свода к крыльям, причем в северной части месторождения процесс вытеснения идет крайне медленно, что объясняется ухудшенными коллекторскими свойствами пласта в этой части структуры [30].

С 1963 по 1973 г. закачиваемая вода появилась в 85 скважинах. За период с 1967 по 1968 г. она достигла второго эксплуатационного ряда скважин. В 1970—1972 гг. в связи с ростом объемов закачиваемой воды и повышением давления нагнетания начали обводняться скважины третьего эксплуатационного ряда.

Наиболее интенсивный процесс обводнения добывающих скважин наблюдается в центральной части месторождения, в районе развитой трещиноватости и слоистой неоднородности пласта. В течение первых 2—3 мес с момента появления воды ее количество возросло до 20—30%.

Однако в случае увеличения объемов закачки с последующим резким снижением темп обводнения может сокращаться, несмотря на сохраняемые величины отбираемой жидкости. Такие явления отмечены и при разработке залежей, приуроченных к карбонатному пласту калиновской свиты Калиновского месторождения.

Для изучения особенностей обводнения скважин пласта А<sub>з</sub> Якушкинского месторождения, проанализирована динамика роста содержания воды по нескольким скважинам первого и второго эксплуатационного ряда (рис. 4.18). Характер их обводнения весьма различен. Скважины 83, 118, 122 и 176 в первый период разработки обводнялись сравнительно интенсивно, но затем, несмотря на сохранение величины отбираемой жидкости, содержание воды в извлекаемой продукции стало расти медленно, а в дальнейшем происходило его уменьшение.

Наибольшее снижение обводненности при сохранении величины отбираемой жидкости отмечено по скв. 176 — с 42 до 8% и по скв. US —

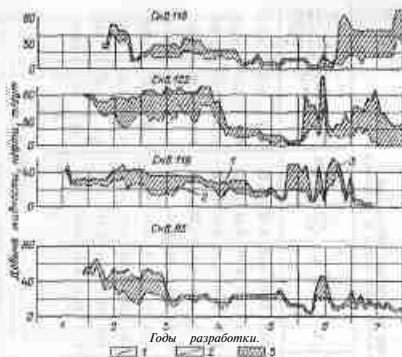


Рис. 4.18. Динамика обводненности добываемой воды скв. 118, 123, 116, 84 в период разработки месторождения Якушкинского месторождения. 1, 2, 3 — добычи жидкости, воды и нефти соответственно.

с 63 до 20%. Значительные колебания величины обводненности имеют место и по скв. 84 и 123.

Резкое увеличение процента воды произошло по скв. 123, расположенной вблизи двух нагнетательных скважин, объем закачанной воды в которые составил свыше 2,5 млн м<sup>3</sup>.

Уменьшение содержания воды в продукции скважин отмечалось и при разработке карбонатных (пласт А<sub>2</sub>) и герригенных (пласт Бв) коллекторов Покровского месторождения, когда объемы закачиваемой в пласт воды резко увеличивались (на 60–80%), а затем уменьшались. По отдельным скважинам обводненность уменьшалась с 30–50 до 5–10% при росте дебита жидкости со 100 до 130 т/сут. Эти изменения обводненности добываемой продукции в отдельных добывающих скважинах связаны с увеличением или уменьшением объемов воды, закачиваемой в нагнетательные скважины осевого разрезающего ряда.

Особенно значительные изменения в объемах закачиваемой в пласт воды как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения; отмечались по центральному участку Якушкинского месторождения. Это приводило к значительным изменениям пластовых давлений в зоне нагнетания и в зоне отбора, что в свою очередь позволяло вовлекать в разработку ранее не промытые более плотные нефтенасыщенные прослойки и пропластки.

В добывающих скважинах с аномальной динамикой обводнения, расположенных в сводовой части залежи, отмечены случаи выпадения гипса. На Якушкинском месторождении это явление связывается с высокой сульфатностью вод, поступающих с нефтью в скважины.

Из табл. 4.8 видно, что добывающие скважины пласта А<sub>2</sub> Якушкинского месторождения обводнялись в начальный период водными, отличными по своим химическим характеристикам от пластовых вод, и насыщенность их сульфатами кальция в отдельных скважинах достигала 1100 г/к<sup>3</sup>.

Степень насыщенности вод сульфатами кальция определялась

Испытание стержней с центром, методом растяжения. Состояние стержней в момент разрушения

№ стержня	Площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup>	Испытание стержня, мм/кг						Максимальная нагрузка, кг	R <sub>т</sub>	R <sub>с</sub>	R <sub>с</sub> /R <sub>т</sub>	R <sub>с</sub> /R <sub>т</sub> × 100	Среднее значение нагрузки, кг		
		l <sub>0</sub>	l <sub>1</sub>	l <sub>2</sub>	l <sub>3</sub>	l <sub>4</sub>	l <sub>5</sub>								
40	1050,0	1141,3	107,5	8,4	137,3	181,3	3000	76,4	22,4	0,29	0,80	2,28	4,12	3,1	4710*
41	1045,3	1013,4	107,7	10,1	165	220	3160	76,4	22,5	0,29	0,81	2,19	3,8	2,9	4203
46	1032	1201	102,4	11,1	136,3	166	3000	76,2	24,1	0,32	0,81	2,02	5,31	2,4	4500
111	103	100	119,3	14,2	130	146,3	4203	70,1	28,0	0,40	0,70	2,10	6,74	3,0	4021
127	1030,0	1112	117,0	11,0	167	197,5	3745	70,1	24,3	0,35	0,81	2,0	4,58	3,0	4611
128	1021	1113,3	116,3	10,7	163,8	202,7	366	68,8	22,1	0,32	0,80	1,9	14,01	3,8	467
129	102	1102	117,0	10,9	149,3	196	3190	71,1	27,1	0,38	0,79	1,9	9,89	2,9	465
174	105	1260	102,5	11,1	163,1	163,1	3000	70,8	22,8	0,33	0,80	2,0	4,4	3,0	465
174	103	1123	112,8	11,4	168,3	168,3	3778	70,7	22,4	0,32	0,82	2,0	9,02	3,2	468

\* Среднее значение нагрузки при разрушении стержня

al  
ii  
si  
is  
l

i!

по м-методике [31], основанной на экспериментальных данных по растворимости гипса в водных растворах солей и на теории активности.

Представляет интерес рассмотрение динамики насыщения сульфатами кальция вод, поступающих в добывающие скважины в процессе их обводнения (рис. 4.19). Как видно на примере скв. 86, 121, 124, значи-

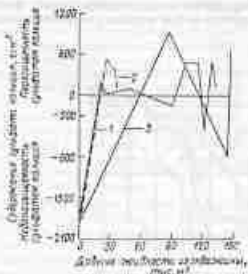


Рис. 4.19. Динамика насыщения водной фазы сульфатами кальция от обводнения: 1 — 124; 2 — 86; 3 — 121

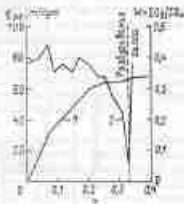


Рис. 4.20. Динамика добычи жидкости (1) и водонефтяного фактора П (2) для скв. 121 пласта А, Якуш-кинского месторождения

тельная перенасыщенность гипсом вод, поступающих в скважины на начальном этапе обводнения, резко снижалась в последующий период (например, в скв. 121 до  $891 \text{ г/м}^3$ ), а потом опять возрастала. Изменение насыщенности гипсом вод происходило при почти постоянных значениях плотности воды и содержания в ней хлоридов. Это убеждает в том, что описываемый процесс был обусловлен не только распреснением, но и в основном выпадением сульфатов кальция (гипса) из воды.

Характерно, что непрерывная потеря избытка (перенасыщенности) сульфатов кальция в объеме жидкости, добытой из скважин за период до двух лет, значительно превосходила объемы гипса, выпавшего в стволах скважин. В скв. 121 количество сульфатов кальция, выпавших из раствора за годовой период составило  $23 \text{ м}^3$ . Это почти в два раза превышает объем данной скважины при глубине ее 1024 м и диаметре добывающей колонны 127 мм. Однако в соседней скв. 120 при отложении в стволе осадков гипса в объеме менее  $1 \text{ м}^3$  добыча жидкости снизилась до минимума — от 65 до 2 т/сут.

Обращает внимание и тот факт, что после очистки скважины от выпавших осадков гипса добыча жидкости возрастает и достигает прежнего объема. Темп же обводнения скважин остается аномально низким. Это хорошо видно на примере скв. 121. На рис. 4.20 в качестве показателя интенсивности обводнения скважины принята характеристика водонефтяного фактора  $4^? = SQ_w/SQ_o$ , представляющая собой отношение отбора воды с начала обводнения,  $2Q_w$  к суммарному отбору нефти за данный период  $2(Q_o)$ ;  $t$  — относительное количество воды, прокачанное через пласт.

Таким образом, наблюдаемый рост избытка (перенасыщенность) сульфатов кальция в водах, поступающих с нефтью в скважины (см. рис. 4.19), и последующее снижение его, а также другие факты, приведенные выше, связаны, видимо, с процессами избирательного осаждения

гипса в трещиноватой части пласта. Это приводило к снижению обводненности скважин.

Не исключено, что на процессы снижения обводненности влияли факторы изменения направления фильтрационных потоков, что приводило к изменениям пластовых давлений (рис. 4.21). С изменением направления потоков жидкости в продуктивном горизонте изменяются давления по толщине. В зону дренирования подключались новые, более плотные нефтенасыщенные пропластки и тем самым увеличивался охват пласта заводнением.

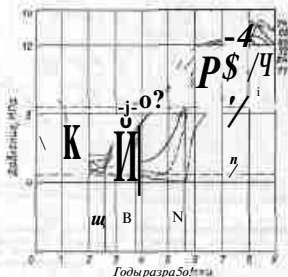


Рис. 4.21 Изменение пластового давления в скважинах Якушине: К — начальное давление насыщения; II, III, IV, V — начальные давления соответственно в скв. 66, 72; скв. 65; скв. 64, 74, 77

Нефтеотдача, как известно, зависит от многих факторов. На замещение нефти водой влияют физические свойства пласта (пористость, проницаемость, состав породы), а также физико-химические свойства флюидов — плотность, вязкость, поверхностное натяжение и т. д.

Как показал ряд исследователей [32], положение сформированного нагнетательными скважинами водо-нефтяного контакта близко к вертикальному. Закачиваемая внутрь контура нефтеносности вода вытесняет нефть фронтом, движущимся от зоны нагнетания к зоне отбора. По скважинам отмечается довольно высокий охват пласта заводнением на фронте вытеснения, хотя имеются по толщине и более (проницаемые интервалы, куда поступают основные объемы закачиваемой воды).

По пласту  $A_4$  определена зона заводнения по скважинам, в продукции которых появилась вода. Отношение суммарно закачанной в залежь воды к начальным геологическим запасам позволило определить с достаточной точностью коэффициент нефтеотдачи по заводненному участку. Он составил 0,34.

Исходя из того, что коэффициент вытеснения по пласту  $A_4$ , определенный по лабораторным данным, равен 0,6, коэффициент охвата в среднем по заводненной части составляет 0,56. Следует отметить, что значение коэффициента охвата для залежи пласта  $A_4$  довольно высокое, и предварительные данные позволяют считать запроектированную нефтеотдачу реальной.

Основная проблема увеличения конечной нефтеотдачи неоднород-

ных карбонатных коллекторов сводится к извлечению нефти из менее проницаемых пропластков и прослоев, т. е. к лучшему охвату их заводнением. Как следует из опыта разработки таких коллекторов, повысить нефтеотдачу неоднородных пластов без соответствующих технологических мероприятий практически невозможно. Предварительный анализ условий разработки карбонатного пласта А\* Якушкинского месторождения показывает, что избирательное осаждение гипса в наиболее проводимых для жидкости заводненных элементах пласта (трещинах) способствует более полному охвату его заводнением.

Учитывая сравнительно высокую эффективность циклического метода воздействия на залежь пласта А<sub>2</sub> Покровского месторождения [33], данный метод разработки можно использовать для повышения нефтеотдачи и на Якушкинском месторождении. Работы по циклическому воздействию следует начать после освоения высоконапорной системы заводнения, причем нет необходимости полностью прекращать закачку воды, а следует лишь уменьшить ее объем и регулировать ее по участкам, меняя тем самым не только величину давлений, но и направление движения фильтрационных потоков. Благодаря этому будет достигнуто дополнительное дренирование не только по толщине пласта, но и по площади месторождения.

Кроме внедрения, циклического метода воздействия на продуктивные залежи пластов А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub> для интенсификации разработки верейского горизонта необходимо применить метод одновременно-раздельной эксплуатации и одновременно-раздельной закачки воды при дифференцированном давлении. Это позволит значительно сократить общий период разработки объекта и улучшить технико-экономические показатели и эффективность разработки.

Важным мероприятием для интенсификации разработки продуктивных пластов и решения вопроса утилизации пластовой воды является возврат добываемой воды в пласт. Это тем более важно, что температура сточных вод после деэмульсации составляет 50—60° С, тогда как температура воды, закачиваемой в настоящее время в пласты с карстового озера в зимнее и в летнее время, не превышает 8—10° С.

#### 4.4. Начальная водонефтенасыщенность карбонатного пласта В<sub>1</sub> Сосновского месторождения

На Сосновском нефтяном месторождении, расположенном в северо-восточной части Самарской области, проведены работы с целью оценки начальной водонефтенасыщенности карбонатного пласта В<sub>1</sub> турнейского яруса прямым методом, т. е. по керну, отобранному на нефтяном растворе. Исследования проведены В. И. Колгановым [34]. Отбор керна проведен в специально пробуренных скв. 372 и 370 с помощью двойного колонкового набора ДКНУ-145/67 с алмазной бурголовкой; нефтяной раствор, использованный при выбурировании керна, представлял смесь дизельного мазута с содержанием воды 0,1% [35, 36]. Данные о выносе керна приведены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

Идентификационный номер скважины	-Si		Начальная водонефтенасыщенность, %	Вынос керна, т
	глубина, м	глубина, м		
332	1681	1731	1691,6—1711,8	ДЗ
370	1653	1687	1651,5—1696,0	69,5

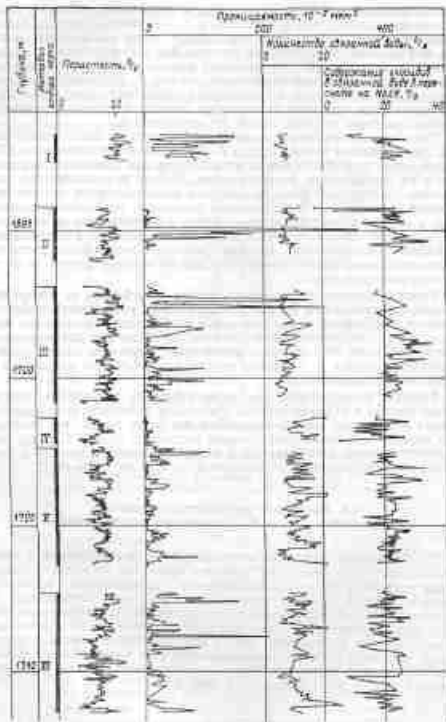


Рис. 4.22. Коллекторские свойства известняков горизонта В<sub>1</sub> в скв. 302 Сочинского месторождения по керну.

Для сохранения остаточной воды в породе образцы керна после извлечения на поверхность упаковывались в полиэтиленовые мешки и заливались расплавленной смесью парафина и канифоли.

При анализе в лаборатории из керна алмазным диском вырезались образцы прямоугольной формы, по которым последовательно определялись водонефтенасыщенность, проницаемость (в трех направлениях) и

пористость. Определение хлоридов в породе и ее химического состава проводили по соседним образцам. При обработке породы алмазным инструментом в качестве промывочной жидкости использовали безводное трансформаторное масло. Оптимальные скорости резания и расход промывочной жидкости, обеспечивающие минимальное перераспределение остаточной воды в зоне разрушения породы алмазным диском, подбирали опытным путем на основе замеров электрических сопротивлений целого керна и его составляющих.

Определение водонасыщенности образцов проводили в аппаратах ВН-2 увеличенной емкости и газометрическим (гидридкальциевым) методом, проницаемость — на установке ГК-5, пористость методом насыщения керосином, содержание хлора — по методу [34]. Более детально исследован керн из скв.332, по керну скв.370 анализы проводили выборочно.

По данным литолого-петрографических исследований, коллектор пласта В] сложен тонко- и мелкопористыми, участками мелкокавернозными и трещиноватыми известняками. Характеристика основных физических свойств пород и других показателей по результатам анализа керна из скв.332 приводится на рис. 4.22.

Пласт в интервале, представленном керном, литологически выдержан. Пористость  $m$  меняется от 7 до 25%, проницаемость  $K$  по отдельным образцам не более 0,350 мкм<sup>2</sup> в среднем 0,025 мкм<sup>2</sup> (табл. 4.10).

Таблица 4.10

Интервалы отбора керна, м	Пористость, %	Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент абсорбции	Содержание хлоридов, г/г осадка*	Коэффициент абсорбции	Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент абсорбции	Содержание хлоридов, г/г осадка*
1691,6—1693,2	20	20,0	0,011	0,061	17	6,6	10	21,5
1694,2—1696,9	21	16,8	0,030	0,030	21	8,9	21	23,7
1696,9—1701,3	22	17,4	0,032	0,032	20	8,1	21	24,3
•1701,3—1702,3	21	13,6	0,002	0,002	17	13,2	23	17,3
1702,3—1707,3	22	15,3	0,014	0,014	20	11,3	22	21,7
1707,3—1711,8	18	14,9	0,025	0,025	24	11,9	23	20,8
1691,6—1711,8	497	10,0	307	0,025	200	10,2*	220	21,0

\* С учетом гидратации остаточной воды 11,2%

Для коллектора с такой проницаемостью остаточная водонасыщенность  $a$  необычно низкая. Значения водонасыщенности для всей толщи изменяются от 5 до 26%, составляя в среднем 10,2% без учета и 11,1% с учетом минерализации воды. Начальная нефтенасыщенность  $a_1$  равная для рассматриваемой залежи I —  $a_1$ , составляет 89,8—88,9%.

Содержание хлора в остаточной воде высокое, примерно постоянно по всему разрезу. Если считать, что весь хлор в воде связан с натрием, то среднее содержание хлоридов составляет 21,8% или 250 г/л. При такой минерализации плотность остаточной воды должна составлять около 1160 кг/м<sup>3</sup>. Химический состав остаточной воды исследовался по результатам стандартных анализов водных вытяжек из 27 образцов, отобранных из верхней части пласта а скв. 370 (табл. 4.11).

Таблица 4.11

Вид	и-онный состав, % экв.						Средняя минерализация, мг-экв/лЮ г	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
	Or	Ca <sup>++</sup>	HCO <sup>-</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Na <sup>+</sup>		
Пластовая	49,8	0,17	0,03	5,64	2,17	41,20	726,9	1157
Остаточная	30,5	4,04	5,13	13,8	3,31	32,43	729,2	1160



Среднее содержание хлоридов по этим образцам (21,9%) совпадает с данными по СКБ. 332. По результатам водных вытяжек, остаточная (погребенная) вода по сравнению с пластовой (законтурной) характеризуется относительно пониженным содержанием хлора и натрия, повышенным — кальция, сульфатов и бикарбонатов. Повышенное содержание кальция и сульфатов, по-видимому, объясняется в какой-то мере растворимостью породы, однако общая минерализация остаточной и пластовой вод имеет один и тот же порядок.

По результатам анализа керн В. И. Колганов провел исследования по определению зависимости между различными параметрами я показателями [34].

Сравнение значений (среднее из двух замеров) проницаемости параллельно  $J_{C,}$  и перпендикулярно  $K,$  напластованию показало, что между ними имеется статистическая зависимость следующего вида:

$$\begin{aligned} \hat{J} &= 0,592 - 0,997^* \cdot K, \\ r &= 0,976, \quad n = 1,160, \end{aligned} \quad (4.1)$$

$r$  — коэффициент корреляции,  $n$  — объем выборки.

Судя по характеру связи между  $\hat{K}$  и  $K,$  исследованные породы в объеме образца стандартного размера можно считать практически изотропными.

Для карбонатов пласта В, характерно наличие достаточно тесной статистической связи между пористостью и проницаемостью (средней по замерам в трех направлениях), описываемой в полулогарифмических координатах следующим уравнением линейной регрессии:

$$\begin{aligned} m &= 12,9 + 3,7 \lg K, \\ r &= 0,817, \quad /r = 262. \end{aligned} \quad (4-2)$$

Особый интерес представляют зависимость количества остаточной воды в нефтяной части пласта от физических свойств пород, где в качестве корреляционного фактора рассматривается проницаемость. По данным анализа керн скв. 332 и 370 Сосновского месторождения между указанными величинами установлена связь (рис. 4.23), которая описывается зависимостью между  $a_w$  и  $\lg C$  гиперболического вида:

$$\begin{aligned} a_w &= (0,0735 + 0,0358 \lg C)^{-1}, \\ r &= -0,690, \quad \langle r = 262. \end{aligned} \quad (4.3)$$

Проницаемость как фактор, определяющий количество остаточной воды, имеет недостаток, выражающийся в том, что средняя величина

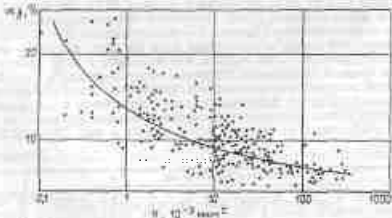


Рис. 4.23. Зависимость между остаточной водонасыщенностью  $a_w$  и проницаемостью  $K$  для пласта В, Сосновского месторождения по керну скв. 332 и 370. • отобранному по нефтяным растек

остаточной воды по сравнению с другими физическими свойствами пород определяется менее надежно. Кроме того, по анализам керна трудно судить, какая из средних — арифметическая, геометрическая или гармоническая — лучше соответствует фактической средней проницаемости пласта. Поэтому для практических целей более подходящей величиной является пористость, определяемая с большей точностью, чем проницаемость.

Для Сосновского месторождения статистическая связь между  $a_n$  и  $m$ , оказавшаяся более тесной, чем для  $a_n$  и  $igK$ , описывается следующим эмпирическим уравнением регрессии гиперболического вида:

$$a_n \sim I 2 m^{-1} \quad (4.4)$$

$$r = 0,766, r^2 = 362.$$

Данные в левой части графика на рис. 4.24, полученные по керну скв. 370, свидетельствуют, что для известняков пласта VI признаки нефтенасыщения наблюдаются до очень низких значений открытой пористости.

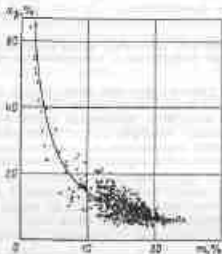


Рис. 4.24. Зависимость между остаточной водонасыщенностью  $a_n$  и удельной внутренней поверхностью  $S$  известняков VI Сосновского месторождения по керну скв. 332 и 370, отобранному во нефтенасыщенном состоянии.

Сопоставление значений остаточной водонасыщенности  $a_n$  и удельной внутренней поверхности на единицу объема пор приводит на рис. 4.25. Значения  $S$  рассчитывались по формуле, предложенной Ф. Н. Котиковым [37, 38]

$$S = \frac{2mR}{V_{жк}} \quad (4.5)$$

где  $R$  — относительное электрическое сопротивление породы при 100%-ом насыщении водой.

Статистическая зависимость между величинами  $a_n$  и  $S$  на рис. 4.25 описывается уравнением:

$$a_n = a_n^0 + ?S \quad (4.6)$$

где  $a_n^0 = 5,44 \cdot 10^{-2}$  и  $? = 2,97 \cdot 10^{-3}$  см.

Из уравнения следует, что остаточную воду в породе можно рассматривать состоящей из двух видов —  $a_n^0$ , которая не зависит от удельной поверхности, и  $?S$ , покрывающей внутреннюю поверхность пор в виде пленки с условной толщиной  $?S$ , составляющей в данной случае около 0,03 мк. В. Ф. Эгелгартом [39] толщина пленки для песчаников бентейм и валендис аналогичным методом получена на один—два порядка выше ( $?S = 0,36—1,2$  мк), однако в отличие от известняков Сосновского месторождения остаточная вода создавалась им искусственно в камере капиллярного давления.

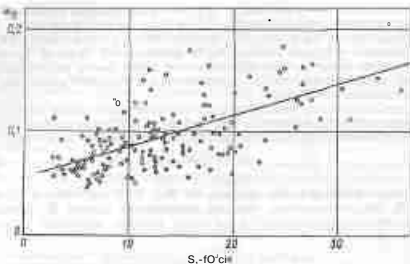


Рис. 4.12. Зависимость между остаточной пористостью  $a_r$  и толщиной пленки  $S$  известняков пласта В, Сосновского месторождения

С учетом характера связи между  $a_r$  и  $S$  к оценке величины  $X$  можно подойти несколько иначе. В математической статистике [40] при наличии элементов причинной связи между переменными величина  $r^2$  называемая коэффициентом детерминации, измеряет долю вариации зависимой переменной  $a_r$ , которая причинно обуславливается соответствующей долей вариации независимой переменной  $S$ .

Для известняков Сосновского месторождения  $r^2 = 0,4$ . Если на основе этого считать, что пленочная вода покрывает не всю внутреннюю поверхность пор, а только около 40% площади, то условная толщина пленки составляет 0,074 мк.

Сопоставление полученных результатов определения остаточной водонасыщенности пласта В] Сосновского месторождения прямым методом с аналогичными данными по другим месторождениям [37, 40] приводится в табл. 4.12, где видно, что для различных карбонатных

Таблица 4.12

Месторождение	Пл.,	График зависимости между остаточной пористостью известняков и толщиной пленки	Ссылка на литературу
Визард Лейк и Бонни Глен (Канада)	д <sub>3</sub>	$a_r = -66m^{-1} c$	[40]
Делорре (Канада)	Дз	$a_r = 100m^{-1} c$	То же
Делорре Вуденд (Канада)	Дз	$a_r = 150m^{-1} c$	
Форт Биг Вадди (Канада)	Дз	$a_r = 120m^{-1} c$	
Сосновское (Самарская обл.)	Ві	$a_r = 142m^{-1} c$	
Грачевское (Башкортостан)	Пермские	$a_r = 120m^{-1} c$	[38]
Редуктер (Канада)	Дз	$a_r = 220m^{-1} c$	[40]
Селлан (Канада)	Чарльз	$a_r = 180m^{-1} c$	

пластов статистическая связь между количеством остаточной воды и пористостью подчиняется одному и тому же гиперболическому закону. По-видимому, этот закон является общим для поровой емкости многих карбонатных коллекторов. Так, для рифогенных отложений Грачевского и известняков пласта Ві Сосновского месторождений получены практически одинаковые статистические зависимости.

Вместе с тем количество остаточной воды в разновозрастных пластах на различных месторождениях не всегда одинаково. По рифогенному коллектору пласта Да верхнего девона в центральной части провинции Альберта в Канаде остаточная водонасыщенность в среднем хорошо соответствует корреляционной зависимости  $a_b = 66m^{-1}$ , а на месторождении Редуотер для того же пласта зависимости  $a_e = 225m^{-1}$  [4].

Отсюда метод аналогии при обосновании начальной нефтенасыщенности для подсчета запасов нефти следует использовать с осторожностью. Необходимо, очевидно, проводить дальнейшие работы по отбору керн с применением нефтяных растворов из пластов с различной геолого-физической характеристикой.

Из данных табл. 4.12 следует также, что сравнительно низкое содержание остаточной воды в нефтяной части пласта В<sub>1</sub> Сосновского месторождения не является исключением. Большинство исследованных объектов на канадских месторождениях кроме пласта чарльз в миссисипских отложениях, представленного микрокристаллическими карбонатными породами, характеризуется еще более высокой начальной нефтенасыщенностью, чем пласт В<sub>1</sub>, и поэтому представления о том, что карбонатные коллекторы отличаются повышенным содержанием остаточной воды, не подтверждаются фактическими данными.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аширов К. Б. ... М. Недра, 1965.
2. Аширов К. Б. Трещиноватые коллекторы ... М. Недра, 1960.
3. Аширов К. Б. Условия формирования залежей нефти в карбонатных отложениях // Труды совещания «Проблемы нефтеносности карбонатных коллекторов» ... М. Недра, 1963.
4. Свищев М. Ф. Опыт разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах ... М. Недра, 1964, № 3.
5. Губанов А. И., Аширов К. Б. и др. Опыт разработки нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. ... М. Недра, 1961.
6. Югин Л. Г. Характеристика нефтенасыщенности карбонатных отложений по промыслово-геофизическим данным // Труды ... М. Недра, 1963.
7. Сургучев М. Л. Особенности разработки месторождений с карбонатными коллекторами // Труды ... М. Недра, 1963.
8. Ковалев В. С., Сургучев М. Л., Югин Л. Г. О подсчете запасов нефти в карбонатных продуктивных пластах // Труды Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам ... М. Недра, 1965.
9. Ковалев В. С., Громович В. А., Югин Л. Г. О характере неоднородности карбонатных пластов // Тр. ГипроБТОКнефти. — Вып. IX, 1965.
10. Колганов В. И., Югин Л. Г., Илларионова С. Я., Гаура В. Е. Исследование по геологии ГИЛЧЯ С, Мухатинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1970, № 2.
11. Сургучев М. Л., Сазонов Б. Ф., Колганов В. И. Эффективность ... М. Недра, 1965.
12. Сургучев М. Л. Методы контроля и регулировки работы неолитных пластов на примере нефтяных месторождений Куйбышевской области // Материалы Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам ... М. Недра, 1964.
13. Аширов К. Б., Гаура В. Е., Сафронов А. К. Геологическая характеристика нефтеносности и основы разработки доисторических залежей нефти Куйбышевской области // Тр. ГипроБТОКнефти. — Вып. XV. — М.: Недра, 1971.
14. Гаура В. Е. Состояние и перспективы разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам // Тр. ГипроБТОКнефти. — Вып. XII. — Куйбышевское книжное издательство, 1968.
15. Югин Л. Г. ... М. Недра, 1965.

17. Ковалев В. С., Громович В. А., Югин Л. Г. О характере неоднородности карбонатных пластов // Тр./Гшрэтипокифгн — Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
18. Ковалев В. С., Сургуев М. Л., Катеев В. М. Опыт разработки и прогноз показателси з^... Вып. XII — Куйбыш... 1969;
19. Аширов К. Б., Губанов А. И., Гусева Л. Н., Опурин Н. В. Опыт разработки залежи алмаз в Радийского месторождения // Тр./Геопр-остокдефт — Вып V — Ч. Гоер1)Т1\_щ;зт 1962
20. Каменецкий С. Т., Кузьмин В. М., Лысянский В. Г., Пилов А. А. Результаты гидродинамических исследований пластов и пластов Кулшоаского месторождения // УТС «Перепрелшелотное дело», 1967, № 2.
21. Аширов К. Б. Влияние кинематки на усложн., голдр^епия нефтяных залежей // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. Ш.— М.: Гостонтемадат, 1961.
22. Аширов К. Б., Данилова Н. И. О характере поуробенШИ вод нефтяных месторождения Среднего П: жилья /.\* Тр./Гд.фоносе: (кисф)-и.— Вып. XI.— М.: Недра, 1967.
23. Палий П. А., Лейбсон В. Г., Гавура В. Е. Использование данных глубинной о деолумср^о-роушш^ для решения пек:)ори.\ ючросев р.работки (на примере Куллоп^Ч:о мес^роАДСНия) \* Heibninij; хо:яис;по 1964, № 4.
24. Аширов К. Б., Ларина М. К. К вопросу о структурных закономерностях строения карбонатных коллекторов К> дешенелог; и Л>хел>кого месторождений // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
25. Гавура В. Е. К вопросу разработки карбонатного пласта А1 Алакаевского нефтяного месторождения // Тр. Гишювостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
26. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е., Лейбсон В. Г. Особенности разработки нефтяных пластов в связи с их неоднородностью // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XVIII.— М.: Недра, 1973.
27. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е. Эффективность разработки коллекторов нефтяных месторождений Хр^ашенского Поволжья.— Куйбышевский нефтяной институт, 1974.
28. Опурин Н. В. Пр^Д;шительсы< кплыл-ьт Л:люднешея \*ароол,ттого пласта А, Якушкинского месторождения // Тр/Гш-р.шч.тптефти.— Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
29. Аширов К. Б., Громович В. А. и др. Изучение трещиноватости карбонатного коллектора пласта Д\_6^пшф;:iСКШго яр^са Ч^., П1<ик й>го (М4^оЮ>ксия // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XI.— М.: Недра, 1967.
30. Аширов К. Б., Гавура В. Е., Кашавцев В. М. О динамике обводнения нефтяного пласта Д\_6^пшф;:iСКШго яр^са Якушкинского месторождения // Тр/Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
31. Зверев В. П. Гидрогеохимические последствия системы гипсы — подземные воды.— М.: НавКа, 1967.
32. Сазонов Б. Ф. Некоторые закономерности обводнения нефтяных пластов // Тр/Гипровостокнефти.— Вып. 9.— М.: Гостоптгаивдат, 1959.
33. Маслянец Ю. В. и др. Опыт циклического метода ешедействия на пласт А, Покровскот: месторождения // Н ГС «1 ктсирон.йх.:»К де \*», 1963, Д> 1.
34. Колганов В. И., Гавура В. Е. Начальная нефтенасыщенность карбонатного пласта В, на Госновском месторождении // Геология нефти и газа, 1971, № 1.
35. Далеянц С. М., Гавура В. Е., Тюрин И. П., Мазин М. П. Приемы разработки на нефтяной залежи для повышения эффективности добычи в Куйбышевской области // Нефтяное хозяйство, 1969, № 5.
36. Аширов К. Б., Ларина М. М. К вопросу о структурных закономерностях строения карбонатных коллекторов К> дешенелог; и Л>хел> месторождений // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. 9.— М.: Недра, 1965.
37. Котяхов Ф. И. Свойства и использование... Тр. / Г. / 1964.
- 38! Котяхов Ф. И., Кузьмин В. М. А. М. Использование метода использования зерна, отобранного из [пгс.-гкпо-плумлом рг^норе, для оценки коллекторских свойств пород // Тр./ВНИИ.— т. LIV.— М.: Недра, 1968.
39. Энгельгард В. Ф. Погребенная вода Б нефтеносных песках и песчаниках. IV Международный нефтяной конгресс «Геология нефтяных и газовых месторождений», т. 1.— Гостоптгаивдат 1968.
40. Buckles \*R. S. Correlating and Averaging Connate Water Saturation Data // The Journal of Sanai'a \* E' e runi Tech ncjlo'у Jun narv— A'arcSi 3965
41. Езекил М., Фокс К. А. Методы анализа коррекций и ул рессей.— М.: Ста- туплика, 1968.

## Раздел 5

### ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ВЫСОКОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ

Особенности разработки вышеуказанных пластов рассмотрим на примере нефтяных месторождений Самарской области, которые характеризуются разнообразным и сложным геологическим строением. Карбонатные коллекторы отличаются слоистой и зональной неоднородностью, прерывистостью, кавернозностью и трещиноватостью и сравнительно низкой проницаемостью. Большая их часть не имеет активной связи с законтурной зоной питания.

Основные параметры — проницаемость, пористость, нефтенасыщенность и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяются в одном и том же пласте в значительных пределах. Проницаемость варьирует от сотых долей до нескольких мкм<sup>2</sup>, однако более половины запасов нефти содержится в пластах с проницаемостью менее 0,200 мкм<sup>2</sup>. В широких пределах изменяется и пористость продуктивных пластов — от 6 до 26%.

Различная физико-геологическая характеристика коллекторов, изменчивость физико-химических свойств нефтей, крайне высокая литологическая неоднородность пластов затрудняют проектирование систем разработки.

Изучение геологического строения продуктивных горизонтов приобретает особое значение, так как для решения практически важных задач по определению числа разведочных, добывающих и нагнетательных скважин, расположению их по площади месторождения, для определения эффективности заводнения и охвата пластов воздействием по толщине необходимо иметь правильное представление о формах и типе пластов, их коллекторских свойствах, слоистой и зональной неоднородности, о связи продуктивных пластов с законтурной областью питания. Проектирование разработки с учетом этих основных особенностей дает возможность достигнуть максимальной нефтеотдачи при оптимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах.

Месторождения Самарской области приурочены к различным глубинам и коллекторам, что обуславливает значительное различие их геологического строения и условий промышленной разработки.

Большинство исследователей, изучающих месторождения Урало-Поволжья, отмечают высокую степень неоднородности терригенных и карбонатных коллекторов (табл. 5.1).

В понятие «неоднородность» иногда включаются параметры, характеризующие или изменение коллекторских свойств эффективных интервалов пласта, или изменение его литологии по всей толщине горизонта, включая и водонасыщенную часть.

Под геологической неоднородностью карбонатных пород следует понимать соотношение в объеме продуктивных пластов различных по литолого-физическим свойствам отложений, характеризующихся изменением коллекторских свойств и нефтенасыщенности как по площади, так и по разрезу. В этом случае неоднородность можно характеризовать коэффициентом расчлененности  $K_r$  (отношение суммы эффективных прослоев по скважинам к общему числу скважин), коэффициентом песчаности  $K_n$  для терригенных или гранулярности  $K_g$  для карбонатных коллекторов (отношение суммы эффективных толщин по скважинам к сумме общих толщин), коэффициентом литологической связности  $K_{лс}$  (отношение суммы площадей литологически связанных прослоев к общей площади пласта).

Терригенные пласты имеют коэффициенты расчлененности  $K_r$  до 8, коэффициент песчаности  $K_n$  до 0,2, то есть до 80% толщины пласта представлено непроницаемыми породами. Продуктивные пласты в тер-

Таблица 5.1

Сравнение коэффициента расчлененности и гетерогенности (песчаности) Карбонатных и терригенных коллекторов

Наименование	Пласт	$K_p$	$K_g$ ( $K_{gr}$ )	Гетерогенность	
				общая	структурная
<b>Терригенные коллекторы</b>					
Мухомовское	$C_2$	4,8	0,75	64—89	<b>3—44</b>
»	$D_1$	3,27	0,52	12—40	1—31
Зеленый Овраг	$B_2$	2	0,9	24	11,6
Яблоневый Овраг	$B_2$	1,5	0,94	13	5,6
Радвинское	$C_1$	5,1	0,62	13—36	8—14,7
Погоринское	$B_1$	2,6	0,64	7,7	4,2
Риндвинское (ср.)	$H_1$	2,5	0,67	—	—
Викановское	$D_1$	1,7	0,87	—	—
Сокосов Гора	$D_{11}$	7,8	0,62	—	—
Тушановское	$D_1$	1,9	0,82	—	—
»	$D_1$	1,5	0,94	—	—
Шиншинское	$D_1$	1,8	0,85	—	—
Жидовинское	$^1_1$	1,8	0,82	—	—
Остафьевское	XI	2,86	0,61	—	—
»	XVI	1,97	0,93	—	—
»	XXI	2,45	0,70	—	—
<b>Карбонатные коллекторы</b>					
Кулешиновское	$A_1$	5	0,73	10—11	6—10
Якушинское	$A_1$	4,1	0,55	42	23
Хвалынское	$A^*$	3,7	0,62	48	17
Сосогойское	$A_1$	2,7	0,73	5—33	8
Овшаевское	$A_1$	2,41	0,56	44	7
Алдановское	$A^<$	—	0,72	29	15,7
Погоринское	\	2,26	0,76	9—17	5,9
Валдинское	$A_1$	2,33	0,85	40	10
Калининское (Оренбургская обл.)	$A_2$	2,0	0,66	—	—
Дерюжевское	$^1_1$	4,9	0,74	24	<b>16,5</b>
Сосновское	$^1_1$	3,2	0,71	29	20,7
Ново-Александровское	$B_1$	—	0,52	32	7,1
Палдинское	$B_1$	6,2	0,49	—	—
Ташинское	$^1_1$	7,7	0,54	—	—

ригенных коллекторах Самарской области отличаются гораздо большей литологической неоднородностью, чем на месторождениях Татарстана, Башкортостана и Пермской области.

Коэффициент расчлененности  $K_p$  по Самарской области изменяется от 1,5 до 5, коэффициент песчаности  $K_g$  — от 0,2 (Мухомовское месторождение, пласт ДО до 0,94 (Яблоневый Овраг, пласт  $B_2$ ).

В терригенном разрезе проницаемые и плотные породы легко выделяются и коррелируются на основе материалов стандартного комплекса промыслово-геофизических исследований.

Иначе обстоит дело с карбонатными отложениями. Здесь, даже при использовании всего комплекса геофизических исследований, выделение плотных и проницаемых прослоев носит часто несколько условный характер. Это свидетельствует не только о специфических особенностях литологии карбонатных осадков, но и о высокой степени слоистой неоднородности карбонатных коллекторов.

Если коэффициент расчлененности  $K_p$  для терригенных коллекторов, равный 5, может быть признан высоким, то для карбонатных от-

ложещий эта величина является средней. Однако характеризующие неоднородность параметры являются среднестатистическими и в полной мере не раскрывают особенностей коллектора, не позволяют судить о степени расчлененности. В связи с этим необходимо увязывать их с показателями гидродинамической связности эффективных пропластков.

По наиболее крупным пластам, приуроченным к карбонатным отложениям, были определены коэффициенты расчлененности  $K^?$  и гранулярности  $K_p$ . Для сравнения в табл. 5.1 приведены величины  $K_p$  и  $X_p$  по терригенным и карбонатным коллекторам Самарской, Оренбургской областей и других районов страны. По величине коэффициента гранулярности все продуктивные пласты, представленные карбонатными породами, можно разделить на 4 группы: 0,51—0,6; 0,6—0,7; 0,7—0,8; 0,8—0,9. В терригенных коллекторах выделяют еще одну группу — более 0,9.

Для полноты изучения геологической неоднородности может быть использован и коэффициент действующей толщины  $K_{дл}$  (отношение работающей толщины, определенной расходомером-дебитомером, к общей перфорированной толщине пласта).

Небезынтересен и коэффициент величины запасов на 1 м эффективной толщины пласта. Важным параметром, характеризующим неоднородность, следует считать нефтеводонасыщенность и нефтегазонасыщенность, взаимосвязанные с литологией продуктивных коллекторов.

Неосомненно, что в определении по род-кол коллекторов и неколекторов по промыслово-геофизическим данным существует элемент условности, так как непроницаемые породы — это предел ухудшения коллекторских свойств.

Таким образом, неоднородность связана с изменчивостью эффективных нефтенасыщенных толщин и коллекторских свойств продуктивных частей пласта (пористости и проницаемости). Плотными (непроницаемыми) следует считать такие породы, которые не могут содержать промышленных скоплений нефти в связи с низкими значениями пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. В терригенных коллекторах это глины, глинистые алевролиты, плотные (сливные) песчаники; в карбонатных — плотные и глинистые разности.

Особо важное значение для проектирования разработки приобретает выделение плотных (непроницаемых) прослоев в пластах, представленных карбонатными породами. На месторождениях Самарской области величина запасов нефти в этих отложениях составляет 25% общих запасов.

При изучении в промысловой практике пород, слагающих продуктивный пласт, используются в основном материалы стандартного каротажа и радиокаротажа, что, естественно, не позволяет расчленить пласт на отдельные прослои и составить представление о его литологическом строении. В связи с этим для детального изучения литологии продуктивных горизонтов, неоднородности и расчлененности в последние годы стали широко применяться комплексные методы исследования, учитывающие данные промысловой геофизики и геологии, петрографии, физики пласта, подземной гидравлики, гидрогеологии, геохимии и др. Особое внимание при этом уделяется гидродинамическим исследованиям пластов и скважин, позволяющим определять зоны замещения и выклинивания продуктивных пластов и контролировать их текущую нефтенасыщенность [1, 2]. Для решения некоторых вопросов разработки, связанных с изучением геологической неоднородности, используются методы исследования глубинными расходомерами-дебитомерами, влагомерами, электротермометрами и метод фотокалориметрии нефтей [3, 4, 5]. Находит распространение гидропрослушивание скважин.

Комплексный подход к вопросам исследования литологического строения продуктивных пластов, изучения их слоистой и зональной



неоднородности позволяет решать задачи, связанные с промышленной разведкой и разработкой нефтяных пластов. На основании лабораторных анализов керн можно, например, получить представление о коллекторских свойствах продуктивного горизонта. Однако эти данные не могут быть исчерпывающими, поскольку вынос керн зачастую не превышает 50%, да и образцы керн дают только представление о пласте в месте пересечения скважиной нефтегазовидного пласта. Поэтому в последнее время для познания особенностей строения продуктивных пластов привлекаются новые методы промышленной геофизики и геологии и гляуоакватические методы исследования пластов и скважин.

Большое значение приобретают детальная корреляция разрезов скважин, позволяющая вести изучение литологически неоднородных терригенных и карбонатных пород и воспроизводить единую картину осадконакопления.

Рассматривая вопросы изучения геологического строения пласта, некоторые исследователи [6, 7] предлагают идти от общей корреляции, возможной при наличии редкой сетки разведочных скважин, к зональной, более детальной, которая может быть проведена при наличии геолого-промысловой информации, полученной в процессе эксплуатационного бурения.

Если при общей корреляции на основании изучения кернового материала в разрезе выделяются в основном маркирующие горизонты, то при зональной корреляции с использованием материалов главным образом промысловой геофизики выделяются интервалы, которые могут быть положены в основу при построении зональных карт. Эти карты дают довольно четкое представление о зональной неоднородности терригенных продуктивных пластов. Для карбонатных отложений построение таких карт практически невозможно в силу специфичности их строения.

Для более полного изучения неоднородности продуктивных горизонтов И. П. Чоловский [5] считает необходимым проводить послойную корреляцию путем построения корреляционных схем и сопоставления кавернограмм разрезов скважин. Без сомнения, послойная корреляция позволяет решать ряд вопросов, связанных с выделением зон замещения или выклинивания пропластков и прослов. Однако она не может дать полной пространственной картины строения продуктивного пласта. В связи с этим возникает необходимость выделить еще одну разновидность — объемную корреляцию, включающую в себя и общую, и зональную, и послойную корреляцию с привлечением всей информации, полученной по гидродинамическим, гидрогеологическим, физико-химическим методам исследования, и с использованием данных дебитометрии и высокоточной термометрии скважин.

Для изучения геологического строения ряда нефтяных месторождений были построены блок-схемы, для чего использовались геолого-промысловые, геофизические и гидродинамические материалы, полученные как в процессе эксплуатационного разбуривания, так и в процессе разработки продуктивных горизонтов [8]. При построении блок-схем привлекались данные об условиях осадконакопления, материалы общей, зональной и послойной корреляции разрезов скважин, обработки керн, промысловой геофизики, гидродинамические исследования пластов и скважин, дебитометрирование, геохимические и гидрогеологические данные.

Блок-диаграммы принято строить в перспективном плане в аксонометрическом изображении в трех плоскостях параллельных друг другу блоков земной коры, две боковые стенки которой представляют собой геологические разрезы, а верхняя — пластовую карту [9]. Методы координатной и прямоугольной проекции построения блок-диаграммы являются весьма трудоемкими.

С. А. Султановым [10] для изучения подъема ВНК по Бавлинскому месторождению впервые была предложена сравнительно несложная методика построения блок-диаграмм. По этой методике игнорируются классические формы пространственных построений, принятых в геометрическом черчении. Исходным материалом при составлении блок-диаграмм является план расположения скважин. От каждой из них протягивается вниз вертикальная линия, на которую наносятся геологические разрезы скважин в абсолютных отметках (лучше всего в масштабе 1:200). Все остальные построения проводятся аналогично построению геологических профилей. В отличие от блок-диаграмм, составленных по законам аксонометрии, эти построения правильнее всего назвать блок-схемами. С помощью таких блок-схем проводить изучение слоистой и зональной неоднородности продуктивных пластов особенно удобно. Они позволяют решать многочисленные вопросы, связанные с изучением выработанности пластов, подъемом ВНК и продвижением фронта закачиваемой воды.

По методике С. А. Султанова построена блок-схема пласта А4 Алакаевского месторождения, характеризующегося запечатанностью в подошве на западной части структуры [11]. Пласт обладает слоистой неоднородностью и расчлененностью по толщине и простиранию. Хорошо проницаемые и трещиноватые известняки чередуются с плотными прослоями доломитов и доломитизированных известняков, прослеживаются почти по всей площади месторождения. Количество плотных прослоев увеличивается от свода к перифериям и крыльям, достигая по отдельным скважинам 5—7 (рис. 5.1). Рис. 5.1 представляет степень выработанности пласта А\* во времени.

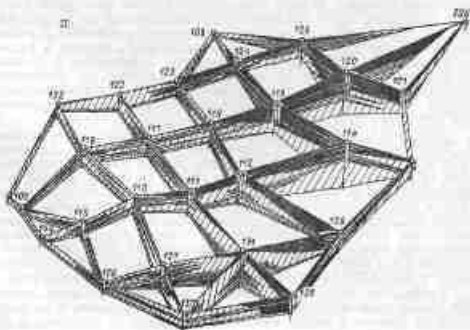
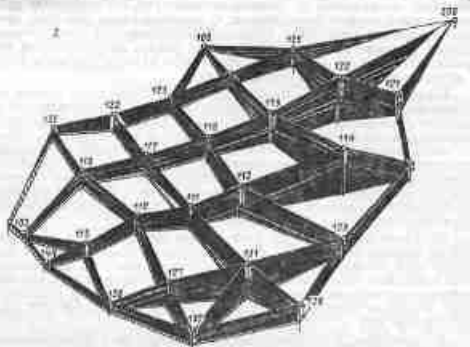
На блок-схеме пласта А<sub>4</sub> Алакаевского месторождения, построенной по данным 28 скважин, показан запечатывающий залежь с подошвы слой вторичного кальцита и вязкого битума. Наличие такого слоя в западной части месторождения подтверждается геофизическими материалами, керном, данными разработки и промысловых исследований. Восточная граница слоя условно проводится через экв. 128, 131, 112, 119, 124, 106.

К сожалению, в практике поисковой, разведочной и промысловой геологии мало используются объемные построения—блок-диаграммы и блок-схемы нефтяных пластов, хотя ценность и необходимость таких построений очевидна. В ходе разведочного бурения блок-схемы помогают определять места заложения отдельных скважин на малоизученных участках, блоках или куполах неоконтуренных нефтяных и нефтегазовых месторождений. В ходе эксплуатационного бурения и разработки, наращивая промыслово-геологическую информацию о пластах по блок-диаграммам или блок-схемам можно следить за динамикой вытеснения нефти из пласта за распространением отдельных непроницаемых прослоев в его объеме. Блок-схемы могут быть использованы при построении карт распространения эффективных прослоев.

Блок-схемы, построенные по продуктивным карбонатным пластам А<sub>4</sub> Козловского, Хилковского, Алакаевского, по пластам В<sub>1</sub> Дерюжевского и Сосновского месторождений (рис. 5.2, 5.3, 5.4), по трем позициям во времени 15—20 лет позволили изучить слоистую и зональную неоднородность, литологическую связность отдельных высокопроницаемых и плотных прослоев, определить застойные и тупиковые зоны. Кроме того, на основании этих построений были намечены новые очаги заводнения, возвраты на вышележащие горизонты и дополнительная перфорация неработающих интервалов пласта. Эти построения использовались и при выборе объектов для одновременной раздельной эксплуатации, а при дифференцированной закачке воды в два и более пласта.

Кроме того, блок-схемы позволяли изучать направление движения фильтрационных потоков жидкости в пласте и намечать их изменение во времени с целью вовлечения в разработку застойных и ту-

пиковых зон. Однако геологическую неоднородность пласта нельзя изучать только путем геологических построений, сопоставляя результаты промыслово-геофизических исследований по площади и по разрезу. Необходимо использовать также корреляционные схемы, профильные литологические разрезы, карты распространения коллекторов, зональные карты и карты удельных запасов. Наряду с этим требуется самое широкое использование всех материалов гидродинамических исследований пластов и скважин, материалов гидрогеологии и физико-химических данных.



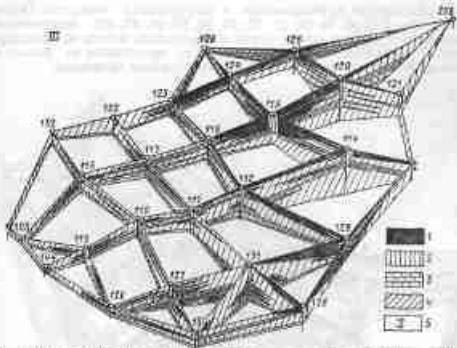


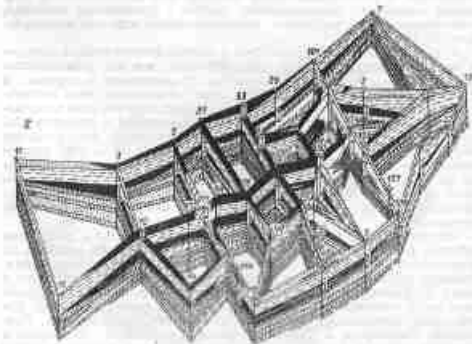
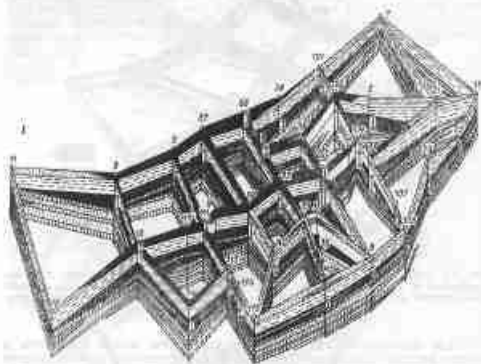
Рис. 2.1. Плоскости пласта А, Адакентского месторождения на различных этапах исследования: 1, 11, 111) 1 — известняк мелкозернистый; 2 — известняковый песок; 3 — известняк плитный; 4 — известняк мелкозернистый ополоченый; 5 — интервал верховой воды.

Для познания геологической неоднородности нужно применять и другие методы, позволяющие изучать количественные закономерности строения продуктивных пластов. Ряд исследователей считает, что эффективными методами, раскрывающими количественный характер неоднородности по проницаемости пластов, являются вероятностно-статистические. В гидродинамических расчетах при проектировании разработки нефтяных месторождений широко применяется методика, позволяющая достаточно полно охарактеризовать этот вид неоднородности [12, 13, 14, 15].

В этой связи нельзя согласиться с крайне категоричными выводами отдельных исследователей, утверждающих, что все геологические построения создают лишь «субъективное представление о строении и свойствах изучаемого объекта» [1.6]. Говоря о том, что чисто геологический путь изучения неоднородности нефтяных пластов есть по существу путь простой регистрации данных, получаемых в процессе разведки или разработки залежей, автор явно игнорирует все остальные методы исследований, которые в комплексе с геологическими построениями позволяют оперативно решать многочисленные производственные задачи, связанные с разведкой и разработкой продуктивных залежей. Да и нельзя отрывать геологические построения от всего арсенала средств, используемых в настоящее время при изучении нефтяных месторождений.

Нефтяные залежи в Самарской области приурочены к различным глубинам и коллекторам, что обуславливает значительное различие их геологического строения и особенности промышленной разработки. Наиболее крупные залежи в карбонатных коллекторах приурочены к пласту А<sub>2</sub> башкирского яруса среднего карбона и пласту В<sub>1</sub> турнейского яруса нижнего карбона, которые лучше всего изучены на Кулешовском, Хилковском, Орлянском, Козловском, Якушкинском, Покровском, Сосновском и Дерюжевском месторождениях. Особенности залегания нефти и разработки этих месторождений изучались геоло-

гами объединения Куйбышевнефть и сотрудниками института Гипростокнефть [17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28]. Наибольший интерес представляет залежь нефти в известняках пласта  $A_2$  башкирского яруса Кулешовского месторождения, крупнейшая не только в Самарской области, но и во всей Урало-Волжской провинции.



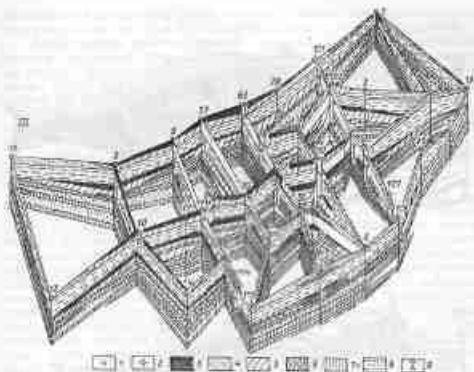


Рис. 5.2. Блок-схема пластов  $A_1$  и  $A_2$  Кулешовского месторождения на основании данных геологического изучения (I, II, III); 1, 2 — скважины соответственно забивавшие, перфорированные; 3, 4, 5 — песчаник соответственно нефтенасыщенный, уплотненный и уплотняющийся, проницаемый; 6 — уплотняющийся прослой; 7 — прослой из глины; 8 — интервал перфорации (3, 5 — также и известняк и доломитовый доломитизированный и доломитизированный); 9 — доломитизированный доломитизированный и доломитизированный. Екый пр. (1952 г.)

По данным обработки промыслово-геофизического материала, анализа керна и результатов опробования, к уплотненным (непроницаемым) прослоям в пласте  $A_1$  Кулешовского месторождения отнесены участки с пористостью 5% и нефтенасыщенностью 69%, к эффективным — части пласта, имеющие пористость 19%, нефтенасыщенность 88%. Несомненно, пределы пористости и нефтенасыщенности различных прослоев имеют свои конкретные значения.

При анализе керна установлено, что доля «непроницаемых\* пород в объеме нефтяной части пласта  $A_1$  на Кулешовском, Якушкинском и Покровском месторождениях соответственно составляет 14, 15 и 6,5% [29]. В то же время объем уплотненных прослоев в пласте  $A_1$  Кулешовского месторождения по геофизическим данным равен 27,4%, — почти в 2 раза больше, чем по керну; по Якушкинскому месторождению — 40% по геофизическим данным и 15% по керну. Так как доля непроницаемых пород установлена на достаточно представительном кернавом материале, различие в конечных величинах между прямыми (керновыми) и косвенными (геофизическими) определениями характеризует не только высокую степень изменчивости коллекторских свойств, но и некоторую условность в выделении проницаемых частей.

Опыт промышленной разработки показывает, что уплотненные прослой, если они не разбиты вертикальными трещинами, с одной стороны, могут препятствовать образованию «конусов» обводнения, с другой — способствуют послойному обводнению, иногда формируя «языки» обводнения. Кроме того, они влияют на образование застойных и тупиковых зон, не охваченных вытеснением. В связи с этим знание характера геологического строения продуктивного горизонта и

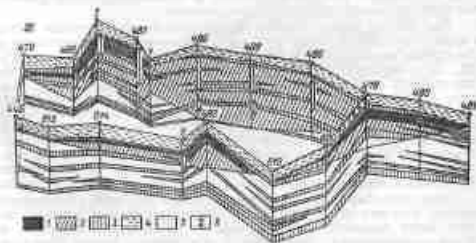
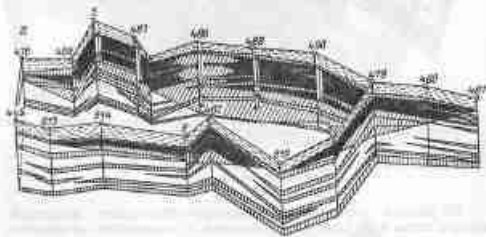
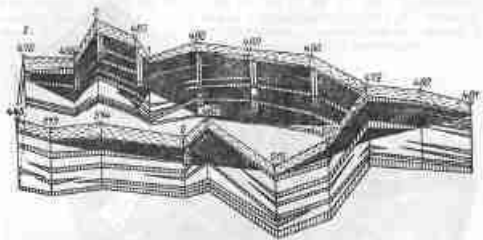


Рис. 3.3. План-схема выдела А. Динамометри интерпретированная на различные даты исследования (I, II, III); 1, 2, 3 — известняк нефтенасыщенный?, лопытый, пористый (соответственно); 4 — глина; 5 — известняк водонасыщенный; 6 — интервал карбоната

особенностей вытеснения нефти позволяет решать вопросы регулирования разработки на III и IV, заключительной, стадиях разработки.

Исследование закономерностей распределения пропластков по разрезу показывает, что коллекторские свойства ухудшаются к подошве пласта. Это подтверждается данными по Сосновскому, Дерюжевскому, Орлянскому, Якушкинскому, Алакаевскому и другим месторождениям [8, 29].

Исследованиями кернa установлена высокая степень трещиноватости карбонатных коллекторов — специфический признак их неоднородности.

Известно, что в связи с особенностями строения карбонатного коллектора прямое (по керну) определение характера трещиноватости весьма затруднительно. Так, при сопоставлении проницаемости пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения, определенной по промысловым данным, отмечается значительное расхождение с аналогичными определениями по керну. Предположение, что чем выше уровень этих расхождений, тем выше трещиноватость коллектора, позволило выделить зоны трещиноватости. Наличие этих зон подтверждается опытом разработки залежи пласта  $A_4$ . К сожалению, нельзя провести аналогичного сопоставления для выделения трещиноватых зон по другим месторождениям в связи с низким выносом кернового материала. Однако ряд зон трещиноватости, правда, с меньшей точностью, выделяется на Алакаевском, Якушкинском, Хилковском и других месторождениях. Проблема определения влияния неоднородности коллекторов на разработку нефтяных месторождений требует решения вопроса об увеличении выноса кернa из поисковых и разведочных скважин. Следует считать обязательным отбор кернa из продуктивных интервалов в отдельных добывающих скважинах, расположенных на малоизученных участках, и в каждой нагнетательной скважине.

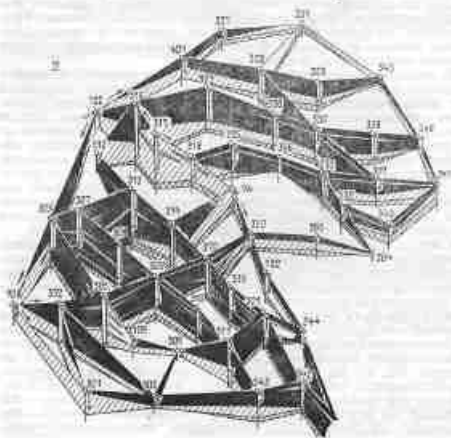
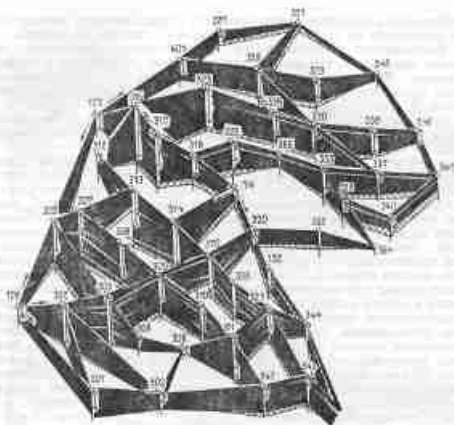
Для обоснования оптимальных методов разработки нефтяных месторождений первостепенное значение имеет детальное изучение петрофизических характеристик продуктивных пластов в пределах отдельных скважин и площадей. В этом отношении несомненно важными являются геофизические методы.

В настоящее время геофизические методы исследований позволяют определять наиболее существенные для проектирования разработки виды неоднородности, например неоднородность по литологии, пористости, нефтенасыщенности, структуре порового пространства. Однако чрезвычайно важный параметр неоднородности по проницаемости до сих пор практически не определяется. В то же время недостаточно эффективно используется информация о неоднородности по литологии, пористости, нефтеводонасыщенности и структуре порового пространства. Если при проведении разведочных работ достаточно иметь статистически усредненные данные, то для подсчета запасов и проектирования разработки необходимо детально знать характер неоднородности по блокам, участкам и даже по отдельным скважинам.

**Т**е. следует отметить, что вопросы определения минимальной толщины отдельных нефтенасыщенных и уплотненных прослоев в толще продуктивного горизонта ДО сих пор не решены. Поэтому необходимо стремиться к получению геофизической информации методами с большой разрешающей способностью по вертикали и с различными диапазонами глубинности по горизонтали. К таким методам исследования относятся: электрические с фокусировкой, акустические и нейтронные.

Значительные возможности для изучения характера трещиноватости карбонатных коллекторов имеет метод закачки трассирующего индикатора [30, 31, 32, 33]. Исследования этим методом показывают, что протяженность трещин на различных месторождениях различна. На одних она сравнительно невелика ( $A_4$  — Покровское, кунгур — Яблоневское), на других значительна ( $A^*$  — Алакаевское, кунгур — Мухановское). На Покровском и Яблоневском месторождениях отме-





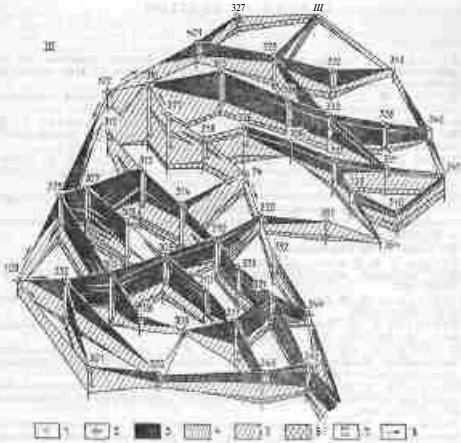


Рис. 5.4. Блок-схема пласта В, Сосновского месторождения на различных этапах исследования (I, II, III) 1—2—суперинтенсивные, нагнетательные; 3, 4, 5—слабые, интенсивные, избыточные и недостаточные, проницаемые; 6—запечатывающий прослой; 7—интервал перфорации; 8—направление линий тока

чается равномерное продвижение фронта заводнения, на Алакаевском и Мухановском — внедрение узких «язычков» закачиваемой в продуктивный пласт воды.

Проблема влияния геологической неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений весьма широка и должна рассматриваться в связи со многими геолого-физическими факторами. Данные о характере расчлененности пласта необходимо увязывать с результатами гидродинамических и других видов геолого-промысловых исследований (расходомеры, дебитомеры и др.). Известны случаи, когда пласты, имеющие равные коэффициенты расчлененности, существенно отличаются по степени гидродинамической связности отдельных прослоев (Покровское месторождение, пласт Б<sub>2</sub> и Ромашкинское месторождение, пласт Д).

Блок-схемы, построенные на основе геологических и промыслово-геофизических материалов, а в дальнейшем с привлечением данных гидродинамических исследований (материалов по выработке запасов), позволяют детально изучать геологическую неоднородность пластов, вести оперативный контроль за разработкой нефтяных месторождений и намечать мероприятия по совершенствованию системы разработки.

1. Суслов В. А. Определение **нефтенасыщенности** и фазовых соотношений по данным гидродинамических исследований пластов и скважин // ИТС ВНИИ по добыче нефти, № 23.— М.: Гостоптехиздат, 1963.
2. Яковлев В. П. Гидрогеологическая разведка нефтяных и газовых горизонтов.— М.: Гостоптехиздат, 1953.
3. Аширов К. Б., Сафронов А. В., Гавура В. Е., Черченко Г. Б. Влияние структурных особенностей на пластовую текучесть и условия залегания нефти // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
4. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е., Лейбсон В. Г. Особенности разрабатываемых пластов в связи с их неоднородностью // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XVIII.— М.: Недра, 1973.
5. Чоловский И. П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1966.
6. Жданов М. А., Карцев А. А. Нефтепромысловая геология и гидрогеология.— М.: Гостоптехиздат, 1958.
7. Жданов М. А. Нефтепромысловая геология.— М.: Гостоптехиздат, 1962.
8. Гавура В. Е. К вопросу разработки карбонатной залежи пласта А<sub>1</sub> Алакаевского нефтяного месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
9. Максимов М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений.— М.: Недра, 1965.
10. Султанов С. А. Составление блок-диаграммы геологических разрезов скважин // Тр./ТатНИИ.— Вып. 2, 1960.
11. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е. Эффективность разработки литологически неоднородных коллекторов Егфянских МУСТШЛ'ДОНГИ Кудбышского Поволжья.— Куйбышев: Куйбышевское книж. изд-во, 1974.
12. Баишев Б. Т. Функции **распределения проницаемости** и учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяных месторождений // Тр./ВНИИ.— Вып. XXVIII, 1960.
13. Баишев Б. Т. Влияние неоднородности продуктивных пластов на показатели эксплуатации нефтяных скважин // II кн. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений.— М.: Гостоптехиздат, 1963.
14. Борисов Ю. П. Учет неоднородности пласта при проектировании разработки нефтяной залежи // Тр./ВНИИ.— Вып. XXI.— М.: Гостоптехиздат, 1959.
15. Дементьев Л. Ф. Применение математической статистики и теории вероятности к оценке результатов разведки // Тр./ВНИИ.— Вып. XXIII.— М.: Гостоптехиздат, 1960.
16. Дементьев Л. Ф. О понятии «геологическая неоднородность продуктивных пластов» и методах ее изучения // Тр./Пермский филиал Гипровостокнефти.— Вып. 1.— Пермское книж. изд-во, 1965.
17. Аширов К. В., Губанов А. И., Гусева Л. Н. и др. Геологическое строение и технико-экономические основы разработки Алакаевского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. V.— М.: Гостоптехиздат, 1962.
18. Аширов К. В., Громович В. А., Югин Л. Г. Геологическое строение и нефтеносность КВИЛП;ского месторождения // Тр./Пфадистокнефти.— Вып. V.— М.: Гостоптехиздат, 1962.
19. Аширов К. В., Губанов А. И., Ханин И. Л. и др. Условия разработки Кулешовского месторождения // Геология нефти и газа, 1963, № 10.
20. Аширов К. В., Гавура В. Б., Кашаевцев В. М. О динамике обводнения и нефтеотдаче пласта А<sub>1</sub> Якушкинского нефтяного месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
21. Аширов К. Б., Сафронов А. В., Гавура В. Е. и др. Влияние внутрипластовой неоднородности на пластовую текучесть и условия залегания нефти // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
22. Быков В. Н., Алтынцев Т. Г. Применение фотокалориметрии нефтей для решения некоторых южнопромысловых задач на месторождениях Пермской области // Тр./Пермского филиала Гипровостокнефти.— Вып. 1.— Пермское книж. изд-во, 1965.
23. Гавура В. Е. Состояние и перспективы разработки нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XII.— Куйбышевское книж. изд-во, 1968.
24. Гавура В. Е., Дробинский Л. Г., Зайцев Ю. В. и др. Опытное проектирование разработки Пермского месторождения с применением фотокалориметрии // Нефтяное хозяйство, 1973, № 8.



Раздел 6  
ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ  
И РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТА С<sub>1</sub>  
МУХАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ДЕВОНСКИХ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

6.1. Особенности геологического строения  
и разработки залежи нефти пласта С<sub>1</sub>  
Мухановского месторождения

Залежь нефти пласта Q бобриков' (отд. 1-34!! E), общ. и, крупней-  
ших и Урало-Поволжье, платформенного типа, возмозофитных, вскрыты боль-  
шим количеством скважин, пробуренных для разработки I и II объекта  
нижнего карбона и девонских отложений.

Расчленяющие пласт прослои плотных пород расположены в его  
разрезе хаотично, редко прослеживаются на значительных расстояниях,  
чаще выклиниваются от скважины к скважине (рис. 6.1, 6.2).

Пласт С<sub>1</sub> Мухановского месторождения по объему полученной ин-  
формации о характере обводнения коллектора в процессе разработки

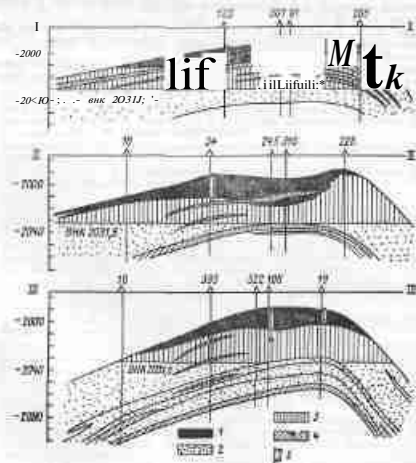


Рис. 6.1. Стратиграфические структурно-динамические профили обводнения по скважинам  
пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения: 1, 2, 3 — песчаники, известняки, доломиты и известняки; 4 — глины, охваченный заводнением; 5 — интервал перфорации.

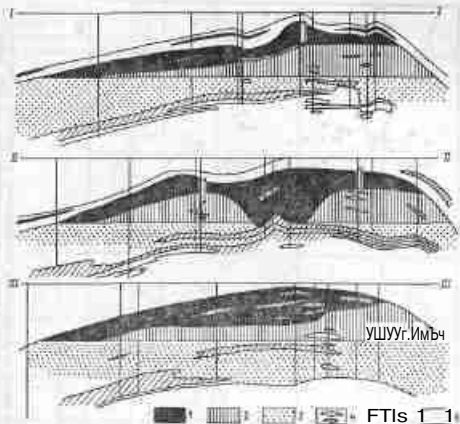


Рис. 6.2. Симметричная предина Шивинина пласта С<sub>1</sub>: 1 — нефтенасыщенный песчаник; 2 — нефтенасыщенный песчаник; 3 — нефтенасыщенный песчаник; 4 — нефтенасыщенный песчаник; 5 — нефтенасыщенный песчаник; 6 — нефтенасыщенный песчаник

является, пожалуй, одним из уникальных в мире и поэтому представляет большой интерес как объект промысловых исследований нефтегазодачи [1,2,3].

Пласт С<sub>1</sub>, являющийся аналогом пласта Б<sub>2</sub> за пределами Камско-Казаньской впадины, относится к газоненасыщенному газобону и представляет мощный пачкой песчаников с прослоями алевролитов и глин.

Общая и эффективная А<sub>1</sub> толщины пласта незначительны по площади месторождения в значительных пределах, однако эти параметры различаются нормальным закону распределения случайных величин с параметрами  $\bar{h}_1 = 59,2$  м,  $\bar{h}_2 = 48,7$  м,  $\sigma_1 = \sigma_2 = 8,75$  м.

Расчлененность пласта С<sub>1</sub> глинистыми прослоями характеризуется следующими показателями: коэффициент расчлененности — 48; коэффициент песчаности — 0,75; средняя толщина одного эффективного прослоя — 9,2 м.

К подошве пласта количество глинистых прослоев увеличивается. Толщина их от 1 до 5 м. Прослои лизовидные, выклинивающиеся, степень литологической связности их высокая.

Мухановская структура по кровле пласта С<sub>1</sub> представляет собой узкую ассиметричную антиклиналь широтного простирания с более крутым северным (5—7°) и пологим южным (1—2°) крыльями, залежь бориковского горизонта в плане имеет сильно вытянутую полосообразную форму.

Пласт С<sub>1</sub> оказался нефтенасыщенным только в верхней части, и поэтому залежь на начало разработки почти всюду подстилалась подшошвенной водой (см. рис. 6.1).

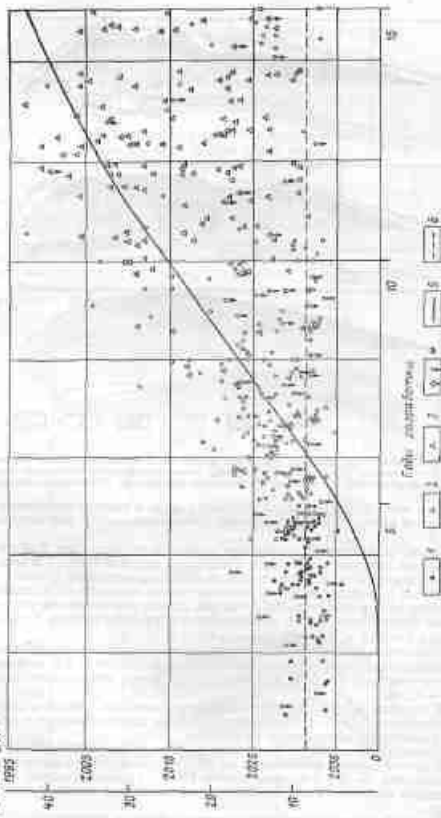
$\Delta r, \theta_{\text{в}}, H \text{ км/ч}$ 


Рис. 11. Векторы скорости ВЕК в точке измерения по каналу С. Мышкетеры исследованы в течение периода: 1 — январь, 2 — февраль, 3 — март, 4 — апрель, 5 — май, 6 — июнь, 7 — июль, 8 — август, 9 — сентябрь, 10 — октябрь, 11 — ноябрь, 12 — декабрь, 13 — январь, 14 — февраль, 15 — март. Мышкетеры исследованы в течение периода: 1 — январь, 2 — февраль, 3 — март, 4 — апрель, 5 — май, 6 — июнь, 7 — июль, 8 — август, 9 — сентябрь, 10 — октябрь, 11 — ноябрь, 12 — декабрь, 13 — январь, 14 — февраль, 15 — март.

Положение начального ВНК определено по электрометрическим данным в 77 скважинах, пробуренных в 1952—1956 гг. (рис. 6.3). Распределение отметок начального ВНК в целом по пласту подчиняется нормальному закону с параметрами  $h_{нк} = -2031,5$  м и  $\sigma_{нк} = 1,68$  м (рис. 6.4). На основе этого положения водо-нефтяного раздела в пласте на начало разработки можно считать горизонтальным [4].

Песчаники пласта Q характеризуются сравнительно высокими коллекторскими свойствами (табл. 6.1).

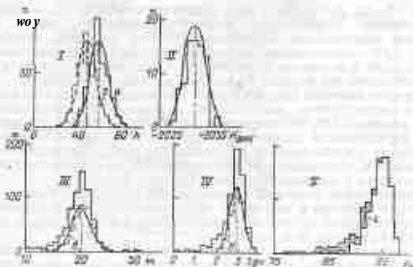


Рис. 6.4. Гистограммы распределения начальной отметки водо-нефтяного раздела для пласта С, Мухомовского месторождения: I — глинисты; II — абразивные песчаники; III — пористые; IV — пористые; V — пористые нефтенасыщенные п. м. Г — общая эффективная толщина; а — по керну из нефтяной части пласта; б — рассчитанная для процесса коллектора, выходящего от начальной ВНК на протяжении пласта III м

Таблица 6.1

Краткая геолого-физическая характеристика пласта С, Мухомовского месторождения

Пок. свойства	Значение, вычисленное по результатам исследований	Усредненное по скважинам
Средняя толщина, м	—	59,2
Эффективная толщина, м	—	48,7
<b>о ВНК, м</b>		
Коэффициент пористости	0,200	0,211
Проницаемость, $\text{мкм}^2$	—	1,000
Коэффициент пористости	0,800	<b>0,946</b>
Вязкость нефти "в" стандартных условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	—	2,7
Вязкость пластовой воды, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	—	1,0
Отношение вязкостей нефти и воды	—	2,7
Плотность нефти и пластовой воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	844	841
Объемный коэффициент нефти	1,102	<b>1,093</b>
Начальная вязкость нефти, $\text{МПа}\cdot\text{с}$	—	2,7
Температура пласта, $^{\circ}\text{C}$	—	46,5
Плотность пластовой воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	—	1,118
Коэффициент температурного расширения	—	0,72
Коэффициент температурного расширения нефтиотдачи	0,70	0,63
Коэффициент температурного расширения объема пор	0,560	0,596



Коэффициент начальной нефтенасыщенности при первоначальном подсчете запасов нефти был принят условно равным 0,80. В. И. Колгановым, Л. Г. Югиным и С. Я. Илларионовой [5, 6] количество связанной воды  $a_w$  определено по геофизическим данным на основе несколько видоизмененной зависимости, предложенной В. Н. Дахновым:

$$a_w = 1 - a_n \cdot \left( \frac{r_n}{r_{100}} \right)^{1,27} \quad (6.11)$$

где  $a_n = 1 - a_w$ ;  $r_n = \rho_n / \rho_E$ ,  $a_n$  — нефтенасыщенность,  $\rho_n$  — удельное электрическое сопротивление водонефте насыщенного пласта,  $\rho_{100}$  — удельное электрическое сопротивление пласта при 100% насыщении водой; 1,27 — эмпирический поправочный коэффициент, учитывающий расхождения в значениях  $a_w$  по данным электротомии и анализа керна, отобранного при бурении с раствором на нефтяной основе [5].

Среднее значение связанной воды для пласта С1 получено равным 5,4% и соответственно коэффициент начальной нефтенасыщенности будет равным 0,946. Распределение параметра  $a_w$  также одномодальное с отрицательной асимметрией, обусловленной снижением нефтенасыщенности с приближением к начальному ВНК. Распределение  $a_w$  для прослоев, находящихся от начального ВНК на расстояниях  $> 10$  м, приближается к нормальному закону (см. рис. 6.4).

Залежь нефти пласта С1 открыта в 1952 г. В 1954 г. был произведен подсчет запасов и составлена технологическая схема разработки. Проектный уровень добычи нефти был достигнут в 1957 г., после завершения разбуривания [8, 9, 10].

Пласт разбурен тремя линейными рядами добывающих скважин. Скважины размещены в сводовой части пласта в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин. Ввиду асимметричности структуры расстояние от крайнего ряда скважин до контура нефтеносности на севере оказалось в 2 раза меньше, чем на южном крыле. В скважинах перфорацией вскрывалась в основном только верхняя часть пласта. Между начальным ВНК и поверхностью, проведенной по самым нижним отверстиям фильтров скважин, было заключено 40% начальных запасов нефти в пласте. Разработка объекта проводится в условиях естественного водонапорного режима, сравнительно высокими темпами.

При разработке пласта С1 сложились исключительно благоприятные условия для контроля за подъемом ВНК [И]. Во-первых, этот объект занимает верхнее положение в комплексе продуктивных горизонтов нижнего карбона и девона Мухановского месторождения и, во-вторых, ниже лежащие пласты разбурены и введены в разработку на несколько лет позже пласта С1. В результате разбуривание добывающими скважинами II объекта нижнего карбона дало достоверную электротомическую информацию о подъеме ВНК за период с 1957 по 1960 г., а в 1958—1962 гг. поступали данные о положении текущего ВНК в пласте при разбуривании пластов девона. Кроме этого, благодаря наличию нескольких сотен неперфорированных скважин и благоприятных геофизических условий представилось возможным широко использовать для контроля за обводнением пласта С1 радиометрические методы. После 1962 г. ежегодно по НГК проводится определение текущего ВНК в 20—40 скважинах. Надежность показаний этого метода специально проверялась исследованиями с импульсным генератором (рис. 6.5).

Полученный материал позволил детально исследовать характер заводнения пласта и сделать оценку полноты вытеснения нефти из выработанного объема.

Начальное положение ВНК (—2031,5 м) установлено по электротомическим данным с высокой степенью достоверности. Установлено, что примерно до конца 1956 г. заметного перемещения ВНК не наблюдалось. В последующие годы отмечено довольно интенсивное обводнение пласта; расхождение в крайних значениях ВНК достигает 35 м,

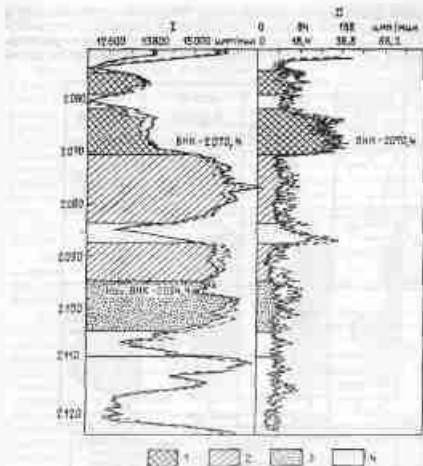


Рис. 6.5. Характер обводнения пласта С<sub>1</sub> в скв. 236 Мухановского месторождения (Г—ПП—С. 15 С9 П7 г., скорость замера 150 м/ч; П—ИГН—1 м, сентябрь 1927 г., скорость замера—360 м/ч); 1—песчаники нефтенасыщенные; 2—песчаники, насыщенные при разработке; 3—водонасыщенные песчаники; 4—глинистые прослои

что отражает неравномерность подъема ВНК в разных частях залежи (рис. 6.6). Полученный промыслово-геофизический материал позволил детально исследовать характер заводнения пласта и оценить полноту вытеснения нефти из выработанного объема.

Механизм заводнения пласта С<sub>1</sub> имеет ряд отличительных особенностей. Если на Зольненском и Покровском месторождениях для пласта

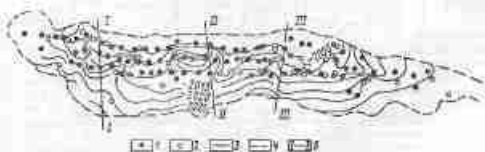


Рис. 8.6. Схема текущего (положен) ВНК по плану С<sub>1</sub> Муляевского месторождения (1—добывают из пласта С<sub>1</sub>; 2—с эфиром ВНК; 3—изначальный контур от ВНК; 4—начальный контур нефтенасыщенности; 5—линия профиля)

Б<sub>2</sub> характерно избирательно-опережающее внедрение пластовых вод в продуктивные пласты по наиболее проницаемым слоям [12], то на Мухановском месторождении заводнение пласта происходит без существенных нарушений сплошности нефтенасыщенной зоны путем как бы посте-

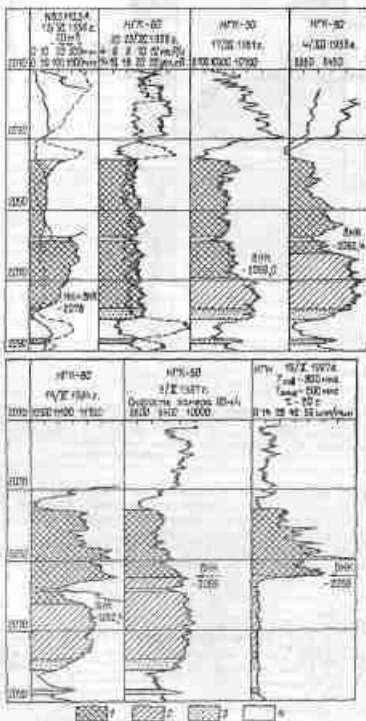


Рис. 6.7. Характер внедрения пластовых вод в продуктивные пласты по наиболее проницаемым слоям [12], то на Мухановском месторождении заводнение пласта происходит без существенных нарушений сплошности нефтенасыщенной зоны путем как бы посте-

пенного ее заводнения снизу. По данным контроля за перемещением ВНК может сложиться впечатление, что выработка запасов нефти из продуктивного пласта происходит в условиях, преимущественно вертикального вытеснения (рис. 6.7).

Фактически картина фильтрационного поля, создаваемого в пласте в результате работы добывающих скважин, гораздо сложнее. Судя по всему, фильтрация перпендикулярно напластованию имеет место, однако в связи с наличием в разрезе пласта большого количества выклинивающихся глинистых экранов она возможна лишь на локальных участках и на ограниченные по вертикали расстояния. В противном случае происходило бы интенсивное конусообразование и быстрый прорыв пластовых вод к фильтрам добывающих скважин. Фактически заметного образования конусов не происходило. Добывающие скважины при среднем расстоянии нижних отверстий перфорации до начального ВНК около 15 м продолжительное время работали безводными с дебитами до 400'—600 т/сут, что в сотни раз превышает расчетные безводные дебиты для условий изотропного пласта.

Кроме этого, по данным многочисленных наблюдений подъем ВНК в одной и той же точке чаще всего происходит неравномерно, в разных интервалах с различной скоростью и частыми остановками и задержками.

Отсутствие конусообразования и неравномерности подъема ВНК свидетельствует о том, что наряду с вертикальными потоками не менее значимыми в фильтрационном поле пласта являются потоки нефти и воды, параллельные напластованию. Однако направление и скорости в этих потоках сохраняются неизменными на сравнительно коротких расстояниях от одного «литологического окна» до другого, где происходит встреча с вертикальной составляющей поля фильтрации. Ввиду коротких расстояний фильтрации параллельно напластованию, не создаются условия для устойчивого избирательно-опережающего обводнения более проницаемых прослоев и образования целиков нефти в нижней, не вскрытой перфорацией части пласта.

Таким образом, в связи с макро- и микрорасчлененностью пласта быстро выклинивающимися и хаотично распределенными по разрезу прослоями-экранами, пластовые воды, прежде чем достичь фильтров скважин в кровельной части, проходят длинный и извилистый путь, но без значительных «карманов» и тупиковых зон.

В этой особенности механизма заводнения пласта положительным является, как уже указывалось, отсутствие конусообразования непосредственно у забоев скважин и достаточно полное дренирование пласта по его разрезу. Вместе с тем вертикальные перетоки являются одной из причин, обусловивших крайне неравномерную выработку запасов нефти.

Эта неравномерность выражается в том, что на одних участках вплоть до 1967 г. не наблюдалось движения нефти и ВНК фиксировался на первоначальных отметках, а на других происходило интенсивное заводнение пласта (см. рис. 6.3),

Анализ результатов исследований по контролю за перемещением ВНК показал, что темп подъема ВНК на отдельных участках пласта различный (см. рис. 6.1). Очень медленный подъем ВНК отмечается в крайней западной и восточной частях месторождения, на южном крыле и в отдельных скважинах центральной части. Здесь зафиксирован подъем ВНК всего на 5 — 10 м от начального положения. В то же время по скважинам северного крыла обводненная толщина пласта  $S_i$  достигает 30 — 35 м. В остальных частях пласта подъем водонефтяного контакта составляет 10 — 20 м. Состояние охвата пласта заводнением характеризуется схемой текущего положения ВНК (см. рис. 6.6) и более наглядно — картой охвата заводнением по толщине [6, 13].

По остаточной нефтенасыщенной толщине определяются объем промывной зоны, текущий коэффициент охвата заводнением и достигнутый коэффициент вытеснения.

Местоположение хорошо и плохо вырабатываемых зон на разные даты разработки показано на схеме изменения коэффициента охвата пласта заводнением по толщине  $p_{\text{ост}}$  (см. рис. 6.8.)

Схема в изолиниях  $p_{\text{ост}}$  характеризует степень выработки эффективного нефтенасыщенного объема.

По остаточной нефтенасыщенной толщине определяется объем промывной зоны, текущий коэффициент охвата заводнением и достигнутый коэффициент вытеснения.

Величина  $\xi_{\text{ox}}$  определяется из следующего соотношения:

$$\xi_{\text{ox}} = \frac{f - fh}{f} \quad (6.2)$$

где  $h$  — начальная нефтенасыщенная толщина пласта,  $h_0$  — остаточная нефтенасыщенная толщина пласта на дату построения карты.

Площадь пласта на карте делится на ряд зон с различной степенью охвата заводнением (подъемом ВНК). К плохо вырабатываемым зонам относятся зоны с  $R_{\text{вз}}$  от нуля до 0,25. Эти зоны охватывали периферийные участки пласта и примыкающие к ним зоны до 600 м шириной на южном крыле. Кроме этого, в центре пласта оставались сравнительно небольшие островки начальной нефтенасыщенной толщины, окруженные обширной зоной с охватом заводнением от 0,50 до 0,75. Наиболее интенсивный подъем ВНК и опережающая выработка запасов нефти происходили на северном крыле.

В центральной части пласта скважины на дату исследования эксплуатировались безводными, и поэтому возможно, что здесь не будет больших потерь нефти. Относительно же краевых участков можно определенно сделать вывод, что существующая система добывающих скважин не обеспечила и не может обеспечить по ним эффективной выработки запасов нефти. Одной из причин этого можно считать своеобразный механизм заводнения пласта, описанный выше. В условиях большой толщины пласта благодаря сильной его расчлененности не происходило заметного конусообразования непосредственно у забоев скважин, но вместе с тем, в целом по пласту вследствие вертикальных перетоков в зоне размещения добывающих скважин имело место, по сути дела, образование больших макроконусов обводнения. О макроконусообразовании свидетельствует также наличие линейной зависимости между подъемом ВНК на различных участках пласта и суммарной добычей нефти с этих участков [14].

В связи с макроконусообразованием неразбуренные участки пласта на периклиналях и южном крыле, удаленные от зоны разработки более чем на 500—600 м, оказались в зоне слабого дренирования. Поэтому можно полагать, что при другой плотности сетки скважин или при размещении этого же фонда добывающих скважин по-другому могло быть обеспечено более полное или, во всяком случае, более эффективное извлечение запасов нефти из пласта. Возможно, что влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта  $C_1$  Мухановского месторождения, в отличие от Самаролукских месторождений, может быть более существенным. Полнота вытеснения нефти из заводненного объема пласта исследовалась по балансу запасов нефти, керну из оценочных скважин и материалам исследования пласта методом БКЗ в пробуренных позднее скважинах.

На дату исследования охваченный заводнением объем  $U_0$  (объем между плоскостью начального и сложной поверхностью текущего ВНК) составлял 51% начального нефтенасыщенного объема. В объеме  $U_0$  на начало разработки содержалось  $N_0$  геологических (балансовых) запасов нефти, суммарная добыча ее  $Q_0$  (количество вытесненной нефти из

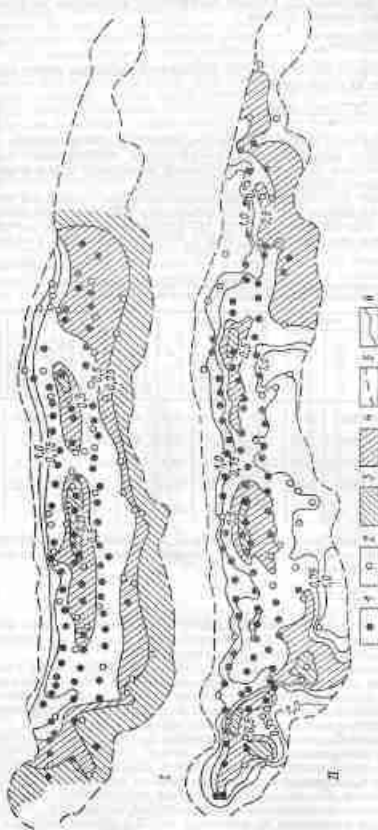


Рис. 10. Схема скелета изометрической деформации в пределах зоны разуплотнения (I, II). 1 — зона разуплотнения; 2 — зона разуплотнения; 3 — зона разуплотнения; 4 — зона разуплотнения; 5 — зона разуплотнения; 6 — зона разуплотнения; 7 — зона разуплотнения; 8 — зона разуплотнения; 9 — зона разуплотнения; 10 — зона разуплотнения.

объема  $V_0$ ) составила  $Q_c$ . Отсюда коэффициент вытеснения по балансу запасов нефти получен равным

$$P_{\text{выт}} = 1 - 0,7. \quad (6.3)$$

Коэффициент вытеснения по результатам анализа керна  $V_{\text{н.керна}}$  определяется из соотношения

$$W = \frac{V_{\text{н.керна}} - a_{\text{н.керна}} \cdot B}{k_{\text{н}} - a_{\text{н.керна}}} \quad (6.4)$$

где  $k_{\text{н}}$  — начальная нефтенасыщенность пласта,  $a_{\text{н.керна}}$  — остаточная нефтенасыщенность образцов керна,  $B$  — объемный коэффициент нефти,  $A_p$  — нефтеотдача за счет разгазирования остаточной нефти в образцах при подъеме керна с забоя на поверхность.

По пласту С1 отбор керна из обводненных при разработке интервалов был произведен по четырем скважинам [15]. Среднее значение остаточной нефтенасыщенности по 117 образцам песчаника составило 22,8% объема пор (табл. 6.2). При  $a_{\text{н}} = 0,946$ ,  $c_{\text{с,р}} = 0,228$ ,  $\beta = 1,093$  и

Таблица 6.2

Результаты определения коэффициента вытеснения для пласта С:  
Мухановского месторождения по керну из оценочных скважин

Скважина	Исходная нефтенасыщенность, %	ПЭН, м		Средняя глубина скважины, м	Величина пористости, %	Средняя пористость, %	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент вытеснения, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения, %	Коэффициент вытеснения, %	Коэффициент вытеснения, %
		начальная	на 100% воды									
345	2075— 2100	2125	2094	2101— 2125	32	19,2	830	35,8	21,2	3,11	0,73	
356	2047— 2049	2090,0	2072	2071— 2079	9	18,0	426	32,3	24,7	—	0,70	
030	2092— 2161	2133,0	2110	21 м. 2	18	20,7	1083	26,7	21,0	2,9	0,74	
305	2069— 218	2110	2087	2067— 2108	48	21,4	630	32,8	20,0	0,62	0,69	
					117	20,8	737	—	22,8		0,72	

$D_p = 0,02$  [15] коэффициент вытеснения  $S_{\text{к.к}} \text{ кот}$  равен 0,72. Коэффициент вытеснения по электрометрическим данным  $\%_{\text{э}}$  определяется из аналогичного соотношения

где  $a_{\text{н.э}}$  — остаточная нефтенасыщенность прослоев песчаника между начальным и текущим ВНК, определяемая по замерам их удельного электрического сопротивления  $p_{\text{н.э}}$  методом БКЗ.

Электрометрический метод хорошо обоснован теоретически и экспериментально, но на практике не всегда можно дать достоверную оценку остаточной нефтенасыщенности в промытой части коллектора вследствие погрешностей в замерах удельных электрических сопротивлений и сильного влияния этих погрешностей на величину  $a_{\text{н.э}}$  [16].

Для пласта С1 удельные электрические сопротивления заводненных интервалов, замеренные в различных точках пласта, существенно не меняются в зависимости от даты замера и изменяются в пределах от 0,9 до 6 Ом-м, составляя в среднем по данным исследований в 36 скважинах 2,7 Ом-м. По данным лабораторных исследований среднее значение удельного электрического сопротивления песчаников пласта С1 при 100%-ном насыщении их пластовой водой с учетом поправки на температуру и горное давление составляет  $p_{\text{н}} = 0,4$  Ом-м.

Среднее значение коэффициента вытеснения получено равным 0,63, что ближе к действительности, но все же является также заниженной оценкой. Величина  $r_{\text{бал}} 0,70$  дает, несомненно, более правильную характеристику полноты вытеснения нефти из заводненной части пласта.

По данный анализа керна получен более высокий коэффициент вытеснения, равный 0,72. Различие показателей вытеснения по балансу запасов нефти и керну может быть следствием того, что из-за непершнего замещения нефти водой в заводненном объеме (ниже текущего ВНК) остается некоторое количество подвижной нефти, которая вытесняется из кернов при дополнительной промывке фильтратом.

Вопрос о том, происходит ли вытеснение нефти из пластов с постепенным снижением нефтенасыщенности за фронтом заводнения или близко к поршневому, очень важен. Интерес к этому вопросу в последнее время повысился в связи с тем, что был высказан [17] ряд соображений о том, что в процессе разработки происходит постепенное снижение нефтенасыщенности во времени и в той части пласта, которая достаточно далеко удалена от ВНК, и что толщина переходной зоны пласта в процессе разработки увеличивается.

По пласту Сг проведено сравнение нефтенасыщенности по скважинам, пробуренным до начала и в различные стадии разработки. Кривые изменения водо насыщенности по двум группам скважин, приведенные на рис. 6.9, показывают, что содержание связанной воды в пласте

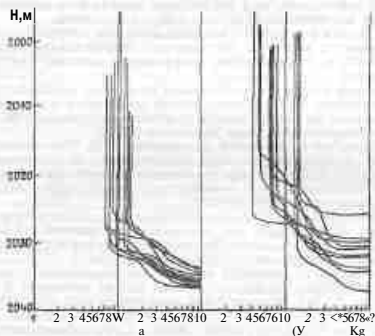


Рис. 6.9. Сравнение кривых изменения коэффициента насыщенности в переходной зоне пласта Сг Мухановского месторождения: а — до начала, б — в процессе разработки

как до начала, так и в процессе разработки практически одинаково и составляет 4—13%. Вместе с тем из рис. 6.9 видно, что по скважинам, где имеет место подъем ВНК, наблюдается некоторое увеличение толщины переходной зоны, т.е. зона постепенного снижения нефтенасыщенности от аистах до  $a_{\text{н}} 0,7$ , растянута. По скважинам, пробуренным до начала разработки, толщина зоны снижения нефтенасыщенности колеблется чаще в пределах 2—4 м, тогда как по некоторым скважинам, пробуренным в процессе разработки, достигает 6—12 м. Общей особенностью кривых (см. рис. 6.9, а, б) является то, что ниже точки



$ct_{\text{в}}=25-30\%$  наблюдается резкий рост водонасыщенности. Особый интерес представляет исследование этого вопроса с применением радиометрических методов.

Таким образом, можно считать, что различие показателей  $fS_{\text{в}} \text{ и } r_{\text{в}} = 0,72$  и  $r_{\text{в}} \text{ бал}^{\circ} 0,70$  обусловлено наличием в заводненном объеме  $V_0$  подвижной нефти, однако количество этой нефти невелико и она приурочена к сравнительно небольшой зоне непосредственно ниже текущего ВНК. При дополнительной промывке заводненного объема подвижная нефть постепенно будет вымываться и в конечном итоге коэффициент вытеснения приблизится к установленному по керну значению  $V_{\text{кери}} = 0,72$ . Величину 0,72 нельзя отождествлять с возможной конечной нефтеотдачей пласта. Если промывать пласт до бесконечности, до исчезающих следов нефти в добываемой жидкости, и добиться за счет "этой промывки охвата заводнением всего объема пласта, то в бесконечности конечная нефтеотдача будет приближаться к полученной величине  $R_{\text{вкери}}$ , однако такой прогноз конечной нефтеотдачи имеет чисто теоретический интерес.

Практически, из приведенных данных по обводнению пласта наглядно видно, что если исходить из реальных сроков разработки и допустимых объемов добычи попутно извлекаемой воды, то безусловно коэффициент конечного охвата заводнением залежи будет заметно ниже единицы. Поэтому показатель 0,72 является основой прогноза конечной нефтеотдачи, но в эту величину должна быть внесена поправка в виде конечного коэффициента охвата заводнением.

По данным расчетов [15] величина конечного коэффициента охвата заводнением по пласту  $C_1$  Мухановского месторождения оценивается равной 0,875 и, соответственно, коэффициент конечной нефтеотдачи составит 0,63.

Итоговые результаты исследований возможной нефтеотдачи пласта  $C_1$  Мухановского месторождения хорошо согласуются с ранее полученными данными по Самаролукским нефтяным месторождениям, находящимся в завершающей стадии разработки [12, 14].

В результате исследований, проведенных В. И. Колгановым, сделан вывод, что коэффициент конечной нефтеотдачи  $r_{\text{в}}$ , по сравнению с первоначально принятым, снижен, но тем не менее добывные возможности объекта оцениваются выше — коэффициент использования объема пор ( $R_{\text{к}}, a_{\text{в}}$ ) увеличился с 0,560 до 0,596.

Однако анализируя текущее состояние разработки пласта  $C_1$  Мухановского месторождения следует отметить, что фактические результаты превзошли все ожидания. Текущая нефтеотдача составила 71,4%, т. е. превысила ожидаемый показатель на 8,4 пункта.

Конечно нельзя принимать эту величину за стопроцентную истину. Очевидно величина балансовых запасов требует уточнения в сторону увеличения. Но тем не менее отбор практически всех извлекаемых запасов при обводненности 95% и накопленном водонефтяном факторе 2,1 т/т говорит о том, что залежь пласта  $C_1$  разрабатывалась весьма эффективно и предположение, что конечная нефтеотдача составит 63% оказалось ошибочным.

## В.2. Геологическое строение, нефтеносность и основы разработки девонских продуктивных пластов месторождений Самарской области

Первая промышленная нефть из девонских отложений в России была получена в июле 1944 г. на месторождении Яблоновый Овраг. Открытие промышленных запасов нефти на Самарской Луке послужило основой для увеличения объема разведочных работ на девонские отложения в Урало-Волжской нефтегазоносной провинции. Это привело к открытию крупных нефтяных месторождений в Башкортостане, Татарстане, Самарской области и в других регионах. Ввод в разработку Туймазинского, Шкаповского, Бавлинского, Ромашкинского, Муханоя-

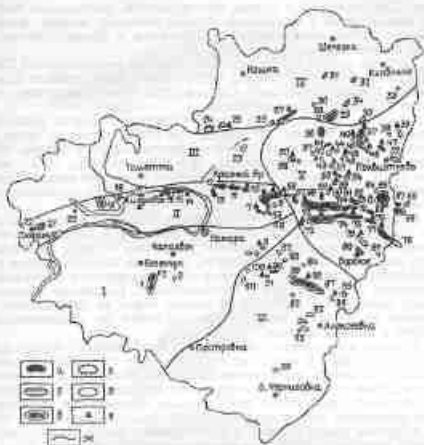


Рис. 6.17. Схема размещения нефтяных, газовых и геотермальных ресурсов островной Сахалинской области: 1 — месторождения нефти, 2 — месторождения газа, 3 — месторождения геотермальных ресурсов, 4 — месторождения нефти и газа, 5 — месторождения геотермальных ресурсов, 6 — месторождения нефти и газа, 7 — месторождения геотермальных ресурсов, 8 — месторождения нефти и газа, 9 — месторождения геотермальных ресурсов, 10 — месторождения нефти и газа. I — Чирокский район: 1 — Пиретское, 2 — Тумановское, 3 — Трескино, 4 — Нидановка, 5 — Сапорожское, 6 — Косовское; II — Камовский район: 1 — Кривое, 2 — Азакское, 3 — Новокурильское, 4 — Чумовое, 5 — Белогорское, 6 — Крайнее, 7 — Восток, 8 — Южное, 9 — Солтановское, 10 — Срединное, 11 — Жутковское, 12 — Шибирский Обоз, 13 — Бердяновское, 14 — Карлово-Сиверское, 15 — Гудинское, 16 — Сапорожское, 17 — Липовское, 18 — Пегановское, 19 — Сахалинское; III — Амурский район: 1 — Сапорожское, 2 — Сапорожское, 3 — Сапорожское, 4 — Сапорожское, 5 — Сапорожское, 6 — Сапорожское, 7 — Сапорожское, 8 — Сапорожское, 9 — Сапорожское, 10 — Сапорожское, 11 — Сапорожское, 12 — Сапорожское, 13 — Сапорожское, 14 — Сапорожское, 15 — Сапорожское, 16 — Сапорожское, 17 — Сапорожское, 18 — Сапорожское, 19 — Сапорожское, 20 — Сапорожское, 21 — Сапорожское, 22 — Сапорожское, 23 — Сапорожское, 24 — Сапорожское, 25 — Сапорожское, 26 — Сапорожское, 27 — Сапорожское, 28 — Сапорожское, 29 — Сапорожское, 30 — Сапорожское, 31 — Сапорожское, 32 — Сапорожское, 33 — Сапорожское, 34 — Сапорожское, 35 — Сапорожское, 36 — Сапорожское, 37 — Сапорожское, 38 — Сапорожское, 39 — Сапорожское, 40 — Сапорожское, 41 — Сапорожское, 42 — Сапорожское, 43 — Сапорожское, 44 — Сапорожское, 45 — Сапорожское, 46 — Сапорожское, 47 — Сапорожское, 48 — Сапорожское, 49 — Сапорожское, 50 — Сапорожское, 51 — Сапорожское, 52 — Сапорожское, 53 — Сапорожское, 54 — Сапорожское, 55 — Сапорожское, 56 — Сапорожское, 57 — Сапорожское, 58 — Сапорожское, 59 — Сапорожское, 60 — Сапорожское, 61 — Сапорожское, 62 — Сапорожское, 63 — Сапорожское, 64 — Сапорожское, 65 — Сапорожское, 66 — Сапорожское, 67 — Сапорожское, 68 — Сапорожское, 69 — Сапорожское, 70 — Сапорожское, 71 — Сапорожское, 72 — Сапорожское, 73 — Сапорожское, 74 — Сапорожское, 75 — Сапорожское, 76 — Сапорожское, 77 — Сапорожское, 78 — Сапорожское, 79 — Сапорожское, 80 — Сапорожское, 81 — Сапорожское, 82 — Сапорожское, 83 — Сапорожское, 84 — Сапорожское, 85 — Сапорожское, 86 — Сапорожское, 87 — Сапорожское, 88 — Сапорожское, 89 — Сапорожское, 90 — Сапорожское, 91 — Сапорожское, 92 — Сапорожское, 93 — Сапорожское, 94 — Сапорожское, 95 — Сапорожское, 96 — Сапорожское, 97 — Сапорожское, 98 — Сапорожское, 99 — Сапорожское, 100 — Сапорожское, 101 — Сапорожское.

ского, Дмитриевского и других месторождений, содержащих богатейшие запасы нефти в отложениях девона, положил начало мощному развитию нефтедобывающей промышленности в Урало-Поволжье и в целом по стране.

На схеме (рис. 6.10) размещения нефтяных месторождений Самарской области показаны границы нефтегеологических районов: Самаро-лукского, Кинель-Черкасского, Сергиевского, Южно-Самарского, Чапаевского и Ставропольской депрессии.

В разрезе девонских отложений продуктивные пласты распределены весьма неравномерно: 34 залежи, или 39,5% общего их числа приурочены к пласту Д<sup>1</sup> пашийского горизонта верхнего девона, 16 — к пласту Д<sup>п</sup> пашийского горизонта, 17 — к пластам Д<sub>м</sub> и Л<sub>ж</sub> живетского яруса, 15 сосредоточено в кыновском горизонте верхнего девона (пласты Д<sub>о</sub>, К<sub>к</sub>, Д<sub>к</sub>). В суммарной добыче девонские отложения играют значительную роль.

Коллекторы девонских продуктивных пластов представлены главным образом терригенными породами (82 из 86). В карбонатной толще верхнего девона открыты единичные нефтяные залежи: в франском ярусе на Хилковском месторождении, в верхней части франского яруса на Подгорненском и Долматовском месторождениях и в мендымских отложениях на Долматовском месторождении. Самарская область занимает первое место в России по добыче нефти из карбонатных коллекторов, но добыча и основные запасы нефти их сосредоточены в среднем и нижнем карбоне.

Текущие извлекаемые запасы нефти карбонатных пород девона составляют менее 1% общих запасов девонских отложений. Это свидетельствует о весьма незначительной роли карбонатных отложений девона в добыче и запасах нефти открытых месторождений. Перспективы нефтеносности карбонатной толщи девона оцениваются значительно ниже перспектив терригенных отложений. Однако возможность открытий нефтяных месторождений в карбонатном девоне существует, поскольку имеются условия для образования залежей нефти. Это подтверждается многочисленными нефтепроявлениями при эксплуатационном и разведочном бурении и притоками нефти при опробовании разведочных скважин на Языковской, Селитьбенской и других площадях.

В числе открытых в Самарской области продуктивных девонских пластов встречаются залежи всех основных типов (рис. 6.11), которые классифицируются по генетическому признаку [18, 19]: структурные залежи, литологические, стратиграфические, массивные.

Наибольшее количество девонских залежей относится к структурным (см. рис. 6.11, I). Эти залежи бывают двух видов:

а) пластовые сводовые, приуроченные к структурным поднятиям, распространенные по всей площади и подпираемые краевой водой, а в ряде случаев подстилаемые подошвенной водой — залежи пластов Д<sup>п</sup>, Д<sup>ш</sup>, R<sup>iv</sup> Мухановского, пласты Д<sup>т</sup> Зольненского, Дерюжевского и других месторождений;

б) структурно-литологические, приуроченные к структурным поднятиям, распространенные на отдельных участках — залежи пласта Д<sup>т</sup> пашийского горизонта Мухановского, Михайловско-Коханского, Дмитриевского и других месторождений.

Литологические залежи (см. рис. 6.11, III) приурочены к литологически ограниченными коллекторам, залегающим в виде отдельных линз, или полос, иногда значительных размеров. К ним относятся залежи пласта Д<sub>к</sub> кыновского горизонта Новозапрудненского, Чубовского, Алтуховского, Малышевского и других месторождений.

К стратиграфическим можно отнести залежь пласта Д<sup>1</sup> пашийского горизонта Екатериновского месторождения, коллектор которой вверх по восстанию пласта замещен останком кристаллического фундамента (см. рис. 6.11, IV).

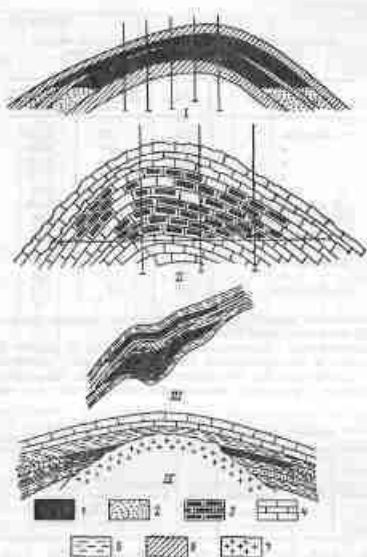


Рис. 6.11. Основные типы (I—IV) нефтяных залежей девона, вскрытых скважинами в Сиверском бассейне: I — нефтяноглинистые пласты; II — глинисто-карбонатные залежи; III — нефтянокарбонатные залежи; IV — залежи известняков; 5 — сланцы; 6 — сланцы глинистые; 7 — кораллы и рифовые образования Фундамент

В промышленной разработке находится массивная залежь нефти, приуроченная к карбонатным коллекторам фаменского яруса Хилковского месторождения (см. рис. 6.11, II).

Девонские нефтяные пласты различны по геологическому строению, коллекторским свойствам пластов, физико-химической характеристике нефтей и пластовых вод. Это в значительной степени усложняет ввод их в промышленную разработку.

Терригенные коллекторы продуктивных пластов девона отличаются значительной неоднородностью (табл. 6.3) как по разрезу, так и по площади. Почти повсеместно продуктивные пласты сильно расчленены глинистыми прослоями, иногда прослеживаемыми на значительной части площади месторождения, на ряд отдельных пропластков (до 4—6 и более) [19, 21, 22].

Наибольшее значение коэффициента расчлененности отмечено по Мухановскому месторождению (пласт Дц) — больше 32% объема

Таблица 63

Характеристика неоднородности продуктивных пластов  
шпала месторождений Сакмарской области,  
Татарстана, Башкортостана

????????	Пласт	Коэффициент расчлененно- сти	Коэффициент отличия пластов по пористости
Мухановское	Д,	1,32	0,194
	Дц	3,27	0,525
	Дш <sup>1</sup>	1,16	0,252
	Дш	2,46	0,747
	Дг <sup>2</sup>	2,03	0,61
В целом по объекту		10,24	0,466
Яблонувый Овраг	Д,	3,2	0,84
Ромашкинское	Дц	2,5	0,67
Бавлинское	Д <sub>1</sub>	1,7	0,87
Туймазинское	Д <sub>1</sub>	1,9	0,82
Серафимовское	Дц	1,5	0,94
	Дг	1,3	0,84

пласта занимают непроницаемые пропластки. Высока расчлененность пласта *Н<sub>1</sub>* месторождения Яблонувый Овраг.

Неоднородность коллекторов четко выражена по пласту Дг пашийского горизонта месторождений Кинель-Черкасского нефтегазоносного района — Дмигриевского, Михайловско-Коханского, Хилковского и др.

Пористость терригенных коллекторов девона (табл. 64) изменяется

Таблица 64

Коллекторские свойства терригенных девонских пластов

—	Пласт	Кол <sup>TM</sup>	Порис- тость, %	Прони- цаемость, мкм	Кг. н). Фрак- ции поро- ди- стиче- ски	Эффек- тивность эфф- фектив- ности колек- тора, %	Плотность пластовых жидкостей, г/см <sup>3</sup>	Сред- няя порис- тость пласта %
Яблонувый Овраг	Д,	Пестаник	25	0,850	0,87	13,4	15,7	1557
Валкентское	Д <sub>1</sub>	То же	20,7	0,334	0,9	10,0	17,4	1650
	Дц	»	20,7	0,334	0,8	3,55	17,9	1700
Жигулевское	Д <sub>0</sub>	»	17,0	0,100	0,8	11,0	17,3	1765
	Д <sub>0</sub>	»	19,0	0,500	0,8	8,2	18,1	1800
Зовозапруд- теяское	Дш	»	19,0	0,250	0,8	7,2	18,1	1800
	Д <sub>1</sub>	»	18,0	0,280	0,9	12,8	30,5	2740
Криволукское	Дц	»	10,0	0,280	0,9	15,4	30,5	2785
	Дк	»	18,0	—	0,9	6,8	—	2500
Мухановское	Д <sub>1</sub>	»	18,0	—	0,9	3-5	—	2600
	Д <sub>1</sub>	»	И. о	0,119	0,866	5—11,0	33,2	2730
»	Дц	»	17,1	0,194	0,921	0—31,0	33,2	2755
	Дш	Пес ано- дированный Песчанник	9,3	0,011	0,784	2,5	33,2	2820
»	Дш	»	17,0	0,118	0,919	10,8	33,2	2840
	Дге	»	14,9	0,032	0,798	5,6	33,2	2880
Дмигриевское	Д <sub>1</sub>	Песчанник	12—15	0,090— 0,200	0,9	3,1	33,2	2910
	Дц	»	16	0,200	0,92	10,0	33,2	2940
Михайлове <sup>TM</sup>	Д,	»	10	0,050— 0,100	0,86	3,8	33,2	2950

Месторождение	Пласт	Литература	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент фильтрации, м/сут	Эффективный коэффициент пористости, %	Пластовое "ИГ"	Среднее значение, г/см <sup>3</sup>
Михайловское	Д <sub>1</sub>	Песчаник	15	0,100—0,160	0,9	7,0	33,2	2970
"	Дш	"	18	0,014—0,040	0,9	4,8	33,2	3100
"	д,у	"	12	0,015—0,030	0,86	6,3	33,2	3110
Хилковское	дФ	Известняк	14	0,008	0,9	33,0	22,4	2000
"	"	Песчаник	17	0,128	0,9	5—13	31,7	2700
"	"	"	16	0,050	0,9	7—11	32,6	2775
Неклюдовское	Д <sub>1</sub>	"	16,6	0,228	0,85	3—3,9	35,6	3160
"	Д <sub>2</sub>	"	13,9	0,385	0,85	1,5—2,2	35,6	3270
Дерюжевское	Д <sub>1</sub>	"	17,8	0,14—0,280	0,9	9,2	25,7	2350
Сосновское	Д	"	18,1	0,100	0,8	2,2	25,7	2325
Сидоровское	Д	"	15,2	0,120	0,85	3,1	28,0	2570
"	д <sub>1</sub>	"	15,0	0,320	0,85	9,0	28,0	2590
"	Дш	"	15,0	0,037	0,8	3,3	28,0	2660

в широких пределах: от 9,3% (пласт Дш Мухановского месторождения) до 25% (пласт Д<sub>2</sub> месторождения Яблонный Овраг), проницаемость варьирует от 0,011 мкм<sup>2</sup> (пласт Дш Мухановского месторождения) до 3,0 мкм<sup>2</sup> (пласт Д<sub>2</sub> Яблонный Овраг). При детальном изучении изменчивости коллекторских свойств терригенных коллекторов девонских отложений можно отметить некоторые закономерности в их строении.

В пределах Кинель-Черкасского района пласты Д<sub>1</sub> и Д<sub>ш</sub> пашийского и старооскольского горизонтов характеризуются более высокими значениями проницаемости 0,200—0,300 мкм<sup>2</sup> и пористости (16—18%), пласты Д<sub>2</sub> и Д<sub>3</sub> имеют низкую проницаемость (0,011—0,100 мкм<sup>2</sup>) и значительно более низкую пористость.

В Самаролукском районе наблюдается значительное улучшение коллекторских свойств пласта Д<sub>1</sub> пашийского горизонта. Значения параметров пластов Д<sub>1</sub> и Д<sub>ш</sub> примерно равные: пористость 18—20,7% проницаемость 0,250—0,500 мкм<sup>2</sup>. В связи с этим условия разработки продуктивных пластов Д<sub>1</sub> и Д<sub>ш</sub> в Самаролукском районе значительно лучше, чем в Кинель-Черкасском нефтегазоносном районе. Коллекторские свойства пласта Д<sub>1</sub> улучшаются также к северу области (Сидоровское—0,120 мкм<sup>2</sup>, Дерюжевское 0,114—0,280 мкм<sup>2</sup>, Радаевское—0,450 мкм<sup>2</sup>).

Нефти терригенных отложений девона, значительно изменяясь по своим физико-химическим свойствам, в большинстве случаев являются легкими с большим содержанием газа и малым — смол и асфальтеп (табл. 6.5). Плотность их составляет 0,800—0,850 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор достигает 400 м<sup>3</sup>/т, вязкость в пластовых условиях в основном менее 1 мПа·с. Можно проследить зависимость физико-химических свойств нефтей от кватерциарской характеристики пластов девона и условий водообмена [20, 23, 24].

Сохранность нефти определяется рядом геохимических и геологических условий. Закономерность изменения свойств нефти зависит глав-

Физико-химические характеристики нефтей месторождений пластов

Месторождение	Пласт	Проницаемость, дД	Вязкость нефти, МПа·с		Газовый фактор, м³/т	Длина молекулы, мкм	Плотность нефти, г/см³
			в пласте при температуре	в лабораторных условиях			
Образцовый Оренбургский	D <sub>1</sub>	803	—	11,61	1	—	1,036
Самойловское	D <sub>1</sub>	818	0,32	2,12	118	2,0	1,032
"	D <sub>12</sub>	812	1,07	2,89	111	2,0	1,031
Мушкетёрское	D <sub>1</sub>	828	2,07	3,28	37	0,0	1,033
"	D <sub>2</sub>	828	2,28	3,20	40	0,3	1,122
"	D <sub>21</sub>	850	2,35	3,02	55	0,6	1,100
Ильинское	D <sub>1</sub>	850	1,37	6,87	87	8,3	1,217
"	D <sub>11</sub>	848	1,41	8,04	80	8,6	1,218
Крутиловское	D <sub>1</sub>	864	0,3	3,51	412	17,6	1,033
"	D <sub>1</sub>	860	0,28	1,74	391	15,8	1,011
Мушкетёрское	D <sub>1</sub>	874	0,34	2,03	205	21,0	1,088
"	D <sub>11</sub>	840	0,06	2,65	119	22,0	1,238
"	D <sub>111</sub>	822	0,25	4,18	173	15,2	1,302
"	D <sub>112</sub>	805	0,23	2,87	270	19,3	1,285
Векторское	D <sub>1</sub>	870	0,62	3,14	174	14,5	1,14
"	D <sub>11</sub>	840	0,77	3,2	190	13,5	1,09
Михайловское	D <sub>1</sub>	830	0,43	0,96	230	13,1	1,087
"	D <sub>11</sub>	810	0,86	0,88	102	10,1	1,08
"	D <sub>111</sub>	860	0,35	2,50	213	14,6	1,08
"	D <sub>112</sub>	838	0,30	3,00	200	21,0	1,07
Калитинское	D <sub>1</sub>	848	1,36	3,08	90	8,2	1,25
"	D <sub>1+11</sub>	842	1,15	40,54	61	8,4	1,20
"	D <sub>111</sub>	871	2,35	17,14	52	9,2	1,11
Ильинское	D <sub>1</sub>	828	0,54	6,50	130	10,0	1,017
"	D <sub>11</sub>	804	0,03	7,71	410	21,0	1,072
Деревянное	D <sub>1</sub>	800	0,55	3,64	117	12,0	1,030
Сосновое	D <sub>1</sub>	811	0,04	3,54	204	12,1	1,011
Самаровское	D <sub>1</sub>	866	3,48	15,42	30,7	7,5	1,092
"	D <sub>11</sub>	808	1,40	15,43	30,7	7,0	1,067
"	D <sub>111</sub>	811	10,0	76,0	28,7	7,0	1,07

визуальным образом от усиленной водообмена. При высоких температурных свойствах существует более интенсивный водообмен, приводящий к меньшей сохранности нефти. В районах интенсивного водообмена нефти более вязкие, менее газонасыщенные, более тяжелые, сернистые, смолистые.

Зависимость качества нефтей от литологического состава пород в геологической обстановке в доломитных массивах наиболее четко прослеживается на примере продуктивных пластов девона Мушкетёрского месторождения. Пласты D<sub>1</sub> и D<sub>11</sub> имеют большую проницаемость, насыщены нефтью большей вязкости с большим количеством растворенного газа. Пласты D<sub>1</sub> и D<sub>11</sub> имеют меньшую проницаемость. Нефть в них более легкая и газонасыщенная. Вязкость нефтей очень низкая, они содержат меньше количеств серы, смол, асфальтенов, т. е. лучше сохраняются. Эта зависимость отмечается и на других месторождениях Канель-Черкашского района: Михайловско-Кохлинском и др. Нефть хорошего качества содержится также в литологически ограниченных пластах канельского горизонта.

Нефть пласта D<sub>1</sub> месторождения Самаровское района (на скважине Крутиловское месторождения) и пластов D<sub>1</sub> и D<sub>11</sub> об-

ладающих более высокой проницаемостью, более окисленные, плотность их достигает  $856 \text{ кг/м}^3$ , газонасыщенность  $35\text{--}160 \text{ м}^3/\text{т}$ . Общая закономерность — снижение плотности нефтей с глубиной нарушается на Радаевском месторождении. В девонской залежи нефть тяжелее, чем в нижнем карбоне. Это объясняется интенсивным водообменом в районе Радаевского месторождения. Девонская залежь меньше залежи пласта Бз нижнего карбона, поэтому процесс разрушения больше, чем в карбоне. Нефть залежи пласта Д1 Радаевского месторождения очень тяжелая (плотность  $920 \text{ кг/м}^3$ ), высоковязкая ( $64 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), с большим содержанием серы и смол.

Снижение плотности с глубиной и с увеличением пластовых температур объясняется каталитическим расщеплением или метанизацией нефти. Поэтому при больших глубинах ( $4000 \text{ м}$  и более) нефть начинает преобразовываться в газ. На юге Самарской области, где девонские отложения залегают на больших глубинах, есть вероятность открытия в них газовых залежей [24]. Наблюдаются также закономерности изменения качества нефти в пределах площади: нефть от свода к крыльям месторождения становится тяжелее, смолистее и в приконтактном слое в некоторых залежах бывает настолько тяжелой и смолистой, что резко ухудшает гидродинамическую связь с законтурной зоной. Однако по некоторым месторождениям (Ромашкинское, Бавлинское, Дмитриевское, Зольненское, Жигулевское) на крутом крыле, где обычно ВНК ниже, нефть бывает более легкой. Аномалия качества нефти на крутом крыле и наклонное положение ВНК объясняются условиями формирования залежей и миграции нефти.

Карбонатные коллекторы девона отличаются от терригенных низкими коллекторскими свойствами (пористость  $8\text{--}11\%$ , проницаемость  $0,008 \text{ мкм}^2$ ). Эта их особенность приводит к большим затруднениям при освоении разведочных скважин. Нефти карбонатных отложений девона легкие, маловязкие с высоким содержанием газа.

Глубина залегания девонских залежей различна. В Самаролукском нефтяном районе продуктивные пласты встречены на глубинах  $1560\text{--}1800 \text{ м}$ . С запада на восток девонские пласты резко погружаются, и на границе с Кинель-Черкасским районом пласты Д и Дп Новозапрудненского месторождения уже встречаются на глубинах  $2740\text{--}2785 \text{ м}$ . Глубина залегания девонских пластов увеличивается также с севера на юго-восток: Радаевское месторождение (Сергиевский район) —  $2120 \text{ м}$ , Сидоровское (Кинель-Черкасский район) —  $2575 \text{ м}$ , Мухановское —  $2730\text{--}2880 \text{ м}$ , Неклюдовское —  $3160\text{--}3270 \text{ м}$ ; наиболее глубоко залегают отложения девона в Южно-Самарском районе (Кулешовское месторождение —  $3400 \text{ м}$ ).

Высокие пластовые давления, легкая маловязкая нефть с высоким газосодержанием (как следствие больших глубин) — положительные факторы в процессе разработки при фонтанном способе эксплуатации. Дебиты скважин являются достаточно высокими даже при сравнительно низких коллекторских свойствах девонских продуктивных пластов. Но, с другой стороны, большие глубины залегания нефтяных пластов вызывают значительные трудности при разбуривании и проектировании разработки: снижение скоростей и осложнения в процессе бурения, большой срок разбуривания, необходимость высоконапорного и высокопроизводительного насосного оборудования для механизированного способа эксплуатации, способного работать в среде с высоким газосодержанием, целесообразность создания высоких давлений закачки при воздействии на пласт и т. д. Все это приводит к необходимости больших капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

В связи со сложностью геологического строения и разнообразием коллекторских свойств девонских отложений продуктивные пласты характеризуются различными режимами работы. Режим работы пласта определяется наличием законтурной системы питания, величиной водонапорной системы, коллекторскими свойствами нефтеносной и водо-



носной частей продуктивных отложений и степенью активности связи, нефтяной залежи с законтурной системой питания в процессе разработки.

Девонские пласты Самарской области характеризуются следующими видами естественных режимов работы: а) активный водонапорный; б) упруго-водонапорный с хорошей связью и с затрудненной связью с законтурной зоной питания; в) упругий — в залежах, литологически ограниченных или с явно недостаточной связью с законтурной системой питания; г) растворенного газа.

При активно-водонапорном режиме разрабатывается залежь пласта *XI* пашийского горизонта Зольненского месторождения.

Напор пластовых вод настолько активен, что позволяет осуществлять форсированный режим отбора жидкости практически без падения пластового давления. Упруго-водонапорный режим характерен для большинства девонских продуктивных пластов, но степень активности законтурной системы питания по пластам и даже по частям структуры одного и того же пласта весьма различна. В основном нефтяные пласты с небольшими запасами успешно разрабатываются в условиях естественного упруго-водонапорного режима. Все крупные и Средние по запасам продуктивные пласты разрабатываются при искусственном водонапорном режиме (пласты  $D_{г}$ ,  $D_{п}$ ,  $D_{т}$ ,  $D_{л}$  Мухановского, пласты  $D_1$  и  $D_2$  Новозапрудненского,  $D_{д}$  Дмитриевского и других месторождений). При упругом режиме разрабатываются пласты  $D_{к}$  кыновского горизонта из-за литологической ограниченности коллектора. К этой группе относятся пласты  $D_{м}$  Мухановского, Сидоровского и других месторождений вследствие низких коллекторских свойств пласта и плохой связи с законтурной областью питания. На режиме растворенного газа разрабатывается залежь пласта *Liv* Михайловско-Коханского месторождения.

Первыми введены в разработку девонские залежи Самаролукского района: пласт  $D_{о}$  месторождения Яблонный Овраг — в 1944 г., пласты  $D_1$  и  $D_2$  Зольненского — в 1948 г., пласты  $D_{м-ц}$  и  $D_{ж}$  Жигулевского — соответственно в 1950 и 1952 гг. В 1958 г. начала эксплуатация единичных скважин пласта  $D_1$  Радаевского месторождения.

Вводом в пробную эксплуатацию пластов девона Мухановского месторождения в 1956 г. положено начало разработке девонских отложений в Кинель-Черкасском нефтегазоносном районе.

В зависимости от времени начала разработки девонских пластов можно проследить развитие и совершенствование методов рациональной разработки и внедрение новейших систем воздействия.

Рассмотрим изменения, которые произошли в отношении применяемых сеток расположения добывающих скважин. Залежь пласта  $D_{о}$  месторождения Яблонный Овраг, так же как и ранее введенные в разработку залежи нижнего карбона Самаролукских месторождений, разбурена по плотной сетке. На основе опыта разработки нефтяных месторождений было принято целесообразным разбуривать их более редкой сеткой. Плотность сетки скважин уменьшалась, пока не достигла предельно допустимых оптимальных величин, обеспечивающих при современных методах воздействия достаточно высокую нефтеотдачу (рис. 6.12).

Для условий Самарской области максимальным расстоянием между скважинами, очевидно, нужно считать 500—600 м, во-первых, вследствие небольших размеров нефтяных пластов, во-вторых, из-за того, что недостаточные данные о геологическом строении залежи при разбуривании очень редкой сеткой создают трудности при контроле и регулировании процесса разработки.

Добывающие скважины располагают с учетом геологического строения пластов, главным образом, в зоне наибольших толщин. На небольших пластах, представленных сравнительно узкими антиклинальными поднятиями значительной длины, добывающие скважины располагают

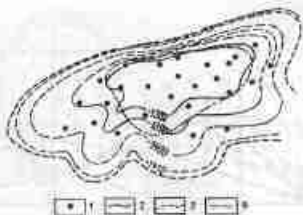


Рис. 6.12. Схема рас­положения скважин в поле по пласту Д<sub>6</sub> месторождения Яблоневый Овраг: 1 — добываю­щие скважины; 2 — изо­гипсы по кровле пласта Д<sub>6</sub>; 3 — внешний контур нефтеносности

з одним рядом по длинной оси структуры. На этих пластах площадь, приходящаяся на одну скважину в пределах внешнего контура нефтеносности, достигает значительных величин.

Систему расположения добывающих скважин выбирают индивидуально для каждого пласта на основе гидродинамической характеристики и расчетных технико-экономических показателей разработки при условии наибольшей эффективности капиталовложений.

Применение оптимально разреженных сеток в течение последних двадцати лет в Самарской области позволило получить большой народнохозяйственный эффект ввиду бурения меньшего числа скважин, чем при ступенчатых сетках, и снижения затрат на эксплуатационные расходы и промысловое обустройство.

Другим важным фактором, обеспечивающим значительное улучшение технико-экономических показателей разработки нефтяных пластов являются высокие темпы отбора нефти. Практикой и научными исследованиями доказано, что высокие темпы отбора нефти, улучшая экономическую эффективность процесса разработки, не оказывают отрицательного влияния на конечную нефтеотдачу. Темпы отбора нефти из девонских пластов Самарской области также достаточно высокие и превышают темпы отбора, достигнутые в других областях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На рис. 6.13 показано изменение темпов отбора в зависимости от сроков разработки по ряду месторождений. Из графика видно, что по всем представленным пластам темп отбора колеблется в широких пределах, достигая максимума по пласту Д<sub>6</sub> Зольненского (рис. 6.14) и пласту Д<sub>6</sub> Дерюжевского (рис. 6.15) месторождений. Высокий темп отбора по Зольненскому месторождению объясняется хорошими коллекторскими свойствами и активным водонапорным режимом. Повышение темпа отбора нефти после 13 лет разработки пласта произошло вследствие внедрения форсированного режима.

По пласту Д<sub>6</sub> Дерюжевского месторождения проводился промышленный эксперимент по зависимости нефтеотдачи от темпов разработки [18, 23].

Для указанного эксперимента был выбран пласт со следующими параметрами:

- 1) небольшие запасы нефти;
- 2) высокая продуктивность скважин, хорошие коллекторские свойства пласта (проницаемость 0,200—0,400 мкм<sup>2</sup>);
- 3) благоприятное соотношение вязкостей нефти и воды  $\mu_o/\mu_w = 0,8—1,0$ ; высокий газовый фактор — 218 м<sup>3</sup>/т;

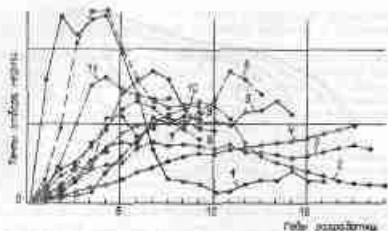


Рис. 6.13. Изменение темпа отбора нефти по десятилетиям разработки месторождений: 1—Малышевское, Д<sub>11</sub>; 2—Жуковский Овраг, Д<sub>11</sub>; 3—Тубылинское, Д<sub>11</sub>; 4—Тубылинское, Д<sub>1</sub>; 5—Жуковский, Д<sub>1</sub>; 6—Жуковский, Д<sub>11</sub>; 7—Шаловское, Д<sub>11</sub>; 8—Мушкинское, Д<sub>1</sub>; 9—Дмитриевское, Д<sub>11</sub>; 10—Шаловское, Д<sub>1</sub>; 11—Верхнешильское, Д<sub>1</sub>

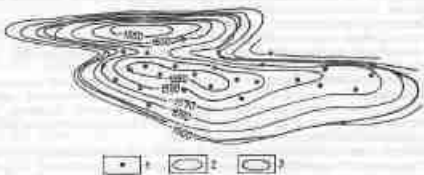


Рис. 6.14. Схема распределения выноса по штырям Д<sub>11</sub> Жуковского месторождения: 1—усредненные значения; 2—выносы по краям штыря Д<sub>11</sub>; 3—внешний контур нефтеносности

4) Большой разрыв между параллельным пластичным давлением и давлением надвижения — 25,7 и 12,5 МПа, позволяющий создавать значительные деформации на пласт.

Хотя в начальный период предполагалось разработать залежь пласта Д<sub>1</sub> без поддержания пластового давления, анализ текущих производственных данных выявил целесообразность очагового поддержания для поддержания высокого темпа отбора. Это было вызвано еще и тем, что кровля (верхняя и нижняя) неработоспособна неравномерно и при наличии воды увеличивается сила притока за счет конденсата и тем самым уменьшается удельная выработка пласта.

Куда же тенденция состоянию разработки залежи пласта Д<sub>1</sub>, когда за 10 лет эксплуатации было отобрано значительно более 50% начальной запаса нефти при средней обводненности 30,1%. Можно с уверенностью сказать, что предусмотренная проектом нефтеотдача будет достигнута.

На основе полученного опыта по ряду нефтяных месторождений, введенных в промышленную разработку (Малышевское, Хитылинское, Подгоринское, Новоключевское и др.), планируется повысить темпы отбора нефти.

Низкие темпы отбора по Тубылинскому месторождению, особенно в начальном период (6—10 лет по пластам Д<sub>11</sub> и Д<sub>1</sub>) объясняются от-

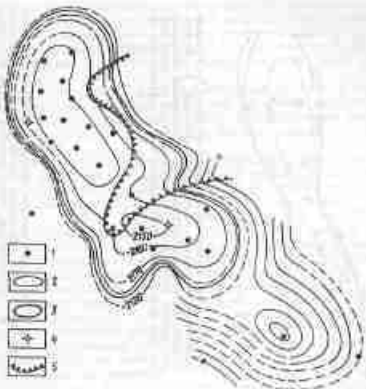


Рис. 6.16. Схема расположения скважин по плану. Дг — держужевское месторождение: 1 — добывающие скважины; 2 — скважины по границе пласта Дг; 3 — локальные центральные скважины; 4 — нагнетательные скважины; 5 — границы выделенных вертикальных проявлений пласта Дг.

существом скважин в центральных частях месторождения. Разработка в эти годы осуществлялась с законтурным заводнением. Было пробурено 3—4 ряда добывающих скважин. В дальнейшем намечался перенос фронта нагнетания и бурения следующих внутренних рядов.

Однако опыт опроверг данную систему разработки, в последующем пласты были разбурены полностью и освоены внутренние разрезающие ряды нагнетательных скважин, что позволило значительно повысить темп отбора нефти.

Высокие темпы отбора в Самарской области стали возможны благодаря внедрению эффективных систем воздействия на продуктивные пласты. Методы поддержания пластового давления путем законтурного заводнения начали внедрять с 1950 г. в основном на пластах нижнего карбона. В последующие годы методы воздействия совершенствовались и изменялись, исходя из геологических особенностей строения пластов: законтурное, приконтурное, внутриконтурное осевое, площадное заводнение и принципиально новый метод внутриконтурного заводнения — «разрезание» залежей поперечными рядами нагнетательных скважин на блоки оптимальных размеров.

В настоящее время с поддержанием пластового давления, разрабатывают все основные девонские залежи (Мухановское, Дмитриевское и Новозапрудненское месторождения). Заводнение применяется на средних и небольших по величине запасов девонских пластах (Жигулевское — пласты До и Дн-п, Держужевское пласт Дг и др.) и освоено на Михайловско-Кохапском, Новоключевском, Хилковском, Сидоровском и других месторождениях.

Закачка воды в продуктивные пласты девона начата в 1958 г. Было освоено законтурное заводнение на Мухановском месторождении (пласты Дц и Дш) рис. 6.16. В 1961 г. освоено приконтурное заводнение по

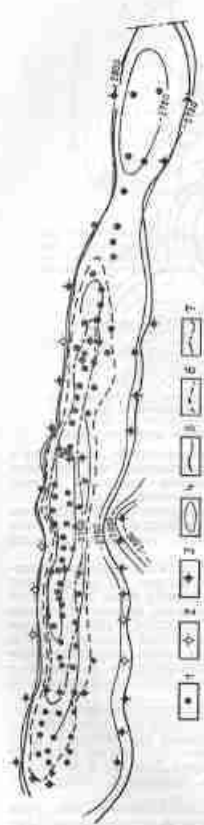


Рис. 816. Свая разрезной сечением восточной доли Мухоморской долины. 1 — долина; 2 — долина; 3 — долина; 4 — долина; 5 — долина; 6 — долина; 7 — долина.

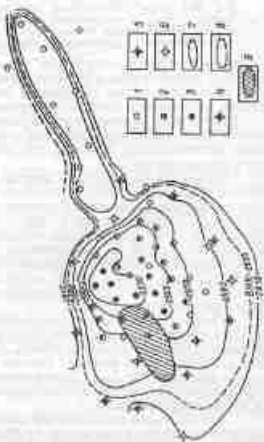


Рис. 817. Свая разрезной сечением восточной доли Мухоморской долины. 1 — долина; 2 — долина; 3 — долина; 4 — долина; 5 — долина; 6 — долина; 7 — долина.

пластам девона Дмитриевского месторождения. По продуктивным пластам девона Жигулевского месторождения освоено также приконтурное заводнение. На Новозапрудненском месторождении (пласты Д<sup>1</sup> и Д<sub>п</sub>) внедрено законтурное заводнение (рис. 6.17). По пласту Д<sup>1</sup> Дерюжевского месторождения осуществляется очаговое заводнение (см. рис. 6.15).

В процессе разработки системы воздействия на пласты изучались и совершенствовались. Результатом явилось внедрение наиболее совершенной системы воздействия — разрезания продуктивных пластов на блоки оптимальных размеров — на ряде пластов среднего и нижнего карбона и девона.

Эффективность системы внутриконтурного заводнения при разрезании пластов на блоки можно показать на примере девонских залежей Мухановского месторождения, введенных в пробную эксплуатацию в 1955 г. В девонских отложениях открыто пять продуктивных пластов Д<sup>2</sup> Д<sub>п</sub>, Д<sup>3</sup> Д<sub>ш</sub>, Д<sup>4</sup> Д<sub>ш</sub> и А<sup>1</sup> (в). Основными являются пласты Д<sub>п</sub> и Д<sub>ш</sub>. В период пробной эксплуатации отмечена хорошая связь залежей с законтурной областью питания. Это подтверждается падением пластового давления в пьезометрических скважинах Мухановского месторождения и на соседних месторождениях, которые разбуривались позднее: Восточ-ВогЧерновском, Новоключевском и Михайловско-Коханском.

В 1958 г. начато законтурное заводнение пластов Д<sub>п</sub> и Д<sub>ш</sub> Мухановского месторождения [21]. В начальный период наблюдалось влияние закачки воды на поведение нефтяных залежей. Наибольшая эффективность заводнения отмечалась в западной части пласта Д<sub>ш</sub>. В некоторых скважинах фиксировались повышения давления и дебитов нефти. Исследованиями отмечено продвижение ВНК. Затем эффективность заводнения стала снижаться. В 1960 г. объем закачки воды в законтурную область достиг величины текущего отбора жидкости в пластовых условиях, а затем превысил ее. Пластовое давление на линии нагнетания превысило начальное. В то же время в добывающих скважинах пластов Д<sub>п</sub> и Д<sub>ш</sub> давление продолжало снижаться. В пьезометрической скв.370 пластовое давление достигло 34,0 МПа при начальном 33,2 МПа, а в соседних добывающих скважинах снизилось до 18,0 МПа. Снижение эффективности заводнения связано с создавшимся в процессе разработки затруднением гидродинамической связи между нефтяными пластами Д<sub>п</sub> и Д<sub>ш</sub> и водонапорной системой.

Затруднение гидродинамической связи нефтяных пластов с законтурной зоной могли вызвать следующие причины.

1. Ухудшение коллекторских свойств пород в зоне водонефтяного контакта за счет отложения в порах карбонатного цемента (карбоната кальция) и образования битума.

2. Развитие пластовой микрофлоры в результате закачки в пласты пресной воды. С водой в продуктивные пласты попадают сульфатредуцирующие бактерии, развитие которых сопровождается образованием сероводорода. Последний в призабойной зоне скважины дает осадки сернистого железа. Этот фактор действует на коллектор только вблизи нагнетательных скважин.

3. Адсорбция асфальтово-смолистых веществ и, как следствие, уменьшение проницаемости коллектора для воды.

В условиях девонских залежей Мухановского месторождения наиболее вероятным является выпадение асфальтово-смолистых веществ в приконтурной зоне в процессе перемещения ВНК, хотя не исключается некоторое влияние и других факторов.

Вследствие ухудшения гидродинамической связи возникли осложнения в процессе разработки. Несмотря на большие объемы закачки воды в законтурную область, пластовое давление в зоне отбора продолжало снижаться. Скважины прекращали фонтанировать. Перевод скважин на механизированную добычу штанговыми и электропогружными насосами не дал положительного результата из-за низких динамических

уровней и, следовательно, больших глубин спуска насосов, а также из-за малой эффективности работы насосов вследствие высокой газонасыщенности нефти.

Эксплуатационные скважины, работающие с дебитом 180—200 т/сут, при прекращении фонтанирования и переводе на механизированную добычу работали с отборами, равными 10—20 т/сут, или переходили в бездействующий фонд. Общая добыча нефти по объекту, не достигнув проектного максимума, стала снижаться. Для увеличения давления в зоне отбора и предотвращения быстрого падения добычи нефти в начале 1962 г. произвели пробную закачку воды в скважины пласта Дп, расположенные внутри контура нефтеносности. Влияние опытной закачки оказалось очень эффективным. По соседним добывающим скважинам стало возрастать пластовое давление, сопровождавшееся ростом дебитов.

На основе анализа пробной закачки воды в пределы нефтенасыщенной части пласта Дп изменена система заводнения. Залежь пласта Ди, представляющая собой вытянутую в широтном направлении антиклиналь (см. рис. 6.16), была «разрезана» на блоки пятью рядами нагнетательных скважин. Пласт Ди, по которому был достигнут проектный уровень, продолжал разрабатываться с законтурным заводнением. Внедрение блокового разрезания улучшило состояние разработки Пласта Ди. Пластовое давление внутри контура стало быстро увеличиваться, забойные давления, по скважинам значительно возросли, ряд скважин с механизированной добычей перешел на фонтанирование. Это привело к увеличению добычи нефти по пласту Дп и уменьшению доли добычи пласта Дш.

В 1965 г. было принято решение освоить одновременно-раздельную закачку воды в пласты Дп и Дш по скважинам разрезающих рядов для выравнивания степени выработки.

Примером разработки девонских залежей при законтурном заводнении являются пласты Д1 и Ли Новозапрудненского месторождения (рис. 6.17). На этом месторождении залежи девона разрабатываются единой сеткой скважин при раздельной закачке воды. В связи со слабой связью пластов с законтурной областью питания пластовое давление снизилось от 30,5 до 24,4 МПа, и только закачкой воды, начатой в 1965 г., удалось достигнуть прекращения падения давления и некоторой его стабилизации. Успешно осуществляется заводнение и по другим девонским пластам.

Преимущество разработки с поддержанием пластового давления хорошо видно на примере Жигулевского месторождения, продуктивные пласты которого До и Дц-п на первой стадии разрабатывались без заводнения. По пласту Д освоены приконтурные скважины, обводнившиеся в 1959 г. после девяти лет разработки. За шестилетний период закачки дополнительно извлечено более 400 тыс. т нефти [25, 26]. Благодаря заводнению пласта До темп отбора нефти несколько увеличился. По объекту Дц-п Жигулевского месторождения внедрение заводнения также позволило увеличить текущую добычу нефти и темп отбора через 13 лет разработки после достижения максимального уровня.

На ряде месторождений Самарской области нефтяные пласты девона объединены в эксплуатационные объекты, разрабатываемые единой сеткой скважин, что приводит к значительному снижению объема капитальных вложений и эксплуатационных затрат, но осложняет контроль и регулирование процесса разработки. К ним относятся, девонские залежи Мухановского месторождения, пласты Д1 и Д<sub>2</sub> Новозапрудненского, Д1 и Дп Жигулевского, Дп и Д<sup>^</sup> Неклюдовского и др. Процесс разработки регулируется путем различного вида воздействия на пласты. Как было отмечено выше, пласты девона Мухановского месторождения разрабатываются при одновременно-раздельной закачке воды в разрезающие ряды нагнетательных скважин, что позволило увеличить величину отбора нефти из пласта Дш, значительно отстающего по сте-

пени выработки от пласта Дп. На Новозапрудненском месторождении регулирование разработки производится путем отдельной закачки воды в пласты Д; и Дп.

Применяя метод одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых девонских объектах старых и вновь вводимых в промышленную разработку месторождений, можно получить значительную экономию в капитальных вложениях и добиться значительного улучшения контроля и регулирования процесса разработки при условии высокой эффективности используемого оборудования. К сожалению применяемое оборудование оказалось нетехнологичным и этот метод эксплуатации не нашел развития.

Исходя из опыта разработки пластов девона, находящихся на конечной стадии разработки, можно судить о фактически достигнутой нефтеотдаче. Как видно из рис. 6.18 и табл. 6.6, наибольшие величины неф-

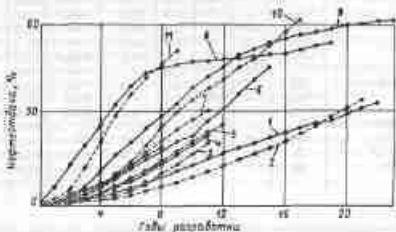


Рис. 6.18. Нефтеотдача, %, по основным пластам девонских месторождений: 1 — Туймазинское, Дп; 2 — Тупцатпеевское, Д; 3 — Шкаповское, Д; 4 — Им. рш-вског., Дп; 5 — Луксовское, Д; 6 — Жигулевское, Д; 7 — Шкаповское, Д; 8 — Зольненское, Д; 9 — Яблоневый Овраг, Д; 10 — Жигулевское, Д; И — Дерюжевское, Д

теотдачи, превышающие 50%, достигнуты по Самаро-Лукским нефтяным месторождениям — Зольненскому (пласт Дп), Яблоневый Овраг (пласт До) и Жигулевскому (пласт До). Характерно, что по пласту Д1 Дерюжевского месторождения на девятый год промышленной разработки нефтеотдача также превысила 50%.

На рис. 6.18 приведены данные по величине достигнутой нефтеотдачи по пластам  $R_1$  и  $D^M$  Шкаповского и  $R$ , и Дп Туймазинского месторождений. Как видно из представленных данных, пласты девона месторождений Самарской области, в том числе и крупных (девон Мухановского и Дмитриевского), разрабатываются значительно более интенсивно, чем пласты Д1 и Дп Туймазинского и Д1 Шкаповского месторождений.

В табл. 6.6 представлены данные разработки по основным нефтяным пластам. Можно отметить, что максимальная безводная нефтеотдача достигнута по Зольненскому, Михайловскому и Неклюдовскому месторождениям. Из 19 рассмотренных объектов семь разрабатываются при активном водонапорном режиме, четыре — три режима растворенного газа и восемь — при затрудненной связи пластов с законтурной областью питания. С поддержанием пластового давления разрабатываются пять объектов, причем заводнение пластов девона Мухановского месторождения начато на четвертом году разработки, Дмитриевского месторождения — на шестом году, а пластов Д1 и Дп Новозапруднен-



## Тенузия и ее влияние на нефтепродукты по классам выноса

Класс выноса	Класс	Число лет разработки	Историческое, %		Среднее значение, %	Максимальное значение, %	Плотность аномалии, МДн	
			Историческое	Среднее			Максимальное	Среднее
Средний вынос	$A_0$	28	84	81,3	—	2,32	15,7	9,68—12,00
	$A_1$	20	81	88,5	14,1	0,306	17,41	13,52
Зольность	$A_{11}$	20	82	83,8	5,0	1,83	17,88	13,50
	$A_{12}$	16	80	86,0	5,3	0,313	17,3	11,52
Жирность	$A_{13}$	18	88	85,3	—	0,452	18,1	12,02
	$A_{14}$	6	80	82,0	12,0	0,054	30,5	24,41
Насыщенность	$A_{15}$	7	80	17,4	17,3	0,002	30,5	24,11
	$A_{16}$	11	80	20,1	19,0	—	31,2	26,9
Максимальный вынос	$A_{17}$	9	82	20,8	16,2	—	31,2	21,0
	$A_{18}$	7	20	7,5	16,2	0,000	30,5	~25,0
	$A_{19}$	11	20	6,10	6,0	—	31,2	~20,7
Кислотность	$A_{20}$	8	80	14,8	12,8	—	22,4	~15,0
	$A_{21}$	8	40	4,7	—	0,20	31,7	25,3
	$A_{22}$	8	80	7,9	5,7	0,07	32,6	~25,3
Насыщенность	$A_{23}$	—	20—25	—	—	—	32,6	—
	$A_{24}$	6	80	30,8	17,1	—	33,0	~25,0
Давление	$A_{25}$	80	28	63,0	4,3	0,89	25,78	18,83
	$A_{26}$	8	65	44,8	3,8	0,29	25,7	20,30

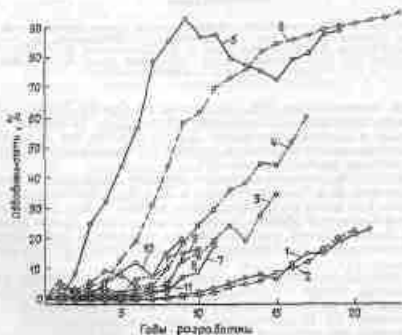


Рис. 8.10. Тенденция обескисления по классам выноса нефтепродуктов: 1 — Тудинский,  $A_{11}$ ; 2 — Тудинский,  $A_1$ ; 3 — Музлюкский,  $A_1$ ; 4 — Музлюкский,  $A_{11}$ ; 5 — Зольность,  $A_{11}$ ; 6 — Средний вынос,  $A_0$ ; 7 — Музлюкский,  $A_1$ ; 8 — Шинковский,  $A_1$ ; 9 — Шинковский,  $A_{11}$ ; 10 — Давление,  $A_{25}$ ; 11 — Давление,  $A_{26}$ .

ского месторождения—через три года после ввода их в пробную эксплуатацию.

В табл. 6.6 приведено отношение добытой воды к добытой нефти. Наибольшая величина водонефтяного фактора достигнута по месторождениям Яблоновый Овраг и Зольненскому, характеризующимся высоким водонефтяным режимом. Для режима растворенного газа и значительной связи с коллекторной областью питания характерен высокий водонефтяной фактор. По отдельным пластам Дмитриевского, Михайловского и Шкаповского месторождений водонефтяной фактор при разработке, обводненность добываемой продукции невысока.

На рис. 6.19 и в табл. 6.7 приведена динамика обводнения наиболее характерных долинных пластов Самарской области и Башкирстана. Интенсивный рост обводненности добываемой продукции отмечается на месторождениях Зольненском и Яблоновый Овраг. Обладая большими запасами нефти и обширными видоизмененными пластами этих месторождений начали обводняться уже на втором году разработки. Наиболее медленный рост обводнения отмечается по Мухомовскому месторождению, что связано с оставлением в эксплуатации пластовых скважин, обводняющихся в процессе разработки.

Как уже указывалось, пласты девона характеризуются сложной и зональной неоднородностью, поэтому в первую очередь осваиваются выработки по верхним пластам. В более плотные части пластов остаются невыработанными. Особенно наглядно этот факт подтверждается по объектам, состоящим из двух и более пластов. Регулирование разработки таких объектов путем закачки воды разделяло в каждый пласт не решает полностью этой проблемы. Поэтому наиболее правильным может быть внедрение на таких месторождениях метода одновременно-раздельной добычи, что позволит усилить контроль за разработ-

Таблица 6.7

Обводненность долинных пластов Самарской области и Башкирстана

Месторождение	Пласт	Год	Водонефтяной фактор							
			Обводненность (%)							
			1	2	3	4	5	6	7	8
Яблоновый Овраг	До	1944	5,4	2,0	4,7	5,7	13,5	20,0	31,9	44,5
Зольненское	Д	1918	2,4	1,8	1,77	1,16	2,8	6,9	18,5	22,3
	Дп	1948	0,78	8,8	25,0	32,4	44,0	57,0	79,0	85,6
Туймазинское	Д1	1945	0,03	0,31	0,234	0,313	0,314	0,646	0,936	1,49
	Дп	1945	0,14	0,15	0,31	0,22	0,53	0,77	1,05	1,87
Жигулевское	До	1952	0,3	0,27	0,33	3,4	0,98	6,6	8,2	14,3
	Дц-Л	1950	4,3	2,9	5,7	9,1	7,7	4,9	5,0	10,8
Мухомовское	Д	1955	0,3	0,7	0,66	0,9	1,2	1,6	3,0	3,56
Дмитриевское	Дп	1956	—	—	0,001	—	0,015	0,005	0,002	0,24
Михайловское	Д1	1957	—	—	—	—	—	0,59	2,81	3,5
	Дп	19-39	3,57	1,8	3,14	1,18	0,59	0,57	0,66	1,65
	Дш	1961	3,3	7,37	12,4	1,23	3,93	50,8	—	—
Шкаповское	Д1*	1957	—	0,002	—	0,03	0,015	0,46	0,072	0,07
	Дпг	1955	1,1	2,4	2,4	3,9	2,3	3,9	4,89	6,94
Дерюжевское	Д	1958	0,08	0,7	2,1	5,5	9,3	12,3	8,9	15,6
	Д1	1959	0,1	0,02	0,3	2,4	46,8	41,4	47,4	30,0
Ловозапрудинское	Ды-п	1960	2,2	2,9	1,0	0,1	0,1	0,1	0,99	—
Неклюдовское	Д1	1962	1,35	1,0	0,88	0,73	0,54	—	—	—
	Д1	1960	0,02	3,7	22,6	18,1	19,3	22,9	33,5	—

Исторические районы	Район	Год основания районного центра	Единицы цен							
			Объемы, %							
			1	10	21	32	43	54	65	76
Ильинский	Д.	1944	29	62,3	79,4	73,0	77,1	82,3	85,8	88,3
Орск	Д.	1948	22,4	18,5	27,9	41,9	45,9	50,9	57,0	63,0
Зырянский	Д.	1949	31,0	67,0	89,0	89,0	77,0	70,0	73,8	80,0
Тубалтинский	Д.	1945	1,50	3,43	3,40	3,70	0,30	0,43	11,0	13,1
Журалинский	Д.	1932	10,0	10,0	19,4	24,6	19,7	39,1	35,0	—
Ухтинский	Д.	1929	19,0	38,0	30,0	26,8	25,0	48,3	45,0	82,5
Дальнекамский	Д.	1935	8,0	9,7	10,0	—	—	—	—	—
Малытинский	Д.	1937	0,50	1,05	1,0	—	—	—	—	—
Шайбонинский	Д.	1939	—	—	—	—	—	—	—	—
Сармановский	Д.	1931	—	—	—	—	—	—	—	—
Исмаиловский	Д.	1937	0,000	0,030	—	—	—	—	—	—
Шайбонинский	Д.	1935	13,6	18,4	—	—	—	—	—	—
Деревьевский	Д.	1925	14,4	15,9	—	—	—	—	—	—
Сармановский	Д.	1939	—	—	—	—	—	—	—	—
Исмаиловский	Д.	1939	—	—	—	—	—	—	—	—
Исмаиловский	Д.	1937	—	—	—	—	—	—	—	—
Исмаиловский	Д.	1930	—	—	—	—	—	—	—	—

Исторические районы	Район	Год основания районного центра	Единицы цен							
			Объемы, %							
			77	88	10	21	32	43	54	65
Ильинский	Д.	1944	89,0	90	91	92	93	93,0	94,0	
Зырянский	Д.	1949	83,0	84,5	85,0	—	—	—	—	
Тубалтинский	Д.	1945	30,8	30,0	35,1	—	—	—	—	
Журалинский	Д.	1949	70,8	70,3	73,0	20,7	—	—	—	
Ухтинский	Д.	1929	—	—	—	—	—	—	—	
Дальнекамский	Д.	1935	—	—	—	—	—	—	—	
Малытинский	Д.	1937	—	—	—	—	—	—	—	
Шайбонинский	Д.	1939	—	—	—	—	—	—	—	
Сармановский	Д.	1931	—	—	—	—	—	—	—	
Исмаиловский	Д.	1937	—	—	—	—	—	—	—	
Исмаиловский	Д.	1935	—	—	—	—	—	—	—	
Исмаиловский	Д.	1939	—	—	—	—	—	—	—	
Исмаиловский	Д.	1937	—	—	—	—	—	—	—	
Исмаиловский	Д.	1930	—	—	—	—	—	—	—	

кой каждого отдельного пласта и решить вопрос более равномерной выработки каждого пласта, входящего в единый объект разработки. В отдельных случаях нужно идти на разделение сеток скважин.

На основе анализа разработки девонских продуктивных пластов можно сделать ряд выводов.

1. Нефтяные пласты девона существенно различаются коллекторскими свойствами, режимами, физико-химическими свойствами содержащихся в них нефтей, глубинами залегания, что создает различные условия для их разработки.

2. Нефти некоторых девонских залежей имеют высокую газонасыщенность, что объясняется наличием глинистых пачек большой толщины в кровле и низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов, затрудняющими условия водообмена. Высокое газонасыщение нефтей приводит к большим осложнениям при насосном способе эксплуатации.

3. Залежи девона разрабатываются при высоких темпах отбора, что не снижает конечной нефтеотдачи пластов.

4. Продуктивные пласты девона разбурены в основном оптимально-разреженными сетками скважин.

5. При закачке воды в законтурную часть пластов девона Мухановского месторождения произошло резкое ухудшение связи водонапорной зоны с нефтяной в процессе разработки (запечатанность залежи). Внедрение блоковой системы воздействия значительно увеличило эффективность заводнения.

6. Практика разработки показала высокую технико-экономическую эффективность блоковых систем воздействия, на пласты девона.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аширов К. Б. и др. Геологическое строение и условия разработки I пласта нижнего карбона Мукалевогo месторождения // Тр./Гипропостройнефти — Вып. III. — М.: Гостоптехиздат, 1961.
2. Губанов А. И., Илларионова С. Я., Сазонов Б. Ф. Разработка продуктивных пластов нижнего карбона Мухановского месторождения // Тр./Гипропостройнефти. — Вып. IX. — М.: Недра, 1965.
3. Иванов П. В. и др. Состояние и перспективы разработки Пулаупского нефтяного месторождения Юго-Восточной Сибири // Геология нефти и газа, 1960, № 7.
4. Илларионова С. Я., Громович В. А. Анализ подъема нефтяного пласта С, Мурановского месторождения // Геология нефти и газа, 1960, № 7.
5. Колганов В. И. К методике отбора проб начальной нефтенасыщенности песчаных коллекторов по электрометрии // Тр. ВНИИОЭНГ. — Вып. XII. — Купцынское месторождение, 1970, № 2.
6. Колганов В. И., Югин Л. Г., Илларионова С. Я., Гавура В. Е. Исследование водообмена пласта С, Мурановского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1970, № 2.
7. Колганов В. И. Исследование влияния на нефтеотдачу плотности сетки скважин на Угольском месторождении // Тр. ВНИИОЭНГ, 1968.
8. Губанов А. И. и др. Разработка и эксплуатация пласта карбона Мурановского месторождения // Тр./Гипропостройнефти. — Вып. IX. — М.: Недра, 1965.
9. Иванов П. В. и др. Состояние и перспективы разработки Мухановского нефтяного месторождения // Тр./Гипропостройнефти. — Вып. IX. — М.: Недра, 1965.
10. Колганов В. И., Югин Л. Г., Илларионова С. Я., Гавура В. Е. Особенности заводнения и эффективности вытеснения нефти из пласта С, Мухановского месторождения // Тр./Гипропостройнефти. — Вып. XV. — М.: Недра, 1971.
11. Илларионова С. Я., Громович В. А. Анализ подъема водонефтяного пласта С, Мурановского месторождения // Геология нефти и газа, 1960, № 7.

14. Буджикава Ё. А. Изучение нефтяногазовых залежей в процессе разработки залежей на месторождении Алты-Уральской области. — М.: Физматгиз, 1969.
16. Орландский Э. М., Деллсон В. Г. Термальная деградация примесных масел для радиометрического контроля за обводнением Мушкетерского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1962, № 10.
17. Якушевский В. С. Микробиологические процессы. — М.: Госстатиздат, 1956.
18. Аширов К. Е., Гизура В. П., Сафаров А. В. Гидродинамика скважин, нефтенасыщенность и изменение продуктивности скважин при разработке залежей нефти месторождения Курбановской области // Тр. Ташкентского университета. — Вып. XV. — М.: Недра, 1971.
19. Вост М. О., Ермакова И. А. Оптимизация скважин и геол. — М.: Госстатиздат, 1957.
20. Аширов К. Е. и др. Гидродинамика скважин, нефтенасыщенность и основные изменения при разработке залежей нефти Мухоморова-Кокшакского месторождения // Тр. Ташкентского университета. — Вып. 3. — М.: Госстатиздат, 1962.
21. Губанов А. И. и др. Разработка деформированных продуктивных пластов Мушкетерского месторождения // Тр. Ташкентского университета. — Вып. IX. — М.: Недра, 1965.
22. Исламовичева С. В. Новые залежи в геологической структуре Мушкетерского месторождения // Тр. Ташкентского университета. — Вып. 3. — М.: Недра, 1968.
23. Аширов К. Е. и др. Геологическая структура и углеводородная среда разрабатываемых Мушкетерского месторождения // Тр. Ташкентского университета. — Вып. 2. — М.: Госстатиздат, 1962.
24. Аширов К. Е. Геологические обстановки формирования нефтяных и газовых залежей месторождения Среднего Палеозоя // Тр. Ташкентского университета. — Вып. 3. — М.: Недра, 1965.
25. Пудин П. А., Гизура В. Е. Об экономическом обосновании разработки месторождений с залежами пластовой нефти в Курбановской области // Нефтяное хозяйство, 1967, № 3.
26. Харин В. Л., Палаев Н. А., Гизура В. Е., Лейбенс В. Г. Особенности разработки нефтяных пластов в связи с их амплотермическими // Тр. Ташкентского университета. — Вып. XVIII. — М.: Недра, 1973.

## Раздел 7 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

### 7.1. Проблемы разработки газонефтяных залежей (ГНЗ)

В последние годы структура сырьевой базы нефтяной промышленности существенно изменилась. Все большей удельной вес приобретает добыча нефти из скважиноостровных залежей, в том числе газонефтяных, значительные запасы нефти которых заключены в обширные и многопродуктивные подлинно-залежи с небольшой нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов.

Анализ газонефтяных объектов выявляет четкую дифференциацию залежностью запасов нефти в зависимости от доли газовой фазы в объеме пласта. При преобладании газовой фазы проектная нефтеотдача составляет в среднем около 20% на объектах, где газовая фаза не превышает 0,25 общего объема пласта, нефтеотдача, определенная как средняя арифметическая по всем объектам, равняется 17%.

Степень выработанности залежностью запасов нефти газонефтяных залежей находится в тесной зависимости от доли газовой фазы. Для объектов с небольшим долей газовой фазы (меньше 0,25) она достигает 44%, в то время как при доле 0,5—0,75 средняя выработанность находится на уровне 10% (табл. 7.1).

Рассмотренная группа залежей является численно новой и существенно отличается от разрабатываемых в настоящее время чисто-нефтяных и чистогазовых месторождений. Эта месторождения включает нефтяную часть в виде тонких, газовую часть, содержащую, кроме газа, конденсат, и очень часто доминирующую или равную воду.

Таблица 7.1

Доля нефти в газонефтяной залежи	Вязкость нефти	Удельная масса	Средняя вязкость конденсата при температуре плавления		Процентная доля нефти в газонефтяной залежи
			Вз	В&Г	
< 0,25	> 40	2,1	40 (старые залежи)	—	21
0,25 ... 0,50	> 3,5	2,2	10	—	25
0,51 ... 0,75	> 9,0	13,1	18	—	32
> 0,76	> 300	83,1	48	41	37

Таким образом, газонефtekонденсатная залежь содержит три компонента полезных ископаемых: нефть, газ и конденсат. В зависимости от соотношения объемов отдельных компонентов меняется и характеристика залежи как объекта разработки. Так, если нефтяная оторочка мала по размерам, а содержание конденсата в газовой шапке незначительно, то месторождение считается чистогазовым. При повышенном содержании конденсата оно превращается в газоконденсатное. Наоборот, при малых объемах газовой шапки залежь становится чистонефтяной, а при наличии газовой шапки без конденсата — газонефтяной.

Следовательно, газоконденсатные залежи занимают промежуточное положение между газовыми и нефтяными месторождениями. Поэтому процесс разработки таких месторождений становится весьма сложным. Помимо геологической неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости и линзовидности, широких диапазонов изменения параметров, имеют место трудноподдающиеся количественному анализу фазовые переходы, происходит образование конусов воды, газа и т. д.

Разрабатываемые ГНЗ довольно многообразны по условиям залегания нефти и газа, соотношению объемов порового пространства, насыщенного нефтью и газом, коллекторским свойствам продуктивных отложений, глубинам их залегания. Продуктивные пласты большинства из них представлены терригенными породами, в основном песчаниками с различной характеристикой.

Карбонатные коллекторы (известняки пермской системы, верхнего, среднего и нижнего карбона) разрабатываются на месторождениях Пермской и Саратовской областей и в Башкортостане.

В большинстве случаев ГНЗ залегают на глубине 1000—2000 м и содержат сравнительно небольшие запасы нефти. Условия залегания нефти и газа, характер распределения запасов по зонам имеют большое значение для рациональной разработки.

Исходя из этого, существует несколько классификаций\*, отражающих условия заполнения ловушки газом, нефтью и водой, соотношение газонасыщенного и нефтенасыщенного объемов залежи, а также степень активности законтурной области. Все классификации выделяют основные типы залежей, которые подразделяются на подтипы в зависимости от соотношения поровых объемов, заполненных нефтью и свободным газом.

Наиболее сложной задачей является извлечение нефти из нефтяных оторочек, имеющих незначительную толщину и обширную подгазовую зону. В большинстве нефтегазодобывающих районов ГНЗ (приурочены к многопластовым месторождениям, в продуктивной толще которых имеются залежи различного типа — нефтяные, газовые и газонефтяные. Как правило, эти залежи выделяются в самостоятельные объекты разработки из-за трудности объединения их в один объект.

Более 70% ГНЗ эксплуатируются 20—30 лет и более.

\* Дфанасьян А. В., Зиньков Л. Л. Опыт разработки нефтегазовых залежей — М.: Недра, Шиб.

Многие из них, в том числе и крупные, находятся на поздней стадии разработки. Именно этим обстоятельством и явным преобладанием небольших по запасам нефти залежей объясняется незначительная доля ГНЗ в добыче большинства рассматриваемых районов.

Разработка ГНЗ является определяющей только в Волгоградской области и Краснодарском крае.

### *7.1.1. Применяемые системы разработки газонефтяных залежей*

Многообразие ГНЗ и наличие в них неизолированных друг от друга запасов нефти и газа определяет специфику систем их разработки по сравнению с чисто нефтяными залежами. Многие из них, за исключением процессов с закачкой газа, в различных масштабах внедрены или опробованы на промыслах страны [1].

Многолетний опыт показал, что на ГНЗ трудно выдержать одну и ту же систему в течение всего периода разработки. Обычно возникает ряд осложнений, связанных с прорывами газа из газовой шапки и трудностями извлечения, нефти из газонефтяных зон. Проводимые для улучшения условий разработки и полноты извлечения нефти мероприятия частично или существенно меняют принятую ранее систему.

Наиболее простым мероприятием считается контролируемый отбор газа из газовой шапки, сдерживающий ее расширение. При малых размерах газовой шапки возможно за счет отбора всего газа преобразование ГНЗ в нефтяную, что упрощает ее разработку. Для более полной выработки нефти из подгазовых зон последние отрезают от нефтяной с помощью нагнетания воды.

Большая часть ГНЗ в старых районах разрабатывается без поддержания давления за счет использования природной энергии пластовой системы и газа газовой шапки при ограниченной роли растворенного газа. Эффективность такой разработки зависит от геолого-физической характеристики коллекторов, условий залегания нефти и газа, соотношения объемов, занятых этими флюидами, активности вод законтурной области, темпов отбора нефти [2].

Широкие возможности по применению того или иного варианта разработки, а также их многочисленных разновидностей требуют соответствующей классификации. В работе [3] приводится достаточно детальная характеристика вариантов разработки. Эти варианты выделяются по порядку ввода нефтяной и газовой зон (опережающая разработка нефтяной зоны, одновременная разработка нефтяной и газовой зон, опережающая разработка газовой шапки) и по воздействию на пласт (без и с поддержанием пластового давления). Учитывая последние исследования в области разработки газонефтеносных месторождений, В. В. Исайчев и Д. М. Саттаров [4] предложили иную классификацию систем разработки газонефтяных месторождений, которая охватывает способы разработки с поддержанием пластового давления. Предлагаемая схема представлена на рис. 7.1. Как видно из приведенной схемы, системы разработки рассматриваемых месторождений делятся на две группы по признаку применяемого рабочего агента: вода и газ. Возможно совместное использование этих рабочих агентов путем закачки водогазовой смеси и последовательной закачки газа и воды.

Разновидности применения рабочих агентов следующие.

Закачка воды:

- барьерное заводнение;
- двухстороннее барьерное заводнение;
- заводнение по площадной системе.

По всем трем системам заводнения возможны иодварианты:

- а) закачка и отбор по всей толщине продуктивного пласта;
- б) закачка по всей толщине, отбор из нефтенасыщенной части пласта;

та;

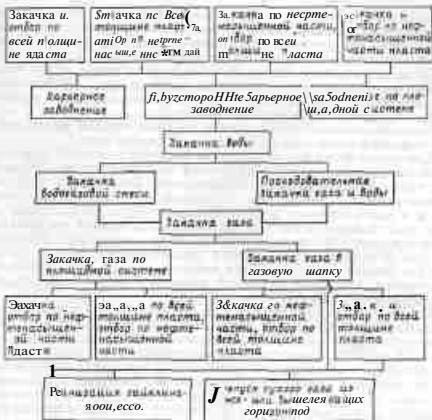


Рис. 7. Классификация систем разработки специализированных нефтегазовых и газодобывающих скважин при разработке пластового давления.

в) закачка в нефтенасыщенную часть, отбор из всей толщины пласта;

Г) закачка и отбор из всей нефтенасыщенной части пласта.

Закачка газа:

- закачка газа по площадной системе;
- закачка газа в газовую шапку.

Как и при заводнении, здесь можно выделить подварианты а, б, в, г.

По признаку источника получения газа для закачки в пласт рассматриваемые системы делятся на подсистемы, в которых реализуется сайклинг-процесс или перепуск сухого газа из ниже- и вышележащих горизонтов.

Большая часть ГНЗ в старых районах разрабатывается до настоящего времени без поддержания давления за счет использования природной энергии пластовой системы и газа газовой шапки при ограниченной роли растворенного газа. Эффективность такой разработки очень различна и зависит от геолого-физических свойств продуктивных пластов, условий залегания нефти и газа, соотношения объемов, занятых нефтью и газом, активности водозливающей области, темпов отбора нефти [р].

Наиболее успешно по такой системе разрабатываются ГНЗ с высокопроницаемыми, достаточно однородными и выдержанными терригенными коллекторами, имеющие хорошую связь с законтурной областью питания при высокой активности пластовых вод, обеспечивающих оптимальный темп выработки запасов нефти при допустимом снижении давления.

Высокая степень извлечения нефти достигнута на крупной массив-



ной залежи IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края. С 1954 г. из нее отобрана значительная доля запасов нефти при снижении пластового давления на 0,7 МПа; месторождение находится в поздней стадии разработки (рис. 7,2) [5].

По литологическому составу IV горизонт разделяется на две части: верхнюю песчано-глинистую и основную песчаную (рис. 7,3). Характерной особенностью верхней части горизонта является сложное строение при низких коллекторских свойствах пород.

Основная песчаная часть сложена главным образом мелкозернистыми песками и алевролитами с тонкими прослоями глин.

Длительное время без поддержания давления с большой эффективностью вырабатывалась нефть из крупной пластовой залежи бобриковского горизонта Коробковского месторождения. Залежь этого типа имеет широкую чистонефтяную зону, в пределах которой были размещены от 2 до 4 рядов основного фонда добывающих скважин. Пластовая система имеет большой запас упругой энергии. По проекту предусматривалась разработка без поддержания давления с контролируемым отбором газа из газовой шапки, который осуществлялся с 1956 по 1971 г. С 1971 г. система разработки была изменена: начали осуществлять неограниченный отбор газа из газовой шапки, а с 1976 г. — законтурное и затем барьерное заводнение.

Примеры успешной разработки без поддержания пластового давления имеются по более мелким залежам Волгоградской области и Узбекистана. Длительное время без поддержания давления разрабатывались ГНЗ и ГНКЗ Туркменистана. Характерными для месторождений этой республики являются многопластовость, большая глубина залегания продуктивных отложений (1500—5000 м), превышение начального пластового давления над гидростатическим, значительное содержание конденсата в газе газовых шапок. Нефтегазоконденсатные залежи приурочены к антиклинальным складкам, разделенным тектоническими нарушениями на обособленные участки и блоки. Фактически продуктивные пласты представляют совокупность мелких очень различных по энергетическим и геолого-физическим характеристикам объектов разработки. Коллекторами являются пески, песчаники и алевролиты проницаемостью от  $10 \cdot 10^{-3}$  до  $15 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пластовые нефти имеют вязкость 1—2 мПа·с.

В зависимости от связи отдельных блоков с законтурной областью, характеристики коллектора, размеров газовых шапок в процессе разработки без поддержания давления преобладает упруговодонапорный или газонапорный режим. Наиболее крупные ГНКЗ находятся на месторождении Котур-Тспе, введенном в разработку в 1959 г., и Барса-Гельмес, разрабатываемом с 1966 г. Отбор нефти, а на некоторых объектах нефти и газа, привел к большому снижению пластового давления.

Наиболее трудными для разработки являются небольшие пластовые залежи с узкими нефтяными оторочками и массивные залежи с малой толщиной нефтяного слоя. Они типичны для районов Саратовского Поволжья, Украины и Западной Сибири. Для Саратовского Поволжья характерны многопластовость, небольшие размеры залежей, залегание нефти в виде узких оторочек промышленного и непромышленного значения. В процессе разработки наблюдается быстрое и резкое падение добычи нефти из-за роста газовых факторов и обводненности, интенсивность которой зависит от связи залежей с законтурной областью питания. Обычно в пределах узких оторочек размещается один, реже два ряда добывающих скважин.

Ограниченность фонда скважин снижает эффективность мероприятий по регулированию. Полнота извлечения нефти при этом часто бывает низкой.

На Украине к указанным трудностям разработки залежей с узкими нефтяными оторочками в многопластовых месторождениях добавляется



Рис. 13. Геологическая карта на Архейском фундаменте в бассейне озера Катуи. I — разломы; II — зона разломов; III — зона разломов с разломом; IV — разломы с зонами разломов; V — разломы с зонами разломов и зонами разломов.

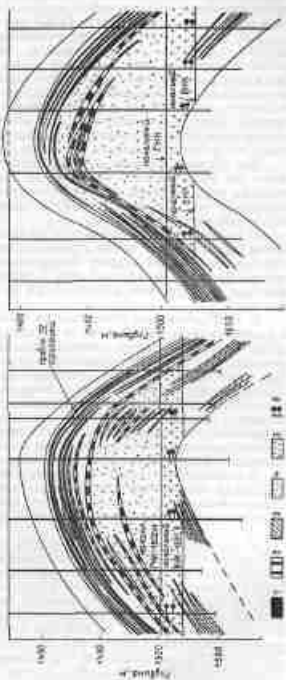


Рис. 15. Геологические разрезы Архейского фундамента в бассейне озера Катуи. I — зона разломов; II — зона разломов с разломом; III — зона разломов с разломом и зонами разломов; IV — зона разломов с разломом и зонами разломов.

еще и большая глубина залегания продуктивных отложений (3500—5000 м). Небольшая ширина нефтяных оторочек (100—600 м) снижает эффективность бурения разведочных и добывающих скважин. Для этого района характерно аномально-высокое содержание кондечсата в газе газовых шапок, что определяет специфику решения вопроса об очередности выработки запасов нефти и газа и оценки технико-экономической эффективности разработки ГНКЗ как единого объекта.

Как показали теоретические исследования и промысловая практика, при разработке без поддержания давления, когда в пластовых условиях нефтяная зона и газовая шапка не разобщены, особое значение для полноты извлечения нефти имеет регулируемый отбор газа из газовой шапки. При добыче только нефти давление в нефтяной зоне снижается, что приводит к расширению газовой шапки. Интенсивность проникновения газа в нефтяную зону зависит от темпов отбора нефти, соотношения газонасыщенных и нефтенасыщенных объемов, характеристики коллектора, активности вод законтурной области.

Как правило прорывы газа осложняют процесс разработки и снижают его эффективность. Исключение составляют ГНЗ с большими этапами нефтеносности, где возможно существенное проявление гравитационных сил. При отборе из ГНЗ одновременно нефти и газа возможны следующие варианты.

1. Контролируемый отбор газа из газовой шапки, увязанный с добычей нефти, который может свести к минимуму взаимовлияние нефтяной и газовой частей залежи. Такая разработка, предполагающая равенство давлений в нефтяной зоне и газовой шапке является технологическим мероприятием, направленным на улучшение условий извлечения нефти.

2. Неограниченный отбор газа из газовой шапки, не согласованный с разработкой нефтяной зоны. В этом случае образование в газовой шапке зоны пониженного давления приводит к дополнительным потерям нефти в результате перемещения ее в газонасыщенные коллекторы. При особо неблагоприятных условиях неограниченный отбор газа из газовой шапки может привести к тому, что большая часть или все извлекаемые запасы нефти переходят в категорию балансовых, еще не вступив в разработку. Наиболее явно этот процесс можно проследить на залежах, где вследствие аварийной ситуации длительное время происходит неограниченный выпуск газа из газовой шапки, например, на Урицком и Коробичевском месторождениях.

В целях увеличения степени нефтеизвлечения особенно в подгазовых зонах, обеспечения оптимальных темпов отбора нефти, поддержания пластового давления и разделения нефтяной зоны и газовой шапки на промыслах России нашло применение заводнение в различных вариантах.

В отличие от опыта США в России при разработке газонефтяных месторождений применяются методы закачки воды в виде законтурного и барьерного заводнения. Барьерное заводнение, при котором газовая шапка изолируется от нефтяной части залежи путем бурения барьерных скважин по внутреннему контуру газоносности, применяется на газонефтяных залежах Калиновско-Новостепановского и Восточно-Сусловского месторождений. За рубежом этот тип заводнения применяется на месторождениях Адена (США, штат Колорадо) и Алдье (Венгрия). Первые работы по заводнению ГНЗ начаты в 1955 г. на Бахметьевском месторождении (пласт В), когда залежь только вступила в разработку. На первом этапе было организовано законтурное заводнение, которое в 1960 г. дополнили барьерным. Заводнение позволило вести разработку при высоких темпах отбора нефти. Кратковременно (1970—1971 гг.) для улучшения работы скважин подгазовой зоны производили отбор газа из газовой шапки. Характерным для этого пласта является интенсивное обводнение, в течение основного периода разработки. В настоящее время пласт В<sub>1</sub> находится на поздней стадии разработки.

Многолетняя разработка большого числа ГНЗ, характеризующихся широким диапазоном геолого-физических свойств, позволила накопить достаточно большой опыт проектирования систем разработки с заводнением в различных вариантах. Практика показала, что при благоприятной характеристике, хорошей геологической изученности, применении соответствующей технологии, организации систематического и, надлежащего контроля и регулирования процесса ГНЗ разрабатываются успешно. Однако в целом для находящихся в разработке около 300 залежей получены относительно невысокие коэффициенты нефтеотдачи.

Сложной технико-экономической задачей является повышение эффективности разработки глубокозалегающих газонефтеконденсатных залежей, что актуально для таких районов, как Азербайджан, Туркменистан, Украина. При небольших размерах нефтенасыщенных зон (их ширины и толщины), трудностях и высокой стоимости бурения проведение этих мероприятий может быть нецелесообразным.

В настоящее время заводнение получило широкое распространение как эффективный метод разработки ГНЗ.

В России имеется опыт разработки ГНЗ, приуроченных к карбонатным коллекторам. Нефтяные оторочки Кокуйского месторождения разрабатывают как самостоятельные объекты по площадной семиточечной системе размещения скважин с расстоянием между ними 450 м. Массивно-пластовый характер строения пласта, высокая расчлененность и прерывистость, и низкие фильтрационные свойства не позволяют применять барьерное заводнение. Отобрана небольшая часть запасов, ко обводненность достигла 35,4%. В связи с этим намечены пути улучшения показателей разработки посредством мероприятий по регулированию процесса [6].

Таким образом, можно отметить, что система с расширением газовой шапки наименее рациональна. Разработка пластов при неподвижном ГНК практически исключает загазовывание скважин в ближайшей к газовой шапке зоне и повышает степень нефтеизвлечения, но технологически метод труднореализуем. Частичный выпуск газа из газовой шапки на некоторых пластах оказался более рациональным, чем две предыдущие системы. Он позволил существенно повысить конечную нефтеотдачу при темпе разработки, близком к темпу отбора по чисто-нефтяным зонам, и одновременно добывать газ из газовой шапки. Наиболее эффективными признаны системы с барьерным и внутриконтурным заводнением, позволяющие улучшить условия выработки запасов в подгазовой зоне, существенно увеличить дебиты скважин, темп отбора, конечную нефтеотдачу пластов.

## 7.2. Опытно-промышленные работы

В 60—70-е годы в Западной Сибири открыты крупнейшие газонефтяные залежи на Самытурской, Варьганской, Ленинградская, Федоровская, Востряковская, Музлюкская, Вилтануринская, Тарковская и других месторождениях. В отличие от большинства разрабатываемых ГНЗ, на этих месторождениях выявлены широкие зоны с незначительной толщиной пласта, низкой проницаемостью, высокой степенью неоднородности коллектора и сложным геологическим строением.

Здесь было невозможно полностью применить уже имеющийся опыт разработки ГНЗ. Потребовалось внедрение новых технологических решений, методов и систем разработки. Была разработана комплексная программа «Создание теории и методов разработки газонефтяных залежей с обширными подгазовыми зонами и незначительной нефтенасыщенной толщиной пласта», которая охватывает теоретические исследования, опытно-промышленные работы, исследования по определению наличия нефти, ее распределению и подвижности в газовых шапках газонефтяных месторождений Западной Сибири и других нефтедобывающих районов [7, 8].

В отраслевых НИИ выполнены теоретические и экспериментальные исследования, на базе которых получили развитие методы прогнозирования технологических показателей разработки ГНЗ, созданы математические модели многофазной фильтрации, позволяющие учитывать влияние неоднородности пластов по проницаемости и толщине, физические свойства флюидов, динамику ввода и отклонения добывающих и нагнетательных скважин, изменения режимов их работы в процессе эксплуатации, изменения системы разработки и др. С помощью этих моделей изучается механизм процесса вытеснения нефти и газа водой в различных геолого-физических условиях. В настоящее время они являются единственным средством оценки эффективности различных способов и систем разработки ГНЗ и ГНКЗ [6].

Создана соответствующая для данных условий система барьерного заводнения, обеспечивающая более эффективную разработку подгазовых частей залежей. Накопленный опыт разработки газонефтяных залежей с обширными подгазовыми зонами и незначительной толщиной пласта позволил обобщить полученные результаты [9, 10, 11].

Особо важное значение для решения проблемы имеют опытно-промышленные работы, целью которых являются выяснение возможности интенсификации отбора нефти из малопродуктивных обширных подгазовых зон путем заводнения, отработка методов контроля и регулирования процесса, техники и технологии добычи нефти. С учетом геологического строения и условий залегания флюидов на газонефтяных залежах Самотлорского, Варьеганского, Лянторского, Федоровского и других месторождений с 1976 г. испытываются различные системы разработки с применением заводнения.

Объектами для применения барьерного заводнения являются краевые нефтяные оторочки при наличии и отсутствии чистонефтяной зоны. В тех случаях, когда ширина газонефтяной зоны в краевых оторочках достаточно велика, по предложению А. К. Курбанова и др. [5], применяется двухстороннее барьерное заводнение, при котором газонефтяная зона с помощью рядов нагнетательных скважин, расположенных вдоль внутреннего и внешнего контуров газоносности, выделяется в самостоятельный объект разработки.

Наибольшие отборы достигнуты по пластам АВ<sub>1</sub> и АВ<sub>1+2</sub> Самотлорского месторождения. По газонефтяным залежам Яунлорского, Быстринского, Федоровского, Тарасовского и Вынгапуровского месторождений отбор запасов нефти из ГНЗ находится на начальной стадии.

Программа первого комплексного опытно-промышленного эксперимента по группе пластов АС (АС<sub>1-в</sub>—АС<sub>3</sub>) Федоровского месторождения утверждена в конце 1975 г. Площадь опытного участка составляла 0,85% площади всего объекта исследования. Высота залежи АС<sub>4-8</sub> достигала 60 м, из которых 45—50 м представляла газовая шапка и 8—14 м — нефтенасыщенная подгазовая часть. Средняя по пластам пористость и проницаемость составляли соответственно 25—26% и 0,3—0,7 мкм<sup>2</sup>, вязкость пластовой нефти 4,5—7,5 мПа·с, плотность 851—820 кг/м<sup>3</sup>. Проведенный в СибНИИ НП анализ работы скважин опытного участка показал следующее:

— скважины, вскрывшие пласты, экранированные от газовой шапки, но с подошвенной водой, работали фонтанным способом с высокими дебитами (30 т/сут), но с тенденцией быстрого обводнения;

— скважины, вскрывшие пласты, экранированные от подошвенной воды, но с газовой шапкой, на ранней стадии переходят на эффективный газонапорный режим с тенденцией быстрого загазовывания;

— скважины, вскрывшие монокристаллические пласты, изолированные глинистыми пропластками от газа и подошвенных вод, характеризуются незначительными средними дебитами и требуют перехода на механизированную добычу.

### 7.2.1. Сомтлорское месторождение

На газонефтяной залежи АВ<sub>1+3</sub> Сомтлорского месторождения впервые в мировой практике применяется система двухстороннего барьерного заводнения (рис. 7.4). Ширина подгазовой зоны изменяется

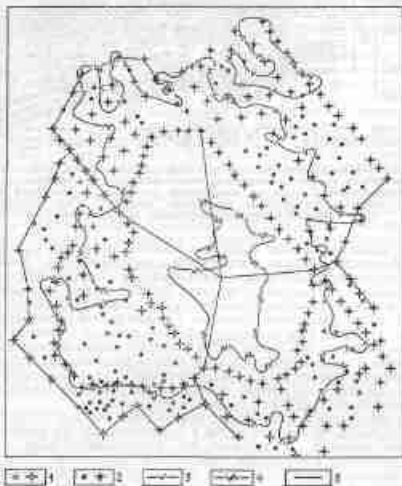


Рис. 7.4 Система двухстороннего заводнения на Сомтлорском месторождении (структура АВ<sub>1+3</sub>, в центральной части): 1 — проектные добывающие и нагнетательные скважины; 2 — фактически добывающие и нагнетательные скважины; 3 — внешний контур газонасыщенности; 4 — структурный контур газонасыщенности; 5 — граница разработки

от 4 до 10 км. Средние нефте- и газонасыщенные толщины составляют 7,3 и 6,5 м. Для пласта характерны моноклиновое залегание коллектора и чередование проницаемых и глинистых прослоев (рис. 7.5). В моноклиновой части имеются окна слияния АВ<sub>1+3</sub> и АВ<sub>1</sub> на значительной площади. Подгазовая зона содержит 10% начальных балансовых запасов. В отличие от традиционной системы барьерного заводнения с одним барьерным рядом на линии внешнего контура газонасыщенности размещается второй барьерный ряд. В полосе между барьерными рядами размещены ряды добывающих скважин по сетке 650X750. Таким образом, подгазовая зона отделяется от остальной части залежи в самостоятельный объект разработки.

Система барьерного заводнения освоена полностью. В пределах подгазовой зоны между барьерными рядами пробурено около 100 добывающих скважин.

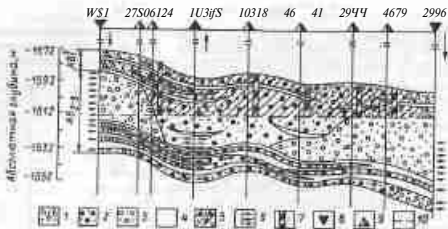


Рис. 7.4. Профиль выработки скважин в виде единого пласта АВ<sub>2+3</sub> и АВ<sub>1</sub> в изометрическом уклоне Самотлорского месторождения (сечение скважин по плану). 1 — поплавок, вскрываемый; 2 — глины; 3 — «нефтяной вал»; 4, 7 — авторскими методами профилирования, замещения газа жидкостью; 5, 9 — скважины барьерные, контрольные; 10 — начальный ГНК

До ввода под закачку барьерных скважин отмечалось загазовывание добывающих скважин в подгазовой и нефтяной зонах. Как показали результаты исследования, загазовывание скважин нефтяной зоны произошло вследствие расширения газовой шапки, в монолитных зонах за счет прорыва конусов газа при больших депрессиях давления, превышающих предельные значения. Газовый фактор увеличивался до 4000  $\text{м}^3/\text{т}$  и более. При этом скважины резко снижали дебиты по нефти.

При освоении барьерных рядов нагнетательных скважин газ, находящийся в эксплуатационной зоне, должен быть отобран нефтяными скважинами. Поэтому рост газовых факторов в начальный период освоения барьерного заводнения до высоких значений на определенном этапе эксплуатации скважин технологически необходим.

По результатам исследования контрольных скважин изучены особенности выработки запасов нефти в подгазовой зоне на участках монолитного строения. Установлено, что закачиваемая вода продвигается по пласту с некоторым опережением по подошве. При этом перед фронтом закачиваемой воды нефть поднимается в газонасыщенную часть, образуя нефтяной вал, который вытесняет газ газовой шапки. Вследствие этого подгазовые зоны преобразуются в нефтяные и газовые факторы снижаются. Это позволяет при подходе нефтяного вала к добывающим скважинам производить дострел ранее газонасыщенной части пласта, увеличить дебиты скважин, вовлечь в более интенсивную разработку запасы нефти подгазовых зон.

Преобразование подгазовых зон в нефтяные по объекту АВ<sub>2+3</sub> привело к снижению числа загазованных скважин. Это наблюдалось и по загазованным скважинам чистонефтяной зоны.

Следует отметить особенности выработки запасов из монолитов в местах слияния АВ<sub>2+3</sub> и АВ<sub>1</sub>. Для предотвращения оттоков нефти в газонасыщенную часть пласта в местах слияния, в зависимости от условий разработки, определяется выбор мероприятий либо по интенсификации отборов нефти и жидкости, либо по созданию кольцевых барьеров нагнетательных скважин по границе слияния. Аналогичная система двухстороннего барьерного заводнения применяется на монолитах АВ<sub>1</sub>. На остальной части применяется обычное барьерное заводнение.

Результаты опытно-промышленных работ на газонефтяных залежах Самотлорского месторождения позволяют сделать следующие выводы.

1. Применяемое на объектах АВ] и АВг+з двухстороннее барьерное заводнение позволяет осуществлять разработку широких подгазовых зон как самостоятельных участков, предотвращает расширение газовой шапки и обеспечивает высокие темпы выработки запасов НГЗ.

2. Отсечение газа, находящегося в эксплуатационной зоне, и последующая его добыча нефтяными скважинами технологически необходимое мероприятие. Газовые факторы при этом увеличиваются до нескольких тысяч кубических метров с последующим снижением до гнзещ. / гачосолепжания пластовой несби.

3. Результаты промышленных исследований подтвердили эффект замещения газа нефтью и образующий «нефтяного вала» впереди фронта вытеснения при заводнении монолитных участков подгазовых зон.

4. Подъем нефти и газонасыщенный объем пласта обуславливает деактивацию и неэффективность фильтрации подгазовых зон от пластовых выделений нефтенасыщенности в газонасыщенной части пласта. Поэтому вопрос о извлччч нефти и ее распределении в газонасыщенной части становится особо актуальным и определяет дальнейшее развитие технологических решений.

5. Образование «нефтяного вала» и извлччч зон, длинная между объектами АВ<sub>1+2</sub> и АВ<sub>3</sub> существенно удлинит процесс выработки запасов при заводнении, изменит принципы регулирования разработки и требуют исследования и проведения специальных мероприятий по регулированию.

6. Эффективным мероприятием по регулированию процесса при заводнении подгазовых зон является доступ пласта в добывающих скважинах при подходе к ним «нефтяного вала», что может быть обеспечено только при достаточно оперативном контроле.

### 7.2.2, Варьганское месторождение

Варьганское газонефтяное месторождение относится к числу наиболее сложных в Западной Сибири. В разрезе этого многопластового месторождения выявлены нефтяные, газонефтеконденсатные и газовые залежи. Пласты отличаются как по коллекторским свойствам, так и по характеру нефтегазонасыщения. На месторождении представлены почти все известные типы нефтяных оторочек, различных по соотношению нефте- и газонасыщенных объектов, соотношению площадей водонефтяных, нефтяных, подгазовых и водонефтегазовых зон.

Основные извлекаемые запасы нефти приурочены к пластам Б<sub>6</sub>, Б<sub>7</sub>, В<sub>1</sub>, Б<sub>9</sub>; в подгазовых зонах сосредоточено 14,5% извлекаемых запасов, водонефтяных — 24,9%. Наиболее значительные по объему газовые шапки приурочены к пластам Б<sub>4</sub>, Б<sub>5</sub> и КV.

Высокими значениями фильтрационных параметров характеризуются пласты Б<sub>3</sub>, Б<sub>8</sub>, Б<sub>7</sub>, Б<sub>8</sub><sup>2</sup> и Б<sub>9</sub> (проницаемость соответственно 0,338; 0,220; 0,190 и 0,220 мкм<sup>2</sup>), содержащие основные запасы нефти месторождения. Нефти маловязкие (~1 мПа·с).

Реализация регулирования выработки запасов осуществляется на основе проектных документов с 1974 г.

По высокопродуктивным объектам осуществляется традиционное барьерное заводнение с расположением рядов нагнетательных скважин по объекту БВ<sub>а</sub> вблизи внутреннего контура газоносности, по объекту БВ<sub>б</sub> — вблизи внешнего, а по БВ<sub>в</sub> — между внешним и внутренним контурами газоносности. Выработка нефти из подгазовых зон производится без выделения их в самостоятельные участки. Наиболее широкие подгазовые зоны расположены на севере и юге месторождения.

В отличие от обычного барьерного заводнения пласты дополнительно разрезаны на трехрядные блоки. Барьерное заводнение практически реализовано по всем трем объектам БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>8</sub>. Необходимо отметить, что по пласту БВ<sub>6</sub> осуществлен перенос барьерного ряда на



(300 м севернее по сравнению с проектом в связи с расширением газовой шапки. Поскольку формирование фронта нагнетаемой воды производилось неодновременно по всему периметру газовой шапки (с опережением по центральным блокам), наметилась деформация последней с вытягиванием на север и на юг. Из-за отсутствия потребителя высоконапорный газ из газовых шапок не отбирался. Поэтому пластовое давление внутри кольца барьерных скважин оставалось выше, чем во внешней зоне.

В центральной части пластов БВе, БВ<sub>8</sub> и в целом по БВ<sub>7</sub> создай барьер закачиваемой воды. В северной и южной частях пластов БВа и БВ<sub>1</sub> закачка воды в барьерные скважины началась в 1983 г. Вначале на северных и южных участках подгазовых и прилегающих чисто-нефтяных зон по ряду скважин отмечались значения газовых факторов порядка 500—600 м<sup>3</sup>/т. Процесс повышения газовых факторов является технологически необходимым. Повышение газовых факторов наблюдалось по скважинам в центральной части пластов, а также из пласта А<sub>2+3</sub> и А<sub>1</sub><sup>3</sup> Самотлорского месторождения. Необходимо отметить, что после создания в пласте водяных барьеров отсеченный газ отбирается через добывающие скважины этих зон.

В дальнейшем были разработаны мероприятия по ограничению закачки воды на центральных частях пластов в барьерные ряды в целях ограничения повышения давления в газовых шапках.

По другим газонефтяным объектам Варьганского месторождения осуществляется внедрение площадных систем.

В целом внедрение барьерного заводнения на Варьганском месторождении позволило:

- успешно реализовать «отрезание» газовых шапок рядами барьерных скважин по объектам БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub> и БВ<sub>3</sub>;
- завершить создание фронта воды в пласте на центральных частях этих объектов, а на севере и юге продолжать его формирование;
- предусмотреть мероприятия по ограничению закачки воды в барьерные скважины в центральных частях пласта в связи с более высоким давлением в зоне газовой шапки.

Отсечение газа в подгазовых зонах рядами барьерных скважин является технологически необходимым мероприятием. В последующем этот газ добывается через нефтяные скважины.

### 7.2.3, Лянторское месторождение

Для разработки подошвенных нефтяных оторочек в СибНИИНП [7] предложены различные варианты площадного заводнения. Эти же оторочки при наличии чистогазовой зоны будут подвергаться двойной системе воздействия: площадное заводнение с выделением оторочки в целом в объект самостоятельной разработки с помощью барьерных скважин, расположенных на внутреннем контуре газонности.

На Лянторском месторождении ведутся большие опытно-промышленные работы по испытанию площадной системы заводнения. Разбуривание и разработка первоочередного участка осуществляются в целом в соответствии с технологической схемой.

Пласты АС<sub>9</sub>, АС<sub>ш</sub> и АСп Лянторского месторождения содержат крупную газонефтяную залежь водонефтяного типа, для которой также характерно наличие обширных подгазовых зон. Высота газовой чзсти 41 м, высота нефтяной оторочки 15 м. Газовая часть объекта захватывает пласты АС<sub>9</sub> и АСц. Около 90% запасов нефти приурочено к водо-, газо- и газоводонефтяной зонам пластов.

В качестве первоочередного участка разработки выбрана наиболее разведанная Лянторская площадь, в пределах которой находятся продуктивные пласты АС<sub>9</sub>, АСю, АСи- Эти пласты имеют близкие значения отметок ВНК, сходные физико-химические свойства нефтей, гидродинамически связаны между собой и объединены в один эксплуатационный объект. Скважины размещаются по площадной девятиточеч-

ной системе по сетке 400X400 м. Число проектных добывающих скважин — 783, нагнетательных — 270.

Лянторское месторождение представляет наиболее сложный тип газонефтяной залежи, в которой нефтяная оторочка малой толщины находится между газовой шапкой и подошвенной водой. Как известно, в слабоанизотропных монолитных пластах эксплуатация скважин в таких залежах сопровождается быстрым образованием и прорывом конусов газа и воды, падением пластового давления и дебитов нефти. Предельные безгазовые депрессии и соответствующие им дебиты крайне малы. Опыт разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения показывает, что только при исключительно благоприятных условиях, когда величина коэффициента гидропроводности  $\mu$  составляет  $10 \text{ мкм}^2\text{-м}/(\text{МПа}\cdot\text{с})$  и более, предельные безгазовые дебиты могут достигать нескольких десятков тонн в сутки. Величина  $\mu$  даже по начальной максимальной нефтенасыщенной толщине подгазовой части основного пласта АСю Лянторского месторождения составляет всего  $0,7 \text{ мкм}^2\text{-м}/(\text{МПа}\cdot\text{с})$ . Анизотропия пласта по проницаемости (отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной) только при весьма высокой степени осуtimo улучшает показатели процесса. Проводимый на Лянторском месторождении промышленный эксперимент по заводнению ставит целью выяснить возможность интенсификации притока и механизм самого процесса площадного заводнения подгазовой зоны, перемещения нефти, газа и подошвенной воды под воздействием закачиваемой воды или депрессиях, превышающих предельные безгазовые и безводные дебиты.

Разбуривание первоочередного участка было начато с южной части месторождения, имеющей низкую коллекторскую характеристику. Значительное число скважин в этой части работало с дебатами 1–5 т/сут. Этим объяснялось существенное отставание фактических показателей от проектных. По мере развития буровых работ в направлении к центру месторождения показатели разработки первоочередного участка значительно улучшились. Средний дебит новой скважины возрос до 26 т/сут. Этому способствовало также и заводнение, начатое в 1980 г.

Анализ состояния разработки первоочередного участка показал необходимость корреляции перфорированных интервалов нагнетательных и добывающих скважин, а также перевода ряда скважин на приконтурных участках из добывающих в нагнетательные в целях ограничения оттока нефти из нефтяной части в водо- или газоносную часть пласта. Данные замера газовых факторов на этих скважинах, а также повышенные буферные давления, на других скважинах свидетельствуют, что при заводнении подгазовой зоны и депрессиях порядка 3,0–4,0 МПа вместе с нефтью добывается большое количество свободного газа. Вместе с тем анализ разработки на опытном участке показывает, что применяемая площадная девятиточечная система обеспечивает высокие темпы отбора нефти. На основании теоретических исследований можно предположить, что процессы, происходящие в обширных подгазовых зонах, при барьерном заводнении и площадной системе не будут иметь принципиальных отличий. В каждой элементарной ячейке площадной системы будут происходить те же явления, что и при барьерном заводнении. Подъем нефти в газонасыщенную часть также возможен.

Важным аспектом успешного освоения всех ГНЗ является организация контроля за их разработкой: систематические и единичные замеры дебитов и приемистости скважин, обводненности, газового фактора, забойного и пластового давлений, снятие кривых восстановления давления в фонтанных и газлифтных скважинах, наблюдения за перемещением ВНК и ГНК по опорным скважинам методами промысловой геофизики, а также за продвижением закачиваемой воды по изменению ее плотности, исследование интервалов приемистости с помощью термометрии, термокондуктивной дебитометрии и др.

В ГАНГе предложен способ разработки нефтяных пластов Б<sub>0</sub> и Б<sub>0</sub>-11 Уренгойского месторождения [12]. При использовании этого способа осуществляется одновременное извлечение газа, нефти и воды. На поверхности флюиды разделяются. Отбензиненный газ через нагнетательные скважины возвращается обратно в пласт. При этом предотвращается смещение нефтяной оторочки в область газоносности и повышается конденсатоотдача пласта. Таким образом, в предлагаемой технологии разработки нефтегазоконденсатных месторождений сайклинг-процесс становится технологически необходимым.

Как отмечают авторы работы [12]; дополнительная добыча конденсата и увеличение извлечения нефти из оторочек свидетельствуют о целесообразности режима циркуляции сухого газа в валанжинских залежах Уренгойского месторождения. Преимуществом предлагаемых способов добычи нефти из оторочки и разработки газонетфеекденсатного месторождения является то, что при их применении комплексно решается проблема повышения нефте-, газо- и конденсатоотдачи пласта.

Как при закачке газа, так и при заводнении возможны подварианты, отличающиеся интервалами закачки и отбора. Так, возможны закачка и отбор по всей толщине пласта (включая нефте- и газонасыщенную части), закачка и отбор только по нефтенасыщенной части разреза и другие промежуточные подварианты.

Таким образом, анализ показывает, что большинство газонетфеекденсатных месторождений должно разрабатываться с поддержанием пластового давления.

#### Выводы

На основании изучения работ, посвященных разработке газонетфеекденсатных залежей, исследования процесса вытеснения нефти и газа водой с учетом изменчивости нефтегазонасыщенной толщи подгазовой зоны и результатов опытно-промышленных работ можно сделать следующие выводы.

— Теоретические и экспериментальные исследования, а также практический опыт разработки газонетфеекденсатных залежей подтверждают, что наиболее перспективным методом для интенсификации их разработки является применение различных модификаций заводнения.

— В процессе заводнения газонетфеекденсатных залежей потери нефти за счет ее внедрения в газовую шапку будут меньше в том случае, если нагнетательный ряд размещается, на внутреннем контуре газоносности, т. е. когда вытеснение осуществляется в обратном направлении.

— При изучении процессов, происходящих в продуктивных коллекторах сложнопостроенных залежей, целесообразно применение современных численных методов, позволяющих учитывать реальные геолого-физические и технологические факторы.

— Увеличение начальной нефтенасыщенности газовой шапки до величины равновесной способствует уменьшению объемов нефти, расходуемых на донасыщение коллекторов газовой части залежи. При наличии остаточной нефти в газовой шапке в количестве, равном или большем равновесной насыщенности, направление вытеснения нефти не влияет на величину конечного коэффициента нефтеизвлечения.

— В процессе разработки газонетфеекденсатных залежей добывающие скважины чистонетфеекденсатной зоны заготавливаются в основном за счет природного газа, прорывающегося из подгазовой зоны. При этом влияние растворенного в нефти газа незначительно. Для ограничения прорыва природного газа из чистогазовой в подгазовую и чистонетфеекденсатную зоны в целях улучшения работы добывающих скважин наиболее эффективным мероприятием является создание двустороннего барьерного заводнения с размещением нагнетательных скважин на внешнем и внутреннем контурах газонетфеекденсатности.

— Увеличение времени формирования барьера воды на внутреннем контуре газоносности приводит к увеличению объема природного газа, прорывавшегося из чистогазовой в подгазовую и чистонетфеекденсатную зоны.

Влияние расстояния между скважинами барьерного ряда на объемы прорывного газа незначительно. Уменьшение объемов природного газа, отбираемого из газовой шапки при барьерном заводнении,—явление трудноосуществимое.

— Значительное сокращение отборов газа из газовой шапки возможно лишь при условии одновременного создания барьера на внешнем и внутреннем контурах газоносности, что на практике трудно осуществить, так как для этого необходимо разбуривание всего проектного фонда барьерных и добывающих скважин прилегающей зоны и их одновременный ввод.

— При разработке газонефтяных залежей со значительно сниженным пластовым давлением и значительным отбором природного газа из газовой шапки применение барьерного заводнения является менее эффективным. Причем дальнейший отбор природного газа снижает эффективность. Широкое применение должны найти модификации барьерного заводнения в сочетании с площадными и блоковыми системами разработки.

Исходя из накопленного опыта можно сформулировать следующие принципы разработки газонефтяных залежей.

1. При подготовке запасов нефти газонефтяных залежей особое внимание следует уделять обоснованию нефтегазонасыщенности по площади и по разрезу. При вводе в разработку должны быть обоснованы размеры переходных зон между газом и нефтью, нефтью и водой. Особое значение это имеет в низкопроницаемых коллекторах.

2. Необходимо проведение опытно-промышленных работ (ОПР).

ОПР позволяют оценить эффективность элементов системы разработки, выяснить основной механизм дренирования и режимы работы скважин и системы воздействия, избежать ошибки при разработке сложнопостроенных газонефтяных залежей.

3. Система разработки должна обеспечивать надежное разделение нефтяной, подгазовой и газовой зон на самостоятельные участки (учет условий залегания нефти по площади залежи).

На высокопродуктивных коллекторах, как правило, применяются блочные трехрядные системы (Самотлорское и Варьеганское месторождения); на низкопродуктивных коллекторах — площадные системы (Быстринское и Лянторское месторождения).

При этом для «отсечения» газовой шапки от подгазовой зоны и подгазовой зоны от чисто нефтяной в различных модификациях применяется барьерное заводнение.

4. Выделение газонефтяной залежи в самостоятельный объект разработки (учет условий залегания нефти по разрезу месторождения).

5. Система разработки подгазовой зоны должна учитывать геологическое строение, наличие контактных и бесконтактных запасов нефти.

Сначала вводятся бесконтактные запасы нефти, затем вскрывается и обрабатывается вся нефтенасыщенная толшина. При отсутствии бесконтактных запасов нефти в зависимости от соотношения нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин выбираются интервалы перфорации для предотвращения образования газовых и водяных конусов.

6. Качество цементирования скважин, способ вскрытия и освоения имеют огромное значение для газонефтяных залежей.

В настоящее время началось освоение способа вскрытия путем применения ИЭР (инвертно-эмульсионных растворов) и сверлящих перфораторов. Этот способ вскрытия наиболее благоприятен.

7. Перепады давлений в нефтяных добывающих скважинах устанавливаются в зависимости от наличия или отсутствия глинистых прослоев (соответственно бесконтактных или контактных запасов).

Для Лянторского месторождения были установлены проектные перепады для бесконтактных запасов 6,0 МПа; для контактных запасов—3,0 МПа.

8. Отбор свободного газа в подгазовых зонах осуществляется через нефтяные добывающие скважины.

При монолитном строении пласта любые мероприятия не позволяют предотвратить прорывы газа.

9. При поддержании давления обеспечение сохранения пластового давления, близкого к первоначальному.

Это необходимо вследствие того, что давление насыщения на большинстве газонефтяных залежей близко к начальному пластовому давлению. Поэтому значительное снижение давления в ГНЗ приводит к разгазированию нефти, ухудшению условий эксплуатации скважин и снижению нефтеотдачи. При этом объемы закачки должны компенсировать отборы углеводородов по объекту, зоне, участку, ячейке разработки.

При вводе ГНЗ в разработку необходимо одновременно формировать зоны отбора и закачки с целью предотвращения вторжения нефти в газовую зону, прорывов газа в нефтяную зону, а также оттоков нефти за контур газонефтяной залежи.

10. Комплексный подход к разработке газонефтяных месторождений, одновременный отбор нефти, газа и конденсата и комплексное их использование в народном хозяйстве.

Необходимо менять подход к разработке ГНЗ. Если технология разработки в некоторой мере учитывает наличие газовой фазы, то направленности на полное извлечение и использование всех углеводородов до сих пор не существует. Для этого необходимо проектировать и строить линии сбора для газа высокого давления и комплекса по транспортировке и переработке газа и ШФЛУ.

11. Соблюдение экологического принципа — наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата и полного их использования, без нанесения ущерба недрам и окружающей среде. Этот принцип должен быть реализован с особой тщательностью, поскольку в настоящее время экологическая обстановка обострилась.

12. Щадящие темпы разработки газонефтяных месторождений должны быть реализованы с учетом требований полноты извлечения и использования всех углеводородов, а также экологического принципа.

Это требует отказа от высоких темпов разработки ГНЗ, характерных для нефтяных высокопродуктивных месторождений.

13. Методы контроля, и регулирования имеют особое значение при разработке газонефтяных залежей.

Считать одним из основных факторов повышения эффективности разработки газонефтяных залежей внедрение системного контроля за разработкой, предусматривающего выбор контрольных сеток скважин, проведение на них оптимального комплекса исследований.

Необходимо наладить тщательный контроль за нефтегазонасыщенностью по площади и разрезу пласта, а также замеры газовых факторов на нефтяных добывающих скважинах в подгазовых зонах. Это приобретает особенное значение в связи с необходимостью комплексной разработки и удовлетворения экологических требований к разработке ГНЗ.

14. Усилить работы по созданию геологических адресных моделей процессов разработки на основе теории фильтрации многокомпонентных смесей.

15. Новый хозяйственный механизм, новые экономические критерии требуют другого подхода к оценке эффективности рекомендуемых вариантов, необходимо совершенствовать методы технико-экономического обоснования разработки с целью учета продуктов различной ценности (нефти, газа, конденсата). Эффективность разработки газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей с применением новых технологических решений оценивать по результатам технологических и технико-экономических расчетов. Они должны обеспечивать эффективность не только за весь срок, но и за текущие отрезки разработки.

16. Обеспечить повышение качества вскрытия и крепления, скважин,

надежность разобщения пластов в условиях газонефтяных зон; продолжить опытно-промышленные работы по вовлечению в активную разработку запасов нефти этих залежей, приуроченных к малым нефтенасыщенным толщинам (менее 4 м) в подгазовых зонах; обеспечить проведение расширенного комплекса геофизических исследований; для контроля за поступлением нефти и слабоминерализованной закачиваемой воды в газовую часть залежи, для контроля за изменением нефтегазонасыщенности коллекторов опробовать технологии геофизических исследований в скважинах, обсаженных стеклопластиковой и стальной колоннами, после образования в коллекторах борсодержажщей зоны проникновения.

Вместе с тем имеются факторы, серьезно затрудняющие разработку газонефтяных залежей.

— На стадиях проектирования разработки не всегда обеспечивается надежная исходная информация о пластах, насыщенных флюидами. Технологические решения не всегда базируются на обоснованных геолого-физических моделях пластов.

— Недостаточно развиваются работы, связанные с разработкой газогидродинамических методов исследования пластов и скважин газонефтяных залежей.

— Слабо развиваются теоретические исследования и математическое моделирование процессов разработки нефтегазоконденсатных залежей и газонефтяных залежей в карбонатных коллекторах.

— Не в полной мере решаются вопросы по повышению качества вскрытия продуктивных пластов и вопросы подготовки воды для их заводнения, имеющие особое значение для газонефтяных залежей в низкопродуктивных коллекторах.

— В ряде случаев отмечается низкое качество крепления скважин, что в условиях разработки подгазовых зон способствует преждевременному прорыву газа и воды, снижает эффективность разработки.

— Не решены еще должным образом вопросы транспорта жидкости с большим газосодержанием.

В перспективе нефтегазовой отрасли предстоит освоение и ввод в разработку сложнопостроенных многопластовых газонефтяных месторождений типа Уренгойского, газонефтяных залежей высоковязких нефтей типа Русского и пластов с аномальными характеристиками типа Среднеботуобинского и др.

Проектные работы, выполненные для этих месторождений, указывают на низкую эффективность выработки запасов нефти при существующих технологиях, они характеризуются низкими экономическими показателями.

Абсолютно очевидно, что без комплексной одновременной выработки запасов нефти, газа и конденсата будут потери тех или иных составляющих компонентов углеводородов.

Так, в настоящее время на Уренгойском и Среднеботуобинском месторождениях наращиваются отборы газа. Снижение давления в газовой шапке приведет к внедрению нефти в нее и к безвозвратным потерям этой нефти ввиду ее размазывания в «сухих» песках. Исходя из вышеизложенного, потери составят десятки и даже сотни миллионов тонн и не будут достигнуты даже низкие коэффициенты нефтеизвлечения (0,15... 0,20).

В настоящее время не созданы эффективные технологии разработки для выработки запасов нефти из ГНЗ с большой газонефтенасыщенной толщиной (10 ... 15 м и более) при монолитном строении пласта.

Одним из сложных типов нефтегазоконденсатных залежей для выработки запасов нефти являются залежи с узкими нефтяными оторочками (300 ... 400 м), на которых разместить регулярную систему разработки не удастся. Все ранее применяемые системы " выработки запасов нефти из узких оторочек (законтурное заводнение, эксплуата-

ция на режиме истощения) были малоэффективны и коэффициенты нефтеизвлечения составляли 0,05—0,07.

ВНИИнефть предложил способ разработки узких нефтяных оторочек с размещением скважин в виде цепочки с чередованием добывающих и нагнетательных скважин. Внедрение этого способа запроецировано совместно со СибНИИНП на Быстринском месторождении (пласт АС7). Моделирование показывает, что предлагаемый способ позволяет повысить коэффициент нефтеизвлечения узких оторочек на 10...15% абсолютной величины.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Залежи нефти, эффективность разработки скважинных залежей // В. М. Юдин, В. Е. Лещенко, В. Е. Гавура и др. // Нефт. хоз-во.— 1986.— № 4.— С. 27—31.
2. Эффективность разработки газонефтяных залежей Вятско-Камской области / К. Т. Анисимов, С. Я. Черный, И. А. Якунин и др. // Нефт. хоз-во.— 1986.— № 4.
3. Афанасьева А. В., Зиновьева Л. А. Анализ разработки нефтегазовых залежей.— М.: Недра, 1980.
4. Гавура В. Е., Лещенко В. Е., Исайчев В. В., Саттаров Д. М. Современное состояние и система разработки газонефтяных залежей // Вестник ВНИИОЭНГ, 1994.
5. Гавура В. Е., Исайчев В. В., Курбанов А. К., Липидус В. З., Лещенко В. Е., Шовкринский Г. Ю. Современный метод и система разработки плотных залежей. — М.: ВНИИОЭНГ, 1994.
6. Гавура В. Е., Гриценко А. П., Исайчев В. В., Козлова Е. К., Лещенко В. Е., Маслянец Ю. З., Приор, А. В., Шовкринский Г. Ю. Разработка залежей и вопросы их комплексной разработки.— Москва; ВНИИОЭНГ, 1991.
7. Совершенствование разработки газонефтяных залежей Западной Сибири / Е. П., Ефремов, А. С. Кувшинов, Н. Е. Павлов и др. // Нефт. хоз-во.— 1985.— № 4.
8. Саттаров Д. М. Повышение эффективности разработки залежей малой толщины // Нефт. хоз-во.— 1980.— Л\* П.
9. Лещенко В. Е. и др. Особенности разработки плотных залежей и влияние геологических факторов на их нефтеотдачу.— М., 1986.— (Обзор, информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело». Вып. 13).
10. Гавура В. Е. О результатах и мерах повышения эффективности разработки газонефтяных залежей // Нефт. хоз-во.— 1986.— № 2.
11. Гавура В. Е., Васильев И. П. По материалам Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений СССР // Нефт. хоз-во.— 1987.— № 4.
12. Активное вовлечение в разработку газонефтяных залежей Уренгойского месторождения / С. Н. Закиров, Ю. П. Коротаев, А. И. Пономарев А. И. и др.— М.: МИНХиП, 1981.

## Раздел S

### ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН

#### 8.1. Оптимизация плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи

Современное состояние сырьевой базы нефтегазовой отрасли характеризуется ухудшением структуры и качества запасов как на разрабатываемых, так и на вновь открываемых месторождениях. Эта тенденция особенно усилилась в последние два десятилетия. Возросла доля запасов высоковязких нефтей, содержащихся в низкопроницаемых коллекторах, газонефтяных залежах, водонефтяных зонах, карбонатных породах, уменьшаются средние размеры и запасы нефти открываемых месторождений, ухудшаются основные геолого-физические параметры продуктивных пластов.

Другой, не менее важной тенденцией современного состояния сырьевой базы нефтяной промышленности является вступление все большего числа крупных высокопродуктивных месторождений в поздние стадии разработки, характеризующиеся значительным снижением уровней

добычи нефти при резком нарастании обводненности продукции. По существу, все нефтяные месторождения на поздней стадии разработки превращаются в сложнопостроенные. Этому способствует естественная высокая геологическая неоднородность продуктивных пластов и тот факт, что подавляющее большинство нефтяных месторождений в нашей стране разрабатывается с применением методов заводнения в самых различных модификациях и сочетаниях.

В этих условиях особую актуальность приобретают вопросы эффективной разработки месторождений с осложненным геологическим строением и сложными условиями распределения углеводородов в залежи, поиск новых технологий воздействия и расширение масштабов работ по совершенствованию традиционных методов разработки.

Выбор системы разработки и оптимальной плотности сетки скважин (ПСС) является одним из центральных вопросов теории и практики разработки нефтяных месторождений. Этот вопрос является актуальным на всех этапах развития отечественной нефтяной промышленности, и ему уделялось постоянное внимание.

В связи с отмеченными выше особенностями состояния сырьевой базы нефтяной промышленности и вступлением отрасли в рыночную экономику проблемы оптимизации ПСС приобретают еще большую остроту.

Практические результаты в области разработки нефтяных месторождений специально рассматривались на многих Всесоюзных совещаниях, организуемых еще Миннефтегазпромом СССР, при широком участии специалистов НИПИ и производственных предприятий. На этих совещаниях обсуждались наиболее принципиальные вопросы разработки нефтяных месторождений, включая и вопросы выбора оптимальной плотности сетки скважин.

В принятых решениях подчеркивалась необходимость дифференцированного подхода к выбору плотности сетки скважин в зависимости от конкретных геолого-физических особенностей эксплуатационных объектов и физико-химических свойств насыщающих пласты флюидов, необходимость максимально учитывать накопленный опыт разработки нефтяных месторождений.

Современная концепция выбора начальной сетки скважин и оптимизации ее в процессе разработки, нашедшая свое выражение в регламентирующих отраслевых документах, заключается в том, что применяемые системы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (включая число скважин и их размещение) должны наилучшим образом соответствовать геолого-физическим условиям эксплуатационных объектов, обеспечивать высокие коэффициенты извлечения нефти при приемлемых экономических показателях.

В истории развития отрасли условно можно выделить несколько периодов или этапов, характеризующихся различными подходами к обоснованию и выбору плотности сетки скважин при проектировании разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Разработка месторождений в предвоенные годы (до 40-х гг.) осуществлялась на естественном режиме. Залежи разбуривались, как правило, по равномерной, обычно треугольной сетке с расстояниями между скважинами от 50—100 м (на многопластовых месторождениях Азербайджана и Старогрозненского района) до 150—200 м (Башкортостан, Самарская область). В 30-х гг. расстояния между скважинами увеличили до 250—300 м.

Для периода 1944—1965 гг. характерен быстрый ввод в активную разработку крупных высокопродуктивных месторождений Урало-Поволжья: Гуймазинского (1944 г.), Мухановского (1952 г.), Ромашкинского (1954 г.), Шапововского (1955 г.), Бавлинского (1956 г.), Арланского (1958 г.) и др. Осваивались и получили широкое промышленное внедрение методы заводнения, сначала законтурного (Гуймазинское, Шапововское, Бавлинское месторождения), а с середины 50-х гг. — вну-



триконтурного и комбинированного (Ромашкинское и другие месторождения).

Добыча нефти в рассматриваемый период росла исключительно высокими темпами: с 38 млн т в 1950 г. до 243 млн т в 1965 г. Закачка воды с целью поддержания пластового давления за это время увеличилась с 9 до 329 млн м<sup>3</sup> в год. Благодаря ППД большая часть добычи нефти обеспечивалась наиболее дешевым фонтанным способом. Дебит нефти в среднем на одну скважину увеличился более чем втрое и в 1965 г. составил 17 т/сут.

Применение заводнения позволило существенно разредить сетку скважин с 20 га/ске (Туймазинское, Бавлинское месторождения) до 36—56 га/скв на Ромашкинском месторождении (по Первой Генсхеме, 1956 г.). Предпочтение в этот период отдавалось блочным системам разработки при пяти- и семирядном размещении добывающих скважин.

Признавая большие успехи в развитии нефтяной промышленности в 50—60-е гг., нельзя не отметить и некоторые слабые стороны первых проектов.

Не оправдало себя объединение в один эксплуатационный объект нескольких (нередко многих) пластов с различной геологофизической характеристикой. Негативную роль в этом сыграло отсутствие в требуемых объемах оборудования для одновременно-раздельной и раздельной эксплуатации нескольких пластов в одной скважине и одновременно-раздельной закачки воды.

Неприемлемой с точки зрения достижения высоких коэффициентов извлечения нефти оказалась концепция рззбуривания центральных, обычно наиболее продуктивных участков по более **плотной** сетке по сравнению с периферийными, менее продуктивными участками и водо-нефтяными зонами.

Не подтвердилась возможность эффективного дренирования широких водонефтяных зон скважинами, размещенными в чистонефтяной зоне пласта.

Не выдержали испытания практикой рекомендации по раннему отключению из эксплуатации обводнившихся скважин (по достижении 50% обводненности продукции).

Расстояния от линии нагнетания (или разрезающего ряда) до первых рядов добывающих скважин в ранних проектах разработки принимались обычно вдвое большими, чем расстояния между рядами добывающих скважин. В дальнейшем от таких решений пришлось отказаться, потребовалось бурение «нулевых» рядов нагнетательных скважин, чтобы приблизить разрезающие ряды к зоне отбора.

Разработка нефтяных месторождений в основном ориентировалась на фонтанный способ эксплуатации скважин, значение механизированных способов добычи нефти в первых проектах недооценивалось.

Гидродинамические расчеты на ранних стадиях проектирования (при составлении технологических схем) из-за отсутствия необходимой информации об объекте разработки основывались на предположении об однородности пласта и поршневом вытеснении нефти водой. Именно на таком подходе базировались прогнозы технологических показателей месторождений, вводимых в разработку с поддержанием пластового давления в 50-х гг. В связи с этим у ряда специалистов в те годы сложилось мнение, что конечный коэффициент нефтеотдачи мало зависит от плотности сетки скважин ввиду гидродинамической связанности продуктивных пластов в пределах эксплуатационного объекта\* [1, 2, 3, 4].

Строение продуктивного пласта *Б* расчетах идеализировалось, не учитывались линзовидность, прерывистость, многие другие факторы геологической неоднородности.

В дальнейшем, по мере вовлечения в разработку других месторождений, эксплуатационные объекты которых существенно различались

\* В. Н. Щелкачев и другие специалисты, основываясь на опыте разработки и на теории, в те же годы указывали на ошибочность такого мнения [5].

по своей геолого-промысловой характеристике, стали расширяться и углубляться представления о реальных процессах, связанных с вытеснением нефти водой из неоднородных пластов. Теория все больше обогащалась опытом разработки нефтяных месторождений. Соответственно изменялся и уточнялся взгляд на вопрос о влиянии плотности сетки скважин на процесс разработки и нефтеотдачу пластов.

Последующий период (1966—1980 гг.) также характеризовался высокими темпами роста добычи нефти по стране, хотя в конце периода темпы роста добычи нефти несколько замедлились. На первый план выдвигаются месторождения Западной Сибири, где заводнение, особенно с «разрезанием» залежей на блоки, оказалось весьма эффективным.

Вопросы выделения объектов разработки и выбора плотности сеток скважин на месторождениях Западной Сибири решались независимо от опыта заводнения в Урало-Поволжье, или во всяком случае он учитывался недостаточно, что обусловлено рядом обстоятельств:

продолжительность разработки волго-уральских месторождений к началу этого периода была еще недостаточна (крупные залежи еще находились в разбуривании) для выдачи надежных рекомендаций;

названные выше месторождения обладали намного большей продуктивностью, чем месторождения Волго-Урала;

месторождения Западной Сибири связаны с терригенными, но полиминеральными коллекторами, и простой перенос опыта был невозможен;

основным давящим обстоятельством, оказавшим влияние на выбор плотности сеток скважин по первым вводимым месторождениям Западной Сибири, явилась чрезвычайная сложность поверхностных условий региона (болота, озера, реки с огромными поймами и др.). Не имея достаточного опыта обустройства месторождений, транспортных путей в т. д., для упрощения освоения месторождений пошли по пути выделения крупных объектов разработки и применения возможно более редких сеток скважин — 50—60 га/скв.

Широкое развитие в этот период получают активные блоковые системы разработки с трехрядным размещением добывающих скважин. Сначала в Татарстане, а затем в других районах начинают внедрять избирательное и очаговое заводнение, площадные системы разработки. Об интенсификации систем разработки свидетельствует уменьшение числа добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную (с 8,5 в 1965 г. до 5,6 в 1980 г.).

С начала 70-х гг. и затем в 80-е гг. широкое развитие получили работы по оптимизации сетки скважин на месторождениях Урало-Поволжья, Казахстана, а в последующем и Западной Сибири. За счет этого увеличен в 2—3 раза фонд проектных скважин на Ромашкинском, Арланском, Узеньском, Усть-Балыкском, Самотлорском, Варьганском и других месторождениях. Преобладающими становятся интенсивные рядные системы, площадные (7- и 9-точечные), блочно-квадратные, избирательные, другие разновидности внутриконтурного заводнения в различных сочетаниях; наиболее характерные сетки скважин 500X500 и 600X600 м.

В конце 70-х — начале 80-х гг. в Западной Сибири, ставшей главной нефтедобывающей базой страны, и в других районах фонд разрабатываемых месторождений расширяется главным образом за счет малопродуктивных объектов, требующих активных систем разработки с дифференцированными технологическими решениями при разных геолого-физических особенностях коллектора.

В этот период повсеместно ведутся также работы по активизации систем разработки многих месторождений путем разукрупнения эксплуатационных объектов, уплотнения сеток скважин, увеличения отношения числа нагнетательных и добывающих скважин.

В этот период усиливаются научно-методические исследования, в них все более учитывается накопленный опыт разработки нефтяных и газонефтяных пластов с различной геолого-физической характеристи-

кой. Создаются и совершенствуются методики учета зональной, послонной, других видов неоднородности пластов, методы расчетов, основанные на сложных математических моделях, отражающих закономерности изменения параметров пластов (проницаемости, продуктивности и др.) по площади и разрезу. В расчетах широко используется быстродействующая электронно-вычислительная техника.

В период 1981—1988 гг. показатели отрасли существенно ухудшились. Средний дебит новой добывающей скважины, например, уменьшился с 32,1 (1980 г.) до 17,2 т/сут (1990 г.), а по месторождениям Западной Сибири — с 67,1 до 21,4 т/сут.

В 1993 г. эта величина в среднем по России составила 12,0 т/сут, по Западной Сибири — 14,5 т/сут.

Снижение дебитов скважин по нефти происходит как по новым скважинам — вследствие ухудшения структуры запасов и вовлечения в разработку низкопродуктивных пластов, так и по скважинам переходящего фонда — в результате естественной обводненности продукции по мере вступления все большего числа месторождений в позднюю стадию разработки. Это способствовало резкому росту объемов эксплуатационного бурения.

С 1980 по 1988 гг. объем бурения возрос с 14,7 до 37,4 млн м/год, затем к 1993 г. снизился до 18,2 млн м.

В сложившихся условиях, особенно в районах с ограниченной (в значительной степени исчерпанной) сырьевой базой, исключительно важное значение приобретают задачи более эффективного использования ресурсов разрабатываемых месторождений и принятия всех возможных мер по замедлению темпов падения добычи нефти. Важным рычагом а решении этой задачи является оптимизация плотности сетки скважин, направленная на повышение эффективности действующих систем разработки.

Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений после массового внедрения методов заводнения в послевоенные годы в основном осуществлялись в направлении их интенсификации. Так, в 1950 г. на одну нагнетательную скважину приходилось в среднем 42 добывающие скважины, в 1975 г. — 7, в 1986—1990 гг. этот показатель стабилизировался на уровне 5, в 1991—1993 гг. он составил 3,7.

Доминируют внутриконтурные системы разработки в различных сочетаниях и модификациях. В 1989—1993 гг. на долю внутриконтурного заводнения (включая комбинированные, площадные и очагово-избирательные системы) приходилось около 98% всей добычи нефти из месторождений, разрабатываемых с заводнением; остальные 2% добычи получали из объектов с законтурным и приконтурным заводнением.

Немаловажным является также то обстоятельство, что остаточные запасы, приходящиеся на одну скважину на разрабатываемых месторождениях нашей страны, очень велики. По месторождениям Урало-Поволжья, например, остаточные извлекаемые запасы нефти при выработанности НИЗ на 85% составляют 30—60 тыс. т/скв, что в 3—5 раз больше, чем по месторождениям США при той же степени выработанности™ начальных извлекаемых запасов. По многим месторождениям Западной Сибири при аналогичной степени выработанности НИЗ остаточные извлекаемые запасы составляют 100 тыс. т/скв и более. В сложившихся условиях имеется серьезное опасение оставить значительную часть запасов в непромытых зонах пластов. Чтобы извлечь эту нефть, наряду с другими мероприятиями, потребуется бурение дополнительных скважин.

Переход отрасли на новый механизм хозяйствования, вытекающий из рыночной экономики, может повлиять (и уже влияет) на стратегию и тактику разбуривания месторождений.

В настоящем разделе освещены современные, не всегда однозначные представления специалистов по оценке влияния различных при-

родных и технологических факторов на эффективность процесса разработки и нефтеотдачу пластов, по обоснованию сетки скважин и ее оптимизации на разных стадиях проектирования, и разработки нефтяных месторождений с учетом геолого-физических особенностей эксплуатационных объектов. Выводы сделаны на основе анализа большого объема геологопромысловой информации и опыта разработки по нефтяным месторождениям с различной геолого-геофизической характеристикой, находящимся длительное время в промышленной разработке.

Проанализированы данные по эффективности уплотняющего бурения по отдельным месторождениям и районам, кратко освещены взгляды зарубежных специалистов по этому вопросу.

Как отмечалось в работе [2], проблема нахождения оптимальной плотности сетки скважин для различных систем размещения (рядных, площадных, очагово-избирательных и др.), обеспечивающей наиболее эффективную разработку месторождений (темпы отбора, нефтеотдачу), была самой острой на всех этапах развития отечественной нефтяной промышленности. Это следует из многочисленных трудов научно-исследовательских и учебных институтов, из материалов всесоюзных совещаний, симпозиумов. Значительный вклад в изучение данной проблемы внесли специалисты производственных объединений. Обосновывались самые различные концепции, из которых необходимо выделить следующие:

- 1) конечная нефтеотдача пластов очень слабо зависит от плотности сетки скважин;
- 2) конечная нефтеотдача пластов очень сильно зависит от плотности сетки скважин;
- 3) конечная нефтеотдача пластов существенно зависит от плотности сетки скважин, но в большей мере от их размещения.

К настоящему времени у ученых и производственников сложилось практически единое мнение по данной проблеме: нефтеотдача зависит от плотности сетки для различных систем размещения скважин. Этот вывод подтверждают как результаты обобщения опыта разработки нефтяных месторождений, так и многочисленные исследования процесса извлечения нефти из неоднородных пластов, выполненные на основе использования современных математических моделей при различных системах размещения скважин и плотности сетки, с учетом основных особенностей геологического строения и свойств пластов и жидкостей, проявления различных сил, обуславливающих приток нефти, воды и газа к забоям скважин, а также сил, удерживающих эти компоненты в пласте при соответствующих условиях разработки. Однако результаты многочисленных промысловых и теоретических исследований носят в большей степени характер только качественного характера.

Во многих работах отмечалось, что существенная зависимость конечной нефтеотдачи от системы размещения и плотности сетки скважин наблюдается на объектах со сложным геологическим строением. Основная трудность разработки таких объектов — вовлечение в процесс фильтрации застойных зон в линзах, полудлинзах, многочисленных проллектах и тупиковых зонах путем рационального размещения добывающих и нагнетательных скважин и выбора соответствующих граничных условий разработки.

Однозначно установлено, что значительные потери нефти наблюдаются при совместной разработке нескольких продуктивных пластов одной сеткой скважин. Это происходит как по причине перераспределения давлений в пластах и опережающего обводнения высокопродуктивных пластов, так и за счет проявления начального градиента давления. На характер вытеснения большое влияние оказывают вязкостные характеристики нефти и вытесняющего агента (как правило, воды), температурный режим пласта, реологические характеристики нефти и газа и др.

Для каждого эксплуатационного объекта теоретически существует

своя система размещения скважин с определенной плотностью, которая может в данный момент обеспечить наибольший экономический эффект. Но определить ее на начальной стадии при ограниченной информации, низкой ее достоверности, недостаточном учете физических законов, определяющих характер фильтрации нефти в пористых средах, практически невозможно. Поэтому оптимизация размещения скважин на ранних стадиях проектирования даже с использованием современных математических моделей позволяет дать лишь ориентировочный прогноз на несколько лет вперед и к нему следует относиться с определенной осторожностью. Выход из этого положения однозначен — необходима тщательная разведка месторождения, обязательное проведение опытной эксплуатации с целью изучения геологического строения нефтяных пластов, их энергетической характеристики, свойств насыщающих пласты жидкостей и газов, выбора вытесняющего агента и др.

Согласно теоретическим и промышленным исследованиям влияние на уровень добычи нефти из пласта, на конечную нефтеотдачу, на экономические показатели разработки оказывают не только плотность сетки, но и взаимное расположение добывающих и нагнетательных скважин, т. е. система их размещения. В связи с этим оценку влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу необходимо рассматривать комплексно с системой их размещения.

Как показали многочисленные теоретические и промышленные исследования, среди всех рассмотренных систем размещения скважин при одинаковой плотности сетки, максимальной интенсивностью обладают площадные системы, менее интенсивные — рядные по мере увеличения рядов в блоке. Причем, согласно результатам математического моделирования процесса разработки монолитного пласта, для условий одинакового соотношения вязкостей нефти и воды, соблюдения линейного закона фильтрации Дарси и одинаковой плотности сетки скважин при прочих равных условиях для различных систем размещения достигается примерно одно и то же значение конечной нефтеотдачи (исключение составляют газонефтяные залежи за счет прорыва газа при более плотной сетке скважин). При этом меняются лишь темпы отбора жидкости, соответственно и сроки разработки, обводненность продукции.

Вместе с тем, как не раз подчеркивалось в печати, все еще существуют разные, нередко противоречивые точки зрения на проблему выбора системы разработки. Часто отдается предпочтение одной из них, при этом слабо увязывается подход к проектированию плотности сетки скважин для конкретных геолого-физических условий разрабатываемого объекта. Существует достаточно много исследований, в которых рассматриваются только плотность сетки скважин без увязки с системой их размещения. Такие «половинчатые» исследования, как правило, приводят к противоречивым выводам, а использование их для конкретного проектирования оборачивается зачастую существенной ревизией ранее запроектированных систем разработки.

В работах [6, 7, 8, 9] отмечалось, что нет никаких оснований утверждать будто нефтеотдача при площадном заводнении меньше, чем при многорядной системе. Площадные системы экономически более эффективны для сильно прерывистых пластов. В нашей стране накоплен достаточно большой опыт применения интенсивных систем разработки нефтяных месторождений в следующих вариантах:

- 1) как метод воздействия на нефтяные пласты, осуществляемый с самого начала разработки нефтяной залежи;
- 2) как вторичный метод разработки нефтяных месторождений, где основные запасы нефти уже извлечены.

Однако в силу ряда причин первый вариант площадного заводнения долгое время не находил широкого применения. И только в последнее время на ряде месторождений с определенными природными условиями (низкая средняя проницаемость, большая неоднородность и пре-

рывистость пласта, высокая вязкость нефти) были запроектированы интенсивные системы заводнения с самого начала разработки.

Площадное заводнение как вторичный метод добычи нефти на истощающихся месторождениях применяется давно. В качестве примера можно привести месторождения Азербайджана, Эмбинского нефтяного района, Чечни и др. Анализ результатов применения площадного заводнения показал его высокую эффективность, особенно в случае использования как вторичного метода повышения нефтеотдачи продуктивных пластов [8, 9, 10].

Существует и иная точка зрения по проблеме выбора систем разработки. Она заключается в том, что в условиях неоднородных пластов при недостаточном знании особенностей их строения и из-за быстрого обводнения добывающих скважин применение площадных систем в начальной стадии разработки нежелательно. Наиболее рациональными на первых этапах разработки месторождения представляются блокковые линейные системы, которые по мере изучения особенностей строения пластов легко трансформируются в более жесткие однорядные линейные и площадные системы заводнения.

Многие исследователи отмечают, что интенсивные системы разработки наиболее сложны для регулирования. При применении площадных систем увеличиваются объемы работ по контролю за разработкой. В целях равномерной выработки запасов рядные системы предпочтительнее.

Вместе с тем следует отметить, что весьма значительная часть текущих запасов нефти сосредоточена в низкопроницаемых коллекторах. Роль и значение их в перспективе будет все более возрастать. Это вынуждает внедрять интенсивные площадные системы с самого начала ввода месторождения в разработку (особенно в Западной Сибири), так как в другом случае дебиты нефти окажутся столь низкими, что освоение месторождения окажется невозможным по экономическим соображениям.

Некоторыми институтами были предложены комбинированные системы разработки. Так, в ТатНИПИнефти разработаны методические основы избирательного заводнения, которые прошли апробацию на некоторых месторождениях Татарстана и других районов. В СибНИИНП впервые предложены и запроектированы на некоторых месторождениях Сибири блочно-квадратные системы разработки.

Интересными являются исследования эффективности систем заводнения на моделях как однородного пласта, так и при детальном детерминистическом учете неоднородности [11]. Исследовалась динамика работы пяти-, девятиточечных и трехрядных систем заводнения с равномерной сеткой скважин. Было обращено внимание на то, что при учете неоднородности пластов посредством осреднения основных параметров, выбор проектировщика склоняется к более интенсивным площадным системам. При детерминистическом учете неоднородности нефтяных пластов были выявлены недостатки площадных систем, которые сводятся к следующему. Проницаемостная неоднородность по площади и разрезу усиливает неравномерность охвата площади воздействием, а отключенные скважин по геологическим причинам менее значительно отражаются на работе трехрядной системы заводнения, чем площадной. Это обусловлено геометрией элемента рассматриваемых систем и характером взаимодействия скважин в элементе. С учетом отмеченных недостатков и из-за отсутствия достоверной геологопромысловой информации авторами не рекомендуется внедрять площадные системы на стадии ввода месторождения в разработку. Предлагается поэтапный подход к интенсивным системам по мере изучения всех особенностей разрабатываемого объекта.

Таковы два подхода, две точки зрения на проблему выбора систем разработки. Какую из них можно считать обоснованной и эффективной, какой отдать предпочтение?

Следует отметить, что концепция приверженности к интенсивным (площадным) системам разработки основывается больше на результатах математического моделирования, а не на опыте разработки нефтяных месторождений. Действительно, как отмечалось выше, интенсивные системы обеспечивают благоприятные показатели во всех отношениях. При этих системах достигаются наибольшие градиенты давления, а следовательно, и темпы разработки эксплуатационного объекта.

Вторая точка зрения основана больше на опыте разработки нефтяных месторождений, где внедрение интенсивных (площадных) систем с самого начала разработки осложняется рядом причин. В качестве примера можно привести опыт разработки Талинского месторождения, где на первоочередном участке была внедрена девятиточечная система с плотностью сетки  $16 \cdot 10^4$  м/скв. Анализ технологических показателей разработки различных элементов площадной системы позволил вскрыть ее существенные недостатки, приведшие в целом к негативным моментам в разработке.

Вот некоторые из них: отступление от принципов формирования элементов, невыполнение проектных решений, что существенно сказалось на условиях рациональной разработки и эксплуатации скважин, некачественное завершение скважин и др. Весь этот «букет» отрицательных явлений при реализации площадной системы на Талинском и ряде других месторождений Западной Сибири говорит в пользу интенсивных площадных систем. Как видим, при их реализации большую роль играют организационно-технические вопросы.

В «Методическом руководстве по проектированию» [И] вопрос обоснованности и эффективности того или иного варианта схемы размещения скважин и их числа рекомендуется решать после анализа требований и ограничений, предъявляемых к принимаемым проектным решениям на основании технико-экономической оценки результатов расчетов показателей разработки.

В процессе проектирования разработки нефтяных месторождений, как уже отмечалось, одной из наиболее острых проблем является определение оптимальной плотности сетки скважин при различных системах их размещения. В этом вопросе также до сих пор нет единого методического подхода. В литературе, в отчетных документах НИИ, НИПИ и учебных институтов представлены материалы как теоретического, так и промыслового характера. Как и система размещения, плотность сетки скважин рассматривалась с позиций геологопромыслового анализа, с учетом сложных процессов, происходящих в процессе разработки.

В реальных промысловых условиях проводились специальные эксперименты, которые ставили задачу исследовать влияние разрежения (или уплотнения) сетки скважин на нефтеотдачу. Одним из первых таких экспериментов является бавлинский. Подобные работы проводились на площадях Ромашкинского месторождения, на Ново-Елховском, Ново-Хазинской площади Арланского месторождения, Покровском месторождении в Самарской области и др. [12, 13, 14].

Решение проблемы влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу в значительной степени связано с охватом пластов воздействием, т. е. с оценкой доли дренируемых запасов, а также с обеспечением необходимых темпов добычи нефти. Обе эти задачи решаются на основании технико-экономических расчетов различных вариантов по плотности сетки для одной какой-то системы размещения скважин, исходя из применяемых в настоящее время критериев оптимальности (рациональности). Важную роль плотность сетки скважин играет при разработке месторождений новыми методами.

Следует отметить, что в 50—60-х гг. многими отечественными и зарубежными учеными высказывались предположения, что универсальную аналитическую зависимость между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей установить нельзя в силу недостаточности физических законов, многообразия геолого-физической характеристики нефтяных

пластов и технологий, применяемых при разработке объектов, В связи с этим решение данной задачи проводилось путем рассмотрения многочисленных вариантов, из которых выбирался оптимальный в соответствии с экономическими критериями рациональности. На эти обстоятельства в разное время обращали внимание Ю. П. Борисов, М. Л. Сургучев, Г. Л. Говорова, К. М. Донцов, В. С. Орлов, виднейшие ученые США— Эдди, Кавелер, Маскет и др.

В последующие годы исследования по данному вопросу продолжали интенсивно развиваться. Были предложены многочисленные упрощенные расчетные формулы в виде экспоненциальных зависимостей нефтеотдачи от плотности сетки скважин [5, 15].

В настоящее время имеется ряд статистических моделей для приближенной оценки нефтеотдачи, полученных для разных нефтегазоносных районов страны с помощью многомерного корреляционного анализа на основе данных длительно разрабатываемых объектов [10, 16]. Некоторые из них, помимо различной геологопромысловой информации, учитывают как плотность сетки скважин, так и соотношение добывающих и нагнетательных скважин. Предложенные модели, разумеется, правомерны для тех нефтеносных районов страны, в которых они получены. Они могут быть использованы для оценки конечной нефтеотдачи пластов при подсчете запасов, проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений, но с определенной осторожностью — как дополнение к тем расчетам, которые получают с помощью математического моделирования процесса разработки.

Вместе с тем предложенные экспоненциальные, линейные зависимости и статистические модели имеют один общий существенный недостаток: они учитывают плотность сетки без учета с системой размещения скважин, что входит в противоречие с физическими законами фильтрации жидкости в неоднородных средах.

Таким образом, при оценке коэффициента нефтеотдачи, плотность сетки и система размещения скважин должны рассматриваться в тесной взаимосвязи с геолого-физической характеристикой объекта и свойствами флюидов, насыщающих коллектор. При реализации этих задач возникает ряд объективных и субъективных трудностей. Вот некоторые из них.

1. Организационная сторона. Она существенно влияет как на формирование самих взглядов на выбор той или иной системы разработки и плотности сетки скважин, так и на практическую реализацию проектных решений.

2. Технологическая и техническая стороны. К ним, в первую очередь, необходимо отнести проблему сохранности естественных свойств призабойных зон и продуктивности пластов, целостности цементного кольца и др. Игнорирование этого важного фактора при бурении скважин приводит к существенным осложнениям в нефтедобыче. Никакая, даже совершенная система разработки, не сможет улучшить процесс вытеснения нефти из пласта, если при его вскрытии будет сведена на нет прсышленная ценность запасов [17]. В тесной связи с проблемой завершения скважин находятся вопросы повышения давления нагнетания и создания больших депрессий, применение гидро-разрыва пласта, правильный выбор вытесняющего агента, техники и технологии добычи нефти и т. д.

3. В многочисленных работах А. Х. Мирзаджанзаде, В. Н. Щелкачева, В. М. Ентова, М. Г. Бернадинера, И. М. Аметова, В. В. Девликамова, З. А. Хабибулина, А. Г. Ковалева, В. С. Орлова, С. А. Султанова, Г. Г. Вахитова, М. Т. Алишаева и многих других была разработана теория фильтрации аномальных жидкостей в пористых средах и предложены пути ее использования при конкретном проектировании разработки нефтяных месторождений. Отмечалось, что при одном и том же размещении скважин нефтеотдача пласта может быть весьма различ-



ной в зависимости от его коллекторских свойств, степени неоднородности, геологического строения, режима разработки, реологических свойств жидкостей, насыщающих пласт, от разнообразия физико-химических процессов, сопровождающих фильтрацию.

На основании анализа разработки нефтяных месторождений не раз отмечалось, что монолитные по простиранию и толщине пласты при соответствующих граничных условиях и системе размещения скважин вырабатываются не полностью. Об этом однозначно свидетельствуют профили притока и приемистости. Неполный охват фильтрацией пласта объясняется влиянием различных аномалий в движении со сложным взаимодействием жидкостей и газов с горной породой, т. е. связан со многими очень сложными физическими и физико-химическими процессами. Нефть в этом случае приобретает структурно-механические свойства, а ее вязкость оказывается непостоянной и зависит от напряжения сдвига.

В связи с отмеченным возникла необходимость перехода от гидродинамических к гидрофизическим моделям пласта с учетом физико-химического, теплового и других взаимодействий между флюидами и скелетом горных пород, т. е. по существу с учетом переменного закона фильтрации (нелинейного закона фильтрации Дарси).

Таким образом, все острее встает необходимость дальше развивать теоретические и лабораторные исследования в области фильтрации аномальных нефтей, а их результаты полнее использовать при конкретном проектировании разработки нефтяных месторождений.

4. Несмотря на все более расширяющееся применение интенсивных систем заводнения (площадных, очагово-избирательных и др.). Р<sup>2</sup>Д важных вопросов практического и теоретического характера до сих пор остается недостаточно исследованным. Это, в первую очередь, касается вопроса обобщения опыта применения таких систем. В свою очередь, обобщение опыта применения той или иной системы воздействия связано с рядом трудностей, основной из которых является нестационарность самой системы в период жизни месторождения. Действительно, практически не встретишь ни одного объекта разработки, на котором система разработки оставалась бы неизменной весь период жизни месторождения. Это и уплотнение сетки скважин, перенос фронта нагнетания (изменение направления фильтрационных потоков), разукрупнение объекта, освоение дополнительных очагов заводнения и т. д. Все эти мероприятия не позволяют оценить в «чистом» виде эффективность той или иной системы разработки. Именно по этой причине многие результаты промыслового анализа по эффективности применения той или иной системы размещения скважин зачастую носят противоречивый характер. Исследования необходимо продолжать как на основе обобщения опыта разработки, так и путем использования современного математического моделирования процесса разработки. Важно установить, на каких стадиях можно внедрять интенсивные системы разработки нефтяных месторождений: с самого начала разработки или использовать их как вторичный или третичный методы. Особое внимание этому вопросу должно уделяться при внедрении современных методов увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Таким образом, проблема влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу для различных систем размещения являлась и остается одной из острых и важных. Несмотря на то, что по общему признанию нефтеотдача зависит от плотности сетки скважин, пока не найдены строгие универсальные количественные критерии для решения проблемы оптимального расстояния между скважинами при разработке пластов с различными геолого-физическими параметрами и граничными условиями эксплуатации скважин.

При изучении роли и влияния плотности сетки скважин на технологические показатели разработки и нефтеотдачу пластов можно выделить несколько подходов.

1. Теоретические исследования (гидродинамические расчеты, физическое и математическое моделирование с применением ЭВМ и др.).

2. Анализ и обобщение опыта длительно разрабатываемых месторождений.

3. Проведение специальных промысловых экспериментов на конкретных месторождениях.

4. Оценка влияния ПСС на нефтеотдачу с использованием экспоненциальных зависимостей (Б. Н. Щелкачева и других авторов).

5. Изучение влияния плотности сетки скважин на технологические показатели разработки и нефтеотдачу пластов с использованием аппарата многофакторного регрессионного анализа.

Сразу же следует подчеркнуть, однако, что ни один из этих подходов не лишен недостатков, все они имеют определенные ограничения, допущения, условности.

Тем не менее все эти методы имеют право на существование и развитие. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений на современном этапе невозможно без физического, геолого-промыслового, математического моделирования, основанного на широком использовании возможностей и средств электронно-вычислительной техники.

Всеми признается, что эффективными оказываются лишь те системы разработки, в том числе и выбранные сетки скважин, которые в достаточной мере учитывают особенности и даже детали геологического строения продуктивных пластов. То же относится и к управлению разработкой — ее регулированию. Для этого также необходимо иметь четкое представление о текущем состоянии разработки пласта и характере процессов нефтеизвлечения, в нем протекающих. Это достигается путем промыслово-геологического моделирования.

На этапе ввода месторождения в разработку составляются статические промыслово-геологические модели, а на стадии разработки — как статические, так и динамические геолого-геофизические адресные модели.

Геолого-геофизические модели должны строиться, исходя из учета того, какие факторы и в какой степени в тех или иных геолого-физических условиях оказывают наиболее существенное влияние на характер разработки. При этом основное внимание должно уделяться изучению и отражению в модели факторов, определяющих процесс нефтеизвлечения.

Выбор оптимальных сеток требует наличия отлаженных информационных систем с современным компьютерным обеспечением, изменения методологии организации работ, перехода к созданию и практическому использованию постоянно действующих моделей разработки.

Разработаны методы и программы идентификации параметров гидродинамических моделей по промысловым данным. Имеется опыт решения задач воспроизведения истории разработки. Проводятся исследования по оптимальному управлению процессом разработки.

За рубежом проводятся аналогичные разработки, но при более высокой технической вооруженности, имеются примеры комплексного использования численных моделей геологического строения и моделей фильтрационных процессов. Имеются данные об увеличении нефтеотдачи благодаря использованию в гидродинамических расчетах детальной количественной адресной модели геологического строения. Для построения такой модели широко используют современные средства машинной графики в режиме диалога с ЭВМ.

Для оптимизации плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи перспективным является создание детерминированных постоянно действующих математических моделей нефтяных месторождений, с помощью которых можно выявить слабодренируемые и застойные зоны пласта, установить их размеры и пути вовлечения в активную разработку.

Постоянно действующие модели включают:

- 1) создание баз геолого-геофизических, гидродинамических и промысловых данных и постоянное их пополнение в процессе разработки;
- 2) построение и постоянное уточнение геолого-математических моделей различной сложности;
- 3) создание гидродинамических моделей объекта разработки;
- 4) идентификацию параметров моделей по данным гидродинамических исследований и истории разработки.

По выбранным пластам на основе постоянно действующих моделей определяется зависимость технологических показателей от плотности сетки скважин, выявляются недренируемые части пласта для бурения новых скважин, не предусмотренных в проектных документах.

Постоянно действующие модели создаются на базе программно-аппаратного комплекса для управления процессом разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

Известно, однако, что результаты теоретических исследований и расчетов не всегда могут быть перенесены на натурные условия. Существующие модели (математические, физические, гидродинамические, геологические) не позволяют полностью представить продуктивный пласт и учесть все сложные явления, происходящие в нем в процессе разработки.

В этой связи особое значение приобретает накопленный опыт разработки нефтяных месторождений. Использование этого опыта, общих тенденций и закономерностей, полученных для групп объектов с различной геолого-физической характеристикой, позволяет избежать серьезных просчетов при проектировании, выборе системы воздействия, плотности сетки скважин, прогнозировании технологических показателей разработки.

В последние годы предложено много экспоненциальных и регрессионных зависимостей нефтеотдачи от плотности сетки скважин. Имеется ряд статистических моделей (расчетных формул) для приближенных оценок нефтеотдачи, полученных для отдельных нефтегазоносных районов страны с помощью многомерного корреляционного анализа на основе данных по длительно разрабатываемым месторождениям. Некоторые из них, помимо различной геолого-промысловой информации, учитывают плотность сетки скважин, соотношение добывающих и нагнетательных скважин, другие технологические показатели. Предложенные модели (уравнения регрессии) могут быть использованы для сравнительных оценок, но лишь как ориентировочные, в качестве дополнения к другим методам.

Известно, что на процесс разработки и величину коэффициента извлечения нефти влияет очень большое число факторов, зависящих от природных характеристик пластов и условий их разработки. Несмотря на использование различных методов исследований, включая анализ промыслового опыта, результаты количественных оценок в большинстве случаев оказываются недостаточно надежными и выводы не всегда могут быть распространены на другие месторождения.

Основными причинами, обуславливающими трудности в изучении влияния различных природных и технологических факторов на процесс разработки и нефтеотдачу пластов, являются следующие.

1. Многообразие природных условий, в которых находятся скопления нефти (различия в геолого-физической характеристике пластов, в характере и степени их неоднородности, в свойствах насыщающих пласты флюидов и др.).

2. Одновременное влияние на процесс разработки большого числа факторов — как природных, так и зависящих от выбранной системы разработки и проводимых мероприятий по ее совершенствованию. Роль и влияние некоторых факторов качественно, а иногда и количественно удается установить и учесть при проектировании и анализе разработки,

влияние многих других недостаточно ясно, хотя и предполагается на основании теоретических и экспериментальных исследований.

3. Изменения (иногда весьма существенные) большинства параметров, характеризующих объект и условия его разработки. По мере выработки запасов сокращается площадь нефтеносности, уменьшается нефтенасыщенная толщина, претерпевают изменения фильтрационные характеристики коллекторов, свойства пластовой нефти и др. Подвергаются изменениям отдельные элементы системы разработки (число и плотность сетки скважин, их размещение и т. д.).

Тем не менее на основании анализа большого объема геолого-промысловых данных и обобщения опыта разработки нефтяных пластов с различными геолого-физическими условиями удалось установить общие тенденции и закономерности, в том числе оценить (чаще только качественно) влияние различных природных и технологических факторов на текущую и конечную нефтеотдачу пластов. Несмотря на некоторые различия (а иногда и противоречия) в оценках, большинство авторов считают, что наиболее существенное влияние на процесс разработки, текущую и конечную нефтеотдачу из числа природных факторов оказывают: вязкость нефти, фильтрационные свойства коллекторов, коэффициенты песчаности, расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина, соотношение начальных запасов водонефтяной и чисто-нефтяной зон залежей. Из технологических факторов, помимо плотности сетки скважин, наибольшее влияние оказывают соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, объем закачки воды по отношению к отбору жидкости.

Влияние некоторых факторов на технологические показатели и нефтеотдачу пластов существенно в течение всего периода разработки, влияние других в большей степени «проявляется» на поздних стадиях разработки, когда значительная часть начальных извлекаемых запасов нефти (порядка 50% и более) уже выработана. К первым относятся проницаемость и гидропроводность продуктивных пластов, вязкостная характеристика и подвижность нефти; ко вторым — коэффициент песчаности и расчлененности, эффективная нефтенасыщенная толщина, доля непрерывной части пласта, плотность сетки скважин.

По вопросу о влиянии ПСС на процесс разработки и нефтеотдачу пластов можно констатировать следующее.

В реальных неоднородных пластах ПСС оказывает существенное влияние на технологические показатели разработки и коэффициент извлечения нефти. Это влияние тем больше, чем более неоднородны и прерывисты нефтяные пласты, хуже их литолого-физические и реологические свойства, выше вязкость нефти в пластовых условиях, больше нефти первоначально заключено в водонефтяных и подгазовых частях продуктивных пластов.

Установлена тенденция относительного увеличения влияния ПСС на нефтеотдачу по мере вступления месторождения в поздний период разработки. Это связано с тем, что сначала, как правило, включаются в разработку и вырабатываются наиболее продуктивные пласты с высокими коллекторскими свойствами. Позднее в процессе разработки все более вовлекаются низкопродуктивные прослои и участки пластов, тяготеющих к границам и зонам выклинивания (замещения) коллекторов, ранее не охваченные или слабо охваченные процессом вытеснения. По существующей технологии разработки нефтяных месторождений с заводнением для извлечения нефти из этих участков требуется бурение дополнительных скважин.

Дополнительное (уплотняющее) бурение на поздних стадиях разработки во многих случаях (из-за отсутствия альтернативных технологий) оказывается единственно реальной возможностью замедлить темпы снижения добычи нефти и повысить нефтеотдачу пластов.

В общем случае реальные эксплуатационные объекты схематич-

но можно представить как бы состоящими из непрерывной и прерывистой частей. К прерывистой части относятся линзы, полулинзы, застойные плохо проницаемые участки пластов и т. д. Соотношение непрерывной и прерывистой частей в объеме эксплуатационного объекта в значительной степени влияет на выбор системы воздействия я плотности сетки скважин, что не всегда учитывается при проектировании начальной сетки скважин и обосновании числа резервных (дополнительных) скважин для достижения оптимальной нефтеотдачи.

Современные методики проектирования разработки и обоснования оптимальной плотности сетки скважин, основанные на характеристиках вытеснения по результатам математического моделирования процесса в неоднородном пласте, хотя и включают этап адаптации по предыстории разработки или по результатам промыслового опыта, пока еще не в полной мере отражают всю сложность геологического строения пластов и физико-химических процессов при вытеснении нефти водой. Поэтому проектная зависимость плотность сетки — нефтеотдача часто оказывается недостаточной, заниженной против промысловой для аналогичных геолого-физических условий. Вследствие этого оптимум по "плотности сетки скважин в расчетах сдвигается обычно в направлении более разреженных сеток, что на практике в последующем нередко приводит к необходимости значительного уплотнения первоначальной сетки, причем даже в этом случае проектная величина КИН оказывается не всегда достижимой.

Были получены количественные зависимости нефтеотдачи (коэффициента охвата пластов вытеснением) от плотности сетки скважин, с использованием самых различных методик и промыслового опыта. Во всех случаях тенденция аналогична: с уплотнением сетки скважины возрастает коэффициент извлечения нефти.

Анализ, выполняемый по 7 крупным нефтяным месторождениям Татарстана показал, что в среднем при уплотнении сетки скважин от 42,2 до 29,6 га/скв величина нефтеотдачи увеличивается на 12 пунктов; последующее уплотнение сетки до 20,5 га/скв увеличивает нефтеотдачу еще на 12 пунктов. По Ромашкинскому месторождению (девон) эти показатели следующие: при сетке 41 га/скв величина нефтеотдачи составляет 40%, при 33 га/скв—46%; при 21,5 га/скв — 53% [1, 18, 19].

Согласно теоретическим и промысловым исследованиям на уровне добычи нефти из пласта, конечную нефтеотдачу и на экономические показатели разработки большое влияние оказывает не только ПСС, но и взаимное расположение добывающих и нагнетательных скважин, т. е. их размещение. Поэтому оценку влияния ПСС на нефтеотдачу необходимо рассматривать в непрерывной связи с системой размещения скважин.

Представления зарубежных авторов о влиянии ПСС на нефтеотдачу, как и российских специалистов, изменялись во времени. В 1945 г. видные американские ученые Крейз и Бэкли на основании обобщения сведений по 103 месторождениям США сделали вывод об отсутствии зависимости между конечной нефтеотдачей и плотностью сетки

скважин.

Маскет, используя данные Крейза и Бэкли по 103 месторождениям, дополнив их сведениями по 5 другим месторождениям, в своей книге «Физические основы технологии добычи нефти», опубликованной в 1945 г., отметил: «...со строго научной точки зрения соотношение между расстановкой скважин и окончательной нефтеотдачей представляет собой нерешенную проблему».

В. Н. Щелкачев (публикации 1958, 1966 гг.) доказал полную необоснованность этого вывода из-за дефектности методики исследования.

В конце 70-х — начале 80-х гг. среди американских ученых возник-

ла дискуссия по поводу возможных итогов массового уплотнения сетки скважин на месторождениях США [20, 21].

Ван Эвердинген и Криз утверждали, что для поддержания уровня добычи нефти в США и увеличения нефтеотдачи надо заботиться не о внедрении методов увеличения нефтеотдачи (МУН), эффект от которых относительно незначителен и сказывается не сразу, а об уплотнении сетки скважин. В письме президенту США Ван Эвердинген указывает на необходимость уплотнить сетки скважин вдвое в целом по стране: пробурить около 600 тыс. скважин и дополнительно добыть около 16 млрд т нефти [22].

Холм возражал против недооценки методов увеличения нефтеотдачи, но соглашался с уплотнением скважин, так как считал, что оно необходимо и для внедрения МУН [23].

В последние годы материалы об эффективности и перспективах уплотняющего бурения скважин появились в журналах Канады, Югославии, Англии, Китая. Анализ публикуемых данных свидетельствует о явно усиливающейся тенденции к оптимизации плотности сетки скважин, которая в основном сводится к ее уплотнению [24, 25, 26].

Современная концепция в вопросе обоснования и выбора плотности сетки скважин на ранних стадиях проектирования, нашедшая свое выражение в регламентирующих отраслевых документах, в решениях многих всесоюзных совещаний по разработке нефтяных месторождений, заключается в том, что применяемые системы разработки, в том числе размещение и плотность сетки скважин, должны наилучшим образом соответствовать геолого-физическим условиям продуктивных пластов, обеспечивать высокие коэффициенты извлечения нефти при приемлемых экономических показателях. Окончательный вывод об оптимальности проектируемой сетки скважин в каждом конкретном случае, помимо геолого-промыслового обоснования с учетом опыта разработки других месторождений, должен быть аргументирован и подкреплён соответствующими экономическими расчетами.

В связи с изложенным при составлении технологических схем разработки, обосновании системы размещения и плотности сетки скважин приходится прибегать к аналогии, использованию осредненных показателей и зависимостей, полученных в результате анализа и обобщения опыта длительно разрабатываемых месторождений.

Опыт Татарстана, Башкортостана, Западной Сибири, других районов страны убедительно показал высокую эффективность бурения дополнительных скважин, оптимизации сетки скважин в процессе разработки месторождений с позиции как более полного извлечения нефти из пластов путем вовлечения в разработку недраенируемых запасов, так и интенсификации добычи нефти. Особенно эффективно дополнительное бурение на объектах с резко неоднородными, прерывистыми пластами [27, 28, 29].

Многие дополнительные скважины бурят с целью разделения (разукрупнения) эксплуатационных объектов. Это создает возможность дифференцированного и более эффективного воздействия на продуктивные пласты и в конечном счете обеспечивает большую полную выработку их запасов. Разукрупнение объектов в основном обусловлено тем, что неоднородные, резко различающиеся по своим геолого-физическим свойствам пласты ранее (из-за отсутствия необходимой информации) были объединены в один объект и разрабатывались единой сеткой скважин [3].

При оптимизации плотности сетки скважин решаются две задачи: обеспечение текущей добычи и обеспечение конечного коэффициента нефтеизвлечения. Следует четко разграничивать скважины, которые преимущественно обеспечивают текущий уровень добычи, но мало влияют на конечное нефтеизвлечение, так как эти запасы могут быть отобраны другими скважинами, и скважины, которые «работают» преимущественно на конечное нефтеизвлечение, так как эти запасы

другими скважинами отобраны быть не могут, но их вклад в текущую добычу невелик, и, наконец, скважины, за счет которых решаются обе эти задачи — и поддержание текущей добычи, и повышение конечно-го нефтеизвлечения.

Бурение дополнительных скважин, осуществляемое в последние годы па месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, является технологически оправданным. Его эффективность предопределяется тем, что оно реализуется после детального изучения неоднородности пластов, после разбуривания месторождений основной сеткой скважин.

При обосновании необходимости бурения дополнительных скважин следует исходить из величины извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну добывающую скважину, учитывать затраты на обустройство, бурение, эксплуатацию скважин и др. Естественно, что в зависимости от геолого-промысловых особенностей продуктивных пластов, глубины их залегания, физико-климатических условий месторождения, цены на нефть, рентабельная величина извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину, будет различной.

В перспективе в связи со все усложняющимися условиями добычи нефти цены на нефть будут возрастать. Повысится экономическая рентабельность бурения относительно малодобитных скважин. Извлекаемые запасы, приходящиеся на одну скважину и рентабельные для извлечения, со временем будут уменьшаться, оптимум рациональных сеток будет смещаться в сторону их уплотнения.

Рассматривая проблему оптимизации ПСС, следует обратить внимание на некоторые негативные моменты из практики проектирования и разработки нефтяных месторождений.

Анализ применяемых сеток скважин показал, что по многим месторождениям Западной Сибири с самого начала разработки проектируются на всю залежь равномерные геометрические сетки (500X500 и 600X600 м), не учитывающие полностью особенности геологического строения продуктивных пластов (наличие зон высокой и низкой продуктивности, замещения коллекторов, высокой расчлененности и др.). Невозможность проектирования дифференцированных сеток скважин в условиях слабой изученности (или неквалифицированного использования имеющейся информации) привела в ряде случаев к деформации систем разработки и невыполнению проектных показателей по добыче нефти [2, 3].

Серьезную озабоченность вызывает факт недостаточного использования опыта разработки месторождений Урало-Поволжья при проектировании и практике разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

Требуют неотложного решения и вопросы эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов. В последние годы эта проблема осложнилась открытием и вводом в разработку крупных месторождений Западной Сибири, характеризующихся наличием недонасыщенных коллекторов (Суторминское, Пограничное, Карамовское и др.). Технология воздействия, выбор оптимальной плотности сетки скважин и методы освоения этого типа коллекторов уже сейчас требуют постановки теоретических и промысловых исследований с целью эффективной выработки этой категории запасов.

Вопросы дальнейшей оптимизации сеток скважин, изучение и оценка влияния ее на технико-экономические показатели разработки и увеличение нефтеотдачи требуют усиления теоретических и экспериментальных исследований, апробации их в промысловых условиях; особенно актуальны эти работы для месторождений с низкопроницаемыми и карбонатными коллекторами, широкими подгазовыми и водонефтяными зонами, для залежей с высоковязкими и аномальными свойствами нефтей.

Исходя из современных достижений в области техники и технологии бурения, можно утверждать, что часть уплотняющих скважин будет горизонтальными. Ведутся изыскания способов активизации выработки запасов истощенных нефтяных месторождений путем резки горизонтальных стволов из существующих добывающих скважин.

Проблема оптимизации сетки скважин имеет прямое отношение и к объемам внедрения новых методов воздействия на пласты. Известно, что большинство методов повышения нефтеотдачи — МПН (закачка растворов химических реагентов, термические методы и др.) более эффективны, если они применяются с самого начала разработки месторождения. Эффективность методов при их использовании на истощенных (обводненных) пластах резко падает. Дополнительное (уплотняющее) бурение в первую очередь будет проводиться в зонах наиболее вероятной концентрации остаточных запасов нефти. Эти «свежие» скважины было бы целесообразно использовать для применения новых методов воздействия на пласты. К тому же ряд МПН, например методы теплового воздействия, практически приемлемы лишь при достаточно плотных сетках скважин. В этих случаях уплотнение сетки скважин может быть осуществлено с целевым назначением.

Таким образом, проблема оптимизации плотности сетки скважин, имея огромное самостоятельное значение, одновременно теснейшим образом взаимосвязана с объемами внедрения горизонтальных скважин и новых методов воздействия на пласт.

Комплексность проблемы выражается и в другом. Известно, что динамика развития добычи определяется не только набором месторождений и их геолого-физической характеристикой, но и последовательностью и темпами их разбуривания. Неоптимальное распределение объемов бурения по объектам разработки приводит к увеличению коэффициента падения добычи по переходящему фонду скважин, который по ряду районов и отрасли в целом и так весьма высок.

Объективная экономическая оценка эффективности бурения дополнительных скважин может быть получена только на основе правильной системы ценообразования.

Нефтедобывающая промышленность вступила в рыночную экономику. Основные затраты в отрасли, связанные с нефтедобычей, приходятся, как известно, на бурение скважин. Решение задачи об установлении оптимальной плотности сетки скважин очень сильно затрудняет отсутствие в настоящее время научной концепции экономических расчетов применительно к работе нефтяной промышленности в условиях рыночной экономики. Ранее действовавшие критерии оптимальности в этих условиях требуют коренных изменений. Необходимо учитывать конъюнктуру цен на нефть, уровни прибыли, сроки действия проекта и окупаемости, эффективность использования инвестиций, другие факторы рыночного механизма.

Принципиально новая ситуация возникает при рыночном механизме хозяйствования. Здесь будут отсутствовать централизованные капитальные вложения, каждую скважину придется бурить за счет средств предприятия, а если их нет, то брать соответствующий кредит в коммерческом банке, платить за кредит проценты, а затем возвращать кредит из накопленной прибыли. Такое положение неминуемо заставит нефтедобывающие предприятия искать варианты разработки нефтяных месторождений при минимальных начальных капитальных вложениях.

Некоторые намечающиеся уже сейчас тенденции вызывают серьезную озабоченность. По экономическим соображениям некоторые предприятия не имеют возможности принять рекомендации проектирующих организаций, связанные с оптимизацией сетки и бурением дополнительных скважин, т. е. по сути в той или иной степени игнорируют рекомендации проектировщиков. Последствия, к которым может привести развитие подобной тенденции, нетрудно предвидеть: временная



экономическая выгода может обернуться оставлением в недрах значительного количества нефти,

Вопросы оптимизации ПСС, тактики и стратегии разбуривания месторождений с учетом перехода отрасли на новые методы хозяйствования, вне всякого сомнения, являются на сегодня самыми острыми, нуждаются в серьезном анализе и требуют специального рассмотрения.

На основании изложенного сделаны следующие выводы.

1. В настоящее время исключительное значение приобретает повышение эффективности разработки месторождений, важнейшим фактором которого является оптимизация плотности сетки скважин. Оптимизация сетки скважин на месторождениях, находящихся на III и IV стадиях разработки, исходя из имеющегося опыта, увеличивает нефтеотдачу на 5...7 пунктов.

2. Наметилась устойчивая тенденция увеличения доли добычи нефти из объектов с более плотной сеткой скважин.

3. Выбор оптимальных сеток скважин требует наличия информационных систем с современным компьютерным обеспечением, а также создания постоянно действующих моделей разработки месторождений, с помощью которых можно выявить слабодренлируемые и застойные зоны пласта и определить пути вовлечения их в активную разработку.

4. Результаты промышленных экспериментов по оценке влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу показали, что в реальных неоднородных пластах оптимизация плотности сетки обеспечивает вовлечение в активную разработку недренлируемых и слабодренлируемых зон, оказывая существенное влияние на коэффициент извлечения нефти.

5. Установлено, что по мере вступления продуктивных пластов в позднюю стадию разработки влияние плотности сетки скважин на конечную нефтеотдачу существенно увеличивается.

6. Опыт разработки целого ряда месторождений Татарстана, Башкортостана, Тюменской области и других районов показал эффективность бурения дополнительных скважин, особенно для объектов с неоднородными пластами.

7. Необходимо руководствоваться технико-экономическим обоснованием оптимальной плотности сетки скважин в условиях рыночных отношений; оно должно учитывать новые внутренние нормативы и мировые цены на нефть и установить новые критерии оптимальности для выбора рациональной плотности сетки скважин.

8. Необходимо расширить исследования по анализу и обобщению опыта применения различных видов воздействия, систем размещения и плотности сетки скважин для объектов с трудноизвлекаемыми запасами, карбонатных коллекторов, водонефтяных зон и газонефтяных пластов.

## 8.2. Оптимизация плотности сетки скважин на месторождениях Татарстана

Специалисты ПО «Татнефть» и ТатНИПИнефти уделяют большое внимание проблеме оптимизации плотности сетки скважин с целью повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Главным направлением исследований является проведение специальных промысловых экспериментов, анализ и обобщение полученных данных. Ниже кратко освещаются результаты этих исследований. Выводы и рекомендации, вытекающие из этих работ, имеют значение не только для месторождений Татарстана, но могут оказаться полезными и для других районов страны.

Анализ промысловых данных по оценке влияния плотности сетки скважин приведен на примере Ромашкинского и некоторых других месторождений, имеющих длительную историю разработки.

В основу раздела положены материалы публикаций различных лет и докладов на совещаниях по разработке: Р. Х. Муслимова, Р. Н. Дияшева, А. Ф. Блинова, Р. Г. Абдулмазитова и других работников ПО Татнефть.

Таблица 8.1

Оценка возможности нефтеизвлечения при реализации проектных документов, составленных в разные периоды

Месторождение (площадь скважинного участка, га)	Первый вариант проектной документации (генеральная схема)				Последний вариант проектной документации (генеральная схема)				Уплотненный вариант проектной документации (генеральная схема)			
	Площадь скважинного участка, га	Средняя плотность скважин, га/скв.	Коэффициент нефтеизвлечения	Коэффициент нефтеизвлечения	Площадь скважинного участка, га	Средняя плотность скважин, га/скв.	Коэффициент нефтеизвлечения	Коэффициент нефтеизвлечения	Площадь скважинного участка, га	Средняя плотность скважин, га/скв.	Коэффициент нефтеизвлечения	Коэффициент нефтеизвлечения
Ромашкинское (Д)	1963	10 002	41,0	0,40	1965	12 497	10,0	0,40	1977	16 109	21,0	0,500
Ново-Елховское (Д)	1967	1910	26,1	0,42	1978	2 925	10,0	0,50	1987	3 025	17,0	0,542
Битумное (Д) <sup>III</sup>	1973	162	26,4	0,18	1978	527	22,6	0,33	1986	604	17,7	0,375
Сабанганское (С)	1973	171	104,2	0,08	1978	489	30,4	0,32	1987	710	24,0	0,428
Видлижское (Д)	1963	172	40,0	0,37	1978	359	21,4	0,55	1986	380	20,0	0,603
Первомайское (Д)	1964	247	44,9	0,43	1979	47	23,4	0,50	1986	600	18,5	0,619

В табл. 8.1 приведены конечные величины коэффициента извлечения нефти по первому и последнему основным проектным документам при запроектированных плотностях сетки скважин. Так, например, при реализации первой генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения с бурением 10 тыс. скважин конечный коэффициент нефтеизвлечения составил бы всего 0,40. Вторая генсхема предусматривала бурение 12,5 тыс. скважин. Однако и при этом фактический коэффициент нефтеизвлечения составил бы всего 0,46. При реализации третьей генсхемы с бурением более 19 тыс. скважин конечный коэффициент нефтеизвлечения должен составить 0,53. Однако, судя по предыдущему опыту, может потребоваться дальнейшее уточнение этих показателей и не исключено увеличение числа скважин.

Аналогичные результаты получены по другим месторождениям. В целом по всем приведенным в табл. 8.1 месторождениям последними проектными документами предусмотрено уплотнение сетки скважин до 20,5 га/скв. Если проектную нефтеотдачу при этом принять за 100%, то при реализации второго и первого проектных документов она составила бы соответственно 88 и 74%. Средняя плотность сетки при этом была бы 29,6 и 42,2 га/скв.

На рис. 8.1 приведены графики, показывающие указанную выше зависимость по площадям Ромашкинского месторождения. Одна точка (min) здесь характеризует ту нефтеотдачу, которая была бы достигнута при сохранении существующей на дату составления последнего проектного документа плотности сетки скважин. Вторая точка (max) является проектной: она показывает величину нефтеотдачи, которая может быть достигнута при рекомендуемой плотности сетки скважин. Увеличение нефтеизвлечения с уплотнением сетки очевидно. Степень этого увеличения различна для разных площадей.

Рассмотрение геологопромысловых данных по месторождениям Татарстана (как и по другим районам страны) показывает, что фактически вовлеченные в разработку запасы нефти всегда меньше запасов, охваченных разбуриванием. Объем невовлеченных в разработку запаса-

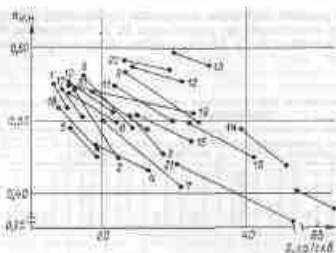


Рис. 8.1. Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин для ряда объектов Татарстана (общая месторождения): 1 — Ахдадкеевское; 2 — Южно-Гонимовское; 3 — Западно-Деминское; 4 — Зап.-Карабашское; 5 — Кузбашское; 6 — Миннеберское; 7 — Алашаньское; 8 — Северо-Альметьевское; 9 — Чернышское; 10 — Бостово-Судейское; 11 — Алашаньское; 12 — Чашинское; 13 — Тамбовское; 14 — Сармановское; 15 — Алашаньское; 16 — Каровское; 17 — Павловское; 18 — Зеленогорское; 19 — Восточно-Альметьевское; 20 — Халасинское; 21 — Озья, Болтинское; 22 — Болтинское.

сов тем больше, чем выше плотность сетки скважин; чем более неоднородны и расчленены эксплуатационные объекты. Подтверждено данными, приведенными в табл. 8.2. На их рассмотрении видно, что объекты, характеризующиеся меньшей степенью расчлененности, имеют относительно более высокие, фактически достигнутые коэффициенты извлечения нефти. В итоге, результатом которого представлены в табл. 8.2, являются 24 объекта с терригенными коллекторами, находящиеся в завершающей стадии разработки, разбуренные с плотностью сетки в пределах 17—49 га/скв.

Таблица 8.2

Класс объектов	Плотность скважин		Масл. объекты	Проценты извлечения	
	проектная (га/скв)	фактическая (га/скв)		запасов (млн. т/га)	коэффициент нефтеизвлечения
I	1,5—1,6	1,55	3	25,2—21,2	0,576—0,534
II	1,8—2,2	1,93	4	23,7—22,9	0,509—0,574
III	1,7—3,2	2,55	5	23,5—15,0	0,438—0,542
IV	0,7—4,0	3,70	6	23,7—23,1	0,472—0,502
V	0,5—5,8	4,02	6	17,1—26,4	0,379—0,491

По специально разработанной в ТатНИПИнефти методике проведения оценки необходимого (проектного) числа скважин для получения тех или иных запасов нефти в бассейне залежей нефти месторождений Татарстана. Результаты оценки приведены в табл. 8.3. Однако эти данные в настоящее время следует рассматривать как пример, иллюстрирующий возможность работы самой методики. Очевидно, что учет новых экономических критериев (рост не только добычи нефти) приводит к снижению минимальной требуемой добычи нефти на одну скважину. Это обстоятельство, как и ухудшение структуры остаточных запасов нефти, приводит к необходимости бурения большего числа скважин, чем показано в табл. 8.3.

Утвержденный и необходимый для достижения проектной эффективности  
нефтеотдачи фонд скважин (середина 1986 г.)

Месторождение	Горючий или карбонатный	Утвержденный проектный фонд скважин	Коэффициенты нефтеотдачи		"S8" проектный фонд скважин	Добыча нефти по проекту тыс. т
			Лета-зимный	проектный		
Ромашкинское	Д	18738	0,518	0,530	21024	99,3
	Сi	3933	0,411	0,410	5368	32,3
	Карбонаты	385	—	0,203	4 282	9,8
	Итого	23076	—	0,504	30674	75,0
Ново-Елховское	Д	2690	0,452	0,541	5 687	55,2
	Сi	926	0,398	0,393	926	31,6
	Карбонаты	Нет проекта	Разр.	0,187	2789	11,8
	Итого	3616	—	0,451	9402	400,0
Велижское	Д	473	0,411	0,576	579	139,1
	Сi	1170	0,4,5	0,445	1 170	40,0
	Карбонаты	Нет проекта	Разр.	0,200	1655	7,4
	Итого	1643	—	0,456	3 397	41,1
Благодатское	Д	342	0,411	0,588	323	185,3
	Сi	454	0,40;	0,502	627	73,7
	Карбонаты	716	0,411	0,414	716	37,6
Прочие месторождения	Д	По отдельным объектам	—	0,463	2 256	21,8
	Сi	Нет проектных скважин	—	0,312	5 858	19,0
	Карбонаты	То же	—	0,179	1458	10,1
	Итого	9807	—	0,244	19 672	14,1
Объединение Татнефть	Д	По отдельным объектам	—	0,532	30 436	85,5
	Сi	Нет проектных скважин	—	0,378	14038	27,6
	Карбонаты	То же	—	0,181	20184	10,1
	Всего	39654	—	0,454	64718	49,9

Увеличение активно вовлеченных в разработку запасов нефти Ромашкинского месторождения в процессе его разбуривания, начиная с 1961 г., в зависимости от пробуренного фонда скважин на соответствующую дату показано на рис. 8.2. До 1971 г. наблюдается отклонение фактических значений от расчетных из-за того, что отдельные объекты на месторождении не были разбурены проектной сеткой скважин, а на других объектах уже началось ее уплотнение.

Таким образом, выполненные в ПО Татнефть исследования позволили установить зависимость изменения  $K_{\text{в}}$  от плотности сетки скважин и оценить необходимый фонд скважин для достижения проектных величин нефтеотдачи. При определении конечных величин  $K_{\text{в}}$  следовало бы ориентироваться на мировые цены на нефть, как это делается во всех нефтедобывающих странах.



Рис. 8.2. Зависимость коэффициента нефтеотдачи  $K_{\text{в}}$  от пробуренного фонда скважин в процессе разработки Ромашкинского месторождения: 1 — по фактическим данным; 2 — по формуле расчета нефтеотдачи; 3 — расчет по формуле  $K_{\text{в}} = A \cdot q^B$  ( $q$  — запасы нефти, вовлеченные в разработку,  $S$  — плотность сетки скважин,  $A, B$  — коэффициенты)

Показатели	Число скважин	Фонд скважин		В т.ч. дополнительный фонд	
		основной фонд	дополнительный фонд	на интенсификацию	на оптимизацию скважин
Число пробуренных скважин:					
всего	17706 12399	9826	7880	4184	3696
добывающих	13 660 9349	7658	6003	3143	2860
нагнетательных	4046 1104	2168	1878	1041	837
За 1990 год:	392	5	384	176	106
добывающих	232 326	2 6	230 320	97 155	133 165
нагнетательных	160 -45	6 1	154 44	79 14	75 30
Ввод запасов в разработку, % начальных балансовых:					
всего	63,2	53,3	10,0	5,38	4,6
за отчетный год	0,15	0,01	0,15	0,11	0,03
Отбор нефти, % начальных балансовых запасов:					
всего	42,8	33,4	7,03	3,33	11,71
за 1990 год	0,42	0,22	0,2	0,1	0,1

\* В числителе — продукция по балансу, в знаменателе — по фактическиму извлечению.

Информация об объемах и эффективности бурения скважин основного и дополнительного фонда на Ромашкинском месторождении по состоянию на 01.01.91 г. представлена в табл. 8.4.

Как следует из приведенных в табл. 8.4 данных, дополнительный фонд скважин составляет 44,5% общего. Этим фондом скважин введено в разработку 10% балансовых запасов, что составляет 15,7% общего объема введенных запасов. Накопленная добыча нефти по ним составила 16,9% общего отбора или 7,2% балансовых запасов. Из последнего показателя только 1,34% приходится на интенсификацию разработки, остальные 5,89% — на повышение нефтеизвлечения.

Экстраполяция графиков годовой добычи нефти в зависимости от накопленной дает коэффициент нефтеизвлечения: по основному фонду скважин — 0,369 (плотность сетки 43,3 га/скв); по общему фонду — 0,467 (плотность сетки 24,0 га/скв).

Однако следует подчеркнуть приближенный характер этих оценок, обусловленный неоднозначностью оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения существующими методами. Кроме того, в условиях многопластовых эксплуатационных объектов самоопределение плотности сетки скважин неоднозначно. Так, например, в 60–70-е годы около 50% перфорированных пластов горизонта Д) Ромашкинского месторождения в разработке не участвовали, хотя они были охвачены бурением проектной сеткой скважин. И в разрезе самой скважины перфорировались не все пласты. Из этого следует, что даже для месторождений с близкими горногеологическими условиями зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин может существенно отличаться, обусловливаясь внедряемой системой их разработки и темпами ее реализации.

Дальнейшие исследования по данной проблеме необходимо проводить с дифференциацией показателей разработки по пластам многопластовых объектов. Весьма полезны теоретические исследования на математических моделях, а также на постоянно действующих гидродинамических моделях пластов с различными горно-геологическими условиями.

### 5.3. Плотность сетки скважин и нефтеотдача пластов на месторождениях Самарской области

Вопросам изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу большое внимание уделяли научные сотрудники Гипровостокнефти А. И. Губанов, В. С. Ковалев, В. И. Колганов, Б. Ф. Сазонов, М. Л. Сургучев и производственник ПО Куйбышевнефть И. Л. Ханин [1, 4, 18].

Настоящий раздел посвящен изучению влияния плотности сетки на нефтеотдачу на месторождениях Самарской области.

Месторождения имеют разнообразное геологическое строение, коллекторские свойства продуктивных пластов, физико-химические параметры нефтей и технологические показатели разработки, в частности различную плотность сетки добывающих скважин.

Общее представление о параметрах сеток, применяемых на месторождениях области, дано в табл. 8.5, где по 53 объектам разработки показаны системы расстановки скважин, приведены значения плотности сеток  $S_0$  в разбуренной части пластов, подсчитанные по средним расстояниям между скважинами, и значения плотности сеток  $S$ , подсчитанные по общей площади нефтеносности пластов и количеству добывающих скважин.

Из приведенных данных видно, что плотность сетки добывающих скважин на месторождениях области изменяется в значительных пределах. Эти изменения отражают общую тенденцию к увеличению расстояния между скважинами при разбуривании вновь открываемых месторождений и, кроме того, являются следствием различия геолого-физической характеристики продуктивных пластов.

На начальном этапе развития нефтяной промышленности области использовали сравнительно плотные сетки. Первые нефтяные пласты, открытые и введенные в разработку в 1937—1944 г. (залежи пласта  $B_2$  на Сызранском, Заборовском, Яблоневом Овраге, Губинском месторождениях, пласта  $K_0$  на Калиновском месторождении), были разбурены по треугольной сетке с расстояниями между скважинами 150—250 м;  $S_0 = 2-4$  га/скв. Применение в тот период таких сеток являлось прогрессивным мероприятием, так как они были значительно реже, чем применяемые на старых бакинских и грозненских месторождениях, где, как правило, расстояние между скважинами составляло 50—100 м.

Однако, опыт разработки первых месторождений Самарской области показал, что сетки скважин являются излишне уплотненными. Поэтому уже на Зольненском (пласт  $B_2$  и  $D_0$ , Покровском (пласты  $B_2$  и  $A_4$ ), Жигулевском (пласты  $D_2$  и  $D_1 + D_п$ ) и других месторождениях, введенных в разработку в 1948—1952 гг. были запроектированы и применены более редкие сетки с расстоянием между скважинами 300—350 м;  $S_0 = 10-12$  га/скв. На этом этапе разработки предпочтение отдавалось кольцевым рядам, параллельным начальному контуру нефтеносности.

На Мухановском (пласты  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $C_4$ ), Красноярском (пласт  $B_2$ ), Дмитриевском (пласт  $C_3$ ,  $C_4$ ) и других месторождениях, введенных в разработку в 1954—1957 гг., сетки скважин были еще более разрежены. Расстояния между скважинами достигли уже 400—500 м, а плотность сетки —  $S_0 = 14-25$  га/скв. Скважины размещали в основном линейными рядами в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин. На Мухановском (пласты  $D_1-D_{1У}$ ), Кулешовском (пласты  $A_4$  и  $A_5$ ) и Ново-Запрудненском (пласты  $D_1-D_{п}$ ) месторождениях

Наименование	План	Вид иезиытл в полн(010)	Сметнн полнрннннннн всн	Прннннн ннн нн нннннннн	Ннннннн ннн нннн		нннннннн нннннннн нннннн	нннннннн нннннннн
					нннннннн нннн	нннннннн нннн		
1007	10	1007	1007	1007	1007	1007	1007	1007
1011	10	1011	1011	1011	1011	1011	1011	1011
1015	10	1015	1015	1015	1015	1015	1015	1015
1019	10	1019	1019	1019	1019	1019	1019	1019
1023	10	1023	1023	1023	1023	1023	1023	1023
1027	10	1027	1027	1027	1027	1027	1027	1027
1031	10	1031	1031	1031	1031	1031	1031	1031
1035	10	1035	1035	1035	1035	1035	1035	1035
1039	10	1039	1039	1039	1039	1039	1039	1039
1043	10	1043	1043	1043	1043	1043	1043	1043
1047	10	1047	1047	1047	1047	1047	1047	1047
1051	10	1051	1051	1051	1051	1051	1051	1051
1055	10	1055	1055	1055	1055	1055	1055	1055
1059	10	1059	1059	1059	1059	1059	1059	1059
1063	10	1063	1063	1063	1063	1063	1063	1063
1067	10	1067	1067	1067	1067	1067	1067	1067
1071	10	1071	1071	1071	1071	1071	1071	1071
1075	10	1075	1075	1075	1075	1075	1075	1075
1079	10	1079	1079	1079	1079	1079	1079	1079
1083	10	1083	1083	1083	1083	1083	1083	1083
1087	10	1087	1087	1087	1087	1087	1087	1087
1091	10	1091	1091	1091	1091	1091	1091	1091
1095	10	1095	1095	1095	1095	1095	1095	1095

Трннннннннннн

1007	1011	1015	1019	1023	1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095
1007	1011	1015	1019	1023	1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095
1011	1015	1019	1023	1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095	
1015	1019	1023	1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095		
1019	1023	1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095			
1023	1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095				
1027	1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095					
1031	1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095						
1035	1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095							
1039	1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095								
1043	1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095									
1047	1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095										
1051	1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095											
1055	1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095												
1059	1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095													
1063	1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095														
1067	1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095															
1071	1075	1079	1083	1087	1091	1095																
1075	1079	1083	1087	1091	1095																	
1079	1083	1087	1091	1095																		
1083	1087	1091	1095																			
1087	1091	1095																				
1091	1095																					
1095																						

11

11

Кулеповское	А <sub>0</sub>	1959	•	700—800	56,0*	50,0**	—	0,65	0,17
Клиновское	С <sub>0</sub>	1959	•	500—500	25,0	39,8	—	0,50	0,18
Милыбинское-Коханово	Д <sub>0</sub>	1958	•	500	25,0	124,4	—	0,47	0,18
Рославский	Д <sub>0</sub> +Д <sub>1</sub>	1959	•	500—600	30,0	77,4	—	0,50	0,20
Алтинское	В <sub>1</sub>	1959	•	460—120	24,0	56,0	—	0,65	0,29
Сажо-Калитинское	Д <sub>0</sub>	1961	•	500	25,0	202,4	—	0,50	0,09
Васильевское	С <sub>0</sub> +С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub> + С <sub>3</sub> +С <sub>4</sub> +С <sub>5</sub>	1961	•	500—500	25,0	60,1	—	0,45—0,50	0,04
Якушское	С <sub>0</sub> +С <sub>1</sub>	1962	•	500—500	25,9	69,6	—	0,60	0,08
Ясно-Запрудинское	Д <sub>1</sub> +Д <sub>11</sub>	1958	•	500—600	30,0	71,9	—	0,60	0,11
Малышевское	Д <sub>0</sub>	1963	•	500	25,0	132,5	—	0,40—0,50	0,08
Левобережное	В <sub>2</sub> +В <sub>3</sub>	1965	•	600	36,0	63,9	—	0,50—0,60	0,08
То же	Д <sub>0</sub>	1965	•	500	25,0	60,6	—	0,50	0,03
Средние показатели по территории складаторов:					17,8	49,0	0,36	<b>0,56</b>	0,01

#### Карбоновые кислоты

Калитинское	КС	1949	•	Трехшаровая ягода	180	2,0	6,5	—	0,125	0,325
Яблонинское	Кг+Кп	1948	•	То же	200	3,5	7,8	—	0,35	0,29
Коханово	К <sub>1</sub> +К <sub>п</sub>	1949	•	300	3,5	<b>14,0</b>	—	—	0,05	0,05
Восточно-Чашинское	К <sub>1</sub>	1950	•	200	3,5	8,7	—	<b>0,30</b>	0,3	
Пигровское	А <sub>1</sub>	1950	•	300	<b>10,6</b>	22,6	—	<b>0,61</b>	0,42	
Домашинское	В <sub>1</sub>	1952	•	250	5,4	26,9	—	0,30	0,11	
То же	Д <sub>0</sub> -!	1952	•	250	5,4	<b>20,8</b>	—	0,30	0,06	
Покровское	В <sub>2</sub> +Д <sub>1</sub> -1	1954	•	Лещинные ягоды	500—600	<b>30,0</b>	<b>57,8</b>	—	<b>0,30</b>	0,21
Якушкинское	А <sub>1</sub> +А <sub>2</sub>	1955	•	То же	400—400	<b>16,0</b>	<b>33,6</b>	—	0,34—0,45	0,08
Городищенское	К <sub>1</sub> +К <sub>11</sub>	1957	•	250—300	7,5	<b>17,8</b>	—	0,4	0,16	
Дмитриевское	В <sub>1</sub>	1957	•	600—600	36,0	<b>67,7</b>	—	0,3	0,10	
Дерюженское	В <sub>1</sub>	1958	•	400—500	<b>20,0</b>	<b>29,1</b>	—	0,45	0,13	
Сидоровское	В <sub>1</sub>	1959	•	Лещинные ягоды	500—500	<b>25,0</b>	<b>37,1</b>	—	0,45	0,04
Кулеповское	А <sub>0</sub>	1959	•	700—800!	<b>56,0*</b>	<b>50,8**</b>	—	0,55	0,19	
Васильевское	А <sub>0</sub>	1961	•	500	25,0	<b>110,8</b>	—	0,55	0,07	
Хитинское	А <sub>0</sub>	1960	•	400—500	20,0	12,0	—	0,50	0,17	
Александровское	А <sub>0</sub>	1960	•	500—500	<b>24,0</b>	30,8	—	0,60	0,18	
Средние показатели по территории складаторов:					17,2	34,4	<b>0,42</b>	0,42	0,18	
Средние показатели по территории складаторов и карбоновым кислотам:					<b>16,9</b>	<b>44,3</b>	0,38	0,52	0,20	

Средние показатели по территории складаторов  
Средние показатели по территории складаторов и карбоновым кислотам

\* Показательное значение (вместо 56,0) берется с учетом для учета разницы в размерах ягод.

\*\* С учетом разницы в размерах ягод.



ях, введенных в разработку в 1957—1962 гг., были запроектированы и применены сетки с расстоянием между скважинами 600—800 м;  $S_0$  — до 36—56 га/скв.

Расстояния между добывающими скважинами 600—800 м при существующих методах разведки являются, по всей вероятности, предельными для небольших и средних по размерам нефтяных месторождений типичных для Самарской области. Опыт разработки Чубовского, Белозерского и других месторождений показал, что при более редких сетках не удастся выявить характерные детали геологического строения продуктивных пластов, что может привести к крупным просчетам в проектировании и осуществлении их разработки.

Во всяком случае, на этом разрежение сеток приостановилось и в последующем все новые пласты разбуривали по сеткам с расстоянием между добывающими скважинами не более 600 м (см. табл. 8.5).

Плотность сетки скважин для песчаников составляет 17,8 га/скв, для известняков— 17,2 га/скв, т. е. для различных типов коллекторов она практически одинакова.

$S_0$  для терригенных коллекторов по пластам, введенным в разработку до 1952 г., составляет в среднем 8,1 га/скв, после 1952 г.— 26 га/скв, т. е. сетка была разрежена в 3,2 раза. Соответственно для карбонатных коллекторов  $S_0$  по пластам, введенным в разработку до 1952 г., составляет в среднем 4,8 га/скв, после 1952 г.— 22,6 га/скв, или разрежена в 4,7 раза.

Что касается параметра  $S$ , подсчитанного по общей площади нефтеносности продуктивных пластов, то он значительно выше  $S_0$ , поскольку обычно остаются неразбуренными большие участки пластов. Это, в первую очередь, водо-нефтяные зоны и значительные площади между разрезающими нагнетательными и добывающими скважинами при блоковых системах разработки.

Ввиду сравнительно небольших размеров нефтяных пластов в Самарской области на многих месторождениях в сводовой части фактически пробурен единственный ряд скважин. Поэтому фактическая плотность сетки скважин, выражающаяся площадью, приходящейся на одну добывающую скважину, — низкая; по многим пластам она составляет 50—60 га/скв, а в отдельных случаях достигает 100—200 га/скв (см. табл. 8.5).

В целом по объектам величина  $S$  изменяется в пределах 6,5—202,3 га/скв, составляя в среднем для обоих типов коллекторов 44 га/скв; отдельно для терригенных — 49 га/скв и для карбонатных — 34 га/скв.

Для терригенных коллекторов, введенных в разработку до 1952 г.,  $S$  равно в среднем 16,8 га/скв, после 1952 г.— 74,7 га/скв, т. е. сетка скважин разрежена в 4,4 раза. Для карбонатных коллекторов средняя величина  $S$  по пластам, введенным в разработку до 1952 г., соответственно составляет 15,3 га/скв, после 1952 г.— 47,8 га/скв, или плотность сетки уменьшилась в 3,1 раза.

Для характеристики сеток введен дополнительный параметр  $\langle r = S_0/S$ ; это отношение назовем коэффициентом размещения добывающих скважин на площади залежи. При  $\langle r=1$   $S_0=S$ , т. е. скважины размещены равномерно по всей площади, при  $\langle r<1$  часть площади, пропорциональная величине  $(1-\langle r)$ , остается неразбуренной.

Для всех исследованных объектов коэффициент  $\langle r$  в среднем составляет 0,38 (см. табл. 8.5). Это означает, что в среднем 62% площади продуктивных пластов оказывается неразбуренной. Для песчаных коллекторов одновременно с тенденцией к разрежению сеток происходило снижение коэффициента  $\langle r$  в среднем с 0,48 для пластов, введенных в разработку до 1952 г., до 0,35 — для введенных в разработку после 1952 г., т. е. неравномерность размещения скважин со временем увеличивалась. Для карбонатных коллекторов, наоборот, с разрежением сетки наблюдается тенденция к более равномерному раз-

мещению скважин — коэффициент  $\phi$  по продуктивным пластам, введенным в разработку до 1952 г. составляет 0,31, после 1952 г. — 0,44.

Из приведенных в табл. 8.5 данных также видно, что по пластам с карбонатными коллекторами применяют более плотные сетки скважин, чем по пластам с терригенными коллекторами.

Вопрос о размещении скважин на пластах с карбонатными коллекторами имеет свои особенности, обусловленные большой их неоднородностью и разнообразием геолого-физической характеристики. На основе опыта разработки продуктивных пластов в Самарской области, приуроченных к карбонатным коллекторам, можно выделить два характерных типа:

1) пласты, представленные высокопористыми и хорошо проницаемыми породами с сильно развитой кавернозностью и трещиноватостью (пласт А4 башкирского яруса на Покровском, Кулешовском и Алакаевском месторождениях);

2) пласты, сложенные плотными карбонатными породами с локально развитой кавернозностью и трещиноватостью (пласты кунгурского яруса на Яблоневском месторождении, турнейского яруса на Зольненском, Красноярском, Дерюжевском и других месторождениях).

Для первого типа коллекторов, обладающих исключительно высокой пьезопроводностью и сообщающихся с различными зонами и участками, вполне целесообразно применять такую же редкую сетку скважин, что и для песчаных коллекторов.

Второй тип карбонатных коллекторов обладает обычно низкой пьезопроводностью, а главное, имеет плохую сообщаемость и даже разобщенность различных зон и участков. Трещины распространены по площади неравномерно и приурочены к своду отдельных куполов. Напор пластовых вод выражен слабо. В суммарной добыче нефти по таким пластам значителен удельный вес нефти, добытой в результате применения солянокислотных обработок, гидроразрывов и прочих методов обработки призабойной зоны пласта. Как показывает опыт разработки залежи пласта кунгура Яблоневского месторождения, на подобных пластах уплотнение сетки скважин с 11—14 до 4 га/скв позволяет увеличить нефтеотдачу на 4—7 пунктов. Для Яблоневского месторождения подобное уплотнение сетки скважин оказалось экономически эффективным, главным образом за счет значительной интенсификации и сокращения сроков его разработки. Большое значение имела малая глубина залегания пласта (400—450 м), что обеспечило низкую стоимость скважин.

Для такого типа карбонатных пластов, по-видимому, особенно целесообразно двухстадийное разбуривание пластов — сначала по редкой сетке с последующим экономически и технологически обоснованным уплотнением.

Для некоторых месторождений Самарской области характерно уплотнение сетки скважин в центральных зонах на стадии завершения разработки (пласты девона Мухановского а Дмитриевского месторождений, пласты Аз и А<sub>2</sub> Кулешовского месторождения), что создает условия для достижения более высокой нефтеотдачи пласта.

Запроектированная нефтеотдача на месторождениях области при рассмотренных сетках представлена в табл. 8.6.

По исследованным объектам среднеарифметическая конечная нефтеотдача составляет 52%, отдельно по песчаникам — 56%, карбонатам — 42%.

Оценка конечной нефтеотдачи пластов зависит от стадии разработки: чем больше выработан продуктивный пласт, тем точнее можно установить коэффициент конечной нефтеотдачи.

Сейчас большинство продуктивных пластов (введенных в разработку до 1952 г.), где применяют более плотную сетку скважин, вступили в завершающую стадию разработки или приближаются к ней.

Таблица 8.8

Тип коллектора	Характеристики коллектора	Нефтеотдача, %	
		конечная	текущая
Песчаники	A + 3	60	25
	A + 3 + c,	58	—
Карбонаты	A + 1	46	16
	A + 1 + C <sub>1</sub>	44	—
Песчаники-карбонаты	A + i	56	22
	AH- i + c,	53	—

По терригенным коллекторам от промышленных запасов в среднем отобрано более 85% по карбонатам — 72%. Поэтому средние значения конечной нефтеотдачи для песчаников (56%) и карбонатов (36%) являются достаточно надежными показателями.

Для пластов (введенных в разработку после 1952 г.) с более редкой сеткой скважин для песчаников запроектирована та же конечная нефтеотдача, что и для залежей с плотными сетками, равная в среднем 56%, а для карбонатов (ввиду лучших коллекторских свойств пластов, позднее открытых)—более высокая, равная 42%.

*Опыт разработки старейших на платформе нефтяных месторождений Самарской Луки.* В результате многолетней разработки старейших на платформе нефтяных месторождений Самарской Луки накоплен ценный промысловый материал, позволивший выявить характерные особенности процесса вытеснения нефти из пластов, установить показатели безводной, водной и конечной нефтеотдачи, исследовать влияние темпа разработки, вязкости нефти, распределения отборов жидкости по скважинам и др. на процесс обводнения и нефтеотдачу пластов.

Опыт разработки указанных месторождений дал возможность сделать определенные выводы относительно влияния плотности сетки добывающих скважин на полноту извлечения нефти из недр.

Месторождения Самарской Луки были разбурены по сетке с плотностью от 7,1 га/скв (по пласту Бг Сызранского месторождения до 26,2 га/скв (по пласту Б<sub>2</sub> Стрельненского месторождения).

Детальный анализ полученных данных показал, что месторождения этого типа при правильной расстановке скважин можно разрабатывать без существенных потерь в суммарной добыче нефти по более редким сеткам с плотностью до 40—50 га/скв.

*Опыт разработки нефтяных месторождений по разреженной сетке скважин.* Помимо данных, полученных при разработке месторождений Самарской Луки, в Самарской области накоплены материалы о разработке месторождений по более редким сеткам, причем некоторые из этих месторождений приближаются к стадии высокой обводненности, что позволяет дать достаточно точную оценку конечной нефтеотдачи.

Краткие данные о текущем состоянии разработки двенадцати объектов приведены в табл. 8.7. Средняя плотность сетки скважин по этим объектам составляет 53 га/скв, конечная проектная нефтеотдача принята равной 59%, т. е. запроектирована на уровне нефтеотдачи по залежам с более плотными сетками.

Опыт разработки месторождений района Самарской Луки и позднее открытых месторождений — подтверждает правильность и обоснованность направления на разрежение сеток эксплуатационных скважин, которое последовательно проводили Гипростокнефть и объединение Куйбышевнефть.

Средние показатели плотности сеток эксплуатационных скважин на разрабатываемых месторождениях Самарской области составляют: по площади разбуренной части —  $S_0 = 17$  га/скв, по общей площади нефтеносности —  $S = 44$  га/скв.

Место	Пласт	Плотность сетки скважин, га/скв.	Прокладная эффективность, %
Мухановское	C	44,7	0,63
<расноярское	Б*	38,1	0,60
дмитриевское	C <sub>III</sub>	53,1	0,65
^митриевское	C <sub>IV</sub>	65,3	0,60
Хилковское	C <sub>I</sub>	39,8	0,50
Змозерское	D <sub>1</sub>	73,4	0,65
Альбиновское	D <sub>2</sub>	56,5	0,65
Силковское	A*	42,0	0,50
Циприновское	D <sub>1-2</sub>	92,6	0,45—0,60
<улешовское	A	50,0	0,65
Кулешовское	A	50,8	0,55
Алакаевское	A <sub>4</sub>	30,8	0,60
Средние показатели		53,0	0,59

Плотность сетки по отдельным пластам изменяется в очень широких пределах: в разбуренных зонах с 2 до 36 га/скв, по общей площади нефтеносности — с 7 до 200 га/скв.

Такое разнообразие плотности сеток обусловлено в какой-то мере различием типов коллекторов и геолого-физической характеристики пластов, но, главным образом, сложилось в результате постоянного совершенствования систем разработки нефтяных месторождений за счет применения более оптимальных сеток при разбуривании вновь открываемых месторождений.

Первые нефтяные месторождения разбурены по сеткам с расстоянием между скважинами 150—200 м, в последующем эти расстояния постепенно увеличились до 500—600 м.

Плотность сетки скважин по месторождениям, введенным в разработку после 1952 г. характеризуется следующими средними показателями: для терригенных коллекторов  $S_0 = 26$  га/скв,  $S = 75$  га/скв, для карбонатных пластов  $S_0 = 22,5$  га/скв,  $S = 50$  га/скв.

По сравнению с периодом до 1952 г. плотность сетки скважин по параметру  $S_0$  уменьшилась для терригенных коллекторов в 3,2—4,4 раза, для карбонатных — в 3,1—4,7 раза.

Применение на месторождениях Самарской области оптимальных сеток скважин при учете особенностей геолого-геофизической характеристики продуктивных пластов обеспечило высокий темп их разработки, не снижая их нефтеотдачу.

#### 8.4. Эффективность бурения дополнительных скважин на месторождениях Пермской области

Достаточно продуманные в методическом отношении исследования по оценке эффективности бурения дополнительных (уплотняющих) скважин выполнены в ПермНИПИнефти. Сами исследования и полученные результаты заслуживают внимательного рассмотрения.

В Пермской области имеется ряд месторождений, содержащих залежи нефти в терригенных отложениях яснополярского надгоризонта нижнего карбона и в карбонатных отложениях башкирского яруса, достаточно хорошо изученных в геологическом отношении, длительно разрабатываемых при заводнении, на которых после бурения проектного фонда скважин были пробурены дополнительные скважины. Для проведения анализа эффективности бурения дополнительных скважин выбраны 15 нефтяных объектов. Эти объекты в основном находятся в завершающей стадии разработки. На них проведено большое число

исследований. Обобщение имеющихся материалов, выполненное работниками ПермНИПиннефти Ю. Н. Самсоновым и Н. Е. Стадниковой, позволяет исследовать влияние геолого-физических и технологических факторов на эффективность эксплуатации дополнительных скважин, оценить степень их влияния на технологические показатели разработки и конечный коэффициент извлечения нефти.

Основные геолого-физические параметры продуктивных пластов и вязкость нефти исследуемых объектов приведены в табл. 8.8, показатели разработки — в табл. 8.9 на с. 302—303.

Таблица 8.8

Основные геолого-физические параметры исследуемых объектов

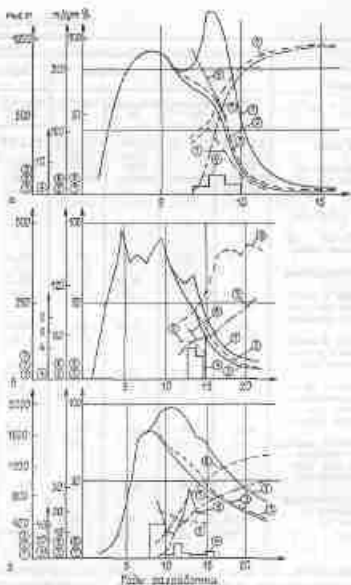
Месторождение, площадь	Объект разра	Площадь кв. км	Сред- няя 1 «расча»	я	Вяз- кость нефти мПа·с	Прони- цаемость мкм*		
Яр. Ю.-К.-в «я», ож-								
Яршегая пл.	Тл+Бб	27 831	21,4	3,8	0,62	0,9	94	0,190
Юшешоложская	Тл+Бб	44 113	24,7	4,8	0,68	0,9	112	0,220
Таньшкое	Тл+Бб+Мл	13 575	15,0	5,0	0,69	3,8	114	0,36
Северно-Таньшской пл.	Тл+Бб+Мл	8 777	11,4	4,7	0,62	4,7	130	0,200
Южный купол	Тл+Бб	3 238	9,2	7,9	0,54	8,1	32	0,400
Савинская группа	Тл+Бб	5 950	14,4	11,1	(1,130)	1,1	34	0,490
Ольховское	Тл+Бб	Ж 900	8,2	6,6	0,41	0,7	22	0,043
Троельканское	Тл+Бб+Мл	9 555	8,4	4,7	0,41	1,7	40	0,064
Тадунское	Тл+Бб	13 710	12,7	6,9	0,64	18,0	200	1,600
Ордыанское	Бб+Мл	5 025	4,6	4,6	0,51	0,51	29	
Суйшеекое	Тл+Бб+Мл	2 900	20,9	10,9	0,31	1,37	18	
Батырбайское	Тл	19 094	2,7	2,2	0,28	4,1	14	0,245
Ярпю-Каменволож-	Бш	59 500	17,0	10,2	0,34	1,3	22	0,100
Осинское'	Бш	144 269	11,4	32,0	0,36	12,0	15	0,120

\* Тип коллектора — карбонатный, из остальных — пористый.

Анализ геолого-физических параметров позволяет разделить исследуемые объекты с **терригенным** типом коллектора согласно классификации, приведенной в работе М. А. Жданова с соавторами [30], на две группы, отличающиеся по величине продуктивности: высокопродуктивные ( $K_{прод} > 90$  т/(сут·МПа) и низкопродуктивные ( $K_{прод} = 14-40$  т/(сут·МПа), — объекты с карбонатным типом коллектора выделить в отдельную группу.

На рис. 8.3 представлены в качестве примера графики разработки залежей нефти выделенных групп с показателями работы дополнительно пробуренных скважин: первая — залежь нефти пластов Тл + Бб + Мл Северо-Таньшской площади; вторая — залежь нефти пластов Тл + Бб Васильевского месторождения и третья — залежь нефти пласта Бш Осинского месторождения.

Из приведенных данных видно, что в зависимости от продуктивности объектов, степени их неоднородности, физико-химических свойств нефти, интенсивности системы воздействия различны и дебиты нефти и жидкости, обводненность продукции, сроки эксплуатации дополнительных скважин, степень взаимовлияния (интерференции) дополнительных скважин и скважин основного фонда.



**Рис. 8.3.** Графики разработки пласта Тл+Бб+Мл Северо-Таньпской и Мл-Бб Васильевской (а), Тл+Бб Васильевская (б) и Бш Осинского (в) месторождений. 1, 2 — добыча нефти из скважин основного фонда; 3 — добыча нефти дооклада TVфп из скважин основного фонда; 4 — числа дооклада скважин; 5, 6 — графики дооклада скважин; 7, 8 — обводненность, привнесенная скважинами основного фонда.

Объекты высокой продуктивности с терригенным типом коллектора разрабатываются с применением законтурных и блоковых пятирядных систем разработки, усиленных на поздней стадии очаговым заводнением. Объекты низкой продуктивности как с терригенным, так и с карбонатным типом коллектора разрабатываются с применением различных внутриконтурных систем заводнения (блоковые трехрядные, избирательно-очаговые). Сетка скважин основного фонда на всех объектах составляла 16—36,2 га/скв. В процессе разработки за счет бурения дополнительных скважин сетка была уплотнена. Степень уп-

Показатели	Мест рождения.					
	Ярно-Каменинское		Танышское		Васильевское	
	Континент.	Континент. и др.	Танышское	Сев.-Тан.	Северный купол	Южный купол
Продуктивный фонд	Тл + Бб	Тл + Бб	Тл + Бб	Тл + Бб	Тл + Бб	Тл + Бб
Год ввода в разработку	1957	1957	+Мл 1958	+Мл 1969	1965	1966
Система заводнения	Законт. + разр.	Законт.	Законт.	Законт.	Без заводов.	Без занодн.
Темп добычи нефти максимальный, %	5,7	7,7	8,2	14	13,6	9
Степень выработки извлеч. запасов нефти, %	90,2	97,1	99,8	95,9	99,4	96,2
Соотношение продукции	92	95,2	81,9	94,7	92,7	4,9
Плотность сетки в зоне разбуривания при про-САТЛМ фонде скважин, га/скв	16	27	24,6	36	23,4	25,2
Плотность сетки в зоне разбуривания с учетом дополнительных сква, га/скв	10,3	13,6	15,2	22,8	19,7	21,4
Начальные извлеч. запасы нефти, приходящиеся на 1 добыв. скв. при проектом фонде. тыс. т	305	664	426	445	218,8	84,4
Начальные извлеч. запасы нефти, приходящиеся на 1 добыв. скв. (проншГ) и тыс. т	198	298	204	282	196	74,3
Компенсация суммарного отбора жидкости за-ВНФ	177,5 0,45	139,1 0,58	117,3 0,57	97 2,0	— 1,02	— 0,75

лотнения различна. На одних объектах пробурено значительное число дополнительных скважин и имеются участки с плотностью сетки 6,7—9,0 га/скв. На других объектах число дополнительных скважин невелико и плотность сетки существенно не изменилась. Добуривание скважин проводилось в одну, две и три стадии. Имеются объекты, где дополнительные скважины бурились в течение всего основного периода их разработки. По дополнительным скважинам, пробуренным на разных участках объектов, при испытании получены различные результаты. В одних скважинах получена нефть, тогда как окружающие скважины основного фонда давали обводненную продукцию, в других получена нефть с большим содержанием воды, в третьих — притоки воды. По-разному изменялись и текущие показатели разработки объектов после бурения дополнительных скважин.

При проведении исследований по оценке эффективности бурения дополнительных скважин использовался новый подход, основанный на анализе материалов по каждой дополнительной скважине. Для того, чтобы проследить за изменением, происходящим в пласте в процессе его разработки после бурения дополнительных скважин, результаты исследования каждой дополнительно пробуренной скважины анализировались в сопоставлении с показателями работы по ближайшим окру-

## Предупреждающие пласты

Объект	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский
Объект	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский	Губанов-ский
Гл+Бб 1967 Бл<ж.+ +отлаг.	Гл+Бб+ +Мл 1967 Прикон- турн.+ отлаг.	Гл+Бб 1971 Блок.+ +отлаг.	Гл+Бб 1970 Допол- нительн	Бб+Мл 1974 Внутри- конт.	Гл+Бб+ +Мл 1975 Закон- турн.	Гл 1966 Блок.+ +отлаг.	Бш 1959 Блж.+ +отлаг.	Бш 1963 Блок. 3-рядн.
6,0	11,3	7,9	11,6	5,3	6,7	10	8,3	11,6
53,9	73	59,5	97,7	67,9	78	93,9	95,2	70,6
42,6	90,1	91,2	92,3	60	72,0	>90	93,1	70,3
23,7	25,0	25,9	26,8	24,8	10,3	26,8	36	29,8
16,6	14,4	20,2	10,9	22,5	8,4	19,2	16,5	29,1
104	258	165	295	23,2	89	73	175	122,3
73	149	133,6	130	20,9	75,6	56	80,3	107,3
174,8 0,1	114,3 1,0	134,8 2,6	131,5 3,38	108 0,52	116,4 1,2	127,2 0,42	133,4 2,43	148,7 1,10

жающим скважинам основного фонда. Каждая дополнительная скважина являлась центром элемента, в который кроме нее входили ближайшие скважины основного фонда.

Анализ материалов начинался с сопоставления разрезов скважин и оценки их выработки по геофизическим данным. Из числа скважин основного фонда выбирались те скважины, в которых перфорацией вскрыты те же пласты, что и в дополнительной. Именно эти скважины и использовались для последующего сопоставления.

Так как в работе анализировались материалы по дополнительным скважинам, пробуренным в ранее разбуренной скважинами основного фонда части пласта, то элементы представляли собой ячейки, подобные ячейкам площадной системы разработки, где в центре элемента находится дополнительная скважина, а вокруг нее размещены скважины основного фонда. Как правило, анализируемые дополнительные скважины входили в элемент, состоящий из 6—8, реже из 4—5 скважин основного фонда.

При анализе материала в первую очередь рассматривались те элементы, по которым имелись результаты исследований, полученные методом электрометрии, расходомерии и методом ИННК, которые позволяют определить характер заводнения пластов в пределах эле-



мента, а также элементы, в которых дополнительная скважина была пробурена, когда скважины основного фонда были отключены из-за их высокого обводнения. Число элементов, где имеются исследования по контролю за процессом выработки, и элементов с обводненными скважинами основного фонда на рассматриваемых пластах достаточно велико и составляет 67% всего числа анализируемых элементов.

По всем этим элементам было определено, какие запасы нефти (дренируемые скважинами основного фонда или нет) вскрыты дополнительной скважиной. Все дополнительные скважины разделены на категории согласно классификации ВНИИ, используемой для характеристики резервных скважин применительно к месторождениям Пермской области. Всего выделено четыре категории дополнительных скважин: первая — скважины, вскрывшие невырабатываемые запасы в линзах; вторая — скважины, вскрывшие невырабатываемые запасы нефти в пластах с ухудшенной продуктивностью, перфорированных совместно с пластами более высокой продуктивности; третья — скважины, вскрывшие целики нефти на участках непрерывного пласта с резко ухудшенной продуктивностью; четвертая — скважины, вскрывшие запасы нефти, вырабатываемые основным фондом скважин (на участках с полностью обводненными скважинами основного фонда из дополнительных скважин этой категории получены притоки воды).

На основе анализа для каждой категории дополнительных скважин определялись наиболее информативные показатели. Информативность в данном случае определяется степенью отличия показателей работы дополнительной скважины от показателей работы скважин основного фонда. Кроме того, проведена проверка информативности промысловых показателей с помощью метода Кульбака. Расчеты проводились по 212 элементам Ярино-Каменноложского, Таныпского и Падунского месторождений. Результаты расчетов показывают, что высокой информативностью характеризуются следующие показатели: текущее пластовое давление, коэффициент интерференции, текущая обводненность продукции, суммарный ВНФ за период совместной работы дополнительной скважины и скважин основного фонда, дифференциальная характеристика вытеснения по скважинам и интегральная характеристика по элементу в целом. Причем имеются показатели, которые позволяют определить, к какой из выделенных категорий относится дополнительная скважина.

С использованием информативных показателей анализировались материалы по элементам, где нет специальных исследований.

Дополнительная добыча нефти, т. е. та нефть, которая не отбирается скважинами основного фонда, для первой, второй и третьей категорий дополнительных скважин определялась по каждому элементу с помощью характеристик вытеснения. Всего анализу подверглись 660 дополнительно пробуренных скважин. Расчеты проводились на ЭВМ ЕС-1045 по программе «Анализ». Общая величина дополнительной добычи по категориям дополнительно пробуренных скважин и по объекту в целом определялась как сумма дополнительной добычи нефти по элементам.

Исследование влияния дополнительных скважин на уровни отбора нефти проводилось с учетом интерференции. По элементам анализировалось изменение годовой добычи жидкости по скважинам основного фонда до и после пуска дополнительной скважины. Это изменение выражалось в виде коэффициента в долях добычи жидкости дополнительной скважины. Коэффициент интерференции определялся по каждому элементу по годам и усреднялся для категорий и групп скважин. После этого с учетом коэффициента интерференции определялись показатели в дополнительной добыче жидкости и нефти по залежи.

Метод исследования геологопромысловых материалов, используемый в настоящей работе, позволил получить надежные данные о степени влияния дополнительных скважин на текущие и конечные техно-

логические показатели разработки объектов, исследовать процессы, происходящие при вводе в эксплуатацию дополнительных скважин, пробуренных в различных геолого-физических и технологических условиях, определить сравнительную эффективность и влияние бурения дополнительных скважин на увеличение уровней отбора нефти и конечную величину коэффициента нефтеизвлечения.

Как показал анализ, по объектам с относительно однородными нефтенасыщенными пластами, характеризующимися высокой продуктивностью, число скважин, повлиявших на увеличение коэффициента нефтеизвлечения составляет 23—45% всего числа дополнительно пробуренных скважин. В основном дополнительные скважины на этих залежах повлияли на темпы добычи нефти и ускорили выработку запасов нефти без увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения. По объектам с неоднородными пластами и по объектам с низкой продуктивностью число дополнительных скважин, повлиявших на увеличение коэффициента нефтеизвлечения, больше и составило 62—100% дополнительного фонда.

Число дополнительных скважин, повлиявших на коэффициент извлечения нефти, выраженное в процентах основного фонда скважин, изменяется по анализируемым месторождениям от 8 до 38%. По объектам, на которых пробурено и переведено с нижележащих объектов большое число скважин, рассредоточенных по всей площади, отмечается, что с увеличением вариации значений продуктивности число дополнительных скважин, повлиявших на нефтеотдачу, возрастает. Количественная оценка увеличения коэффициента нефтеизвлечения от бурения дополнительных скважин проводилась по объектам, находящимся в завершающей стадии разработки. Выраженная в процентах балансовых запасов величина дополнительной добычи нефти, повлиявшей на коэффициент извлечения нефти, составляет 1,7—8%.

Дополнительная добыча нефти по категориям дополнительных скважин распределяется следующим образом. Добыча нефти по скважинам первой категории (вскрывшим недраенируемые линзы) составляет основную часть общей дополнительной добычи только по объектам с карбонатным типом коллектора. Причем почти вся эта добыча (50%) получена только из вскрывших линзы нагнетательных скважин. Дополнительная добыча нефти из скважин второй категории составляет основную часть по объектам с терригенным типом коллектора, которые характеризуются повышенной послойной неоднородностью. Дополнительная добыча нефти из скважин третьей категории составляет основную часть только по объекту с повышенной вязкостью нефти (Падунское месторождение).

Проведенными расчетами установлено, что по скважинам первой и второй категорий дополнительная добыча нефти соответствует общей добыче нефти из дополнительной скважины за весь срок их эксплуатации, а по скважинам третьей категории дополнительная добыча нефти существенно меньше общей.

Анализ добычи нефти из дополнительных скважин выбранных объектов показал, что величина добычи нефти определяется числом дополнительных скважин и их дебитами. Дебиты нефти дополнительных скважин, пробуренных на высокопродуктивных месторождениях (Ярино-Каменноложское, Таныпское, Падунское) выше, чем дебиты скважин основного фонда. По этим же объектам пробурено и большее число дополнительных скважин, что обеспечило увеличение добычи нефти по сравнению с ее уровнем из скважин основного фонда на 45—130%.

В первые годы эксплуатации дополнительных скважин этих объектов почти вся добыча нефти приходится на скважины четвертой категории. В процессе эксплуатации, обычно в течение трех—пяти лет, доля добычи нефти из скважин четвертой категории резко уменьшается, в связи с чем уменьшается и общая добыча нефти из дополнительных скважин. Вместе с тем растет доля добычи нефти из скважин

первой, второй и третьей категорий, которая составляет в завершающей стадии разработки 84—96% общей добычи нефти из дополнительных скважин.

По объектам, где дебиты нефти дополнительных скважин невысокие, общая добыча нефти из дополнительных скважин невелика и в основном приходится на скважины первой, второй и третьей категорий.

Из теории интерференции скважин и практики эксплуатации дополнительных скважин известно, что увеличение добычи нефти за счет ввода в эксплуатацию дополнительных скважин может приводить к уменьшению добычи нефти из скважин основного фонда. Поэтому добыча нефти из дополнительных скважин определялась с учетом коэффициента интерференции. Коэффициенты интерференции, определенные по элементам, изменяются от 1 до 0,52. По элементам с дополнительными скважинами первой и второй категорий практически во всех случаях коэффициент интерференции равен единице. По элементам со скважинами третьей категории коэффициенты интерференции изменяются от 1 до 0,92. Особенно низкие значения коэффициентов интерференции отмечены по скважинам четвертой категории, но вместе с тем имеются элементы со скважинами этой категории, коэффициенты интерференции по которым равны единице. Такие значения получены по элементам, находящимся в зоне активного влияния закачки. На участках, где постоянно активизировалась система заводнения, отмечены случаи, когда добыча жидкости из скважин основного фонда после пуска дополнительной скважины увеличилась.

Результаты исследований влияния дополнительных скважин на основные технологические показатели разработки по представительной группе объектов позволили установить, что степень этого влияния существенно зависит от геолого-физических и технологических факторов.

Изучение влияния геолого-физических факторов на добычу нефти при бурении дополнительных скважин проводилось по элементам с использованием дифференциальных геологических моделей, созданных в лаборатории нефтепромысловой геологии **ПермНИПИнефть** на основе продуктивности нефтяных пластов. Проведенный анализ показал, что величина дополнительной добычи нефти по скважинам второй категории (расчлененный коллектор) определяется вариацией продуктивности по разрезу, а по скважинам третьей категории (моноклитный коллектор) — самой величиной коэффициента продуктивности. Чем больше величина вариации продуктивности по разрезу и чем меньше коэффициент продуктивности, тем больше отношение величины дополнительной добычи нефти к величине удельных запасов, приходящихся на одну скважину данного элемента. При статистической обработке результатов исследований выяснилось, что это соотношение резко различается для терригенных пластов по элементам с расчлененностью больше и меньше пяти и по элементам с карбонатным типом коллектора. Получены соответствующие эмпирические зависимости.

Расчеты по полученным зависимостям показывают, что величина дополнительной добычи нефти по дополнительно пробуренным скважинам больше в карбонатном коллекторе, меньше в терригенном коллекторе высокой расчлененности и еще меньше в малорасчлененном коллекторе. В моноклитном пласте величина дополнительной добычи нефти до значений  $K_{п,од} = 14$  т/(сут·МПа) очень мала, по мере увеличения продуктивности пластов дополнительная добыча нефти от бурения дополнительных скважин увеличивается.

Исследовалось влияние бурения дополнительных скважин на технологические показатели разработки рассматриваемых объектов, такие как плотность сетки скважин, давление нагнетания.

Влияние плотности сетки скважин на увеличение коэффициента извлечения нефти от бурения дополнительных скважин исследовалось по результатам разработки элементов, в которых дополнительные сква-

жины бурились, последовательно уплотняя сетку скважин. Тем самым максимально исключалось влияние геолого-физических факторов, что невозможно сделать при сопоставлении результатов по отдельным объектам. Были выбраны элементы, по которым уплотнение сетки проводилось в три этапа. Сравнивалась дополнительная добыча нефти по скважинам, пробуренным на первом этапе уплотнения, и дополнительная добыча по скважинам, пробуренным на втором и третьем этапах. Отмечено, что дополнительная добыча нефти на скважину уменьшается с выработкой запасов нефти. Так, дополнительная добыча скважины, пробуренной на первом этапе, во всех случаях больше, чем скважин, пробуренных на втором и третьем этапах. Изменение величины дополнительной добычи нефти, как правило, не зависит от того, каковы промежутки времени между этапами, а только пропорционально уменьшению запасов, приходящихся на одну скважину.

По элементам, в пределах которых уплотнение сетки скважин проводилось в несколько этапов, исследовалась и степень интерференции дополнительной скважины со скважинами основного фонда. В некоторых случаях по мере ступенчатого уплотнения сетки отмечалась значительная интерференция, что приводило к постоянному сокращению прироста добычи жидкости на одну дополнительную скважину. Вместе с тем, имеются случаи, когда интерференция незначительна. При этом для условий неоднородных пластов коэффициент интерференции во всех случаях близок к единице, а в условиях относительно однородных пластов коэффициент интерференции изменяется от 1 до 0,52. Анализ материалов по элементам со сравнительно однородными пластами показал, что степень интерференции зависит от интенсивности системы заводнения, т. е. имеется возможность даже в условиях сравнительно однородных пластов за счет постоянной интенсификации системы заводнения не допускать снижения дебитов скважин основного фонда и тем самым повышать эффективность бурения дополнительных скважин как метода интенсификации добычи нефти.

Завершением проведенных исследований явился технико-экономический анализ результатов эксплуатации дополнительных скважин. Решались вопросы сравнительной эффективности бурения дополнительных скважин с целью увеличения коэффициента извлечения нефти и с целью увеличения уровней отбора, а также вопрос об оптимальных сроках бурения дополнительных скважин.

Для решения первого вопроса использовались показатели по дополнительным скважинам и коэффициенты интерференции. Рассчитывались технологические и экономические показатели для вариантов: разработка объекта без бурения дополнительных скважин (вариант I); разработка объекта с бурением всех дополнительных скважин (вариант II); разработка объекта с бурением дополнительных скважин, повлиявших только на уровни отбора (вариант III); разработка объекта с бурением дополнительных скважин, повлиявших на коэффициент извлечения нефти (вариант IV). Сравнение результатов расчетов по вариантам показывает, что экономический эффект по варианту IV намного больше, чем по варианту III.

Для решения второго вопроса использовались материалы по группам дополнительных скважин, пробуренных на различных стадиях разработки месторождений. Рассчитывались технологические и экономические показатели для четырех вариантов отдельно для каждой группы дополнительных скважин. По одним объектам таких групп две, так как дополнительные скважины бурились в два этапа, по другим — от трех до шести, так как дополнительные скважины бурились в три этапа или в несколько этапов. Всего было рассчитано 83 варианта.

При анализе результатов расчетов по варианту II отмечается уменьшение экономического эффекта в зависимости от выработки запасов нефти. Анализ результатов расчетов по варианту III и IV показывает, что уменьшение происходит за счет скважин, повлиявших только

на уровне отбора нефти (вариант III). Сравнение варианта I и варианта III показывает, что бурение дополнительных скважин с целью увеличения уровней отбора нефти экономически эффективно на объектах с нефтями малой вязкости (менее 5 мПа·с в пластовых условиях), разрабатываемых с помощью законтурных систем заводнения до выработки 70% НИЗ, а по объектам с повышенной вязкостью нефти (более 5 мПа·с) и по объектам, разрабатываемым с помощью внутриконтурных систем заводнения, до выработки 40% НИЗ.

При проектировании бурения скважин с целью увеличения уровней отбора нефти следует учитывать затраты на интенсификацию системы заводнения, которые на низкопродуктивных объектах могут достигать 30% общих затрат на реализацию метода.

По варианту IV с бурением дополнительных скважин, повлиявших на коэффициент извлечения нефти, уменьшение народнохозяйственно-го эффекта в зависимости от выработки запасов нефти не отмечается.

Таким образом, при решении вопроса о бурении дополнительных скважин необходимо учитывать следующее: бурение дополнительных скважин с целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения экономически более эффективно, чем бурение скважин с целью увеличения уровней отбора нефти; бурение дополнительных скважин с целью увеличения уровней отбора нефти экономически эффективно только для определенной степени выработки запасов нефти.

Основные результаты выполненных исследований по длительно разрабатываемым месторождениям Пермской области сводятся к следующему.

1. В зависимости от степени неоднородности продуктивных пластов число дополнительных скважин, способствующих увеличению коэффициента нефтеизвлечения, составляет 8—38% основного фонда и тем выше, чем выше неоднородность продуктивного разреза.

2. Увеличение конечного коэффициента извлечения нефти по объектам с продуктивностью 22—200 т/(сут·МПа), карбонатной продуктивности 60—176% при уплотнении сетки скважин с  $(25-30) \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв до  $(9-12) \cdot 10^4$  м<sup>2</sup>/скв составляет 2,6—8%.

3. Установлено, что степень взаимовлияния дополнительных скважин и скважин основного фонда, выраженная через коэффициент интерференции, по рассматриваемым объектам составляет 0,98—0,54. С увеличением коэффициента интерференции увеличивается реальный прирост в добыче жидкости дополнительных скважин по объектам с более высокой неоднородностью. По объектам с незначительной неоднородностью (вариация продуктивности менее 40%) увеличение реального прироста в добыче жидкости за счет дополнительно пробуренных скважин может быть достигнуто путем интенсификации системы заводнения; на объектах с гидропроводностью больше 1,2 мкм<sup>2</sup>-м/(мПа·с) — повышением давления нагнетания; на объектах с меньшей гидропроводностью — созданием дополнительных очагов нагнетания или переносом фронта заводнения.

4. Проведена дифференциация дополнительной добычи нефти в зависимости от категории дополнительных скважин, вскрывших определенный тип разреза. Установлено, что по объектам с карбонатным типом коллектора основная часть дополнительной добычи получена из скважин, вскрывших невырабатываемые запасы нефти отдельных линз, а по объектам с терригенным типом коллектора — из скважин, вскрывших невырабатываемые запасы нефти участков разреза с ухудшенной продуктивностью.

#### 8.5. Опытные-промышленные эксперименты по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу

Заслуживают внимания результаты промышленных экспериментов по оценке влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу. Наиболее известные из них Бавлинский в Татарстане, Ново-Хазинский

(на Арланском месторождении) в Башкортостане и Покровский в Самарской области. Не отрицая полезности такого рода промысловых опытов, к выводам, из них вытекающим, следует относиться критически. Даже достаточно надежные для какого-то участка или пласта результаты не всегда могут быть перенесены на другие месторождения. Каждый пласт индивидуален в своем геологическом строении, характеризуется своими особенностями и, строго говоря, не имеет прямых аналогов.

Трудность изучения и оценки влияния ПСС на нефтеотдачу по промысловым данным усугубляется еще и тем, что количественно это влияние нередко соизмеримо с точностью определения самой величины  $J_{\text{ни}}$

### *8.5.1. Оценка потерь нефти от разрезания сетки скважин на Бавлинском нефтяном месторождении*

С 1958 г. на Бавлинском нефтяном месторождении проводится крупномасштабный промышленный эксперимент по изучению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу [12, 13, 14, 18, 19].

Перед экспериментом ставились две основные задачи:

изучить возможность сохранения добычи нефти на достигнутом уровне при остановке половины добывающих скважин в нефтяной зоне;

определить в реальных условиях пласта  $D_1$ , зависимость нефтеотдачи от плотности сетки скважин.

Для этого в нефтяной зоне пласта  $D_1$  в определенной последовательности было остановлено 77 добывающих скважин. По мере прохождения внешнего контура нефтеносности происходило обводнение действующих скважин и выключение их из эксплуатации. В заводненной зоне в эксплуатацию вводили ранее остановленные скважины. Принято, что до выключения из эксплуатации добывающих скважин вся нефть, которая могла быть из них добыта при осуществляемой системе разработки, уже отобрана, а нефть, добытая из вновь пущенных в эксплуатацию экспериментальных скважин, соответствует потерям, связанным с редкой сеткой скважин.

Все экспериментальные скважины намечалось эксплуатировать не менее 2 мес. независимо от обводненности с последующим отключением полностью обводненных, а скважины, дающие нефть, эксплуатировать до обводненности 99%.

На 01.01.1987 г. на месторождении в опытной эксплуатации к заводненной зоне перебивало 57 экспериментальных скважин. Кроме того, для оценки нефтеотдачи и потерь нефти пробурили 25 оценочных и 43 дополнительные скважины, из них для оценки потерь были взяты соответственно 12 и 18 скважин. Исключенные из анализа оценочные скв. 482, 443, 118, 484, 568, 546, 1085, 1101, 1104 с суммарной накопленной добычей нефти 298,3 тыс. т находились в эксплуатации менее 2 мес, а скв. 489, 492, 331 были пробурены до отключения окружающих добывающих скважин. По этим же причинам не использованы данные по 14 дополнительным скв. 465, 366, 588, 615, 638, 1061, 481, 1092, 548, 558, 1065, 1069, 1113, 1012 с суммарной накопленной добычей нефти 338,7 тыс. т. Таким образом, для оценки возможных потерь нефти отобрали 87 скважин (экспериментальных, оценочных и дополнительных), пущенных в эксплуатацию в заводненной зоне.

В ранее проведенных работах потери нефтеотдачи определяли отношением всей суммарной накопленной дополнительной нефти на определенную дату по экспериментальным скважинам к балансовым запасам основного пласта. Однако при таком расчете допускаются некоторые погрешности. Экспериментальные скважины характеризуют некоторую зону пласта, поэтому более верным следует считать отно-

Шение дополнительной добычи к балансовым запасам данной зоны, а не ко всем запасам основного пласта. Кроме того, при прежнем подходе определяли не конечные, а текущие потери.

Исследователи Р. Г. Адулмазитов, Г. Г. Емельянова, Р. Х. Муслимов и И. Г. Полуян рассматривали пласт Д1 Бавлинского месторождения как новую залежь, и потери оценивались нахождением дополнительной добычи нефти на единицу площади по каждой скважине, введенной в заводненной зоне (табл. 8.10) [18]. Определив среднее

Таблица 8.10

Категория скважин	Число скважин	Плотность скважин в заводненной зоне, га/скв	Добыча нефти, тыс. т		Дополнительная добыча нефти, тыс. т/га	
			на 01.01.1987 г.	"прогнозная" (до 1987 г.)	на 01.01.1987 г.	конечная
Экспериментальные	57	19,5	371,5	857,5	0,37	0,81
В т. ч. в зоне:						
нефтяной	48	19,6	343,9	790,1	0,39	0,87
водонефтяной	9	18,9	30,0	61,4	0,26	0,51
Средствозатратные	12	28,2	194,8	241,6	0,58	0,72
В т. ч. в зоне:						
нефтяной	3	10,5	82,4	86,2	2,40	2,51
водонефтяной	9	34,0	112,4	155,4	0,52	0,70
Дополнительные в заводненной и водонефтяной зоне	18	25,2	419,8	521,9	1,38	1,68
Всего по зоне:						
нефтяной	51	19,1	426,3	882,3	0,50	0,96
водонефтяной	36	25,7	562,8	738,7	0,88	1,22
<b>Итого</b>	<b>87</b>	<b>21,9</b>	<b>989,1</b>	<b>1621,0</b>	<b>0,74</b>	<b>1,07</b>

значение удельных потерь (тыс. т/га) по всем пущенным в эксплуатацию скважинам и приняв, что такие же потери будут на неразбуренных участках пласта, подсчитали дополнительную добычу нефти (или потери) при уплотнении сетки скважин в 2 раза.

В связи с тем, что в большей части пущенных скважин обводненность не достигла предельных значений, определены текущие и конечные потери. Дополнительную добычу нефти (до предельной обводненности продукции), соответствующую конечным потерям, находили прогнозированием добычи нефти по каждой скважине. Прогнозная добыча нефти по скважинам, пущенным в заводненной зоне, принималась равной отбору нефти за такой же период по близкому расположенным к зоне отключенным скважинам, эксплуатировавшимся с примерно одинаковыми дебитами. Текущие относительные потери, пересчитанные на всю площадь, по нефтяной зоне, ВИЗ и в среднем по залежи составляют соответственно 1,6; 4,6 и 3,1%. Конечные потери равны соответственно 3,0; 6,3 и 4,7%.

Дополнительная добыча нефти за счет уплотнения сетки скважин в ВНЗ определена на участках уплотнения с 51,4 до 25,7 га/скв. В целом же ВНЗ до эксперимента была разбурена с плотностью 84,1 га/скв. Поэтому в предположении линейной зависимости плотность — потери при **уменьшении плотности** сетки с 26 до 84 га/скв пересчитанные потери составят по ВНЗ 10,0%, а в целом по пласту 6,7%. С другой стороны, если предположить, что нефть добывали только из скважин нефтяной зоны, размещенных по разреженной сетке, то потери в ВНЗ составили бы 13,8%, а с учетом указанного по пласту в целом — 8,7%. Распределение скважин, пущенных в заводненной зоне, по дополнительной накопленной добыче нефти, приводится ниже.

Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Число скважин с такой добычей
0—10,0	60
10,1—20,0	7
20,1—30,0	2
30,1—40,0	2
40,1—50,0	4
50,1—60,0	2
60,1—70,0	2
70,1—80,0	1
80,1—90,0	1
100,1—110,0	1

Видно, что из большей части скважин дополнительная добыча нефти составляет менее 10 тыс. т. Это свидетельствует о том, что вероятность **наличия** зон со значительными запасами остаточной нефти относительно небольшая, следовательно, система доразработки месторождения, должна быть направлена на уплотнение сетки скважин на определенных участках пласта с оставшимися запасами.

Для выявления причин различия потерь по отдельным зонам пласта оценена зависимость потерь от гипсометрического положения скважин, удаленности от зоны нагнетания и режима их эксплуатации. В табл. 8.11 приведены средние значения превышения абсолютных

Таблица 8.У

Классификация скважин	число скважин	ср. $S_{\text{мгн}} T$	число скважин	среднее превышение
	при дополнительной добыче нефти		тыс. т	
	менее 10		более 10	
Экспериментальн. ИС	45	0,3	12	2,3
Эксп. в зоне и дозонной скважин	15	1,6	15	0,9
Ор. III по количеству нагнет. скважин	60	0,9	27	2,7

отметок кровли пласта по группам скважин, пущенным в заводненную зону, относительно окружающих скважин. Среднее превышение по группе скважин с дополнительной добычей нефти более 10 тыс. т в 3 раза больше, чем по группе с добычей менее 10 тыс. т.

В результате статистической обработки удельной дополнительной добычи в зависимости от превышения абсолютных отметок установлена корреляционная связь между ними. Значимость коэффициента корреляции проведена по параметру нормированной функции Лапласа. Полученное значение параметра равно 2,63, тогда как для доверительной вероятности 0,95 допустимая минимальная величина составляет 2,00. На этом основании сделан вывод, что одной из возможных причин оставления целиков нефти является наличие в пласте локальных структурных поднятий, которые пропускаются редкой сеткой скважин, и потери нефти частично приурочены к ним.

Подсчет дополнительной добычи нефти на одну скважину в зависимости от ее удаленности от зоны нагнетания показал, что скважины, находящиеся на большем расстоянии, имеют большую добычу (табл. 8.12). Если по скважинам, расположенным до I ряда, удельная дополнительная добыча нефти составляет 12,7 тыс. т (прогнозная 16,8 тыс. т), то по скважинам I и II рядов—соответственно 18,3 и 15,4 тыс. т (прогнозная соответственно 24,5 и 22,0 тыс. т). Несколько меньшая добыча по скважинам III—V рядов, это может быть обусловлено относительно малым сроком эксплуатации и более пущенных в 1986 г. скважин.



Раз- ряд (г/л)	Ка-СОР я «иважин								
	«спериментальные			«ОЮЕ «ительные			«ОСНОЧ		
	объем свек- тине	добыча и нефт. т	до- быча и нефт. т	до- быча и нефт. т	до- быча и нефт. т	до- быча и нефт. т	до- быча и нефт. т	до- быча и нефт. т	
По I	3	10,5	19 Д	13	197,9	233,7	8	107,3	150,2
II	6	39,4	79,8	3	141,2	164,5	1	0,4	0
III	16	137,0	227,8	2	119,5	123,7	2	81,9	85,9
IV	14	162,5	325,1	—	—	—	1	5,2	—
V	12	19,9	191	—	—	—	—	—	—
VI	5	5,2	11	—	—	—	—	—	—
VI	1	0,010	1,1	—	—	—	—	—	—
<b>В</b> всего	57	374,5	857,5	18	418,8	521,9	12	194,8	241,6

Из анализа режима работы введенных в заводненную зону скважин следует, что 91% из них эксплуатировались с забойным давлением  $P_{зб} = 8,0—16,0$  МПа и лишь пять скважин — с  $P_{зб} = 18,1—22,0$  МПа. В табл. 8.13 показано распределение фонда скважин с различной дополнительной добычей нефти, пущенных в заводненную зону, по забойным давлениям. Средневзвешенное (по скважинам) забойное давление  $P_{зб} = 12,8$  МПа.

Таблица 8.13

P, МПа	Число	Накопленная	Число	Накопленная	Число	Накопленная
	скважин	в тыс. т	скважин	в тыс. т	скважин	в тыс. т
	— при дополнительной добыче нефти:					
	менее 10			более 10		
8,0—9,0	2	6,7	2	8,0	3	3,8
9,1—10,0	2	13,4	2	16,0	2	11,5
10,1—11,0	4	26,7	4	32,0	6	34,6
11,1—12,0	3	36,7	3	44,0	7	61,5
12,1—13,0	6	56,7	6	68,0	2	69,2
13,1—14,0	3	66,7	3	80,0	3	80,8
14,1—15,0	2	73,4	2	88,0	—	88,5
15,1—16,0	3	83,4	3	100	—	96,2
16,1—17,0	—	83,4	—	—	1	100
17,1—18,0	—	83,4	—	—	—	—
18,1—19,0	1	86,7	—	—	—	—
19,1—20,0	1	90,0	—	—	—	—
20,1—21,0	—	96,7	—	—	—	—
21,1—22,0	—	100	—	—	—	—

Скважины обеих групп (с дополнительной добычей менее и более 10 тыс. т) эксплуатировались практически при одинаковых режимах в диапазоне забойных давлений 8,0—16,0 МПа. Средневзвешенное забойное давление для этих групп скважин составляет соответственно 12,1 и 12,0 МПа. Значительное различие дополнительной добычи по этим группам позволяет утверждать, что в интервале забойных давлений 8,0—16,0 МПа режим эксплуатации добывающих скважин практически не влияет на потери нефти.

В результате статистической обработки данных удельной добычи нефти в зависимости от забойных давлений в скважинах, пущенных в заводненную зону, выявлено отсутствие между ними значимой связи. Коэффициент корреляции ( $r = -0,103$ ) не существен. В то же время дополнительная добыча по пяти скважинам, которые эксплуатировались с забойным давлением 18,1—22 МПа, составляет менее 10 тыс. т. Это указывает на то, что эксплуатация скважин при высоких забой-

ных давлениях не обеспечивает достаточно полной выработки запасов. Окончательные потери будут определены в конце разработки пласта.

Оценка конечной нефтеотдачи статистическими методами [31, 32, 33] показывает, что существующая система разработки не обеспечивает в достаточной степени выработки дриковельных уплотненных линзовидных низкопроницаемых коллекторов и утвержденная нефтеотдача не достигается на 2,6 пунктов.

Для выработки оставшихся запасов необходимо осуществить комплекс мероприятий по совершенствованию системы разработки как с целью вовлечения неохваченных запасов, так и с целью интенсификации выработки и сокращения срока разработки пласта. Предложено отделить первоначальную нефтяную зону пласта от ВНЗ нагнетательным рядом скважин; ВНЗ разбурить и разрезать на блоки для осуществления нестационарного заводнения—циклической закачки в сочетании с изменением направления фильтрационных потоков.

Изучение фактического материала позволило сделать ряд выводов.

1. На залежи горизонта Д1 Бавлинского месторождения за счет разрежения сетки добывающих скважин по нефтяной, водонефтяной зонам и в целом по залежи с 19,1 до 38,2, с 25,7 до 51,4 и с 21,9 до 43,8 га/скв потери нефти составили соответственно 3,0; 6,3; 4,7%. Пуск в эксплуатацию экспериментальных и дополнительных скважин позволит получить дополнительную нефть. Это предусмотрено утвержденным проектом.

2. Одной из возможных причин потерь нефти, связанных с редкой сеткой скважин, является наличие в пласте локальных структурных поднятий.

3. В интервале забойных давлений 8,0—16,0 МПа режим эксплуатации добывающих скважин не влияет на потери нефти. Эксплуатация скважин при более высоких забойных давлениях может снизить конечную нефтеотдачу.

#### *8.5.2. Результаты промышленного эксперимента по разрежению сетки скважин по карбонатному пласту /Ц Покровского месторождения*

Определение влияния параметров сетки скважин (их количествами расположения) на текущие и конечные показатели разработки нефтяных пластов продолжает оставаться одной из наиболее важных задач теории и практики разработки нефтяных месторождений. Для решения этой задачи проводятся как теоретические, так и промысловые исследования.

С целью изучения влияния плотности сетки скважин на процесс заводнения терригенных пластов, как указывалось выше, проводится промышленный эксперимент на девонской залежи Бавлинского месторождения. Те же задачи, но для условий карбонатных пластов, решались путем проведения промышленного эксперимента на нефтяной залежи пласта А\* Покровского месторождения. Пласт был разбурен по сетке 350X350 м в течение 1952—1958 гг. На одну скважину приходилось 10 га площади в зоне разбуривания и 24 га общей площади нефтеносности. На северном участке (рис. 8.4) на скважину приходилось 31 га общей площади нефтеносности, на южном — 20 га. Геолого-промысловая характеристика залежи пласта А<sub>1</sub> приведены в табл. 8.14 [34].

Залежь пласта А<sub>1</sub> разрабатывается с 1950 г. Внутриконтурное заводнение на ней осуществляется с 1953 г. (вначале приконтурное, а с 1962 г. — блоковое).

Эксперимент был начат по инициативе бывших сотрудников НПУ Чапаевскнефть Б. А. Новоселова и В. Г. Лысянского. Институтом

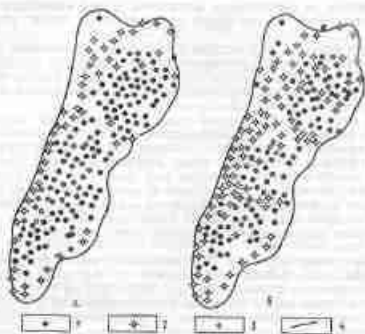


Рис. 8.4. Карта разработки нефтяной залежи пласта Л, Покровское месторождение на начало эксперимента (а) и через 12 лет (б). 1, 2 — скважины соответственно до начала и пометатальным остановкам при разреженной сетке; 3 — плановый контур нефтеносности

Таблица 8.1

Параметр	Южный участок	Северный участок	Всего по залежи А
Пористость, %	24,9	20,6	23,6
Проницаемость по керну	0,860	0,773	0,839
Коэффициент $\tau$ (гравитационности)	0,758	0,761	0,7598
Коэффициент $\rho$ (вязкости)	2,447	1,867	2,257
Коэффициент $\mu$ (вязкости), т/(сут-МПа)	13,5	13,3	13,4
Эффективная гидродинамическая толщина, м	9,89	6,79	8,77
Балансовые запасы нефти, %	68	32	100
Площадь нефтеносности, га	1600	1480	3080

Гипровостокнефть определена цель, составлена программа и намечены необходимые исследования.

В результате эксперимента необходимо было установить:

1) возможность обеспечения планируемого уровня отбора жидкости и нефти в течение длительного периода при разреженной сетке скважин (что не являлось основной целью эксперимента, поскольку о такой возможности можно довольно надежно судить на основании гидродинамических расчетов);

2) возможность достижения высокой нефтеотдачи карбонатного пласта при разреженной сетке скважин. Эта задача эксперимента являлась основной.

Разрежение сетки скважин было осуществлено лишь на южном участке месторождения (см. рис. 8.4), где перед началом эксперимента в эксплуатации находилась 81 скважина, среднесуточная добыча нефти составляла 2255 т, жидкости — 2792 т при обводненности добываемой продукции 19,2% -

В июле 1959 г. были остановлены 33 добывающие скважины (41%

фонда). Из них 20 давали безводную нефть, а 13 имели обводненность от 4 до 91%. Остановленные скважины давали 1125 т/сут жидкости, в том числе 900 т/сут нефти (при средней обводненности 20%).

В период эксперимента плотность сетки скважин в зоне разбуривания изменилась с 10 до 16 га на скважину, общая площадь нефтеносности, приходящаяся на скважину, возросла с 20 до 33 га.

Предполагалось, что проведение эксперимента только на одном участке создаст условия для сопоставления показателей разработки различных участков одного и того же пласта и, следовательно, облегчит анализ результатов эксперимента.

Намечалось периодически на непродолжительное время проводить пуск в эксплуатацию скважин из числа остановленных с целью изучения выработки пласта в районе остановленных скважин. Данное мероприятие предусматривалось в связи с тем, что на начало эксперимента не существовало геофизических методов, позволяющих выделять обводненные закачиваемой пресной водой интервалы в карбонатном пласте. Следует отметить, что и в настоящее время еще не существует надежных методов контроля процесса вытеснения нефти пресной водой из карбонатного пласта.

На рис. 8.5 представлена динамика показателей разработки юж-

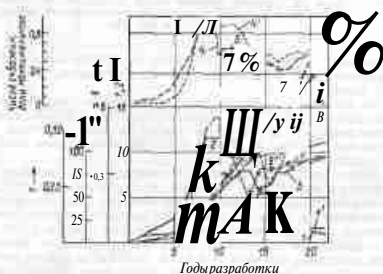


Рис. 8.5. Динамика показателей разработки южного и северного (с штрихом) частей пласта Л, Покровского месторождения; 1—2—темпы отбора соответственно нефти и жидкости, % НВЗ; 3—обводненность, %; 4—число добывающих скважин; 5—то же с учетом находящихся в опробовании (из числа остановленных ХУУЛ) разрежении сетки; 6—коэффициент нефтеизвлечения; 7— суммарный отбор жидкости,  $U_{\Sigma}$ .

ного и северного участков нефтяной залежи пласта А, Покровского месторождения. Из рисунка видно, что после разрежения сетки скважин добыча нефти по южному участку в течение 4 лет (1959—1963 г.) сохраняется на максимальном уровне, достигнутом в 1958 г. Отбор жидкости в течение 1959—1971 г. был выше уровня, достигнутого в 1958 г.

На рис. 8.6 представлена динамика показателей разработки участков в зависимости от степени выработанности запасов нефти. Анализ динамики показателей разработки этих участков (см. рис. 8.5 и 8.6) показал, что, несмотря на разрежение сетки скважин, на южном участке длительный период времени поддерживался высокий отбор жидкости и нефти.

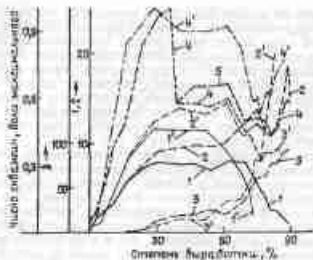


Рис. 8.6. Изменения коэффициента нефтеотдачи в процессе разработки южного и северного (см. штрихи) участков пласта А., Покровского месторождения в зависимости от степени выработки пласта (1-5 — южный, 6-10 — северный участки, см. рис. 8.5)

Анализ и обобщение материалов по промышленному эксперименту выполнены К. Б. Ашировым, А. И. Губановым, В. Г. Лысянским, А. М. Даниловым [35].

По количеству добытой нефти и величине балансовых запасов в обводненной зоне пласта была определена величина коэффициента нефтеотдачи в прорытой части пласта на обоих участках за 22 года разработки. На южном участке КНИ оказался равным 0,527, на северном — 0,529.

Кроме того, была определена величина коэффициента нефтеотдачи пласта с учетом того, что нефть из тупиковых зон (между приконтурными нагнетательными рядами и внешним контуром нефтеносности) вырабатывается весьма слабо. Коэффициент нефтеотдачи пласта в прорытой зоне на южном участке оказался равным 0,578, на северном — 0,642. Эти показатели могут характеризовать полноту выработки пласта на северном и южном участках в районе разбуривания. Однако следует иметь в виду, что определение нефтеотдачи пласта в прорытой зоне по величине обводненного объема, определенного на основании геолого-промысловых данных, не может быть проведено с высокой точностью. За период с 1960 по 1967 гг. на срок от 3 до 78 суток вводилось в эксплуатацию от двух до восьми скважин из числа остановленных согласно эксперименту (в 1962 г. две скважины находились в работе около 100 суток). В 1968 г. работало 10 скважин (из них половина — в течение 100 суток). В 1969—1971 гг. в эксплуатацию было введено 16—17 скважин (12—15 из них работало свыше 100 суток).

Анализ показателей динамики обводнения непрерывно работающих скважин и сопоставление их с показателями для скважин, остановленных на время эксперимента, показали, что пласт вырабатывается в районах остановленных и работающих скважин практически одинаково (рис. 8.7). Следовательно, эффективность вытеснения нефти водой при разрежении сетки скважин не ухудшается.

Для изучения влияния разрежения сетки скважин на эффективность выработки пласта использовался также метод характеристик вытеснения нефти водой [36]. По виду характеристики вытеснения можно судить об изменении эффективности вытеснения нефти водой.

На рис. 8.8 представлены характеристики вытеснения нефти во-

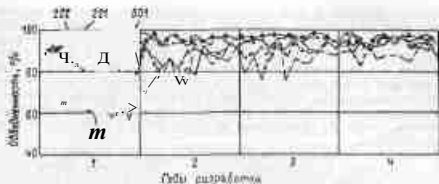


Рис. 8.7. Динамика обсадочной колонны, установленной при репривинной работе (сква. 501, 201) и непрерывно работающих (сква. 222, 221 и 223)

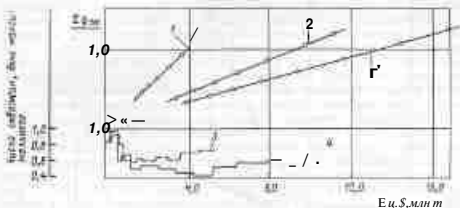
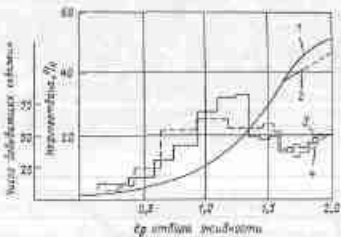


Рис. 8.8. Характеристика питания неф-и водой по северному (1), южному (2) участкам и по пласту А<sub>1</sub> с целой (2) Покровского ИСТОУАЛС:ИИЯ (3, 4 — данные получены на участках соответственно северного и южного)

дой по южному и северному участкам, построенные в координатах величина нефтегадачи — логарифм отобранного количества жидкости, выраженного в объемах порового пространства, и а координатах  $2^{\wedge}ж/2^{\wedge}н$  и  $2^{\wedge}в$ , где  $2^{\wedge}ж$ ,  $2^{\wedge}н$ ,  $2^{\wedge}в$  — суммарное количество отобранной жидкости, нефти и воды соответственно.

До начала проведения эксперимента и далее до 1962 г. характеристики вытеснения по северному и южному участкам практически

сливаются. Начиная с 1963 г. характеристика вытеснения по южному участку идет значительно выше, чем по северному. Однако большая эффективность процесса вытеснения нефти водой на южном участке связана не столько с разрежением сетки скважин, а с более благоприятными коллекторскими свойствами пласта (см. табл. 8.14), а также с меньшей долей запасов нефти в слабодренлируемых зонах между линией нагнетательных приконтурных скважин и внешним контуром нефтеносности. Запасы нефти в этих зонах вырабатываются слабо, так как залежь пласта  $A_2$  практически не имеет связи с законтурной водоносной областью.

Разрежение сетки скважин на нефтяной залежи карбонатного пласта  $L_2$  не привело к ухудшению процесса вытеснения нефти водой.

Однако следует остановиться на особенности методики проведения эксперимента на Покровском месторождении. На Бавлинском месторождении скважины, остановленные при разрежении сетки, предполагалось не пускать в эксплуатацию. Опробование этих скважин намечалось проводить лишь в завершающий период разработки — после прохождения внешнего контура нефтеносности. По количеству добытой из этих скважин нефти предполагалось определить величину потерь нефти из-за разрежения сетки. Такая методика проведения промышленного эксперимента была предложена академиком А. П. Крыловым. Намеченная программа не выполнена.

При проведении эксперимента на Покровском месторождении часть остановленных скважин периодически пускалась в эксплуатацию, и в зоне этих скважин определялась динамика обводнения пласта, о характере которой информация поступала сразу же после начала экспе-

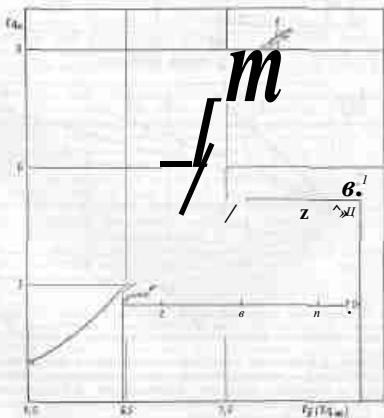


Рис. 8.9. Зависимость коэффициента обводнения нефти водой — на южном участке пласта  $A_2$  Покровского месторождения в районе (1) и без учета (2) отбора из обводняющей области

римента. Однако при этом количественная оценка влияния разрежения сетки скважин на ход процесса заводнения была затруднена, что является недостатком данной методики. Так, характеристика вытеснения нефти водой по Бавлинскому и по Покровскому месторождениям не ухудшилась после разрежения сетки скважин. Однако для условий Покровского эксперимента может возникнуть сомнение в том, что пуск остановленных скважин мог повлиять на ход характеристики вытеснения. Но для этого месторождения количество нефти, добытое из скважин, остановленных при разрежении сетки, нельзя считать потерями, так как часть этой нефти (или вся она) могла быть добыта соседними работающими скважинами. По количеству полученной из этих скважин нефти можно судить лишь о верхнем пределе возможных потерь ее из-за разрежения сетки.

Так, из остановленных скважин на Покровском месторождении добыто 225,9 тыс. т нефти (2,4% общего отбора нефти по участку, что составляет 1,16% балансовых запасов участка) и 1,73 млн. т жидкости (8,3% общего отбора жидкости по участку).

На рис. 8.9 представлены характеристики вытеснения нефти водой для южного участка с учетом отбора из остановленных скважин (кривая 1) и без учета такого отбора (кривая 2). Если бы из-за разрежения сетки скважин произошло ухудшение процесса вытеснения нефти водой, характеристика вытеснения располагалась бы между 1 и 2 кривыми.

Таким образом, по южному участку Покровского месторождения, где проводился промышленный эксперимент по разрежению сетки скважин, установлено, что процесс вытеснения нефти водой не ухудшился.

#### *8.5.5. Оценка величины нефтеотдачи по пластам $C_1$ , $C_2$ , $C_3$ , $C_4$ Ново-Хазинского участка Арланского месторождения*

В соответствии с решением Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений на Ново-Хазипской площади Арланского нефтяного месторождения с 1968 г. проводится промышленный эксперимент с целью оценки влияния плотности сетки скважин на показатели разработки и коэффициент извлечения нефти для условий залежей высоковязких нефтей, приуроченных к пластам со значительной геологической неоднородностью. Эксперимент проводится путем сопоставления показателей разработки разных полей со сходной геолого-физической характеристикой пластов, разрабатываемых при практически одинаковых системах разработки и условиях эксплуатации скважин, но разбуренных сетками скважин различной плотности.

В пределах опытного участка выделено три поля с плотностями сетки скважин 12, 24 и 36,0 га/скв (соответственно южное, северное и восточное). Условно выделены 2 стадии эксперимента. На первой стадии (1968—1972 гг.) основные поля опытного участка — южное и северное — разрабатывались шестью рядами добывающих скважин, расположенными между двумя линейными нагнетательными рядами (западным и восточным), на восточном поле эксплуатировалось два ряда добывающих скважин, прилегающих к восточному нагнетательному ряду. Основной задачей первой стадии эксперимента было изучение влияния плотности сетки скважин на темп отбора жидкости.

Опытные поля вступили в эксперимент при разной степени выработанности продуктивных пластов.

На второй стадии эксперимента, начавшейся с 1973 г., на полях опытного участка были выполнены значительные работы по совершенствованию и усилению системы заводнения. Были освоены под закачку воды скважины северного, центрального и южного нагнетательных рядов и восточного нагнетательного ряда восточного поля, что обеспечило, в частности, полную гидродинамическую изоляцию полей друг от



друга и от окружающих участков месторождения. Была также начата очаговая закачка воды во внутренних областях полей, где не было ВЛИЯНИИ закачки в скважины первоначальных линейных нагнетательных рядов. На второй стадии эксперимента, продолжающейся до настоящего времени, изучалось влияние плотности сетки скважин НИЩУЮ и конечную Нефтеотдачу.

В последующие годы опытно-промышленные работы по определению влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу были начаты еще на двух участках Ново-Хазинской площади Арланского месторождения: Черлакском (с 1976 г.) и Шариповском (с 1979 г.). Целью эксперимента на Черлакском опытном участке является оценка эффективности уплотнения сетки скважин на стадии высокой текущей обводненности первоначального проектного фонда скважин (88,4%). Опытно-промышленные работы на Шариповском участке поставлены с целью изучения эффективности разработки относительно низкопроницаемых, но богатых по толщине (1—3 м) продуктивных пластов средней пачки, уплотненной (до 12—6 га/сваж) сеткой скважин при обводном (площадном) заводнении.

Объектом эксперимента на Новохазинском опытном участке являются продуктивные пласты терригенной толщи нижнего карбона, перфорированные совместно в добывающих и нагнетательных скважинах. В разрезе терригенной толщи выделяются 4 промышленно-нефтеносных песчаных и песчано-алевролитовых пластов  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_{3/4}$  и  $C_6$ . Коллекторы пласта  $C_2$  отнесены к верхней продуктивной пачке, а пласты  $C_1$ ,  $C_{3/4}$  и  $C_6$  — к нижней. Более 90% балансовых запасов нефти на участке содержатся в песчаниках основных пластов  $C_1$  и  $C_6$ .

С использованием всего имеющегося геолого-геофизического материала были изучены геологическое строение продуктивных пластов на полях опытного участка и определены коэффициенты геологической неоднородности пластов (табл. 8.15).

Из двух основных пластов пласт  $C_1$  представлен более однородным менее расчлененным коллектором. Песчаники другого основного пласта  $C_6$  сравнительно менее однородны, в ряде скважин песчаник

Таблица 8.15

Оценки геолого-геофизических параметров продуктивных пластов Новохазинского опытного участка

Наименование	Пласт, пачка	Поле		
		южное	северное	восточное
Площадь, га		793,5	816,2	1046,6
ЗиВиПСоВиб запасы нефти, тыс. т		15 849	20 681	18 068
Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина, м	$C_1$	5,0	4,1	4,1
	$C_2$	1,0	1,1	1,2
	$C_{3/4}$	1,1	0,9	1,3
	$C_6$	6,4	7,5	5,8
Коэффициент неоднородности	Верхняя	0,39	0,39	0,28
	Средняя	0,19	0,13	0,15
	Нижняя	0,35	0,43	0,37
Коэффициент расчлененности	Верхн.	1,2	1,1	1,2
	Сред.	1,8	1,3	1,4
	Нижняя	1,6	1,7	1,8
Пористость по керну, %	$C_1$	23	23	22
	$C_2$	20	20	20
	$C_{3/4}$	21	21	21
	$C_6$	23	23	23
ПронЕщаемость (по керну), мкм <sup>2</sup>	$C_1$	1,156	0,842	0,728
	$C_2$	0,172		0,232
	$C_{3/4}$	0,869		0,590
	$C_6$	1,238	1,550	0,922
Нефтенасыщенность, %	$C_1$	87	89	84
	$C_6$	83	85	85

пласта  $C_{vi}$  расчленяется на 2—3 пропластка. Если песчаник пласта  $C_i$  развит практически на всей площади опытного участка, то до пласту  $C_{vi}$  имеются замещения песчаника неколектором, причем эти замещения находятся, в основном, на южном поле.

По пласту  $C_{ii}$  все поля участка расположены в пределах первоначального внутреннего контура нефтеносности. По пласту  $C_{vi}$  южное и северное поля расположены в пределах внутреннего контура нефтеносности, а на восточном поле около 40% площади пласта  $C_{vi}$  расположено в пределах первоначальной еодо-нефтяной зоны.

По данным исследования образцов керна пористость продуктивных пород пласта  $C_{vi}$  изменяется от 16 до 30%, проницаемость — 0,09—0,600 мкм<sup>2</sup>. По пласту  $C_{ii}$  изменение значений пористости также высокое — 13—29,4%, проницаемости — 0,071—0,680 мкм<sup>2</sup>.

Свойства нефти пластов  $C_i$  и  $C_{vi}$  в пластовых условиях: вязкость — 17—18 и 23—25 мПа·с соответственно, плотность — 877—881 и 886—887 кг/м<sup>3</sup>. Начальное пластовое давление на первоначальной отметке ВНК пласта  $C_{vi}$  составляет 14,3 МПа, давление насыщения нефти газом изменяется от 7,1 до 8,2 МПа. Величина газового фактора изменяется от 12 до 18 м<sup>3</sup>/т.

Судя по подсчитанным по геофизическим данным коэффициентам геологической неоднородности пластов (песчаности, расчлененности, распространения по площади), пласт  $C_i$  на опытном участке является более однородным, чем пласт  $C_{vi}$ . При сравнении полей участка между собой более однородными оказываются пласты на северном поле — я менее — на южном.

В процессе подготовки опытного участка к эксперименту был выполнен большой объем гидродинамических исследований скважин при перфорации пластов одной продуктивной пачки. Полученные результаты качественно согласуются с результатами исследований геофизических параметров пластов по геофизическим данным и данным изучения кернов.

В результате всестороннего изучения геологических материалов был сделан вывод, что по геолого-физической характеристике пласты на южном и северном полях сопоставимы между собой (количественно на северном поле параметры пластов на 20% выше, чем на южном), а на восточном поле пласты имеют значительно худшие параметры (количественно в 2 и более раза ниже, чем на двух других полях).

Редкая сетка скважин на восточном поле оставалась лишь на I стадии эксперимента. К началу 70-х годов стала совершенно очевидной неприемлемость редких сеток (36—48 га/скв) для разработки продуктивных пластов на Арланском месторождении. Учитывая это, а также значительно худшую геолого-физическую характеристику пластов на восточном поле, на II стадии эксперимента началось по существу развитие эксперимента по опытно-промышленной оценке эффективности уплотнения сетки скважин на разных стадиях разработки. Выделено два этапа уплотнения: 1973—1974 гг. — пробурено 25 дополнительных скважин, 1978—1981 гг. — 36 дополнительных скважин. Средняя удельная площадь уменьшилась с 30,9 до 18,4 и до 12,4 г/скв.

Выполненный большой объем замеров пластового и забойного давлений по скважинам Ново-Хазинского опытного участка позволяет сделать вывод о практически одинаковых условиях разработки полей на I и II стадиях эксперимента. Это в свою очередь позволило сделать важный вывод: отличие показателей разработки сопоставимых южного и северного полей определяется главным образом уплотнением сетки скважин на южном поле.

Темп отбора жидкости на южном поле на I стадии превышал темп на северном поле в 1,7 раза при уплотнении сетки в 1,44 раза. Фактическое превышение темпа отбора жидкости было в 2 раза выше, чем расчетное. Анализ данных гидродинамических исследований скважин и пласта позволил сделать вывод, что это объясняется ростом гидро-

проводности пластов с ростом градиентов пластового давления при уплотнении сетки и увеличении отборов жидкости. Рост же гидропроводности объясняется проявлением свойств неньютоновской жидкости арланской нефти.

На II стадии эксперимента дебиты жидкости скважин существенно возросли, чему способствовали мероприятия по развитию и усилению системы заводнения (рост пластового давления) и в еще большей степени рост коэффициентов продуктивности скважин с ростом обводненности, объясняемый особенностями процесса вытеснения нефти водой. Дебиты жидкости скважин полей в среднем выросли в 4—5 раз, соответственно возросли темпы отбора жидкости, однако отличие их на южном и северном полях осталось практически таким же, как и на I стадии эксперимента.

На I стадии отличие темпа добычи нефти на южном поле в сравнении с северным составило в среднем 1,35 раза.

На II стадии отличие темпов добычи нефти было практически таким же, как и отличие темпов отбора жидкости.

Превышение темпа добычи нефти на южном поле в течение всего периода эксперимента привело к существенному превышению величины текущей нефтеотдачи: по состоянию на начало 1987 г. текущая нефтеотдача составила 46,4% на южном поле и 34,2% на северном. С учетом поправок на возможный приток нефти на опытные поля извне в начальный период их разработки уточненные величины текущей нефтеотдачи составили 39,9% на южном поле и 29,6% на северном.

Определенный исследователями БашНИПИнефти прогноз конечной нефтеотдачи с помощью статистических методов по данным разработки полей по состоянию на начало 1987 г. на предельную обводненность 99% составил 57,6% на южном поле и 42,8% на северном. С учетом поправок на возможный приток нефти извне на поля уточненные величины прогноза составили на южном поле 51,1% и на северном 38,2%.

Опыт уплотнения сетки скважин на восточном поле позволяет отметить следующее:

— чем на более ранней стадии проводится бурение уплотняющих скважин, тем оно эффективнее в части прироста добычи нефти;

— чтобы прирост отбора жидкости при уплотнении сетки скважин был высоким, необходимо соответственно уплотнению развивать систему заводнения.

Из-за значительно худших геолого-физических параметров пластов на восточном поле текущая нефтеотдача по состоянию на начало 1987 г. составила только 26,4%.

Основные выводы по эксперименту по сетке скважин на южном и северном полях Ново-Хазинского опытного участка.

1. Существенное отличие технологических показателей разработки южного и северного полей практически целиком определяется отличием плотностей сетки скважин.

2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов северного и южного полей относительно хорошая, ко даже в таких условиях получен высокий ожидаемый прирост конечной нефтеотдачи при кратном уплотнении сетки скважин в интервале 24—12 га/скв (не менее 10% балансовых запасов). Для пластов с худшей геолого-физической характеристикой следует ожидать большей относительной величины прироста.

3. Опыт разработки южного и северного полей подтверждает вывод, сделанный на основании накопленного опыта разработки пластов при заводнении: система заводнения оказывает существенное влияние на текущую и конечную нефтеотдачу. Совершенствование систем заводнения полей на второй, стадии эксперимента (при практически неизменной плотности сетки скважин) позволило увеличить прогнозную

величину конечной нефтеотдачи на 10 пунктов балансовых запасов полей.

В целом результаты эксперимента указывают на то, что уплотнение сетки скважин позволяет значительно увеличить темпы добычи нефти, снижает темпы обводнения пластов, заметно улучшает выработку из них запасов.

Вопросы выбора оптимальной плотности сетки скважин, размещения добывающих и нагнетательных скважин, величины удельных запасов на скважину были и остаются важнейшими в теории и практике разработки нефтяных месторождений.

Хозяйственная значимость обоснования числа и размещения скважин, как определяющих капитальные вложения в обустройство месторождения со временем будет возрастать в силу ухудшения структуры запасов, усложнения геолого-физических условий разработки.

Проведенный на Ново-Хазинской площади эксперимент по изучению влияния плотности сетки скважин на показатели разработки и конечную нефтеотдачу имеет важное значение для теории и практики разработки месторождений арланского типа, характеризующегося высокой геологической неоднородностью и повышенной вязкостью нефти.

Результаты промышленного эксперимента, обобщение опыта разработки Арланского месторождения говорят о значительном влиянии числа скважин и системы заводнения на темпы добычи, обводнение скважин, текущую и конечную нефтеотдачу.

Темпы отбора жидкости и нефти на южном поле (10 га/скв) в среднем в 1,7 и 1,4 раза соответственно больше, чем на северном поле (18 га/скв), текущая нефтеотдача на 01.01.1987 г. составила соответственно 39,9 и 29,6%, прогнозная конечная — 51 и 38%. По восточному полю прогнозная нефтеотдача 24% при плотности сетки 37 га/скв.

## 8.6. Принципы размещения скважин и пути повышения эффективности разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Бурному росту нефтедобывающей промышленности страны в послевоенный период способствовало широкое применение эффективных технологий и систем разработки, основанных на внедрении искусственного воздействия на пласты путем заводнения.

Для конкретных геолого-физических условий месторождений созданы различные модификации систем заводнения — линейные, блоковые, площадные, избирательные, барьерные и др. Для каждой модификации разработаны гидродинамические основы фильтрации флюидов в пластах, математические модели расчетов, методики проектирования технологии разработки, методы контроля и регулирования процесса. В целом можно констатировать, что применяемые российские методы, технологии, системы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, базирующиеся на передовых достижениях отечественной и мировой науки, обеспечивают высокие уровни добычи и конечные коэффициенты извлечения нефти при благоприятных технико-экономических показателях.

Вместе с тем следует отметить, что современный период развития нефтяной промышленности характеризуется сложными проблемами, среди которых важнейшими являются две:

все более возрастающая роль в добыче нефти месторождений и объектов с высокой степенью выработанности начальных извлекаемых запасов;

ухудшение структуры запасов нефти на разрабатываемых и вводимых в разработку новых месторождениях.

Наиболее высокопродуктивные пласты основных месторождений Татарстана, Башкортостана, Самарской области и других «старых» нефтедобывающих районов страны уже в значительной степени выработаны и находятся в стадии падающей добычи. Происходит интенсивное

падение добычи нефти и на многих крупных месторождениях Западной Сибири, в том числе и на Самотлорском.

Не менее важной проблемой является ухудшение структуры запасов нефти как на разрабатываемых, так и на новых месторождениях, возрастание в них доли так называемых трудноизвлекаемых или малоэффективных запасов нефти, характеризующихся повышенной вязкостью, связанных с низкопроницаемыми коллекторами, приуроченных к подгазовым частям газонефтяных залежей, водонефтяным зонам и др.

Ухудшение структуры остаточных запасов осложняет разработку, приводит к снижению темпов добычи нефти, требует постоянного совершенствования действующих систем разработки, методов воздействия и технологии повышения их эффективности, применения более активных систем воздействия, тщательного контроля за процессом разработки, вынуждает в целях увеличения коэффициентов нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти оптимизировать объекты разработки и сетку скважин, что требует бурения большого числа скважин. Весь арсенал этих способов повышения эффективности разработки месторождений относится к категории гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Из изложенного ясно, какое исключительно важное, а быть может, и решающее значение для развития отрасли на ближайшую и более отдаленную перспективу приобретают вопросы дальнейшего совершенствования разработки нефтяных месторождений.

Одной из важнейших проблем теории и практики разработки нефтяных месторождений, имеющей исключительно важное значение, является выбор системы размещения и плотности сетки скважин. Принципы и концепции, лежащие в основе принятия решений, особую актуальность приобрели в послевоенные годы в связи с вводом в разработку и массовым разбуриванием крупных по размерам и запасам месторождений Урало-Поволжья.

Понятие «плотная» или «редкая» сетка скважин в отрыве от конкретных условий месторождений (или объекта) весьма неопределенно. Недостаточно строга и формулировка «оптимальная сетка скважин». По мнению специалистов Татнефти, например, начальное размещение и уплотнение сетки скважин являются оптимальными, если они в комплексе с системой заводнения обеспечивают ввод в активную разработку (дренирование) основных запасов нефти (не менее 90%) эксплуатационного объекта. Конечное уплотнение является оптимальным, если оно обеспечивает ввод в разработку всех запасов нефти эксплуатационного объекта и достижение высокой (экономически допустимой) нефтеотдачи.

Согласно теоретическим и промысловым исследованиям, на уровне добычи нефти из пласта, конечную нефтеотдачу и экономические показатели разработки большое влияние оказывают не только плотность сетки скважин (ПСС), но и взаимное расположение добывающих и нагнетательных скважин. Поэтому оценку влияния ПСС на нефтеотдачу необходимо рассматривать комплексно, в увязке с системой размещения скважин [3].

Анализ разработки нефтяных месторождений показывает, что в условиях неоднородных сильно расчлененных и прерывистых пластов с низкими коллекторскими свойствами и повышенной вязкостью нефти плотность сетки скважин оказывает существенное влияние на технические показатели разработки и нефтеотдачу пласта.

В последние годы предложено множество расчетных формул, отражающих экспоненциальные и регрессионные зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин. Имеется ряд статистических моделей для приближенной оценки нефтеотдачи, полученных для отдельных нефтегазоносных районов страны с помощью многомерного корреляционного анализа на основе данных по длительно разрабатываемым объектам. Некоторые из них, помимо различной геолого-промысловой информации, учитывают также плотность сетки скважин, соотношение добывающих и

нагнетательных скважин, ряд других показателей. Предложенные модели (формулы регрессии) могут быть использованы для сравнительных оценок, но лишь как ориентировочные, как дополнение к расчетам, основанным на математическом моделировании.

Результаты теоретических исследований по фильтрации двух- и трехфазных систем в неоднородных пластах, материалы обобщения опыта разработки являются методической основой проектирования разработки месторождений. Это стало возможным благодаря широкому внедрению в практику проектирования современных ЭВМ и аналоговых машин. В последние годы в связи с развитием сейсморазведочных работ появилась возможность установления связей между комплексными параметрами коллекторов по данным геофизических исследований скважин и сейсморазведки. Начаты работы по привлечению детальной и объемной сейсморазведки для целей построения геолого-математических моделей нефтяных пластов и осуществления контроля динамических процессов разработки месторождений. Уточнение геологических моделей пластов открывает перспективы по выработке новых принципов подхода к проектированию разработки месторождений и размещению скважин.

Характерной особенностью современного состояния разработки, как уже отмечалось выше, является вступление все большего числа месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся следующим:

- неуклонным падением добычи нефти (можно временно снизить темпы (падения добычи, но устранить падение добычи невозможно);
- быстрым ростом обводненности продукции скважин;
- переводом практически всего фонда добывающих скважин на механизированные способы подъема жидкости;
- выбытием значительной части фонда из эксплуатации ввиду обводненности добывающих скважин (и по причине физической изношенности);
- увеличением в большинстве случаев объемов закачки воды для компенсации высоких отборов жидкости.

Среди многих сложных проблем, которые возникают на поздней стадии разработки нефтяных месторождений, в первую очередь необходимо решать следующие:

- выявление мест сосредоточения остаточных промышленных запасов нефти в продуктивных пластах и обеспечение их выработки;
- ограничение отборов попутной воды, в особенности при разработке многопластовых объектов;
- оптимизация режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;
- совершенствование техники и технологии проведения различных геолого-промысловых мероприятий;
- реконструкция систем обустройства в связи с совершенствованием и изменением системы разработки.

При разработке нефтяных месторождений с многопластовыми объектами даже при применении самой передовой техники и технологии выработка запасов происходит неравномерно, в первую очередь выработываются запасы наиболее продуктивных пластов с лучшими коллекторскими свойствами. По этой причине в остаточных запасах нефти все более возрастает доля запасов, заключенных в низкопроницаемых прослоях, в линзах коллекторов, участках замещения (выклинивания) коллекторов, в других зонах пласта, не охваченных или слабо охваченных дренированием. Если, например, доля таких запасов для типичных месторождений девонской нефти Урало-Поволжья (Ромашкинского, Шкаповского, Туймазического и др.) на начало разработки составляла 10—15% (а 85—90% были заключены в сравнительно высокопродуктивных пластах), то в поздней стадии указанное соотношение меняется на обратное. К концу разработки доля запасов в низкопро-

дуктивных пластах (алевролитах) и тупиковых зонах приближается к 100%.

По существу каждый эксплуатационный объект в поздней стадии разработки можно рассматривать как новую нефтяную залежь со своими особенностями и очень сложным распределением остаточных запасов нефти в объеме продуктивного пласта. К этому времени большая часть прежде нефтенасыщенного объекта заводнена.

Оставшиеся невыработанными запасы нефти в поздней стадии разработки пласта могут находиться:

- в тонких прослоях с низкой проницаемостью, залегающих среди высокопроницаемых коллекторов (практика показывает, что прослои с проницаемостью в 5—10 раз меньшей, чем в продуктивных интервалах при совместной эксплуатации практически не работают);

- в прикровельной и подошвенной частях эксплуатационного объекта в виде целиков нефти между добывающими скважинами, а также вследствие часто отмечающегося ухудшения литолого-физических и, следовательно, фильтрационно-емкостных свойств пластов на границе коллектор—вмещающие (непроницаемые) породы;

- в линзах коллекторов, ограниченных практически непроницаемыми породами;

- в линзах низкопроницаемых коллекторов среди заводненных высокопродуктивных;

- в не охваченных вытеснением участках замещения (выклинивания) коллекторов, в застойных зонах, рассредоточенных по всему объему эксплуатационного объекта;

- в рассеянном (диспергированном) состоянии во всем первоначально нефтенасыщенном объеме. Это так называемая «остаточная» или «связанная» нефть, не извлекаемая традиционными методами заводнения.

Для выработки извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки наряду с бурением дополнительных добывающих и нагнетательных скважин необходимо совершенствовать промыслово-геофизические методы исследований скважин, для дифференцированного выделения обводненных и нефтенасыщенных пластов небольшой толщины, средства контроля за процессом разработки, особенно в условиях низкой минерализации пластовых вод и закачки пресной воды для поддержания пластового давления.

При бурении оценочных скважин для изучения, текущей нефтенасыщенности пластов и как следствие поиска целиков оставшейся нефти должны применяться такие методы вскрытия пластов и отбора керна, которые исключали бы искажение реальной нефтенасыщенности пород.

Требуют дальнейшего совершенствования методы, техника и технология создания принципиально новых средств контроля за состоянием выработки продуктивных пластов, исследования высокообводненных скважин, эксплуатируемых с помощью насосного и газлифтного способов.

Для ограничения добычи больших объемов попутной воды, в особенности на многопластовых объектах, необходимы дальнейшее совершенствование технологии и техники изоляционных работ, создание новых тампонирующих материалов с учетом проведения этих работ в скважинах на больших глубинах, в условиях высоких пластовых давлений и температур, наклонного кустового бурения с большими отходами забоев.

Кроме того, следует продолжить совершенствование технических средств и технологии капитального ремонта скважин, особенно при кустовом наклонном бурении. Это важно также в связи с необходимостью возврата скважин на ниже- и вышележащие менее продуктивные пласты в тех случаях, когда их разработка по основным объектам стала экономически нерентабельной или вследствие их полной обводненности.

Оптимизация режимов работы скважин должна осуществляться в следующих направлениях.

По добывающим скважинам: внедрение и постоянное совершенствование газлифтного способа эксплуатации, в особенности на больших глубинах по залежам с тяжелыми термобарическими условиями. Это позволит увеличить отборы жидкости, что особенно важно для низкодебитных скважин, число которых постоянно растёт.

В целях оптимизации перепадов давления с учетом постоянного роста доли трудноизвлекаемых запасов (в низкопроницаемых коллекторах, алевролитах и т. п.) нефти, в том числе и в залежах на больших глубинах, необходимо широкое внедрение высоконапорных насосных агрегатов на давление 30,0—50,0 МПа.

В целях увеличения дебитов нефти по высокообводненным скважинам требуется повысить эффективность геолого-технических мероприятий, для чего продолжить работы по Совершенствованию техники и технологии вскрытия пластов и обработки призабойных зон скважин.

Накопленный опыт показывает, что на поздней стадии разработки нефтяных месторождений возникает нередко необходимость в некоторой реконструкции системы обустройства из-за совершенствования: системы заводнения или в связи со «старением» нефтепромыслового оборудования. Иногда возникает необходимость в бурении скважин-дублеров взамен добывающих и нагнетательных скважин, пришедших в полную негодность по техническим причинам ввиду длительной эксплуатации. Все эти факторы должны учитываться при составлении технологических схем, проектов разработки и обустройства месторождений.

В последние годы бурно развивается нефтедобыча в северных районах страны, характеризующихся наличием многолетнемерзлых пород, а также низкой продолжительное время года температурой окружающего воздуха (среднегодовая температура ниже 0°С). В указанных условиях возникают большие трудности как с эксплуатацией скважин, в особенности малodeбитных и высокообводненных, так и с внутрипромысловым сбором, транспортом и подготовкой нефти. Эти обстоятельства необходимо учитывать при разработке проектов на строительство скважин, обустройство месторождений и при выборе способа эксплуатации скважин.

Опыт разработки нефтяных месторождений с заводнением убедительно показал высокую эффективность бурения дополнительных скважин как с позиции более полного извлечения нефти из пластов путем вовлечения в разработку недоразрабатываемых запасов и разукрупнения объектов, так и интенсификации добычи нефти. Бурение дополнительных скважин, наряду с оптимизацией начальных сеток скважин, будет осуществляться и в будущем. Проектированию дополнительных скважин должен предшествовать тщательный геолого-промысловый анализ, целесообразность бурения каждой новой скважины должна быть обоснована соответствующими технико-экономическими расчетами.

При решении вопроса о бурении дополнительных скважин следует исходить из величины извлекаемых запасов, приходящихся на одну добывающую скважину, учитывать затраты на обустройство, бурение, эксплуатацию скважин и др. Естественно, что в зависимости от геолого-физических особенностей продуктивных пластов, глубины их залегания, физико-климатических условий месторождения рентабельная величина извлекаемых запасов нефти на одну скважину будет различной.

В определенных условиях является вполне оправданным бурение скважин-дублеров взамен выбывших вследствие физического износа или по другим техническим причинам. Необходима надежная методика определения числа скважин-дублеров на стадии проектирования, которая учитывала бы многообразие нефтяных месторождений в сочетании с техническими особенностями и продолжительностью работы скважин в конкретных условиях.

Необходимость обеспечения высоких уровней добычи нефти и более



полного извлечения нефти из неоднородных пластов требует дальнейшего совершенствования действующих систем разработки в направлении более полного охвата пластов процессом вытеснения, вовлечения в разработку всех запасов, в том числе и трудноизвлекаемых, что достигается с помощью создания гибких систем размещения скважин и гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов.

К трудноизвлекаемым в общем случае могут быть отнесены запасы нефти, которые при технических возможностях применяемого в настоящее время нефтепромыслового оборудования, существующих (традиционных) технологиях и способах заводнения вообще не вырабатываются, или их разработка при действующих нормативах является нерентабельной или может осуществляться неприемлемо низкими темпами. Практически к трудноизвлекаемым или к запасам сложнопостроенных месторождений относятся запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах, залежей высоковязких нефтей, обширных подгазовых зон с нефтяной оторочкой небольшой толщины, широких водонефтяных зон, карбонатных коллекторов со сложным характером пустотного пространства и др.

В настоящее время нет научно обоснованной классификации низкопроницаемых коллекторов, увязанной с особенностями и условиями их разработки. К низкопроницаемым в настоящее время относят коллекторы с проницаемостью менее  $50 \text{ мкм}^2$ , исходя из того, что коллекторы с более высокой проницаемостью могут с достаточно высокой эффективностью разрабатываться при обычном заводнении. В будущем среди коллекторов проницаемостью менее  $50 \text{ мкм}^2$  будут выделены, по-видимому, не одна, а несколько групп, разработка которых потребует различных подходов.

Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов, разрабатываемых с заводнением (на объектах с нерентабельно низкими дебитами скважин или нерентабельно малым накопленным запасом нефти на одну скважину), достигается повышением давления на линии нагнетания до величины, превышающей первоначальное пластовое давление, приближением линии нагнетания к зоне отбора, оптимизацией плотности сетки скважин в сочетании с активным воздействием на призабойную зону скважин с целью повышения их производительности (кислотные обработки, гидроразрыв пласта, комплексная системная технология и др.).

При полном отсутствии притоков нефти по отдельным скважинам или участкам пласта эффективным может оказаться глубокопроникающий гидравлический разрыв.

Немало проблем имеется при разработке газонефтяных залежей с нефтяными оторочками небольшой толщины. Особую остроту эти проблемы приобретают в связи с необходимостью ввода в промышленную разработку газонефтяных залежей севера Тюменской области. Опыт разработки газонефтяных залежей с применением барьерного и двустороннего барьерного заводнения, внедренного на Самотлорском месторождении, показал эффективность и перспективность этого способа отсечения газовой шапки. При этом обеспечиваются высокие темпы выработки запасов нефти из подгазовых зон.

Накопленный опыт показывает необходимость комплексного подхода к извлечению нефти из подгазовых зон и газа из газовой шапки, решению вопросов, связанных с техникой добычи нефти с большими объемами газа и воды, транспортом газированной жидкости. К сожалению, надежные технические средства раздельного измерения дебитов нефти, газа и воды в добывающих скважинах, контроля за положением газонефтяного контакта и изменением газонефтеводонасыщенности в разрезах добывающих и нагнетательных скважин разрабатываются очень медленно.

К другим факторам, снижающим эффективность разработки подгазовых зон газонефтяных залежей, относятся:

неудовлетворительное качество работ по вскрытию пластов, имеющее особое значение для низкопроницаемых коллекторов;

низкое качество подготовки воды, закачиваемой в низкопродуктивные коллекторы;

низкое качество цементирования скважин, что способствует преждевременному прорыву газа и воды, снижает эффективность изоляционных работ по ограничению их притока.

Несмотря на то, что роль и значение трудноизвлекаемых запасов в структуре остаточных запасов и в нефтедобыче в перспективе будут возрастать, уровни добычи нефти в России в ближайшие годы в основном будут определять высокопродуктивные месторождения, разработка которых будет осуществляться с применением методов заводнения в различных модификациях и сочетаниях. Широкое развитие при этом получают гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов, направленные на интенсификацию добычи нефти и более полное вовлечение в активную разработку запасов нефтяных и газонефтяных месторождений, разрабатываемых с заводнением.

Критерии и условия применимости гидродинамических методов повышения нефтеотдачи определяются в основном ограничениями самих методов. В свою очередь, эти ограничения зависят от геологических особенностей строения пластов, литолого-физической и фильтрационной характеристики коллекторов, их неоднородности, свойств насыщающих пласты флюидов, принятых систем разработки, условий их реализации, наличия, необходимых технических средств, оборудования, аппаратуры для контроля за разработкой и т. д.

Применение большинства гидродинамических методов повышения нефтеотдачи наиболее эффективно в период падающей добычи нефти. Имеющиеся к этому времени геолого-промысловые данные об объектах разработки позволяют принять достаточно обоснованные решения по дальнейшему повышению эффективности и наметить мероприятия по интенсификации процесса и увеличению нефтеотдачи пластов.

В области разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и добычи нефти и газа необходимо внедрить:

рациональные системы разработки нефтяных месторождений на основе применения системной технологии обработки призабойных зон скважин в комплексе с гидродинамическими методами повышения нефтеотдачи, глубокопроникающего гидравлического разрыва пластов, новых методов повышения нефтеотдачи пластов, прогрессивных технологий и технических средств для интенсификации добычи нефти.

Требуется развитие работ по использованию передвижных автоматизированных комплексов по приготовлению, транспорту и закачке в пласт полимердисперсных систем, кислот, ПАВ и их композиций, новых способов контроля и регулирования процессов разработки месторождений и эксплуатации скважин за счет расширения лабораторных работ по моделированию процессов фильтрации водонефтяной смеси на кернях пород-коллекторов, автоматизации информационных процессов, связанных с результатами наблюдений и измерений при эксплуатации скважин, и создания адаптивной системы проектирования строительства и разработки месторождений с использованием микропроцессорных устройств и ЭВМ разных классов;

— новые прогрессивные технологии и технические средства разработки подгазовых зон газовых залежей, обеспечивающие высокие темпы извлечения нефти при одновременном отборе нефти, газа и конденсата;

— технологии разработки и техники добычи коррозионно-активной жидкости из глубокозалегающих карбонатных коллекторов;

— мощности по производству полиакриламида и других продуктов нефтехимической и химической промышленности с учетом обеспечения потребностей нефтедобывающей отрасли по внедрению физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов.

Гидродинамические методы сохраняют свою доминирующую роль среди современных методов повышения нефтеотдачи.

Большое значение имеет повышение качества проектирования и эффективности систем заводнения. В комплексе этих задач можно выделить следующие основные направления или этапы:

- — подготовка исходных данных и проектирование разработки, базирующиеся на повышении достоверности и увеличении объема исходной геолого-промысловой информации, автоматизации расчета балансовых запасов нефти и проектирования разработки, совершенствовании физического и математического моделирования с широким использованием возможностей и средств ЭВМ;

- анализ и регулирование разработки в целях увеличения охвата пластов процессом вытеснения существующими методами и адаптация их к различным геолого-физическим условиям; автоматизация анализа и контроля за выработкой запасов нефти по каждому пласту и пропластку, совершенствование методов контроля и регулирования разработки в условиях механизированной добычи нефти, больших глубин и искривлений скважин;

- совершенствование применяемых систем разработки нефтяных месторождений с заводнением в сочетании с расширением и развитием гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Особенно важно развитие существующих и создание новых методов контроля за процессом разработки в условиях разработки продуктивных пластов с применением заводнения на многопластовых месторождениях с неоднородными коллекторами. Современное состояние и научный уровень этих методов требуют дальнейшего развития. Решение этой проблемы сдерживается отсутствием соответствующей аппаратуры, позволяющей проводить необходимые измерения в условиях механизированной работы скважин, высокой обводненности добываемой продукции, герметизированной системы сбора и транспорта нефти.

Одной из причин неполного охвата скважин как глубинными, так и поверхностными исследованиями является высокий темп роста числа скважин с резким увеличением при этом насосного фонда скважин, наиболее трудоемкого для проведения исследований. Кроме того, все в большей степени увеличивается фонд скважин глубоких, наклонных, эксплуатирующихся с высокой обводненностью продукции, с высокоагрессивными жидкостями, что также затрудняет, а иногда делает просто невозможным проведение некоторых видов исследований.

Проблема создания полностью автоматизированных систем разработки нефтяных месторождений приобретает особую остроту в связи с резким возрастанием фонда скважин и тем, что перспективы развития нефтяной промышленности в основном связаны с районами исключительно тяжелых природно-климатических условий, не имеющих необходимой инфраструктуры и людских ресурсов. Решение этой проблемы потребует создания полностью автоматизированных промыслов, связанных с постояннодействующими моделями месторождений для управления процессами разработки.

Перспективы добычи нефти, особенно в старых нефтедобывающих районах, связаны с выходом бурения на большие глубины. Месторождения на больших глубинах характеризуются высокими начальными пластовыми давлениями и температурой, большим содержанием в пластовых флюидах коррозионно-активных компонентов (серы, сероводорода, углекислого газа), возможным проявлением пластических свойств нефтевымещающих пород. Отмеченные особенности выдвигают перед наукой и промышленностью задачи по созданию новых способов разработки таких месторождений, необходимого бурового и технологического оборудования.

Много сложных научно-технических и экологических проблем предстоит решать в связи с освоением новых уникальных по сложности геологического строения месторождений, таких как Талинское, Харьягн-

ское, Русское и др. В отрасли не созданы эффективные технологии разработки газонефтяных залежей с аномально низкими пластовыми давлениями и температурами (типа Средне-Ботуобинского в Восточной Сибири).

Продолжают оставаться острыми для отрасли проблемы качества подготовки воды для ППД, качества вскрытия и освоения продуктивных пластов. Решение последней задачи возможно на базе совершенствования технологии проводки скважин в интервалах продуктивного разреза и связано с широким применением нефелтрующихся растворов (в том числе на углеводородной основе), с созданием и соблюдением необходимых равновесных условий вскрытия, с широким использованием известных и новых методов ОПЗ, в том числе системной технологии воздействия на призабойную зону скважин.

Даже самая совершенная система разработки не может эффективно функционировать и обеспечивать вытеснение нефти из пластов, если при их вскрытии будет сведена на нет промышленная ценность запасов. Вопросы вскрытия пластов и обработки призабойных зон скважин являются, таким образом, тесно связанными с эффективностью систем разработки.

### 8.7. Эффективность уплотняющего бурения при разработке нефтяных месторождений по зарубежным данным

На первых этапах развития нефтяной промышленности в США, как и на бакинских нефтепромыслах, применялись **очень** плотные сетки скважин. Например, в 20-х годах в штате Пенсильвания расстояния между скважинами не превышали 60 м.

В начале 30-х годов в США проявилась некоторая тенденция к разрежению сетки скважин, но до конца 30-х годов плотность сетки 16 га/скв оставалась редкой, а сетка плотностью 32 га/скв была исключением до конца 40-х годов. В конце 50-х—начале 60-х годов наблюдалось некоторое усиление тенденции к разрежению сетки скважин, но вызвавшие ее причины носили экономико-конъюнктурный характер.

В США при плотности сетки скважин 32—64 га/скв разбурено сравнительно небольшое число нефтяных **месторождений**. Преимущественно к ним относятся либо месторождения, находящиеся на ранней стадии разработки, либо характеризующиеся неблагоприятными коллекторскими свойствами, и запроектированные конечные коэффициенты нефтеотдачи по ним очень низкие. Большинство месторождений разбуривается по правильной геометрической сетке и вводится в разработку в короткие сроки. Наиболее распространена площадная пятиточечная система размещения скважин. Практически все месторождения, на которых реализуются методы искусственного воздействия на пласты с целью поддержания пластового давления, разрабатываются площадными системами. Плотность размещения скважин и темпы отбора нефти утверждаются и контролируются специальными государственными органами. Норма отбора задается в зависимости от глубины залегания пласта и плотности размещения скважин. Как правило, на крупных месторождениях сетка скважин более плотная, но темпы отбора нефти более низкие, чем на менее крупных месторождениях. На водонепроницаемые зоны залежей система ограничений не распространяется и поэтому ВИЗ разбуриваются с той же плотностью сетки скважин, что и нефтяные зоны.

С начала 70-х годов на месторождениях США стали применять в сочетании с внедрением систем заводнения так называемое «уплотняющее бурение». Это связано с тем, что примерно в это время во всем мире (а в США значительно раньше) темпы прироста запасов нефти стали отставать от уровней добычи. Это обстоятельство, последовавшее увеличение цен на нефть на мировом рынке, сокращение ее импорта,

отмена контролируемых цен на нефть, а также внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, физико-химических, газовых) способствовало широкому развитию уплотняющего бурения сначала на Месторождении США ЧЯТМ Кьянгит и плугу гтрян\*

Так, в конце 70-х — начале 80-х годов проведенные уплотняющие сетки скважин с 64 до 22 гектара на месторождении Прадо-Бей (Аляска). В 1980 г. уровень добычи нефти по месторождению Прадо-Бей составил 94 млн т, что почти на порядок больше уровня добычи другого месторождения США, которое до этого занимало второе место. Примерно в это же время уплотнены также (с 16 до 8 гектар) сетки скважин на месторождениях Ховинд, Келли Слайдер, Ренджли, Котледд и др. [21].

Ряд серьезных работ и исследований, выполненных на рубежах, свидетельствует, что за последние годы широкое американские специалисты пришли к выводу о существенном влиянии плотности сетки скважин не только на уровень добычи нефти, но и на конечную нефтеотдачу пластов [24, 26].

Так, Ван Эвердинген и Крисс, опираясь на результаты анализа разработок при различной плотности сетки скважин 49-ти участков месторождения Салтер (штат Техас), утверждают, что эксплуатационно наиболее распространённый в США сетки 16 гектар до 8 гектар при одинаковой ориентации в направлении, обеспечивающем поддержание пластового давления равным или превышающим давление насыщения (нефть газом), позволяет увеличить уровень добычи нефти на стране примерно на 100 млн т в год [24]. Авторы упомянутой статьи делают вывод, что уплотняющее бурение, если оно будет осуществляться привлекательно, позволяет дополнительно добыть столько нефти, сколько не было добыто в США за все время разработки. В предшествующей статье (журнал «Индустрия», 14 сентября 1979 г., № 30) Ван Эвердинген называет конкретную цифру дополнительной добычи — 16 млрд т, для чего требуется, по его мнению, дополнительно пробурить 600 тыс. скважин.

Холм [23] «упрекает» Ван Эвердингена и Крисса за недооценку новых (третичных) методов увеличения нефтеотдачи, но в принципе соглашается с тем, что проводить уплотнение сеток скважин надо, так как это необходимо и для внедрения третичных методов. «Одно только уплотняющее бурение, — считает Холм, — может обеспечить прирост запасов нефти с 0,81 до 3,20 млрд т или около 25% всей добытой в США нефти». Если даже допустить, что цифры, приведенные Холмом, более реальны, чем приведенные в работе Ван Эвердингена, то и в этом случае эффект от уплотняющего бурения оказывается весьма значительным.

В журнале «Орда Ойл» за 1985 г. (1 февраля, № 2) приведено исследование Фишера — директора Бюро Экономик и Геологии штата Техас. По утверждению Фишера, введение в разработку новых месторождений в штате Техас не сможет воспроизвести прироста добычи нефти на старых месторождениях. Уплотняющее бурение, осуществляющееся в Техасе бурение уплотняющих скважин на уже разрабатываемых месторождениях позволит, по мнению Фишера, стабилизировать добычу на уровне 100 млн т в год в течение 20 лет. При этом за счет уплотняющего бурения будут дополнительно вовлечены в разработку запасы нефти около 5 млрд т, что обеспечит повышение конечного КИН с 0,35 до 0,45 в целом по Техасу.

Представляют интерес сведения, приведенные в статье О'Кифи с соавторами в «Джорнэл оф Канадиен Петролеум Технолоджи» за 1985 г. (январь—февраль, № 1). В этой статье, на основе физического и математического моделирования получены достаточно надежные ко-

\* Зарубежные специалисты разработали нефтяные месторождения, в том числе скважины и роль уплотняющего бурения как средства увеличения плотности сетки скважин, достаточно широко описаны в многочисленных публикациях разных лет (В. Н. Шеломович [20], 214 и др.) и его исследованиях по уплотняющему бурению скважинных, топливных.

**личественные** выводы о влиянии уплотнения сетки скважин на конечную нефтеотдачу по ряду участков крупнейшего в Канаде нефтяного месторождения Пембина.

На одном из участков этого месторождения, на котором будет осуществляться процесс заводнения с добавлением углеводородных газов, только за счет уплотнения сетки скважин с 16 до 8 га/скв конечный коэффициент нефтеотдачи должен увеличиться с 0,551 до 0,665, т. е. более чем на 20 пунктов.

На другом участке, на котором также предполагается реализовать процесс заводнения, конечный Кнн при уплотнении сетки скважин с 16 до 8 га/скв должен (по расчетам) возрасти с 0,357 до 0,435, т. е. на 8 пунктов. По отдельным зонам ожидается увеличение конечного Кнн с 0,357 до 0,492, т. е. на 13,5 пунктов.

Имеются публикации, что интенсивный процесс уплотнения сетки скважин на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений проводится с начала 80-х годов на месторождениях Хорватии (Жутица и др.), Китая.

Заслуживают внимания работы последних лет американских исследователей [25, 26]. В статье Гоудла и Сам Сарема [25] указывается, что уплотняющее бурение, проводимое на нефтяных месторождениях США, позволяет увеличить нефтеотдачу пластов на 4—7 и даже 10 пунктов. В этой же статье приведены обобщенные данные по 11 проектам уплотняющего бурения с суммарным числом запроектированных **уплотняющих** скважин 1324. Проектирование проводилось с максимальным учетом всего имеющегося геологопромыслового и геофизического материала, при рассмотрении нескольких возможных вариантов размещения дополнительных скважин, с использованием возможностей и средств математического моделирования. Реализация проектов, по расчетам авторов, позволит увеличить извлекаемые запасы нефти на 22,6 млн м<sup>3</sup> или 17 тыс. м<sup>3</sup> в среднем на одну уплотняющую скважину. Конечный коэффициент извлечения нефти возрастет при этом на 4—7 и даже до 10 пунктов.

Основные выводы статьи [20] заключаются в следующем:

— результаты моделирования и промысловый опыт показывают, что уплотняющее бурение повышает интенсивность добычи нефти и конечную нефтеотдачу, в особенности для объектов с неоднородными коллекторами;

— уплотняющее бурение увеличивает охват продуктивных пластов заводнением по площади и разрезу, позволяет вовлечь в разработку и охватить вытеснением ранее не вырабатываемые участки продуктивных пластов;

• — уплотняющее бурение содержит элементы риска. Чтобы уменьшить риск до минимума необходимо как можно более детальное знание условий резервуара и высокое качество проектных работ;

• — уплотняющее бурение позволяет значительно расширить пределы рентабельности разработки нефтяных месторождений, отобрать ту нефть, которую другими способами добыть невозможно;

— результаты моделирования и промысловые данные показывают, что потенциально уплотняющее бурение по многим объектам оказывается более эффективным, чем другие современные (третичные) методы увеличения нефтеотдачи пластов;

— в результате того, что уплотняющее бурение стало стандартным методом в практике разработки нефтяных месторождений с заводнением, ожидаемый прирост извлекаемых запасов за счет уплотняющего бурения учитывается в национальном балансе запасов нефти в США.

К аналогичным выводам о том, что уплотнение сетки скважин приводит к увеличению конечной нефтеотдачи приходят авторы работы [26]. Проведенные ими исследования с использованием многофакторного корреляционного анализа показали, что уплотнение сетки скважин с 16 до 8 га/скв увеличивает нефтеотдачу на 8—9 пунктов. Более на-

дежны результаты, полученные для нефтяных залежей с Карбонатными коллекторами, менее представительны данные по объектам с терригенными коллекторами. Авторы отмечают, однако, что в отдельных случаях могут иметь место существенные отклонения от приведенных выше средних цифр.

Из-за ограниченности исходной информации и некоторых условностей самого метода корреляционного анализа авторы статьи [26] подчеркивают, что полученные в результате многофакторного анализа уравнения регрессии нельзя считать универсальными. Правомочность их применения в каждом отдельном случае должна быть подтверждена данными о геолого-физических условиях нефтяных залежей и особенностях их разработки для конкретного региона.

Подводя итоги краткому обзору зарубежного опыта по уплотняющему бурению следует отметить:

Уплотняющее бурение при одновременном усилении системы поддержания пластового давления методами заводнения широко используется в практике разработки нефтяных месторождений США и других стран. Эффект от уплотняющего бурения весьма значителен, но выражается в приросте извлекаемых запасов (за счет увеличения конечной нефтеотдачи) и увеличении текущих уровней добычи нефти.

Судя по зарубежным источникам, эффективность уплотняющего бурения в США в среднем относительно выше, чем на месторождениях нашей страны. Это объясняется тем, что заводнение на месторождениях США в основном осуществляется на объектах, характеризующихся низкой продуктивностью. Нефтеемещающими чаще всего являются доломито-известняковые пласты с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемость коллекторов изменяется от долей до  $(20-100) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость — от 4 до 18%). В этих условиях реализовать процесс заводнения даже при сетке 16 га/скв представляется сложной задачей, реальный эффект может оказаться весьма невысоким, а конечная нефтеотдача не намного выше ее величины, достигаемой при разработке таких залежей на режиме естественного газа. Это вынуждает предпринимателей США, не останавливаясь перед огромными капитальными затратами, уплотнять сетку скважин вдвое, а иногда и в четыре раза по сравнению с начально принятой.

Следует обратить внимание и на такой важный момент. Уплотнение сеток скважин на нефтяных месторождениях США, как правило, реализуется путем чисто геометрического преобразования сетки скважин, например, с 32 до 16 га/скв, с 16 до 8 га/скв, иногда с 8 до 4 га/скв. Очевидно, что в таком случае велик риск того, что многие скважины окажутся «сухими». В отличие от американской практики в наших проектах бурение дополнительных (уплотняющих) скважин проводится «адресно», местоположение каждой такой скважины обосновывается соответствующими геологопромысловыми и технико-экономическими расчетами.

Одним из аргументов «жестких» сторонников плотных сеток скважин является ссылка на зарубежный опыт. Однако при этом часто упускается из виду, что большинство «типичных» американских месторождений характеризуется худшими литолого-физическими свойствами коллекторов и условиями залегания нефти, чем «среднестатистическое» из разрабатываемых в настоящее время месторождений нашей страны. Кроме того, очень многие месторождения США относятся к категории «старых», которые разрабатываются в течение 70—80 и более лет. Если рассматривать подобные месторождения (Кавказский регион, Приднестровская впадина, о-в Сахалин, залежи в рифовых известняках Башкирии), то сетки скважин на них соизмеримы, а иногда и более плотные, чем на месторождениях США.

Другим обстоятельством, вынуждающим американских нефтяников применять относительно плотные сетки скважин, является экономический фактор. Нефтяные месторождения США, как правило, в на-

чальный период разрабатываются на естественном режиме. Заводнение является вторичным методом разработки и реализуется после того, как природный резерв пластовой энергии в значительной степени исчерпан. В связи с существующим в США жестким контролем за режимами работы скважин, направленным на более полное использование естественной пластовой энергии в начальный период разработки, американские компании не могут форсировать отборы из скважин. Это может привести к трудно контролируемым прорывам воды, газа, что существенно осложнит разработку месторождения в дальнейшем. Поэтому для более быстрой разработки месторождений сразу же применяется более плотная сетка скважин. Каждая скважина при этом работает на «щадящем» режиме, но все вместе они позволяют за короткий срок добыть больше нефти, чем через редкую сетку скважин при ограниченных отборах. Реализация нефти обеспечивает прибыль и дальнейшее развитие нефтедобычи. Быстрая оборачиваемость средств очень эффективна в условиях рыночных отношений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев П. Д., Гавура В. Е., Лapidус В. З., Лешевко В. Е., Семин Е. И. Оптимизация плотности сетки скважин. М.: Светочь 1993
2. Лисовский Н. Н., Гавура В. Е., Лешенко В. Е., Лapidус В. З. и др. Оптимизация плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи // В сб. Фундаментальные и прикладные исследования скважинной нефтяной промышленности. Издание и создание технологической разработки трудящихся нефтяной промышленности. - М.: ВНИИОЭЛГ, 1992.
3. Гриценко А. И., Гавура В. Е., Лешенко В. Е. и др. Принципы размещения скважин и пути повышения эффективности разработки нефтяных и газонефтяных месторождений // В сб. Принципы размещения скважин и пути повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений. - М.: ВНИИОЭЛГ, 1990.
4. Гавура В. Е., Губанов А. И., Ковалев В. С., Колганов В. И. и др. Плотность сетки скважин и нефтеотдача пластов на месторождениях Куйбышевской области // В сб. Влияние кучности скважин и их размещения на нефтеотдачу пластов. - М.: ВНИИОЭЛГ, 1968.
5. Щелкачев В. Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения. - М.: Недра, 1974, № 6.
6. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. - М.: Недра, 1976.
7. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Регулирование разработок нефтяных залежей при площадном заводнении // Нефтяное хозяйство, 1980, № 9.
8. Селезнев Ю. Ф. Сравнительный анализ методов разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. - М.: Недра, 1973.
9. Фазлыев Р. Т. Шюадаппе гидрогеология нефтяных месторождений при водонапорном режиме. - М.: Недра, 1979.
10. Оптимизация плотности сетки скважин в систем заводнения многообъектных нефтяных месторождений ТАССР // Отчет по з.н. 0.85.2076.87, Бугульма, 1986.
11. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. - М.: ВНИИ, 1987.
12. Султанов С. А., Вахитов Г. Г. Опыт разработки Бавлинского нефтяного месторождения. - Казань: Татарское книж. изд-во, 1961.
13. Дорохов Ю. И., Султанов С. А., Полуян И. Г. Промышленный эксперимент на Бавлинском месторождении по изучению влияния плотности сетки скважин на процесс эксплуатации, нефтеотдачи // Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений. - М.: Гостехиздат, 1963. - С. 25-40.
14. Султанов С. А. Бавлинский промышленный эксперимент // Тр./ТатНИПИнефть. - Вып. XVI. - Л.: Недра, 1972.
15. Щелкачев В. Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Инженерное дело, 1964, № 1.
16. Баишев Б. Т. и др. Геологическое обоснование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1978.
17. Сургучев М. Л. Завершение скважин - состояние и проблемы // Тр./ВНИИ - Вып. 94. - М., 1986.
18. Абдулмазитов Р. Г., Емельянова Г. Г., Гавура В. Е., Муслимов Р. Х., Полуян И. Г. Оценка потерь нефти от разрезания сетки скважин // Нефтяное хозяйство, 1989, № 3.
19. Хаммадеев Ф. М., Султанов С. А., Полуян И. Г. Экспериментальная разработка Бавлинского месторождения. - Казань: Татарское книж. изд-во, 1975.
20. Щелкачев В. Н., Говорова Г. Л., Казак Д. С. Анализ зарубежного



- опыта разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Тр./МИНХиГП. — Вып. 99. — 1972.
21. Щелкачев В. Н. Анализ разработки нефтяных месторождений США. — М.: ВНИИОЭНГ, 1982.
  22. Todd M. D. Statistical Analysis Shows Stable Oil Recovery // Oil and Gas J., 29 October, 1984.
  23. L. W. Hutton Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports // JPT, July 1980, vol. 32, p. 1169—1174.
  24. A. F. van Everdingen and H. S. Kijns. A Proposal to Improve Recovery Efficiency // JPT, July 1980, vol. 32, № 7, p. 1164—1168.
  25. Gould T. L., Sam Sarem A. M. «Infill Drilling for Incremental Recovery» (march 1989), p. 229—237.
  26. Ching H- Wu, B. A. Laughlin and Michel Jardon. Infill Drilling Enhances Waterflood Recovery // JPT (Oct. 1985), p. 1088—1095.
  27. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.
  28. Ковалев В. С. и др. Программа обоснования оптимальной плотности сетки разбуривания скважин. Информационный листок № 383—87. — Куйбышевский филиал ВНИИОЭНГ. — 1987.
  29. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Исследования влияния прерывистого режима разработки на конечную нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство, 1978, № 10, с. 10—12.
  30. Жданов М. А. и др. Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах. — М.: Недра, 1982.
  31. Лысенко В. Д., Мухарский Э. Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1975.
  32. Гагаров Т. Ю. Определение «нагрузки» на пласт нефти по данным отбора нефти и воды отдельных скважин // Изв. АН Азерб. ССР. Сер. Науки о Земле, — 1977. — № 4.
  33. Методические рекомендации по определению оптимального режима разработки скважин в пластах, залегающих в поздней стадии разработки (при выщелачивающем режиме) РД 39—9—1069—84. — М.: Миннефтепром, 1984.
  34. Ковалев В. С., Сургучев М. Л., Катев В. М. Опыт разработки залежи нефти в карбонатном и глинистом пласте // Геология нефти и газа, 1967, № 3.
  35. Ковалев В. С., Сазонов Б. Ф., Аширов К. Б., Губанов А. И., Лысянский В. Г., Гавура В. Е. и др. Анализ результатов промышленного эксперимента по разрежению сетки скважин на примере нефтяной залежи карбонатного пласта А, Покровского месторождения // Тр./Гипровостокнефти. — Вып. XII, 1969.
  36. Сазонов Б. Ф. Исследования влияния плотности сетки скважин на эффективность разработки нефтяных месторождений методами разбуривания пластов // Тр./Гипровостокнефти. — Вып. XII, 1969.

## Раздел 9

### ПОЗДНЯЯ СТАДИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИИ

#### 9.1. Анализ текущих и конечных коэффициентов извлечения нефти по пластам, находящимся в поздней стадии разработки

Для решения поставленной задачи Е. И. Семиным проанализированы данные по 360 объектам со степенью выработанности НИЗ (коэффициентом использования запасов Киз) более 0,8, в числе рассмотренных объектов 314 с терригенными и 46 с карбонатными коллекторами. По выбранным объектам проведено сопоставление проектных (конечных) коэффициентов извлечения нефти с фактически достигнутыми (текущими). Анализу подвергнуты месторождения Урало-Поволжья, а также Азербайджана, Украины и Туркменистана [1].

Большинство рассмотренных объектов разрабатываются при вытеснении нефти водой — в условиях естественного водонапорного ре-

жима или при искусственном заводнении. Часть объектов разрабатывалась при смешанном режиме, отдельные пласты — при режиме растворенного газа. Строго дифференцировать объекты по режимам разработки не представляется возможным, так как необходимая информация по месторождениям, находящимся многие десятилетия в промышленной разработке, отсутствует или недостаточно достоверна. С большой вероятностью можно утверждать, что подавляющее число объектов с проектным коэффициентом извлечения нефти 0,4 и более разрабатывается в условиях активного проявления водонапорного режима.

Сопоставление проектных и текущих коэффициентов извлечения нефти (К<sub>ин</sub>) отдельно для терригенных и карбонатных коллекторов представлено на рис. 9.1, а, б. Те же данные, систематизированные в

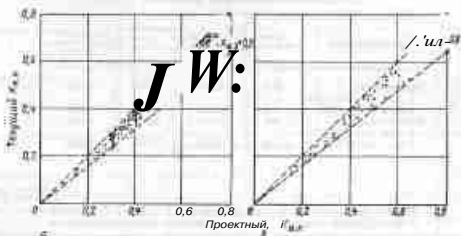


Рис. 9.1. Сопоставление проектных и текущих коэффициентов извлечения нефти на объектах, расположенных в нижней стадии разработки (а, б — для объектов коллекторами терригенный и (арбон); см. также объекты соответственно) 31-3 и 46)

виде рядов и графиков распределения проектных показателей, даны в табл. 9.1 и на рис. 9.2. Средние значения проектных и текущих К<sub>ин</sub> определены простым взвешиванием по числу объектов, приведены в табл. 9.2.

Как следует из анализа фактических данных, проектные коэффициенты извлечения нефти по рассмотренным объектам колеблются от 0,1 до 0,8, но в 70% случаев находятся в пределах 0,4—0,7.

Таблица 9.1

Сопоставление проектных и текущих коэффициентов извлечения нефти (К<sub>ин</sub>) на объектах, расположенных в нижней стадии разработки

К <sub>ин</sub>	Тип коллектора	Коэффициент извлечения нефти <sup>TM</sup>							Σ n;
		0,1-0,2	0,2-0,3	0,3-0,4	0,4-0,5	0,5-0,6	0,6-0,7	0,7-0,8	
Проектный	Терригенный	6 ТХ 2	17 5	44 10,0 7	58 18X 13	100 31,К 9	57 15J 7	32 ТоХ	314 ~ТоГ
	Карбонатный	XX 7	ТУХ 23	1,32 55	ЖШ 7	10,0 83	15,2 49	18	"ТоХ" 314
Текущий	Терригенный	XX 5	XX 8	Г7X 6	Ж-Г 14	2-7 8	15,6 3	XX	100 43
	Карбонатный	ТоХ	ТТХ	ТЗХ	3°оХ	ТТЛ	ШХ	~	100

Примечание: В числительном выражении числитель — объекты, в знаменателе — объекты, в %.

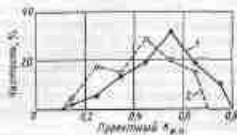


Рис. 9.2. Зависимость критических коэффициентов отклонения от относительного содержания карбоната кальция в известняках (1, 2 — с известняками соответственно терригенными, карбонатными и амфиболитовыми массивными известняками типа БС)

Средние значения  $K_{крит}$  по объектам, расположенным в завершающей стадии разработки

Тип известняка	Число объектов	Коэффициент отклонения скважины		Коэффициент отклонения скважины
		горизонтальный	вертикальный	
Терригенный и т. п. по объектам с $K_{крит}$ более 0,67	214	0,018	0,448	0,058
Карбонатный и т. п. по объектам с $K_{крит}$ более 0,57	28	0,582	0,774	0,085
Карбонатный и т. п. по объектам с $K_{крит}$ более 0,57	8	0,052	0,518	0,088

Таблица 52

Геолого-физические параметры продуктивных пластов Самарской и Оренбургской областей с высокой степенью проницаемости

Таблица 53

Исторический пласт	Эффективный коэффициент проницаемости, %	Пористость, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Температура, °С	Пористость		Плотность в пласте, г/см <sup>3</sup>	Плотность пласта, г/см <sup>3</sup>
					абсолютная	эффективная		
<b>Терригенные известняки</b>								
Дмитриевское, С <sub>1</sub>	11,7	0,263	0,323	2,70	0,04	2,8	1,5	0,390
Дмитриевское, С <sub>2+3</sub>	9,7	0,290	0,300	2,22	0,01	2,3	1,8	0,530
Дмитриевское, Д <sub>1</sub>	7,0	0,130	0,130	0,90	0,30	2,2	9,8	0,380
Ивановское, Д <sub>2+3</sub>	13,3	0,305	0,396	0,82	0,32	1,7	1,1	0,318
Кудрявское, А <sub>2</sub>	13,8	0,164	0,188	3,00	0,08	2,2	0,2	0,334
Березово-Лыбжистинское, В <sub>1</sub>	12,5	0,270	0,266	4,00	0,20	2,8	0,5	0,316
Гурьевское, Д <sub>1</sub>	6,4	0,181	0,224	0,6	0,70	0,8	2,7	0,300
Гурьевское, В <sub>2</sub>	3,0	0,193	1,702	1,70	0,94	1,3	2,0	0,570
Средние значения	10,0	0,190	0,701	4,00	0,74	2,27	4,73	0,493
<b>Карбонатные известняки</b>								
Кудрявское, А <sub>2</sub>	22,7	0,100	0,075	7,15	0,74	5,0	2,4	0,420
Алашеевское, А <sub>2</sub>	15,7	0,260	0,760	4,54	0,30	4,5	2,2	0,330
Земляничное, А <sub>2</sub>	15,3	0,300	0,230	1,10	0,77	4,0	0,0	0,670
Григорьевское, А <sub>2</sub>	9,0	0,220	0,738	2,30	0,39	1,9	0,9	0,380
Покровское, А <sub>2</sub>	7,7	0,380	0,175	0,40	0,02	0,2	2,1	0,440
Оренбургская область	14,0	0,120	0,280	0,52	0,30	1,0	1,1	0,430
Балассаровское, А <sub>2</sub>	6,4	0,280	0,671	0,41	0,70	5,0	1,1	0,480
Сидоринское, А <sub>2</sub>	4,8	0,340	0,788	0,60	0,58	3,0	14,2	0,320
Средние значения	11,4	0,180	0,075	2,14	0,52	4,76	3,60	0,463

По объектам с терригенными коллекторами конечные коэффициенты в среднем несколько выше, чем по объектам с карбонатными коллекторами: соответственно 0,818 и 0,637 (см. табл. 9.2).

Степень выработанности НМЗ по рассматриваемым объектам достигла максимума — в среднем составляет 0,94. Это свидетельствует о реальности достижения по большинству из них проектных величин нефтеотдачи. По отдельным объектам текущие коэффициенты извлечения нефти практически достигли нуля. По 57 объектам (21,3%) с терригенными коллекторами текущие  $K_{\text{из}}$  составляют 0,6 и более. По объектам с карбонатными коллекторами текущий коэффициент нефтеотдачи превышает величину 0,6 только в пяти случаях (10,9%).

В табл. 9.3 и табл. 9.4 приведены геологопромысловые данные и

Таблица 9.4

Результаты разработки нефтяных пластов Самарской и Оренбургской областей с высокой степенью выработки запасов

Наименование пласта	Начальные запасы нефти, тыс. т		Коэффициент нефтеотдачи		Средний коэффициент извлечения нефти, %	Средняя нефтеотдача, %		Средняя выработка запасов, %		Степень выработанности НМЗ	Коэффициент извлечения нефти
	И	С	И	С		И	С	И	С		
<b>Терригенные коллекторы</b>											
Дмитриевское, С;	18 565	11 931	0,643	0,597	45,5	74,2	477,2	76,4	25	И	0,929
Дмитриевское,	31 000	19 534	0,630	0,572	53,1	86,9	626,5	120,4	27	И	0,907
ДМК-мневское, Дз	42 644	22 601	0,530	0,498	64,7	91,2	309,6	104,5	73	И	0,940
Ильинское, Д\1+2'	38 216	0,618	(и; vs)	46,7	87,6	888,7	113,9	43	С	0,895	
Кулитовское, А;	47 799	20 835	0,562	0,507	40,5	95,1	271,7	12,2	96	И	0,902
Баритовско-Ж-фи-инское, Дз	40 951	22 807	0,557	0,500	41,3	96,7	268,3	15,2	85	И	0,977
Горбатовское, Д	5 100	0,510	0,510	0,510	31,2	86,0	По,9	21,2	33	И	0,930
Гурьевское, Б;	8 646	5 130	0,600	0,540	40,7	88,0	2М,0	44,0	20	И	0,941
Среднее извлечение			0,621		42,3		406,8	51,7			0,931
<b>Карбонатные коллекторы</b>											
Кушанское, Дз	125023	(52 Са и 107) 0,502	0,490	39,4	95,0	4GS,7	18,3	134	82	И	0,976
Алтайское, Дз	11012	5 411 (0-3-VI) 0,463	0,473	38,3	95,7	47,0	54,5	27	И	0,940	
Дельновское, Дз	11 505	5 867	0,510	0,489	36,6	92,3	37,0	47,0	14	И	0,905
Гитанское, Дз				44,5	90,4	308,5	13,4	19	И	0,909	
Пла (Оренбу; >п-ш обл.)	2-1 3i0	12 6H0	0,500	0,445	47,8	73,2	192,1	26,1	66	И	0,909
Кисловское, А;	24 127	12 214	0,500	0,440	30,2	89,3	250,0	62,1	49	И	0,902
В-жао.паровское, А;	4112	2 060	0,501	0,489	94,7	85,5	294,3	12,3	7	И	0,930
Суровское, А;	3 W3	1652	0,480	0,389	39,8	87,6	110,1	14,0	15	И	0,936
Среднее извлечение			0,494		43,3		291,5	31,1			0,940

основные технологические показатели разработки по шестнадцати нефтяным пластам месторождений Самарской и Оренбургской областей, которые в настоящее время близки или практически закончены разработкой.

Из рассмотренных объектов 8 залежей приурочены к терригенным коллекторам, 8 — к карбонатным. Степень выработки начальных извлекаемых запасов в среднем по всем пластам составляет 0,94.

Рассмотрение табл. 9.3 и 9.4 подтверждает ранее сделанные выводы о том, что конечные величины  $K_{\text{из}}$  по объектам с терригенными коллекторами в среднем выше, чем по объектам с карбонатными.

По месторождениям Самарской и Оренбургской областей это различие весьма существенное: для залежей в терригенных коллекторах конечная величина  $K_{\text{нн}}$  составляет в среднем 0,621, в карбонатных — 0,494. Имеются основания считать, что по большинству рассмотренных объектов проектные величины нефтеотдачи будут достигнуты.

Следует, однако, подчеркнуть, что высокие технологические показатели разработки и коэффициенты извлечения нефти по месторождениям Оренбургской и в особенности Самарской области достигнуты по объектам, которые характеризуются существенно лучшими, чем в целом по стране, фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и содержат маловязкие нефти.

Для сравнения в табл. 9.5 приведены средние значения коэффициентов извлечения нефти по месторождениям США.

Таблица 9.5

Средние значения конечных коэффициентов извлечения нефти по месторождениям США (1)

Тип коллектора	При разработке с применением заводнения		При разработке с применением заводнения	
	растворенный газ	инжекционная вода	внутриколлекторная	инжекционная
Терригенный	0,240	0,518	0,417	0,553
Карбонатный	0,155	0,440	0,318	—

Сопоставление данных табл. 9.2 и табл. 9.5 свидетельствует о более высоких средних конечных величинах  $K_{\text{нн}}$ , достигаемых на месторождениях пашей страны, разрабатываемых, как известно, в основном при внутриконтурном заводнении. Этот вывод относится к залежам, приуроченным как к терригенным, так и в большей степени к карбонатным коллекторам.

## 9.2. Динамика основных показателей по длительно разрабатываемым объектам с различной геолого-физической характеристикой

Динамика некоторых показателей разработки для групп объектов, различающихся вязкостью нефти и гидропроводностью пластов, представлена на рис. 9.3. Группирование проведено в соответствии с принятой разбивкой (табл. 9.6), графики стандартизированы. Это обеспечивает возможность сравнительной оценки исследуемых зависимостей для разных групп объектов. В качестве безразмерного времени принята степень выработанное™ начальных извлекаемых запасов (НИЗ). Осредненные зависимости получены по данным анализа разработки 120 эксплуатационных объектов Урало-Поволжья и Западной Сибири, которые разрабатываются при водонапорном режиме (естественном или с заводнением). Коллекторами являются терригенные породы.

В основу построения осредненных зависимостей (см. рис. 9.6) положены материалы работы [3]. Основные выводы, вытекающие из рассмотрения этих зависимостей, следующие.

Темпы добычи нефти от НИЗ по объектам с небольшой вязкостью нефти и низкой гидропроводностью продуктивных пластов заметно выше, чем для групп объектов с менее благоприятной характеристикой. Так, темп добычи нефти  $T_n$  в период максимальной добычи в среднем для объектов с вязкостью нефти до 2,5 мПа·с составляет около 7,5% в год (см. рис. 9.3, I, а), для объектов с вязкостью 5—50 мПа·с — немногим более 5% (см. рис. 9.3, I, в); максимальные темпы добычи нефти для группы объектов с гидропроводностью бо́-

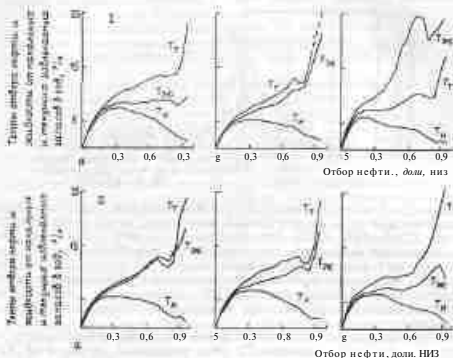


Рис. 9.3. Изменение темпов добычи нефти и жидкости ( $T$  и  $T_n$ , % НИЗ в год) к жидкости ( $\Gamma$ , % ТИЗ в год) по залежам и.п.: шик'к'гыо (I чПг--- <т 6 в — соответственно 0,4—2,5; 2,5—5,0; 5,0—40) и гкдрпфподш"чо и.п'гш II, МКМ\*М/ <мПа-с): а, б, в — соответственно менее 2; 2—4; более 4)

Таблица 9.6

Группирование объектов по вязкости нефти и гидропроводности пластов

Группы объектов	Вязкость нефти в пласте, атм1в"	Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> /мПа·с
I	0,4—2,5	Менее 2
II	2,5—5,0	2—4
III	5,0—40	Более 4

лее 2 мкм<sup>2</sup>-м/(мПа·с) составляют в среднем 7,3% в год (см. рис. 9.3, II, б, в), для объектов с гидропроводностью менее 2 мкм<sup>2</sup>-м/(мПа·с) не превышают 6% (см. рис. 9.3).

Динамика темпа отбора жидкости  $\Gamma_n$  на ранней стадии разработки (до  $t^* = 0,1—0,2$ ), когда добывается безводная нефть или количество попутной воды в продукции невелико, повторяет динамику показателя  $T_n$ . В последующем разрыв между добычей жидкости и нефти начинает все более возрастать, особенно для объектов с менее благоприятными геолого-физическими условиями (см. рис. 9.3).

Отношение  $Q^*/Q_p$  ( $T_n/T_p$ ) показывает, что добыча жидкости на 1 т добываемой нефти в процессе разработки возрастает. Темпы роста этого показателя зависят от степени выработанности запасов (стадии разработки) и геолого-физической характеристики объектов (рис. 9.4). При  $V=0,6$ , например, отношение  $Q_m/Q_p$  для I, II, III групп объектов, выделенных по величине вязкости нефти (см. табл. 9.6), составляет соответственно 1,5; 2,1 и 5,0. Резко возрастает объем добытой жидкости по отношению к добыче нефти на поздних стадиях разработки, особенно для объектов с повышенной вязкостью нефти.

Темп добычи жидкости от НИЗ для групп объектов с маловязкой

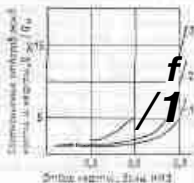


Рис. 9.4. Изоэнтальпии отборности  
Отборов жидкостей в нефти для  
различных значений параметров  
матрицы:  $f = 0,5-0,9$ ;  $T = 0,5-0,9$   
 $0,0; \beta = 5,0-40,0$

нефтью (до 5 мПа·с) и высокой гидропроводностью пластов — более 4 мкм<sup>2</sup>-м/(мПа·с)—до  $T' = 0,4-0,6$  возрастает, затем стабилизируется при  $T_{\infty} = 8-10\%$  в год. Для объектов с худшей характеристикой  $\gamma_{\infty}$  продолжает возрастать как минимум до выработанности НИЗ на 90% ( $\lambda' = 0,9$ ). Практически из этого следует, что в общем случае для пластов с благоприятными геолого-физическими условиями для достижения степени выработанности НИЗ порядка 0,6 целесообразно ограничить отбор жидкости над начальными извлекаемыми запасами нефти.

Особо следует остановиться на динамике темпов добычи нефти от текущих извлекаемых запасов  $T_{\infty}$ . Этот показатель оценивается процентами в год и смысл его понятен. Если, например,  $\Gamma_{\infty} = 10\%$  в год, то при сохранении добычи нефти на достигнутом уровне объект (месторождение) будет разрабатываться еще 10 лет, если  $\gamma_{\infty} = 20\%$  — 5 лет и т. д. На практике, к сожалению, использование этого показателя приводит нередко к ошибочным выводам.

Нетрудно показать, что связь между извлекаемыми запасами и темпами добычи нефти по каждому эксплуатационному объекту (при условии, что  $НИЗ = \text{const}$ ) представляется в виде зависимости

$$\frac{T_{\infty}}{T_n} = \frac{НИЗ}{НИЗ} = \frac{1}{1 - \gamma_{\infty}} \quad (9.1)$$

В принципе зависимость подтверждается и результатами подсчета промышленного материала по длительно разрабатываемым объектам. Из формулы (1) находим, что

$$T_{\infty} = T_n \left( \frac{1}{1 - \gamma_{\infty}} \right) \quad (9.2)$$

Зная  $T_n$  и  $\gamma_{\infty}$ , нетрудно определить  $T_{\infty}$ , а зная  $T_{\infty}$  и  $\gamma_{\infty}$  —  $T_n$ .

Сложность заключается в том, что, для того чтобы воспользоваться зависимостями (9.1) и (9.2), необходимо точно знать текущую и накопленную добычу нефти и, что очень важно, начальные извлекаемые запасы. Определение НИЗ представляет большие трудности. Запасы нефти, особенно на ранних стадиях проектирования, определяют, как известно, с большими погрешностями, к тому же периодически их приходится уточнять — соответственно изменяются все показатели, входящие в формулы (9.1) и (9.2).

Допустим, удалось достаточно надежно подсчитать запасы нефти по отдельным пластам. Если, однако, эти пласты разрабатываются совместно как один эксплуатационный объект, то возникают большие трудности в распределении добычи нефти по пластам и, следовательно, в определении степени выработанности по ним запасов, т. е. величины  $T'$ .

Отмеченное относится ко всем показателям, входящим в формулы (9.1) и (9.2), но в большей степени — к величине  $\Gamma_{\infty}$ . Этот показатель в

отличие от других изменяется в очень широких пределах, теоретически от 0 до со. Динамика  $T_m$  имеет менее предсказуемый характер, особенно на стадии падающей добычи нефти. По ряду объектов значение  $T_m$  возрастает, по многим другим — уменьшается. Многочисленные примеры динамики показателей  $T_m$ ,  $T_m$  и  $T_m$  представлены в работах ВНИИ-нефти [4, 5, 6].

Особенно сложный вид имеет зависимость  $T_m=f(t)$ , если время  $t$  показано в годах разработки. Не только характер, но и вид кривой  $T_m=f(t)$  в этом случае сильно зависят от темпов разработки залежи, т. е. ДИНАМИКИ добычи нефти. При  $T_m$  порядка 7% в год и выше (на II стадии разработки) кривая  $T_m=f(t)$  приобретает неоднозначность, двум—трем разным  $t$  может соответствовать одно значение  $T_m$ .

Формулы (9.1) и (9.2) позволяют косвенно оценить надежность определения начальных извлекаемых запасов эксплуатационного объекта. Существенное отклонение значения  $T_m/T_m$  от теоретического (см. формулу 9.1) свидетельствует, что начальные извлекаемые запасы нефти подсчитаны с большой погрешностью и нуждаются в уточнении.

Если эксплуатационный объект состоит из нескольких продуктивных пластов, различных по геолого-физической характеристике, то наряду с корректировкой запасов тщательного анализа требует степень выработанное™ НИЗ по каждому из пластов в отдельности. Не исключено, что некоторые из пластов, имеющие ухушенные коллекторские свойства, дренируются слабо или практически не вовлечены в активную разработку. Часть извлекаемых запасов нефти оказывается, таким образом, законсервированной, что также может привести к несоответствию «фактического» значения  $T_m IT_m$  теоретическому.

Кривые (рис. 9.5) наглядно свидетельствуют о сильной зависимости

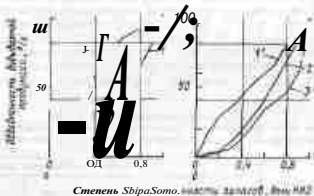


Рис. 9.5. Зависимость обводненности продукции от степени выработанности НИЗ для групп объектов с вязкостью нефти ( $\mu$ , мПа·с): 1, 2, 3 — соответственно 0,4—2,5; 2,5—5,0; 5,0—40,0) и гидропроводности пластов ( $k$ , мкм<sup>2</sup>-м/(мПа·с): 1', 2', 3' — соответственно более 2; 2—4; более 4)

характера и темпа обводнения залежей в процессе разработки от вязкости нефти и гидропроводности пластов. Например, средняя обводненность для трех выделенных по вязкости нефти групп объектов при  $i^1=0,6$  составляет 32; 52 и 80%, а при  $t=0,8$  — соответственно 65, 78 и 89%.

Четко выраженной связи между показателями компенсации отбора жидкости закачкой в продуктивные пласты воды ( $\hat{\alpha}_3$ ) и рассмотренными геолого-физическими признаками объектов (вязкость нефти, гидропроводность пластов) не установлено. Для всех групп объектов объем закачки воды начиная с  $T^1=0,1$  превышает отбор жидкости: показатель превышения отбора над закачкой  $K_3$  колеблется в пределах 1,1—1,5, составляя в среднем около 1,3. Показатель  $K_3$  несколько снижается после выработки примерно 50% начальных извлекаемых запаса



сов. В завершающей стадии разработки (при  $\gamma' = 0,81$ ) коэффициент  $K_3$  в среднем составляет 1,1.

В целом можно констатировать, что для объектов с повышенной вязкостью нефти, относительно низкой гидропроводностью пластов, разработка которых происходит при высокой обводненности продукции и сопровождается отбором больших объемов жидкости, показатель  $K_3$  в стадии падающей добычи нефти несколько ниже, чем для объектов, лучших по своей характеристике. Вопрос о том, является ли указанное относительное уменьшение  $K_3$  оправданным с технологической точки зрения (свидетельствуя о том, что дальнейшее увеличение объемов закачки воды не повышает эффективность процесса) или является просто вынужденной мерой, связанной с возможностями промысла и стремлением к уменьшению энергетических затрат на систему ППД, нуждается в дальнейшем изучении. Ясно одно, общего для всех случаев и условий решения этого вопроса быть не может.

Широкое промышленное внедрение методов заводнения позволяет, как известно, не только разрабатывать залежи высокими темпами, но, главное, достичь относительно высоких коэффициентов извлечения нефти (КИН), в 1,5–2 раза превышающих нефтеотдачу пластов, разрабатываемых на естественных режимах истощения.

### 9.3. Динамика остаточных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну скважину, по длительно разрабатываемым месторождениям

С целью изучения динамики изменений удельных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну действующую скважину, для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки (с забортанностью НИЗ более 0,7), Е. И. Сивинским [1] проанализированы соответствующие показатели по 21 объекту Татарстана и 25 объектам Урало-Поволжья (табл. 9.7 и табл. 9.8). Отдельно представлены и проанализированы аналогичные данные по ряду месторождений Западной Сибири (табл. 9.9). В качестве безразмерного времени принята

Таблица 9.3

Остаточные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну действующую скважину, при разной степени забортанности пластовых извлекаемых запасов по пласту д. Ромашкинского месторождения

Пластов	При степени дуробогатности НИЗ					0,95
	< 0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	
Абрахмановская	89/119	72/99	48/67	31/51		
Мариобашевская	114/141	93/111	68/84	34/51		
Пездэевская	78/98	59/77	38/57			
Южно-Ромашкинская	77/95	64/82	50/68	29/47		
Западн-Ленингорская	51/62	41/50	27/32	18/25		
Зей-Каратайская	47/55	37/44	25/35			
Альметьевская	62/77	44/54	30/44			
Северо-Альметьевская	62/78	49/60	41/49	26/32	17/21	8/10
Березовская	52/66	40/51	29/37	19/25		
Восточно-Сулеевская	51/65	41/53	35/45	22/30		
Альметьевская	55/73	47/63	37/50	26/34		
Ишимовская	60/81	50/69	42/59	31/45	17/28	
Ташляирекская	65/85	53/72	45/61	33/45	22/30	9/14
Алтайская	56/69	47/58	39/48	29/36	16/24	
Харьковская	29/34	24/27	18/20	13/16		
Западнорская	48/60	38/48	31/45			
Высокн-Ленингорская	39/46	30/40	24/30	17/20	11/13	
Куакбашская	35/43	33/41	31/39	21/32		

Примечание: В числителе — остаточные извлекаемые запасы нефти по состоянию на дату забортанности скважины (забортанность — забортанность), в знаменателе — те же же значения по состоянию в соответствующий момент времени, т.е. 0,95.

Остаточные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну действующую скважину (т/скв.), при разной степени выработанности НИЗ для объектов с различными характеристиками нефтяных месторождений Западной Сибири

Объект	Эксплуатационный объект	Масштаб добычи	При степени выработанности НИЗ					
			0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95
Татарстан	До, Дх	21	66/83	53/66	42/54	30/39	19/26	9/12
Башкирская область	Дь Дп, д-у	7	67/82	58/72	48/61	42/54	20,37	19/24
Самарская область	Девон+карбон	12	132/180	114/164	88/131	64/81	38/50	27/34
Волгоградская область	Бобриковский	3	110/120	91/107	78/99	57/69	35/49	21/26
Пермская область	Восточный вид Ткт	3	99/153	88/137	74/117	т/юг	32/42	15/19

Примечание. В таблице — остаточные извлекаемые запасы нефти по отношению к одной действующей (добывающей) скважине; в скобках — запасы нефти по отношению к действующим добывающим скважинам.

Таблица 8.5

Остаточные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину при разной степени выработанности НИЗ для месторождений Западной Сибири

—	Характеристики месторождения	При степени выработанности НИЗ					
		0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95
Самарское месторождение (Юганская часть)	БВ	212/254	147/174	115/137	79/96		
	БВ	110/217	120/174	79/104			
	БВ	UG/HG	in. i/i-W	96-V27	81/106	57/74	21'В
	БВ	IG3/107	123/154	97/123	HO/101	57/74	22/29
	БС	104/114	84/118	78/110	П7/102		
Мегонское месторождение (Юганская часть)	БС	90/130	78/110	72/106	59/83		
	БС	68/96	53/80	48/74	38/54		
Татарстан	БС	87/123	72/103	Б6/87	55/80		
	П	42/53	34/44	27/35			
Трехозерное месторождение	П	29/36	23/29	19/25	14/18	И/15	
	П	35/44	28/36	23/30	14/38	П/15	

Примечание. См. таблицу 9.7.

степень выработанности начальных извлекаемых запасов (НИЗ) — 0,70, 0,75, 0,80 и т. д. Для каждого из этих значений определялась величина остаточных извлекаемых запасов нефти (ОИЗ), приходящихся на одну действующую скважину. В числе действующих учитывались добывающие и нагнетательные скважины.

Анализ приведенных в табл. 9.7—9.9 данных показывает, что по всем месторождениям (эксплуатационным объектам) по мере выработанности НИЗ уменьшаются и остаточные извлекаемые запасы на одну скважину. Однако величины остаточных извлекаемых запасов на одну скважину (ОИЗ/скв.) при одной и той же степени выработанности НИЗ по отдельным месторождениям и регионам далеко не одинаковы. Так, при степени выработанности НИЗ = 0,7 остаточные извлекаемые запасы нефти на одну скважину по девонским пластам месторождений Татарстана и Башкортостана составляет в среднем 66 тыс. т/скв (см. табл. 9.8), по пластам группы БВ<sub>в</sub> Самотлорского, Мегонского и Ваннского месторождений Западной Сибири — в среднем 163 тыс. т/скв

(см. табл. 9.9). При этом следует заметить, что указанные величины ОИЗ/скв. рассчитаны по отношению к общему числу действующих скважин (добывающих+нагнетательных); по отношению только к добывающим скважинам они на 20—30% больше.

По мере вступления залежей в позднюю стадию разработки (с увеличением степени выработанности НИЗ) различия в величинах ОИЗ/скв. по отдельным месторождениям и районам несколько нивелируются, но все же остаются значительными. Например, при степени выработанности НИЗ = 0,90 средние значения ОИЗ/скв. по месторождениям Урало-Поволжья с терригенными коллекторами колеблются от 19 (Татарстан) до 38 тыс. т/скв. (Самарская область). По Ватинскому месторождению при той же степени выработанности НИЗ остаточные извлекаемые запасы на одну скважину составляют 57 тыс. т/скв.

Если исходить из величины ОИЗ/скв. и считать, что при выработанности НИЗ на 90—95% сетки скважин на месторождениях Урало-Поволжья в значительной степени оптимизированы, то для достижения тех же величин ОИЗ/скв. на месторождениях Западной Сибири потребуются пробурить большое число дополнительных скважин. Разумеется, в решении этих вопросов велика роль экономических факторов [7, 8, 9].

Представляет интерес сравнить некоторые показатели состояния нефтяной промышленности США с аналогичными показателями по бывшему СССР. Так, накопленная добыча нефти на одну перебивавшую в эксплуатации скважину по состоянию на 01.01.91 г. по данным В. Н. Щелкачёва (доклад на ЦКР Мннефтепрома) составляла в целом по США — 11,1 тыс. т/скв, по СССР — около 600 тыс. т/скв. Остаточные извлекаемые запасы нефти на одну действующую скважину на ту же дату в США составляли около 6 тыс. т/скв, на месторождениях бывшего СССР — на порядок больше [Ю, 11].

Остаточные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну действующую добывающую скважину по 7 крупнейшим месторождениям США (Восточный Техас, Уилмингтон, Мидуэй Сансет, Керн Ривер, Уоссон, Панхэндр, Белридж Саус), средняя выработанность НИЗ по которым 84,2%, составляют 8—12 тыс. т/скв (цифры разнятся в зависимости от способа расчета средней величины). По отечественным месторождениям с аналогичной степенью выработанности НИЗ величины ОИЗ/скв значительно больше. Так, по 14 площадям Ромашкинского месторождения при степени выработанности НИЗ = 0,85 остаточные извлекаемые запасы на одну скважину колеблются от 13 до 34 тыс. т/скв, составляя в среднем около 26 тыс. т/скв (см. табл. 9.7). По другим районам величины ОИЗ/скв при той же степени выработанности НИЗ еще больше: по месторождениям (с терригенными коллекторами деона и карбона) Урало-Поволжья ОИЗ/скв составляют 30—64 тыс. т/скв (см. табл. 9.8), по пластам групп ЕС и БВ месторождений Западной Сибири — в среднем 70 тыс. т/скв (см. табл. 9.9).

Результаты сопоставления свидетельствуют о существенно более "высокой" эффективности использования эксплуатационного фонда скважин в бывшем СССР по сравнению с США. Это обусловлено двумя "главными" причинами:

- 1) худшей в целом геологопромысловой характеристикой нефтяных месторождений США по сравнению с месторождениями бывшего СССР;

- 2) тем обстоятельством, что практически все крупные месторождения в нашей стране разрабатываются с применением методов заводнения с самого начала ввода их в разработку.

Вместе с тем следует иметь в виду, что относительно высокие (по абсолютной величине и в сравнении с месторождениями США) величины остаточных запасов нефти на одну действующую скважину на месторождениях нашей страны, находящихся на поздней стадии разработки, создают определенную опасность оставления части нефти в непромытых участках продуктивных пластов. Чтобы извлечь эти запасы с возможно более высоким коэффициентом нефтеотдачи, наряду с дру-

гими мероприятиями, несомненно, потребуется бурение дополнительных (уплотняющих) скважин.

Если анализировать динамику величины остаточных извлекаемых запасов, приходящихся на одну скважину не в безразмерном времени (как, например, степени выработанности НИЗ), а по годам разработки, но нетрудно увидеть, что в завершающей стадии разработки темпы уменьшения величины ОИЗ/скв. значительно ниже, чем в предшествующий период. То же в принципе происходит и со средними дебитами скважин по нефти. Большинство добывающих скважин в завершающей стадии разработки работают при высокой обводненности продукции. Прогрессирующее обводнение снижает производительность скважин и в конечном счете является основной причиной выбытия их из эксплуатации. Отключение скважин, в свою очередь, приводит к увеличению остаточных запасов нефти, приходящихся на скважины, которые остаются в эксплуатации.

Таким образом, как сами величины остаточных извлекаемых запасов нефти,<sup>1</sup> так и изменение их во времени, предопределяются двумя противодействующими тенденциями:

- 1) естественным уменьшением ОИЗ в результате их извлечения;
- 2) уменьшением числа работающих скважин вследствие выбытия (отключения) их из-за высокой обводненности продукции или физического износа (имея в виду, что многие скважины, особенно на поздних стадиях разработки, могут находиться в эксплуатации 20—30 лет).

На фоне<sup>1</sup> общей тенденции уменьшения ОИЗ в завершающей стадии разработки по некоторым объектам могут наблюдаться и наблюдаются периоды относительной стабилизации, когда остаточные извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну действующую добывающую скважину, не уменьшаются, а иногда даже и несколько возрастают. Выяснение причин таких отклонений от общей тенденции имеет важное значение. Возможно это обусловлено неблагоприятным положением с разработкой конкретного объекта, что требует принятия соответствующих практических мер по улучшению действующей системы разработки (бурение дополнительных скважин, применение других гидродинамических методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи пластов). Это может указывать также на то, что запроектированные конечные величины  $K_{\text{н}}$  являются завышенными и реально недостижимы.

Величины ОИЗ и ОИЗ/скв в пределе стремятся к нулю, что соответствует достижению конечной нефтеотдачи и полной выработке извлекаемых запасов нефти. Это в свою очередь, должно соответствовать (в пределе) 100%-ой обводненности добываемой продукции. Совместное рассмотрение и анализ двух указанных тенденций (уменьшения ОИЗ/скв и роста обводненности продукции) позволяет более обоснованно подойти к определению технологических и экономических пределов рентабельности разработки конкретного эксплуатационного объекта, уточнить величину конечной нефтеотдачи пластов.

Таким образом, динамика остаточных извлекаемых запасов нефти, приходящихся на одну действующую добывающую скважину, может рассматриваться в качестве одного из важных критериев оценки эффективности действующей системы разработки. Этот критерий может быть использован как для анализа разработки конкретного месторождения, так и для сравнительной оценки эффективности разработки различных объектов.

#### 9.4. Разработка нефтяных месторождений Самарской области на поздней стадии

Обобщение опыта разработки месторождений Самарской области, находящихся в поздней стадии разработки, проводилось К. Б. Ашировым, А. И. Губановым, Б. Ф. Сазоновым, В. И. Колгановым, В. С. Ковалевым, И. Л. Хапиным [12].

Показатель	Месторождения				
	Мухановское	Доломитовое	Саратовское	Саратовское-Самарское	Саратовское-Ильинское
Продуктивный пласт	С <sub>1</sub>		Б <sub>2</sub>	Б + Р	Б <sub>1</sub>
Год открытия	1953	1943	1949	1949	1949
Год окончания промышленной добычи нефти	1957	1949	1955	1953	1952
Средняя нефтенасыщенность, %	19,0	16,6	5,7	5,2	11,3
Средняя пористость, %	20,3	24,4	19,9	25,2	23,9
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1,003	2,500	1,023	1,500— 2,000	1,410
Натриевая нефтезасоленность	0,946	0,94	0,90	6,90	0,88
Начальное пластовое давление, МПа	27,2	11,7	17,6	И,6	11,6
Давление газовой фазы, МПа	4,0	8,2—11,2	6,3	4,3	10,0—
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	841	840	855	877	11,4 854
Объемный коэффициент	1,01	1,25	1,10	1,04	1,21
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,7	1,6	3,3	7,25	2,3
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	37	100—115	32	15	90
Вязкость газовой фазы, мПа·с	1,00	1,57	1,10	1,23	1,57
Вязкость газовой фазы нефти в пласте	3,7	1,0	3,0	5,9	1,5
Плотность газовой фазы, кг/м <sup>3</sup>	1181	1160	170	140	163
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup> в жидкой фазе	20,0	9,0	14,0	5,4	12,2
Плотность скважины на общей площади нефтезасоленности, т/га	44,7	22,5	25,9	8,4	26,2
Теплотный коэффициент нефтезасоленности	—	0,742	0,448	0,456	0,563
Оптический коэффициент нефтезасоленности	0,7	0,79	0,61	0,50	0,60

Подробная геолого-промысловая характеристика 14 нефтяных объектов, по которым имеются наиболее достоверные данные и наибольший опыт разработки в поздней стадии их эксплуатации, приведена в табл. 9.10.

Строение продуктивных пластов по большинству из указанных в табл. 9.10 объектов довольно благоприятно для разработки: пласты в основном непрерывные, прерывистость их невелика, доля линз и полулинз обычно не превышает 10% общего объема пласта. Некоторые объекты разработки являются многопластовыми.

Коллекторами нефти 12 пластов являются песчаники, в основном с невысокой пористостью и высокой проницаемостью, на двух объектах (пласт А4 и Кг + Кп на Покровском и Яблоневском месторождениях) коллектор представлен известняками. В отличие от остальных объектов пласт К<sub>1</sub> + К<sub>п</sub> Яблоневского месторождения характеризуется низкой проницаемостью, не превышающей 0,02—0,026 мкм<sup>2</sup>.

Вязкость нефти в пластовых условиях по объектам изменяется в широких пределах — от 0,55 мПа·с до 31,7 мПа·с (см. табл. 9.10). Нефтяные залежи имеют типичные для платформы обширные водонефтяные зоны, которые занимали 30—50%, а по некоторым — до 100% площади нефтеносности (пласт С<sub>1</sub> Мухановского месторождения).

Большинство залежей сравнительно невелики по своим размерам. Исключение составляет залежь пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения, являющаяся одной из крупнейших в Самарской области.

Одним из важнейших условий повышения добычи нефти является наиболее полное использование геологических запасов. Поэтому изучение опыта разработки залежей нефти, приуроченных к неоднородным терригенным карбонатным коллекторам, находящимся на конечной ста-

Среднее глубина	Среднее плотность	Среднее температура	Густота	Среднее давление	Среднее температура	Яблонный Парк	Дер. лес	Среднее
1937 1941	1944 1950	1956 1959	1944 1947	1944 1947	1950 1957	1944 1947	1956 1961	1944 1957
B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	B <sub>3</sub>	B <sub>4</sub>	B <sub>5</sub>	A <sub>1</sub>	Д	Д <sub>1</sub>	K <sub>1</sub> + K <sub>11</sub>
4,7	6,9	17,0	5,6	8,8	6,2	25,3	5,5	2,0— 7,1
24,3	21,4	22,0	24,1	24,7	23,0	23,0	17,8	15,4— 20,7
1,560	1,050	2,000	1,300	2,170	1,065	1,450	0,250	0,02— 0,026
0,90	0,85	0,95	0,90	0,85	0,90	0,87	0,90	0,84— 0,87
10,9 0,8	17,5 4,5	17,4 5,4	11,1 0,8	11,0 1,3	И,7 5,6	16,0 1,9	— 12,5	5,8 4,3
855	849	847	858	861	857	862	853	852
1,00 31,7	1,064	1,005 3,2	1,00 27,3	1,004 26,5	1,14 1,3	1,095 1,8	1,20 0,53	1,12 3,0
3 1,23 25,8	27,6 1,30 31,2	40,8 1,28 25,0	3 1,20 22,9	0 1,45 11,4	0 1,00 1,8	1,1 1,25 4,2	30 1,00 0,55	3 — —
3,5— 10,6 7,1 12,4	30,1 33,4	1171 20,0	1116 11,4	1168 11,7	1140 10,6	1774 0,4	1780 —	1120 3,5 7,8
0,468 0,453	0,547 0,51	0,533 0,55	0,76 0,77	0,552 0,50	0,478 0,57	0,637 0,60	0,580 0,70	0,377 0,500

дни разработки, имеет исключительно важное практическое значение. Полученные в результате исследований данные позволяют изыскать наиболее целесообразные пути совершенствования систем разработки, добываться максимального извлечения нефти из недр при оптимальных капитальных вложениях и эксплуатационных затратах.

Залежи массивного типа приурочены к пластам с карбонатными коллекторами. Для них характерны частичная или полная запечатанность в подошвенной части, отсутствие связи с водонапорной системой и, как следствие, режим растворенного газа. Нефти рассматриваемых залежей значительно отличаются по вязкости, которая в пластовых условиях изменяется в широких пределах. Достаточно привести такие данные: по пласту B<sub>2</sub> Сызранского месторождения вязкость нефти равна 31,7 мПа·с, по пласту Д1 Дерюжевского месторождения — 0,55 мПа·с и по пласту A<sub>1</sub> Якушкинского месторождения — 27 мПа·с [13].

В значительных пределах изменяются величины газового фактора и давления насыщения. Различна и плотность сетки скважин, что, пожалуй, характеризует не только физико-литологические особенности продуктивных горизонтов, но и время их разбуривания. Значительно (от 2 до 8 лет) изменяются показатели времени выхода на максимальную добычу от начала разработки. Изменяется и длительность периода сохранения максимальных отборов (от 2 до 6 лет). Причем по семи залежам она не превышает 2 лет, по трем — 5 лет и по двум — пласту С1 Мухомовского и пластам Б1 и Би Карлово-Сытовского месторождения — 6 лет при темпе отбора нефти соответственно 5,8 и 9,6% начальных извлекаемых запасов. Значительно колеблется и длительность безводных периодов разработки, причем определяющим показателем здесь является метод разработки: при естественном водонапорном режиме или

с искусственным поддержанием пластового давления. По первой группе залежей длительность безводной добычи составляла от 1 до 6 лет, по второй группе — от 2 до 5 лет. Наибольшее количество безводной добычи — 31% суммарной — было получено при разработке залежи пласта Бг Красноярского месторождения, обладающего активным водонапорным режимом. По 4 залежам, разрабатываемым без поддержания пластового давления, вода извлекалась вместе с нефтью в первый же год.

Большим разнообразием отличаются параметры разработки пластов по таким показателям, как темп отбора нефти, динамика обводненности продукции, величина выработанных запасов, объемы извлекаемой жидкости (величина водонефтяного фактора). Особенно различаются величины водонефтяного фактора. Из рассматриваемых 14 залежей 10 работают с обводненностью, превышающей 80%. Причем пласт Бг Сызранского месторождения находится в промышленной разработке в течение 36 лет, месторождение Яблоневый Овраг — 35 лет, месторождение Зольный Овраг — 29 лет.

Водонефтяной фактор на конечной стадии разработки изменяется от 0,9 до 43,12 м<sup>3</sup>/т.

Темпы отбора начальных извлекаемых запасов нефти изменяются от 5 до 7% в год, причем по трем месторождениям максимальный темп превысил 10%, а по шести — 8%.

За безводный период разработки по пластам с естественным водонапорным режимом извлечено от 3,4 до 31% суммарной добычи нефти. По залежам, разрабатываемым с поддержанием пластового давления, отношение добычи нефти за безводный период к суммарному отбору варьирует в пределах 5,8—11,2%.

Из числа рассматриваемых объектов восемь разрабатываются в условиях естественного водонапорного режима, разработка двух (пласты А4 и Бг Покровского месторождения) проводится с применением искусственного заводнения, на двух (пласт Б<sub>2</sub> на Зольненском и Стрельненском месторождениях) законурное заводнение проводилось только в основной период разработки и по одному объекту (пласты К<sub>1</sub> + К<sub>п</sub> Яблоневского месторождения) заводнение было начато после разработки на режиме растворенного газа. В пласт Б<sub>2</sub> Стрельненского месторождения в последние годы начали сбрасывать сточные воды через обводнившиеся добывающие скважины.

Плотность сетки, добывающих скважин по объектам изменяется в широких пределах. По площади зоны эксплуатации на одну скважину приходится от 3,5 до 20 га, по общей площади нефтеносности залежей — от 7,1 до 73,4 га (см. табл. 9.10) [14, 15].

Разработка залежей по темпам разбуривания, отбору жидкости, добыче нефти, динамике обводнения и другим технологическим показателям отличается большим разнообразием. Для того, чтобы можно было сопоставить разработку различных объектов, в качестве критерия сравнительного анализа была принята выработанность начальных извлекаемых запасов нефти.

Наращивание фонда скважин (разбуривание объектов) на месторождениях продолжалось вплоть до момента выработки примерно 30% начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ).

Извлечение нефти от 30 до 70% НИЗ происходило примерно в условиях стабильного фонда скважин, близкого к максимальному количеству пробуренных добывающих скважин. После выработки 70% запасов намечается тенденция снижения фонда скважин (вывод их из эксплуатации).

В среднем фонд скважин по объектам в зависимости от степени выработанности запасов менялся следующим образом (табл. 9.11).

По отдельным объектам наблюдается значительное отклонение от средних показателей.

Например, разработка пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения и ме-

Таблица 3.77

Степень выработки фонда скважин, %	Фонд добывающих скважин, % первоначального количества	Количество скважин
10	55	14
20	81	14
30	91	14
40	91	14
50	92	14
60	90	14
70	84	9
80	70	7
90	59	6

сторождения Яблонувый Овраг отличалась крайне медленными темпами разбуривания, число скважин по ним достигло максимальной величины к моменту 50—60%-ой выработанное™ пласта. Обычно при такой выработке начинается устойчивое сокращение фонда добывающих скважин. По нефтяной залежи пласта А4 Покровского месторождения сокращение фонда скважин наблюдалось уже при выработке свыше 35% запасов. По нефтяным залежам пластов Бг Сызранского, Гусинского месторождений и месторождения Яблонувый Овраг, пласта #i Дерюжевского месторождения фонд скважин в 90—100% максимального сохранялся даже при степени выработанное™ 70—80% начальных извлекаемых запасов.

На конечной стадии разработки при степени выработанное™ 90% НИЗ обычно в действующем эксплуатационном фонде остается 50—60% максимального количества скважин.

Одновременно с изменением в процессе разработки числа действующих добывающих скважин изменяется и величина текущих извлекаемых запасов, приходящихся на одну добывающую скважину. Эта величина зависит от плотности сетки скважин, фонда действующих добывающих скважин и степени выработанное™ запасов нефти. В начальной стадии разработки нефтяного пласта наблюдается быстрое снижение запасов, приходящихся на одну скважину, вследствие быстрого роста фонда добывающих скважин по мере разбуривания месторождения.

В дальнейшем уменьшение запасов, приходящихся на одну скважину, происходит более медленно, в основном, за счет выработки запасов нефтяного пласта. На поздней стадии разработки, уменьшение удельных запасов происходит еще медленнее в связи с тем, что начинает сокращаться и фонд добывающих скважин.

Поэтому изредка наблюдаются случаи, когда вследствие большого сокращения фонда скважин, запасы нефти, приходящиеся на одну скважину, на какой-то период даже могут возрастать.

Динамика отбора жидкости по продуктивным пластам в зависимости от степени выработанное™ по ним запасов нефти представлена довольно разнообразно. В интервале степени выработанности запасов от 10 до 50% темп отбора жидкости по разным пластам поддерживался в основном в пределах от 5 до 15% НИЗ. После извлечения 50% запасов по пластам с маловязкими нефтями (пласт Б<sub>2</sub> Зольненского и Стрельненского месторождений, пласты А<sub>2</sub> и Б<sub>2</sub> Покровского месторождения) темп отбора жидкости оставался на прежнем уровне или даже уменьшался по мере истощения запасов нефти, тогда как по залежам с повышенной вязкостью нефти (пласт Б<sub>2</sub> Сызранского и Губинского месторождений, пласты Б<sub>2</sub> и Д Яблонувый Оврага) после выработки 50% запасов темп отбора жидкости резко увеличился, достигнув по отдельным объектам 50—60% объема начальных извлекаемых запасов (пласт Б<sub>2</sub> Губинского месторождения и Яблонувый Оврага).



На Губнинском месторождении повышение темпа отбора жидкости началось с момента достижения 30%-ой выработки запасов нефти.

В среднем по продуктивным пластам, как показано в табл. 9.12 темп отбора жидкости до момента извлечения 50% запасов поддерживался на уровне 8,3—10,2%, после чего темп добычи жидкости по залежам с маловязкими нефтями снизился до 7,0—8,1%, а по залежам с высоковязкими нефтями составлял на разных этапах разработки от 19,1 до 36,2%.

Таблица 9.12

Степень выработки запасов нефти, %	Темп отбора жидкости, % (время, прошедшее с момента извлечения 50% запасов нефти)		
	до момента извлечения 50% НИЗ	после извлечения 50% НИЗ	
		на залежах с маловязкими нефтями	на залежах с высоковязкими нефтями
10	5,8/14	—	—
20	8,3/14	—	—
30	9,9/14	—	—
40	10,2/13	—	—
50	9,8/13	—	—
60	—	7,6/8	19,1/5
70	—	7,0/4	27,8/5
80	—	7,0/2	36,2/4
90	—	8,1/2	21,4/4

\* В числителе — темп отбора, в знаменателе — время отбора жидкости.

Одним из факторов, обеспечивших возможность осуществления таких высоких темпов отбора жидкости на поздней стадии разработки, является то обстоятельство, что благодаря наличию эксплуатационных колонн диаметром 152 мм оказалось возможным использовать имеющиеся высокопроизводительные электроцентробежные насосы.

Динамика одного из наиболее важных показателей разработки нефтяных месторождений — темпа добычи нефти по рассматриваемым объектам — на сводном графике более упорядочена, но достаточно разнообразна.

В среднем по объектам темп добычи на различных этапах разработки характеризуется следующими значениями (табл. 9.13).

Таблица 9.13

Степень выработки запасов нефти, %	Темп отбора жидкости, % (время, прошедшее с момента извлечения 50% запасов нефти)	Количество объектов
10	8,6	14
20	8,6	14
30	7,8	14
40	7,2	14
50	8,0	14
60	8,1	13
70	7,6	9
80	4,1	7
90	1,8	6
100	1,0	3

Из данных, приведенных в табл. 9.13 видно, что максимальный темп извлечения запасов нефти, составляющих в среднем 7,8% начальных извлекаемых запасов, приходится на стадию 30%-ой выработки запасов. Начиная с этого момента наблюдается устойчивое и до 80%-ой

выработанности сравнительно не резкое снижение темпа добычи. На поздней стадии разработки после извлечения 80% запасов темп добычи нефти резко снижается до 1—2%.

**Закономерности обводнения продукции и количество попутно добываемой воды.** Одной из форм изображения особенностей разработки нефтяных пластов в безводный и водные периоды и закономерностей обводнения добываемой нефти являются характеристики вытеснения, представляющие собой зависимость между текущей нефтеотдачей и объемом внедрившейся в продуктивный пласт воды, выраженным в объемах пор нефтенасыщенной части пласта (Упор), и кривые зависимости содержания нефти в продукции ( $V_{\text{нр}}$  от  $V_{\text{вод}}$ ).

Расход рабочего агента (воды) на процесс вытеснения для различных пластов весьма различен, причем он четко зависит от величины соотношения вязкостей нефти и воды. При малом значении величины  $V_{\text{нр}} = |WNB$  нефтяные пласты имеют длительный безводный период разработки, а в водный период высокое значение нефтеотдачи достигается за счет прокачки небольшого количества воды. При высоких значениях  $V_{\text{нр}}$ , наоборот, процесс вытеснения сопровождается большим расходом рабочего агента.

В поздней стадии разработки нефтяных пластов характеристики вытеснения асимптотически приближаются к линии, параллельной оси абсцисс и соответствующей значению коэффициента вытеснения для данного пласта. На конечной стадии разработки степень увеличения коэффициента нефтеотдачи при извлечении дополнительных объемов жидкости становится небольшой.

В тесной связи с параметром  $\beta_0$  находится динамика обводнения добываемой продукции. По залежам с высоковязкими нефтями снижение доли нефти в продукции начинается на ранней стадии разработки при внедрении в продуктивный пласт воды в количестве 0,1—0,2 объема пор.

С уменьшением параметра  $\beta_0$  интенсивное обводнение добываемой продукции имело место лишь после внедрения воды в пласт в количестве до 0,5—0,6 объема пор.

Богатый опыт разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, накопленный в Самарской области, а также результаты проектирования разработки ряда месторождений в других регионах позволяют сделать ряд принципиальных выводов о характеристике и принципах разработки месторождений в поздней стадии.

Б табл. 9.14 дана характеристика различных этапов разработки

Г\*Р\*

Таблица 9.14

Наименование месторождения	1	Is	1	Is	tip.	1	1	1
Мухановское, пласт d: на дату исслед. на момент отбора 50%*	=	0,678	0,304 0,2	0,525 0,43!	№,4	0,6	56,5 35,0	15,0 12,0
на весь период разработки	100	0,7	5,3	3,16	84,0	0,975	—	65,0
Покровское, пласт B <sub>2</sub> : на дату исслед.	75,6	(MIS	0,865	0,57	46,3	0,57	—	18,0
на момент отбора 50%*	49,3	0,57	0,317	—	24,0	0,72	—	13,0
за весь период разраб.	100	0,57	3,55	2,6i	78,0	0,87	—	42,0
Покровское, пласт A <sub>1</sub> : на дату исслед.	88,6	0,47S	0,604	0,64	37,6	0,61	82,6	18,0
на момент отбора 50%*	48,4	0,113	0,1-7	—	13,6	0,411	30,4	12,0
за весь период разраб.	100	0,57	2,72	1,82	—	0,88	95,4	34,0
Белозерское, пласт B <sub>1</sub>								

Наименование месторождения	Средняя температура, °С	Коэффициент вязкости	Плотность нефти (г/см <sup>3</sup> )	Средняя вязкость нефти, Па·с	Средняя вязкость нефти в скважине, Па·с	Коэффициент фильтрации, м/сут	Температура пласта в скважине, °С	Средняя температура пласта, °С
на дату исследований	53,3	0,287	0,970	0,437	—	0,403	51,0	9,0
на момент отбора 50%*	51,8	0,214	0,972	0,372	24,0	0,206	49,2	8,0
за весь период разраб.	100	0,61	1,24	1,25	—	0,85	—	33,0
Красноярское, пласт Б:								
на дату исследований	40,0	0,338	0,994	0,310	—	0,353	61,2	11,0
на момент отбора FWb*	32,0	0,328	0,983	0,31	18,2	0,40	30,8	7,0
за весь период разраб.	100	0,61	2,44	1,64	—	0,40	—	24,0
Яблонувый Овраг, пласт В:								
на дату исследований	34,3	0,632	1,2	4,21	89,3	0,411	—	30,0
на момент отбора 50%*	45,8	0,395	0,990	0,347	30,0	0,422	—	11,0
за весь период разраб.	100	0,69	9,2	—	80,0	0,43	—	—
Яблонувый Овраг, пласт Д:								
на дату исследований	68,0	0,637	1,72	1,81	73,0	0,886	35,3	24,0
на момент отбора 50%*	50,5	0,332	0,915	0,42	29,4	0,474	28,0	9,0
за весь период разраб.	100	0,36	9,8	4,2	82,5	0,943	—	—
Зольненское, пласт Б:								
на дату исследований	34,0	0,47	0,938	1,0	49,0	0,878	84,5	25,0
на момент отбора 50%*	40,0	0,33	0,957	0,34	3,1	К-Пн	9,18	10,0
за весь период разраб.	100	0,73	1,8	1,43	64,3	0,302	99,2	34,0
Ждран-Салтыковское:								
на дату исследований	81,0	0,433	1,28	1,08	88,5	0,56	61,0	18,0
на момент отбора 50%*	41,0	0,385	0,79	0,443	49,0	0,327	65,3	11,0
за весь период разраб.	—	0,58	—	—	—	—	—	—
Стрельненское, пласт Б:								
на дату исследований	63,0	0,663	1,053	0,98	51,5	0,388	81,0	19,0
на момент отбора 50%*	39,5	0,333	0,973	0,37	14,8	0,456	16,0	9,0
за весь период разраб.	100	0,6	2,1	—	68,0	0,622	—	—
Губинское, пласт Б:								
на дату исследований	88,2	0,76	1,41	3,85	89,5	0,684	—	25,0
на момент отбора 50%*	34,0	0,27	0,2	0,52	34,0	0,37	29,5	12,0
за весь период разраб.	100	0,77	0,46	3,55	89,0	0,684	—	24,0
Болотинское, пласт А:								
на дату исследований	64,0	0,357	0,2	0,227	10,0	—	60,2	22,0
на момент отбора 50%*	60,5	0,157	0,029	0,198	3,8	—	18,2	18,0
за весь период разраб.	100	0,350	1,20	0,78	—	—	35,8	17,0

\* На момент отбора.

рассмотренных месторождений, на рис. 9.6 — в зависимости от степени выработки пласта, а на рис. 9.7 — в зависимости от времени разработки.

Для достижения максимальной экономически выгодной нефтеотдачи вместе с нефтью попутно извлекаются большие объемы пластовой воды. Это положение хорошо известно. Оно доказано теоретически и хорошо иллюстрируется примером разработки старых месторождений (Яблонувый Овраг, Зольненское, Покровское). В некоторых работах оспаривается это положение. Доказывается, что путем изоляции обводнявшихся интервалов пласта в скважинах можно уменьшить содержание попутной воды в добываемой жидкости. Следует заметить, что уменьшение обводненности связано с устранением из разработок неполностью выработанных пропластков, что ведет к уменьшению нефтеотдачи пласта.

Если же допустить возможность приобщения этих пропластков на завершающей стадии, то суммарное количество добываемой попутной воды не будет меньше.

Относительное количество добываемой воды зависит главным образом от соотношения вязкости воды и нефти, а также от геологического

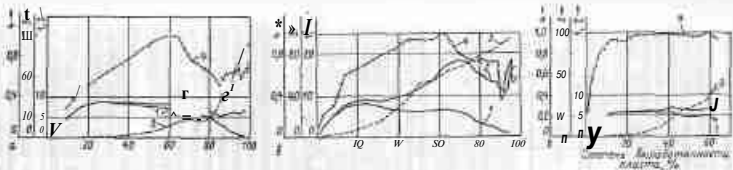


Рис. 10. Динамика показателей разработки и эксплуатации скважин в скважинной системе нефтяного месторождения Б. Зольное (1), Д. Яблонового (2), Яблонового (3), С. Мулянского (4) месторождений: 1, 2 — темп добычи углеводородов нефтяной скважины, 3, 4 (100) — относительная эффективность разработки скважины, 5 — число скважин, 60% эксплуатационной добычи нефти

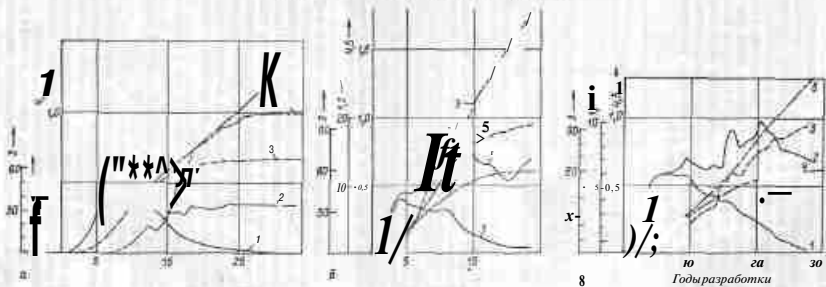


Рис. 11. Динамика показателей разработки скважин нефтяных пластов Б. Зольное (1), Д. Яблонового (2), Яблонового (3), С. Мулянского (4) месторождений: 1, 2 — темп добычи углеводородов нефтяной скважины, 3, 4 (100) — относительная эффективность разработки скважины, 5 — число скважин, 60% эксплуатационной добычи нефти

строения продуктивного пласта, неоднородности коллекторских свойств, слоистости.

Абсолютное значение проницаемости также влияет на конечный коэффициент нефтеотдачи, предел рентабельности добычи нефти и попутной воды при низких дебитах скважин достигается при меньших суммарных объемах добытой жидкости.

Как показывает опыт, достижение высокой нефтеотдачи возможно при извлечении вместе с нефтью, даже при благоприятном соотношении вязкости нефти и воды ( $\rho_0=1-5$ ), не менее одного объема пластовой воды. При худшем соотношении вязкостей извлекается 3-6 объемов воды, а в некоторых случаях оказывается рентабельным извлекать до восьми объемов воды (Сосновское месторождение, пласты Аз и А<sub>2</sub>,  $\chi_0=-48$ ,  $\rho=0,466$ ) — рис. 9.8.

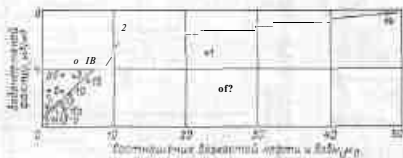


Рис. 9.8. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от отношения вязкостей нефти и воды для различных месторождений и пластов: 1 — Губинское месторождение, пласт Б<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,6$ ); 2 — Яблонювы Овраг, пласт Д ( $\rho_0=0,66$ ); 3 — Яблонювы Овраг, пласт Д ( $\rho_0=0,66$ ); 4 — Золотой Овраг, пласт Б ( $\rho_0=0,65$ ); 5 — Золотой Овраг, пласт Б ( $\rho_0=0,67$ ); 6 — Покровское месторождение, пласт Б ( $\rho_0=0,6$ ); 7 — Пикронское месторождение, пласт А<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,6$ ); 8 — Мучаптыковский месторождение, пласт С<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,63$  и  $0,7$ ); 9 — Яблонюво м.ч. — торфяной, кушур ( $\rho_0=0,38$ ); 10, 17 — Мухоморовское месторождение, пласт В<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,62$ ) и III объект ( $\rho_0=0,61$ ); 12 — Белозерское месторождение, пласт Б ( $\rho_0=0,61$ ); 13 — Крапвогурское месторождение, пласт Б<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,62$ ); 14 — Сосновское месторождение, пласты А<sub>1</sub> и А<sub>2</sub> ( $\rho_0=0,466$ ); 15 — Султангулово-Западное месторождение, пласт Б<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,5$ ); 16 — Султангулово-Западное месторождение, пласт Д, СРЯ-6,55; 17 — Султангулово-Западное месторождение, пласт Б<sub>1</sub> ( $\rho_0=0,55$ ).

Для планирования добычи нефти нефтедобывающая промышленность должна быть обеспечена запасами нефти высоких категорий (А+В). Считается нормальным, если средняя обеспеченность по стране превышает годовую добычу в 25 раз. Некоторые исследователи считают возможным иметь более низкую обеспеченность запасами высоких категорий, но более высокую при учете запасов всех категорий (А+В+С<sub>1</sub>). Из этих соображений целесообразно средний темп добычи нефти в год поддерживать на уровне 4% запасов высоких категорий. Следовательно желательно, чтобы срок разработки отдельных пластов и месторождений составлял 20-30 лет.

Если принять условно 25 лет с момента промышленной разработки за разделительную черту во времени, то можно лучше оценить эффективность запасов и производительность пласта, зависящие от физических свойств коллекторов и свойств нефти.

В табл. 9.15 приводятся показатели добычи за 25 лет для продуктивных пластов с различными физическими свойствами коллекторов и различным соотношением вязкостей нефти и воды.

Система разработки нефтяного месторождения должна оцениваться не только с точки зрения достижения максимальной конечной нефтеотдачи. Срок и продолжительность завершающей стадии разработки имеют большое экономическое значение.

Сроки разработки, конечно, зависят и от проницаемости коллекторов, и от соотношения вязкостей жидкостей. Из приведенных в табл. 9.15 данных видно, что продуктивные пласты с хорошей проницаемостью

Таблица 9.15

Месторождение	Выработка нефти, млн т		Выработка в % к изв.	Проницаемость, мД	Соотношение выработки к запасам, %
	в год	за 25 лет			
Зольненское, Б <sub>2</sub>	0,67	0,65	97	2,340	1,3
Покровское, Б <sub>2</sub>	0,61	0,53	87	1,065	1,3
Мухайовское, III объект	0,61	0,49	80	0,03—0,19	0,6—2,3
Мухайовское, С <sub>1</sub>	0,61	0,61	100	0,930	3,7
Питривское, II объект	0,60	0,485	80	1,023	3
Мухайовское, II объект	0,62	0,49	79	0,035—0,46	3—5,8
Яблонный Овраг Д (24 года)	0,62	0,62	100	1,450	4,5
Яблонный Овраг П <sub>2</sub>	0,62	0,584	94	2,170	11,4
Губинское, Б <sub>2</sub> (24 года)	0,5	0,5	100	1,300	22,9

Примечание. По Мухайовскому и Питривскому месторождениям выработка за 25 лет — расчетная.

пород (Зольненское — пласт В<sub>ij</sub> Яблонный Овраг — пласты Б<sub>3</sub>, Д, Губинское — пласт Б<sub>2</sub>) за 25 лет будут выработаны почти полностью. Другие пласты с несколько худшими коллекторскими свойствами разрабатываются также удовлетворительно: за 25 лет будет добыто более 80% извлекаемых запасов.

Могут возникнуть возражения, что такими высокими темпами целесообразно разрабатывать небольшие и средние по размерам пласты. Однако современные методы разработки месторождений позволяют разделять продуктивные пласты на блоки любых размеров. И если средний темп разработки крупного месторождения составляет 3—4% в год, то отдельные блоки экономически целесообразно разрабатывать в начальной стадии более высокими темпами.

Как уже отмечалось, даже при благоприятном соотношении вязкости нефти и воды, равном единице ( $\mu_o = 1$ ), для достижения высокой рентабельности нефтеотдача требуется извлечь вместе с нефтью (пласт Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения) один объем воды.

При среднем темпе добычи жидкости 8% в год продуктивный пласт может быть разработан за 25 лет. Примером такой разработки может служить залежь нефти пласта Б<sub>2</sub> Зольненского месторождения (см. рис. 9.7, а). После начала пробной эксплуатации потребовалось шесть лет для достижения максимального уровня добычи — более 8% в год. Такой длительный период связан с особыми трудностями бурения скважин и обустройства промысла в гористой местности.

На Зольненском месторождении в течение восьми лет добыча нефти поддерживалась на уровне более 6% в год. Добыча жидкости более 7% в год поддерживалась около девяти лет. Небольшое снижение добычи жидкости допускалось в связи с ликвидацией краевых обводнившихся скважин.

Благодаря хорошим коллекторским свойствам пласта достигнута высокая нефтеотдача. Основные запасы извлечены за срок около 25 лет, общий срок разработки с начала пробной эксплуатации — 34 года.

Пласт Б<sub>2</sub> месторождения Яблонный Овраг, сложенный песчаниками высокой проницаемости, разработан также высокими темпами — общий срок разработки составляет 30 лет.

В течение 12 лет уровень добычи нефти в год превышал 5% извлекаемых запасов. В продолжение относительно короткого периода — двух лет — темп добычи нефти достигал 9% в год, при этом темп добычи жидкости поднимался до 14%.

Сохранение относительно высокого темпа добычи нефти было возможно благодаря увеличению темпа добычи жидкости (форсирован-

ному режиму эксплуатации). Форсирование добычи проводилось ступенями. Это не привело ни к уменьшению обводненности продукции, ни к повышению роста обводненности. В порядке опыта на год прекращалась добыча нефти, останавливались все скважины. После остановки обводненность продукции осталась почти без изменения. Некоторое уменьшение обводненности можно отнести за счет прекращения эксплуатации сильно обводнившихся скважин. Средняя обводненность в это время составляла 95%. Завершение эксплуатации проводится при очень высоком темпе добычи жидкости и высоких дебитах скважин, что позволило достичь высокой нефтеотдачи (62%). Дебиты скважин равны 300—350 м<sup>3</sup>/сут. Средний темп добычи жидкости составит 28% объема пор пласта.

Заслуживает внимания опыт разработки пласта Д месторождения Яблонувый Овраг (см. рис. 9.6, б и 9.7, б).

Максимальный уровень добычи нефти (8%) сохранился недолго, но выше 6% в год добыча держалась девять лет. Это оказалось возможным при доведении годового уровня добычи жидкости до 18,7%. Затем, по мере прекращения эксплуатации обводнявшихся скважин, темп добычи жидкости снижался до 11,0%. Завершающая стадия проводится при форсированном отборе жидкости из скважин; средний темп добычи жидкости в год составляет 13% объема запасов. За 25 лет разработка залежи будет практически завершена. Средний темп добычи жидкости составит 12% в год.

Рассмотрим особенности разработки залежи пласта Б<sub>2</sub> Губинского месторождения с высокой вязкостью нефти ( $\mu_{10}=23$ ). Пласт сложен песчаниками с высокой проницаемостью—13 мкм<sup>2</sup> и полностью разработан за 24 года. Суммарный водонефтяной фактор в пересчете на пластовые условия равен 6,7. Средний темп добычи жидкости составляет 32%, нефти — 4,2% в год. Залежь разрабатывалась при форсированном режиме. В течение 11 лет годовая добыча нефти превышала 5%, максимальная добыча нефти — 12%, но была кратковременной. Опыт разработки нефтяного Гусинского месторождения подтверждает возможность достижения высокой нефтеотдачи (50%) на месторождениях с высоковязкой нефтью в короткие сроки.

- Показателен процесс разработки крупной залежи пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения (см. рис. 9.6, в и 9.7, е). Длительное время залежь разрабатывалась с высоким темпом (около 6%).

Среднегодовой темп добычи жидкости по мере нарастания обводненности повышался и достигал 9% в год. Если исключить первые три года, то за 25 лет разработки суммарный водонефтяной объемный фактор будет равен 1,07. Средний темп отбора жидкости составит 8% в год.

Высокими темпами разрабатываются залежи пласта Б<sub>3</sub> Стрельненского, Покровского, Карлово-Сытовского месторождений, пласта А4 Покровского месторождения, сложенного известняками (рис. 9.9 и табл. 9.15).

Как показывает опыт разработки месторождений Самарской области, высокие темпы добычи в безводный период не оказывают вредного влияния на технологические показатели в целом. Высокие темпы добычи в период значительной обводненности жидкости позволяют сократить сроки разработки, улучшают экономические показатели и, как следствие этого, позволяют получить высокую нефтеотдачу.

В период безводной или малообводненной добычи извлекается большая часть запасов нефти. Продолжительность этого периода — 10—15 лет.

Продолжительность периода добычи обводненной нефти варьирует в широких пределах и составляет 15—50 и более лет в зависимости от физико-химических свойств нефти, проницаемости пластов и системы разработки.

Поскольку вместе с нефтью добывают 1—2 и более объемов воды,

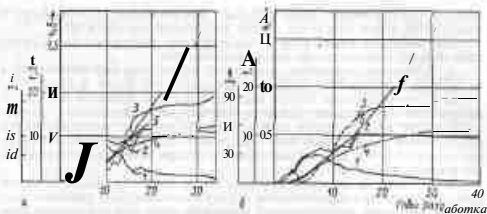


Рис. 9.9. Динамика показателей разработки залежей нефти пластов  $A_1$  (а) и  $B_2$  (б) Покровского месторождения: 1 — темп отбора нефти, жидкости, % НИЗ; 2 — обводненность в пластовых условиях, %; 3 — текущая нефтеотдача, доли единицы; 4 — индикаторный отбор жидкости,  $V_{\text{инд}}$ ; 5 — индикаторный отбор нефти,  $V_{\text{инд}}$

темпа добычи жидкости на стадии обводненности экономически целесообразно поддерживать на уровне не ниже 8% в год, а в некоторых случаях, в зависимости от конкретной обстановки и выше.

При разработке нефтяных месторождений Самарской области, даже имеющих активный естественный водонапорный режим, установлена значительная эффективность организации внутриконтурного заводнения на поздней стадии разработки.

Начало заводнения связано прежде всего с необходимостью сброса попутных пластовых вод обратно в пласт.

Очаговое заводнение попутной пластовой водой осуществляется на Карлово-Сытовском (пласт  $B^1 B_1$ ), Сызранском и Стрельненском (пласт  $B_2$ ) месторождениях.

Благодаря заводнению удалось существенно увеличить отбор нефти и жидкости на этих месторождениях. Удастся увеличить и конечный коэффициент нефтеотдачи пласта за счет изменения кинематики фильтрационных потоков и ввода в разработку зон, ранее не дренируемых.

Изучение месторождений Самарской области, находящихся продолжительное время в разработке, показало, что фактические данные разработки обычно отличались от проектных.

Отличие фактической и проектной динамики обводнения продуктивного пласта являлось следствием целого ряда причин, основными из которых являются следующие:

- 1) недостаточная точность определения запасов нефти на стадии составления проекта (или технологической схемы разработки);
- 2) отличие фактической динамики отбора нефти (жидкости) от проектной;
- 3) отличие условий эксплуатации скважин от проектных;
- 4) несовершенство используемой методики расчета процесса заводнения и нефтеотдачи.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что довольно часто представления о геологическом строении продуктивных пластов, о величине запасов нефти существенно изменяются в процессе разбуривания и разработки.

Из-за различных обстоятельств величина отбора нефти (жидкости) за определенный период времени может не соответствовать проектной (более медленный темп разбуривания и обустройства месторождения и др.).

При составлении проектов доработки нефтяных месторождений особый интерес представляет оценка влияния последнего (четвертого) фактора, так как данные о геологическом строении пластов и величине



запасов нефти к этому времени бывают обычно более достоверными и надежными, чем в начальной стадии разработки месторождения.

На основании опыта разработки нефтяных месторождений Самарской области можно сделать следующие выводы.

1. Техничко-экономические показатели разработки нефтяного пласта во многом определяются соотношением вязкостей нефти и воды.

2. Изменение темпа отбора жидкости в очень большом диапазоне практически не оказывает никакого влияния на характеристику вытеснения нефти водой. Однако вследствие того, что при высоких отборах экономически рационально эксплуатировать скважины до более высокой обводненности, при высоких темпах отбора можно обеспечить более высокую нефтеотдачу.

3. Достижение высокой нефтеотдачи в пределах экономической рентабельности при водонапорном и упруговодонапорном режимах разработки нефтяных месторождений возможно лишь при извлечении вместе с нефтью относительно больших объемов пластовой или закачиваемой воды.

4. На поздней стадии разработки, в период нарастания обводненности нефти, экономически выгодно поддерживать высокий темп добычи жидкости.

5. При отборе 45—50% промышленных запасов нефти из продуктивных пластов происходит естественное устойчивое снижение добычи нефти, даже при форсировании отбора жидкости.

6. Современные методы прогноза обводнения и нефтеотдачи позволяют с достаточной точностью, в отличие от применявшихся ранее методов, рассчитывать технологические показатели разработки нефтяных пластов, обосновать темп добычи и срок разработки.

7. Опыт разработки месторождений Самарской области показывает, что законтурное заводнение в большинстве случаев является мало надежным, недостаточно эффективным видом заводнения. Наиболее рациональным является внутриконтурное заводнение с разрезанием залежи рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки.

8. В завершающей стадии разработки целесообразно и необходимо путем внутриконтурного заводнения закачивать в продуктивные пласты попутные пластовые воды.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев П. Д., Гавура В. Е., Лапидус В. З., Лещенко В. Е., Семин Е. И. Оптимизация разработки нефтяных месторождений // ИИМО. Эффективность разработки нефтяных месторождений. — М.: Систоч, 1993.
2. Todd M. Doscher. Statistical Analysis of Slowly Recovering Oil // Oil and Gas J., 29 October, 1984.
3. Васильев И. П., Гавура В. Е., Лещенко В. Е., Семин Е. И. Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений // Эффективность разработки нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1988. — (Обзор, информ. Сер. «Геология, геофизика» VI от нефтяных месторождений).
4. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. — М.: Недра, 1985.
5. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. — М.: Недра, 1976.
6. Башев Б. Т. и др. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1978.
7. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Регулирование разработки нефтяных залежей при площадном заводнении // Нефть и газ. Методы — 1980, № 9.
8. Сазонов Б. Ф. Совершенствование технологии, применяемой при площадном заводнении при водонапорном режиме. — М.: Недра, 1973.
9. Фазлыев Р. Т. Площадное заполнение нефтяных месторождений. — М.: Недра, 1979.
10. Щелкачев В. Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство, 1984. — № 1.
11. Щелкачев В. Н., Говорова Г. Л., Ковалев В. С., Лапидус В. З. Опыт разработки нефтяных месторождений // Тр. МИИХ и ГИ, вып. 99, 1972.
12. Аширов К. Б., Губаев А. И., Сазонов Б. Ф., Колганов В. И., Кова-

лев В. С., Ханин И. Л., Гавура В. Е. Опыт разработки нефтяных месторождений Куйбышевской области: в 2-х т. — М.: ВНИИОЭНГ, 1970.

13. Ханин И. Л., Гавурэ В. Е., Дубев Ю. И. К вопросу разработки продуктивных пластов А<sub>1</sub> и А<sub>2</sub>. Я.ч.-дл.: гочоп п'фткпш месторождения // Нефтяное хозяйство, 1969, № 11.
14. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Исследование влияния прерывистости пласта на иошзатйш его разработки и конечную нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство, 1978, № 8.
15. Ковалев В. С. и др. Программа обоснованы: ип.-р.дальшш плотнос/и сетки разбуривания скважин. Информационный центр научно-технической информации и пропаганды. 1967.

## Раздел 10

### КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

#### 10.1. Применение трассирующих индикаторов для изучения геологической неоднородности и трещиноватости карбонатных пород

Одним из методов контроля за разработкой продуктивных пластов, оценки трещиноватости и литологической неоднородности эксплуатационных объектов, выявления путей продвижения и скорости движения нагнетаемой воды является закачка трассирующих индикаторов различного типа — трития, роданистого аммония, флуоресцеина, воздуха и др. Этот метод нашел сравнительно широкое распространение на ряде месторождений Самарской области (в основном для карбонатных коллекторов) [1, 2, 3, 4, 5, 6].

На Яблоневском месторождении, залежь нефти которого в кунгурском ярусе приурочена к пористым, слаботрещиноватым, засульфатированным доломитам, установлена зональная и слоистая неоднородность коллектора по проницаемости, обусловленная литологической изменчивостью пород. Отмечается наличие в пластах микро- и макротрещиноватости. Приток пластовых вод не выявлен, обводнение скважин вызвано только закачиваемой водой.

Для определения скорости продвижения нагнетаемой воды была проведена закачка флуоресцеина в нагнетательную скв. 67, расположенную на VI куполе (рис. 10/1). Установлены большие скорости продвижения индикатора в направлении скв. 193 и 194 [1] (табл. 10.1). При повторной закачке на V куполе в нагнетательную скв. 342 скорость продвижения индикатора в направлении скв. 341 и 339 составила соответственно 13,3 и 10,5 м/ч, тогда как средняя скорость перемещения фронта обводнения составляет всего лишь 100—200 м/год. Обводнение скважин нагнетаемой водой наблюдалось через 1—1,5 года после начала закачки; трассирующий индикатор проходит это же расстояние за несколько часов.

Третий опыт по закачке индикаторов на этом же месторождении был проведен для определения скорости и направления продвижения закачиваемой в пласт воды и изучения зональной неоднородности пласта. Наибольшая скорость продвижения индикатора — 30 м/ч — отмечена в направлении скв. 434. К востоку она снижается до 6,8—5,7 м/ч.

Наличие локальных зон трещиноватости подтверждается данными закачки воздуха в скв. 378 Калиновского месторождения. За короткий промежуток времени (1—2 ч) в контрольных скв. 367, 381, 374 и 425, расположенных на расстоянии 130 м от скв. 378, в пробах газа появился кислород в количестве 0,3—1,0%, а в некоторых скважинах через трое суток его величина достигла 8% [5].

Различные скорости продвижения индикатора характеризуют различную степень трещиноватости и выработанное™ пласта. Известно,

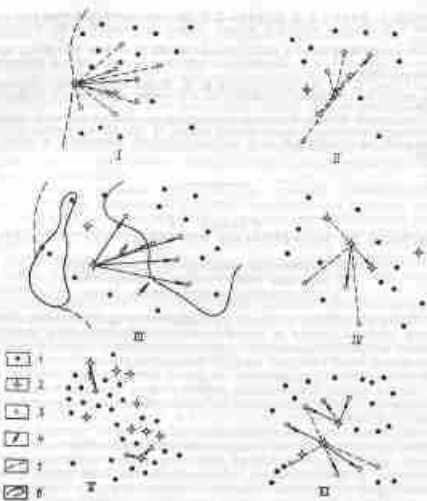


Рис. Ю.Л. С.х.ш и Ки п 8... •••: иици'и:yi(4i: о Ыи li-й:г:и в к.чр] ]хьп.г)- коллекторах мест ро^лч ад Самойкоа шьлгт: I II—П дерюжевское, А, III—Дерюжевское II; IV—Дерюжевское, В, V—Яблонвское, кг; VI—Якуш ганское, А; 1, 2, 3, 4—скважины; 5, 6—контур нефтеносности соответственно ш.гльпрт.; и куци/; стрелками показано направление движения индикатора

что скорость движения закачиваемой воды находится в прямой зависимости от величины выработанное™ и обводнения прослоя, по которому она движется. В табл. 10.1 приведены материалы, характеризующие скорости продвижения индикатора к наблюдательным скв. 434, 448, 449 и 452. Совершенно очевидно, что высокая скорость движения флуоресцеина говорит о наличии или трещиноватости, или трещин большой протяженности, или системы трещин, сообщающихся между собой. Данные расходомера, полученные по нагнетательной скв. 438, показывают, что пласт принимает воду в наиболее проницаемой кровельной части, средняя же и подошвенная части пласта не работают. Теоретическое объяснение этих явлений дано К- Б. Ашировым, В. А. Громовичем, В. М. Пряхиной и другими. Вначале закачиваемая вода расходуется на вытеснение нефти из матриц трещиноватого пласта. В дальнейшем продвижение ее происходит весьма интенсивно, о чем свидетельствует появление индикатора в добывающих скважинах через короткое время [1, 4]. Относительно низкие скорости продвижения фронта нагнетаемой воды (единицы м/сут) до обводнения скважин и очень большие скорости продвижения воды по обводненной зоне (сот-

Таблица трансформации индикаторов в продуктивные пласты, представляющие разработанные периоды

Исторические, метры	Площадь, гектары	Средняя мощность пласта		Объем пласта в литрах (с учетом скважин, м³/сут)	Тип скважины	
		взвешенная по площади				
		м/сут	м/сут			
Яблонское, кусты	879	—	—	—	30,0	Флуоресценция
	182	0,41	130,0	12,5	—	
	134	0,41	130,0	21,0	—	
	1420	—	—	—	75,0	То же
	341	0,41	150,0	11,1	—	
	309	0,41	150,0	10,0	—	
	4300	—	—	—	30,0	*
	434	0,41	150,0	30,0	—	
	440	0,41	150,0	11,1	—	
	445	0,41	150,0	5,7	—	
	452	0,41	150,0	0,9	—	
Павловское, А	3140	—	—	—	250,0	*
	200	1,20	100,0	20,5	—	
	550	0,25	450,0	7,4	—	
	3020	—	—	—	340,0	*
	310	1,20	450,0	14,8	—	
Вурьяновское, А	720	—	—	—	400,0	*
	80	0,33	120,0	0,4	—	
	68	0,33	120,0	1,3	—	
	84	0,33	120,0	1,8	—	
	700	—	—	—	300,0	Резиновый материал
	103	0,33	120,0	0,8	—	
	125	0,33	120,0	1,8	—	
Дарьинское, В	124	0,33	120,0	0,0	—	
	1000	—	—	—	300,0	То же
	24	0,41	150,0	21,0	—	
	16	0,41	150,0	9,3	—	
	354	—	—	—	450,0	Флуоресценция
	17	0,41	150,0	180,0	—	
	7	0,41	150,0	100,0	—	
Лавинское, А	116	0,41	150,0	27,5	—	
	1150	—	—	—	500,0	*
	111	0,09	200,0	11,3	—	
	117	0,09	200,0	31,0	—	
	101	0,09	200,0	15,0	—	
	1100	—	—	—	400,0	
	11	0,09	200,0	30,0	—	*
	117	0,09	200,0	30,0	—	
Соловьевское, В	140	0,09	150,0	240,0	—	
	700	—	—	—	100,0	
	200	0,20	100,0	45,0	—	*
	214	0,20	100,0	22,0	—	
Киселевское, А	205	0,20	100,0	13,0	—	
	1000	—	—	—	40,0	
	2	0,20	120,0	70,0	—	*
	28	0,20	120,0	65,0	—	
	101	0,20	120,0	80,0	—	
Хузинское, А	101	0,20	120,0	60,0	—	
	300	—	—	—	1000,0	*
	447	0,41	150,0	42,0	—	

ни м³/сут) достаточно умеренно подтверждают эти предположения (см. табл. 10.1).

Увеличение объема пласта достигается за счет расширения высокопроницаемых прослоев, обводнившихся в процессе разработки, и вовлечения в дренирование ранее не разработанных интервалов. Для этого в промышленной, разработываемой интервал пласта оказывается преимущественно кислота,

гипан, полиакриламид, олеиновая кислота или другие закупоривающие вещества, уменьшающие водопритоки [7].

Примером, характеризующим важность исследований с закачкой трассирующих индикаторов, являются залежи нефти пластов А<sub>2</sub> Покровского, А<sub>3</sub> Алакаевского, В<sub>1</sub> Дерюжевского, В<sub>2</sub> Сосновского, А<sub>1</sub> Козловского и других месторождений.

На Покровском месторождении продуктивный пласт А<sub>4</sub> приурочен к органогейно-обломочным известнякам с широким развитием трещин. Трещины встречаются во всех литологических разностях пород и в основном имеют вертикальную ориентировку [2]. Залежь нефти пласта А<sub>4</sub> полностью изолирована от пластовой водонапорной системы, и вся вода в пласт поступает, только путем закачки через нагнетательные скважины.

За 11 лет с начала поддержания пластового давления вода, равномерно заводняя продуктивный горизонт, продвинулась на 4 км. Средняя скорость ее движения составила 450 м/год, то есть фронт закачиваемой воды продвигался довольно равномерно. Для определения скорости продвижения воды в обводненной зоне была проведена закачка флуоресцеина в нагнетательную скв. 514 (см. рис. 10.1). Окрашенные порции воды появились в скв. 256 через 23 ч, а в скв. 223, расположенной в 550 м от нагнетательной, — через 124 ч. При закачке индикатора в скв. 362, расположенную в разрезающем ряду, контроль проводился в шести добывающих скважинах, находящихся по обе стороны от нагнетательного ряда. Флуоресцеин был обнаружен через 48 ч только в скв. 310, расположенной во втором эксплуатационном ряду (см. табл. 10.1). Такие различия в скорости продвижения индикатора указывают на слоистую и зональную неоднородность продуктивного пласта, а также на различную степень его трещиноватости и выработанности.

На Алакаевском месторождении пласт А<sub>4</sub> отличается значительной геологической неоднородностью по толщине и простираению. Наиболее высокие коллекторские свойства наблюдаются в своде структуры, однако и здесь хорошо проницаемые трещиноватые разности известняков чередуются с плотными прослоями доломитов и доломитизированных известняков.

В процессе разработки отмечалось общее равномерное продвижение фронта обводнения со скоростью 200—300 м/год. После появления воды темп обводненности увеличился очень быстро. Для определения путей продвижения воды, нагнетаемой в скв. 115, в нее была проведена закачка флуоресцеина. Окрашенные порции воды появились в скв. 112 второго эксплуатационного ряда через 49,5 ч, в скв. 111 и 146 — через 74 ч, в скв. 131 и 117 — через 118 ч. Следовательно, вода продвигалась к скв. 112 узким коридором, что подтверждает наличие зоны трещиноватости в северо-восточном направлении (см. рис. 10.1) [6].

Вторично трассирующий индикатор был закачан в скв. 1/0. Резкое повышение скорости продвижения индикатора к скв. 111, 112, и особенно к скв. 146 (см. табл. 10.1), связано с началом закачки воды в скв. 130, находящуюся в обводненной зоне пласта.

На основании полученных данных можно сделать следующий вывод: максимумы флуоресцеина, зафиксированные в различные интервалы времени, указывают на зональную неоднородность пласта и подтверждают наличие различных зон проницаемости по толщине.

Характер изменения скоростей продвижения трассирующих индикаторов по различным интервалам позволяет судить о степени выработанности того или иного прослоя продуктивного горизонта и определять технологический режим работы каждой нагнетательной скважины.

Исследования изменения скоростей продвижения флуоресцеина дают возможность решать вопросы о целесообразности закупорки высокопроницаемых интервалов и об освоении ранее недренлируемых или мало дренируемых интервалов пласта.

Продуктивный пласт В, турнейского яруса Дерюжевского месторождения, где дважды закачивалась меченая жидкость, представлен известняками и доломитами. В пределах его нефтенасыщенной части на фоне пористого, хорошо проницаемого пласта прослеживаются прослои плотного, часто доломитизированного известняка с трещинами, заполненными битумом. Трещиноватость в основном вертикальная, закрытого типа (открытые трещины встречаются редко). Связь залежи с подошвенными водами затруднена.

Для изучения неоднородности, характера и направления трещиноватости пласта в нагнетательную скв. 52 был закачан трассирующий индикатор — роданид аммония (см. табл. 10.1). По полученным данным, закачиваемая вода продвигается по всему разрезу пласта. Такой вывод подтверждается тем, что в скв. 51 с перфорированной кровельной частью пласта был зафиксирован индикатор, тогда как по данным расходомера основная масса закачиваемой воды в скв. 52 уходила в его подошвенную часть.

Вторично работы по изучению зональной и слоистой неоднородности пласта В<sub>1</sub> Дерюжевского месторождения были проведены при закачке флуоресцеина в нагнетательную скв. 55 (см. табл. 10.1).

Анализ материалов показал, что основной поток закачиваемой воды продвигался в направлении скв. 7, 8, 17, 110 на юг и юго-восток и с меньшей скоростью на юго-запад.

Вызывает большой интерес тот факт, что флуоресцеин появляется через определенные промежутки времени, отдельными порциями. И эту его особенность можно использовать для изучения зональной и слоистой неоднородности карбонатного коллектора. Индикатор, первая порция которого зафиксирована в добывающих скв. 17 и 110 через 2,5 ч, продвигался по наиболее проницаемой части пласта, согласно данным расходомера — по подошвенной части в интервале 1690—1694 м. Вторая порция индикатора отмечена через 14 и 12 ч. Явно, что меченая жидкость продвигалась по угиптвенлои части пласта. В данном случае это интервалы 1680—1686 и 1694—1696 м.

С целью определения эффективности внутриконтурного заводнения проведены исследования по закачке индикатора в пласт В<sub>1</sub> Сосновского нефтяного месторождения. Продуктивный пласт В, сложен известняками. Наблюдение велось по близрасположенным скв. 314, 320 и 326. Все они на дату исследования были обводнены опресненной водой.

Как и в предыдущих опытах, индикатор в пробах жидкости фиксировался несколько раз, что говорит о продвижении его по различным интервалам пласта. Зная величины приемистости поинтервалю по нагнетательной скважине, можно судить о скорости распространения индикатора по различным прослоям и, следовательно, о слоистой неоднородности пласта.

Тщательные наблюдения за изменением свечения отбираемой жидкости во времени в комплексе с исследованиями дебитомерами и расходомерами создают возможность послойного изучения пласта, его слоистой неоднородности, проницаемости и гидропроводности. Это позволяет принимать своевременные и эффективные меры по регулированию процесса разработки.

На Якушкинском месторождении дважды проводились промышленные эксперименты по закачке трассирующих индикаторов — роданида и флуоресцеина. С целью изучения неоднородности и трещиноватости карбонатного пласта, обладающего значительными запасами нефти, в нагнетательную скв. 72, расположенную на юго-западной периклинали структуры, был закачан трассирующий индикатор — щелочной раствор флуоресцеина [3]. На этом же участке, в разрезающем осевом ряду, в нагнетательную скв. 73 был закачан раствор роданистого аммония. Наблюдения проводились по скв. 75, 83, 84, 86, 122, 123 и 124 (см. рис. 10.1).

Сравнительно высокие скорости продвижения флуоресцеина и роданистого аммония можно объяснить наличием системы обводненных трещинных каналов, что обуславливает быстрое продвижение закачиваемой воды к добывающим скважинам.

Судя по тому, что трассирующий индикатор получен лишь в отдельных контрольных скважинах, а не во всех, где велись наблюдения, можно сделать вывод, что движение закачиваемой воды происходит по определенным направлениям, очевидно, по зонам более высокой трещиноватости, которые значительно выработаны и обводнены.

Отсюда следует вывод о необходимости при разработке подобного типа коллекторов менять объемы закачиваемой в нагнетательные скважины воды, что даст возможность увеличить охват пласта заводнением, вовлечь в разработку новые, не дренируемые ранее участки пласта и тем самым увеличить конечную нефтеотдачу [8, 9].

На Козловском нефтяном месторождении, разрабатываемом с внутриконтурным заводнением, также были проведены работы по закачке трассирующего индикатора. Продуктивный пласт  $A_2$  — основной по величине запасов — представлен известняками. С целью выяснения путей и скорости продвижения в пласт нагнетаемой воды, установления взаимодействия ряда нагнетательных и добывающих скважин, определения оптимальных объемов закачиваемой воды в отдельные нагнетательные скважины, изучения трещиноватости, зональной и слоистой неоднородности коллектора по специальному плану были начаты комплексные исследовательские работы.

В скв. 102 для получения более четкой характеристики пласта по толщине снят профиль приемистости при различных режимах закачки. В близрасположенной добывающей скв. 28 дебитометром был снят профиль притока. Из перфорированных 8 м работают только 3 в кровельной части пласта. Все эти данные характеризуют пласт  $A_2$  как неоднородный по толщине и по площади.

Трассирующий индикатор был довольно четко зафиксирован еще четыре раза, причем скорость его продвижения к различным скважинам изменялась в зависимости от выработанное™ прослоев.

На основании расходограммы, полученной по нагнетательной скв. 102, и дебитограммы добывающей скв. 28 работающий интервал пласта  $A_4$  условно, в зависимости от величины приемистости был разделен на 5 групп дренируемых прослоев.

Первая порция индикатора зафиксирована в наиболее проницаемой и наиболее промьгой части пласта. Этот интервал характеризуется и наибольшей приемистостью — 215 из 491 м<sup>3</sup>/сут, и наибольшим притоком — 136 из 192 м<sup>3</sup>/сут (скв. 28). Вторая порция индикатора направлена по интервалу пласта, характеризующемуся меньшей проницаемостью и в связи с этим меньшей выработанностью. Приемистость его составляет 155 м<sup>3</sup>/сут, а приток — 50 м<sup>3</sup>/сут.

Аналогичная картина наблюдается и по остальным трем условно выделенным группам прослоев, скорость движения индикатора по которым достигает 3,5 м/ч, что говорит об ухудшении проницаемости в кровельной и средней части пласта.

Анализируя скорости движения индикатора и изучая расходограммы и дебитограммы по нагнетательной скв. 102 и добывающей скв. 28, можно сделать вывод, что гидродинамическая связь по всем группам прослоев в направлении скв. 28 достаточно хорошая, а в направлении скв. 103 фиксируется ее ухудшение.

Как видно из материалов исследований по Козловскому, Сосновскому, Дерюжевскому и Алакаевскому месторождениям, закачка трассирующих индикаторов позволяет изучать не только трещиноватость пласта, но и его слоистую и зональную неоднородность, определять гидро- и пьезопроводность отдельных прослоев пласта, характер прерывистости и различные зоны проницаемости по толщине.

В Самарской области самым значительным по величине запасов из

карбонатных коллекторов является пласт А<sup>^</sup> Кулешовского месторождения. Поэтому изучение его литологической неоднородности по данным закачки трассирующих индикаторов в нагнетательные скважины представляет особый интерес. Пласт сложен трещиноватым известняком с широким развитием микротрещиноватости. Проницаемость уменьшается от кровли к подошве пласта.

При закачке трассирующего индикатора с целью изучения, геологической неоднородности четких импульсов по наблюдаемым скважинам отмечено не было. Только в скв. 447, расположенной на расстоянии 1050 м от скв. 3, через 25 ч было зафиксировано появление флуоресценции (рис. 10.2).

Анализ полученных по пласту А<sub>1</sub> данных позволяет сделать вывод, что неудача с определением скорости продвижения индикатора связана, во-первых, со значительно большими объемами нефтяной части пласта по сравнению с другими изученными месторождениями и, во-вторых, с недостаточным количеством закачанного индикатора, который почти полностью адсорбировался в пористо-трещиноватой среде.

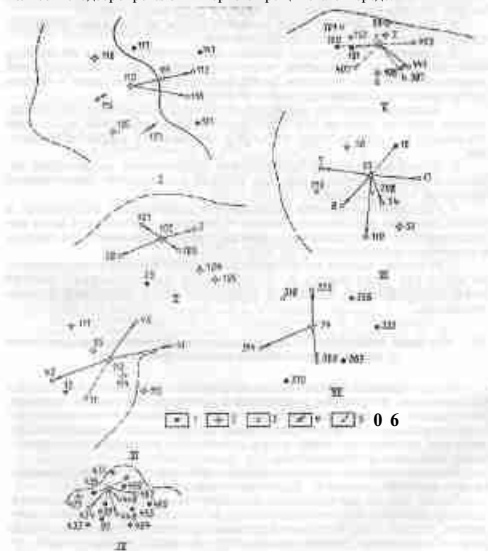


Рис. 10.2. Схема продвижения трассирующего индикатора в карбонатных коллекторах месторождений Самарской области: 1 — А<sub>1</sub> Кулешовское, А<sub>2</sub> II, III — Козловское, А<sub>3</sub> IV — Яблоновское, А<sub>4</sub> V — Козловское, Д<sub>1</sub>, VI — Дергачевское, В<sub>1</sub>, VII — Сосновское, В<sub>2</sub> — Козловское. Обозначения см. рис. 10.1



Очевидно, для получения однозначных результатов необходимо значительно увеличить количество закачиваемого индикатора, учитывая, что эффективная толщина пласта  $A_4$  достигает 50–60 м. Целесообразно провести закачку флуоресцеина на ЗападнотКулешовском куполе, где толщина пласта  $A_4$  сравнительно невелика и закачка воды в очаговую нагнетательную скв. 454 начата в 1971 г. Этот опыт необходим для определения путей продвижения закачиваемой воды к добывающим скважинам.

Важнейшей задачей в настоящее время является использование трассирующих индикаторов для изучения в первую очередь тех параметров неоднородности пластов (карбонатных и терригенных), которые существенно влияют на степень выработанности запасов. Широкое внедрение этих методов исследования в практику разработки заводняемых пластов позволит оперативно решать вопросы регулирования: и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений.

Краткий анализ особенностей разработки и обводнения некоторых нефтяных пластов Самарской области в связи с характером их геологической неоднородности позволяет сделать следующие выводы.

1. Неоднородность пластов является одним из основных факторов, определяющих особенности их разработки.

К основным параметрам, которые существенно влияют на полноту извлечения нефти из пластов, относятся степень гидродинамической связности отдельных прослоев, выдержанность их по площади и степень расчлененности эксплуатационного объекта.

2. Важным средством изучения характера неоднородности продуктивных пластов служат объемные построения (блок-схемы и блок-диаграммы), которые используют также при анализе скорости обводнения.

3. Одной из основных особенностей карбонатных коллекторов является их высокая трещиноватость, которая накладывает значительный отпечаток на разработку.

4. Продвижение фронта обводнения в карбонатных коллекторах в целом довольно равномерно. Однако в пределах обводненной зоны выделяются участки (скважины) с резким ростом обводнения, что связано с развитием трещиноватости на этих участках.

5. Нефтяные пласты со значительной литологической изменчивостью по вертикали (типа пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения) требуют дифференцированного подхода к разработке зон с различной продуктивностью.

## 10.2. Изучение геологической неоднородности карбонатных коллекторов с помощью глубинного дебитометрирования

Неоднородность пласта — одна из основных особенностей коллектора, влияющая на условия разработки и характер обводнения скважин. Определяется неоднородность различными методами, в том числе методом глубинного дебитометрирования, который дает возможность решать ряд нефтепромысловых задач, связанных с регулированием разработки нефтяных месторождений.

Наиболее широко метод глубинного дебитометрирования применялся при изучении пласта  $A_4$  Кулешовского месторождения [10].

Пласт вскрыт значительным количеством добывающих и нагнетательных скважин. Изучен характер его литологического строения, определены условия разработки и эффективность принятой системы воздействия. Полученные данные позволяют с большой достоверностью судить о характере залежи нефти пласта  $A_4$ .

Знание типа залежи, характера ее связи с законтурной областью питания, установление закономерностей изменения пористости, проницаемости, трещиноватости, нефте- и водонасыщенности, характера притока и приемистости в различных частях пласта, определение особенно-

стей и характера его обводнения законтурными и закачиваемыми водами дают возможность принимать более обоснованные решения по определению рациональных методов контроля и регулирования разработки и достижения высокой конечной нефтеотдачи.

Законтурная водоносная область питания гидродинамически связана с нефтяной частью пласта А<sub>4</sub>. Наличие этой связи установлено расчетами, выполненными Гипростокнефтью при составлении проекта разработки Кулешовского месторождения, и подтверждено результатами промышленной разработки.

В процессе изучения материалов гидропрослушивания и анализа темпа снижения пластового давления по добывающим и нагнетательным скважинам была установлена гидродинамическая связь между нефтяной и водонасыщенной частью пласта. По своему характеру эта связь неодинакова на различных участках пласта. Выявлена затрудненность связи нефтяной части пласта с законтурной зоной по южному крылу структуры: на всем протяжении западной части структуры расположены литологические экраны, представляющие зоны с ухудшенной проницаемостью (рис. 10.3). Это подтверждается также тем, что обводнение скважин происходит в основном за счет внедрения воды с севера, а также на участках повышенной тектонической трещиноватости [10].



Рис. 10.3. Схема размещения скважин на пласте А<sub>4</sub> Кулешовского месторождения: 1 — добывающие нефтяные; 2, 3, 4 — нагнетательные сепарационного под закачку, дающие нефть, в ожидании освоения; 5 — контрольные; 6 — дисперсионные; 7 — нагнетательные по трещиноватости; 8 — контур нефтеносности; 9 — границы зон обводнения; 10, 11 — зон. 1 трещиноватости соответственно высокой, средней; 12 — линии сопоставления профилей давления в скважинах

Аналогичный характер затрудненной связи нефтяных залежей в карбонатных коллекторах с пластовой водонапорной системой отмечен и по другим месторождениям Самарской области — Алакаевскому, Хилковскому, Козловскому и др. Многочисленными исследованиями установлено, что пласт А<sub>4</sub> в значительной степени расчленяется плотными прослоями, прослеживаемыми на значительном расстоянии. В отдельных местах эти прослои, очевидно, пронизаны трещинами, по которым происходит вертикальная, фильтрация жидкости. При отсутствии трещиноватости отмечается обходное движение жидкости, что в некоторой степени объясняет перепады пластовых давлений между нефтяной частью пласта и подошвенными водами.

Расчлененность продуктивной части пласта уплотненными лропластками, различие положений ВНК, перепады давлений между верхней и нижней частями и некоторые другие факторы дали основание некоторым исследователям считать залежь пласта А<sub>4</sub> не единой, массивной, как предполагалось ранее, а состоящей из четырех отдельных, изо-

лированных пластов с различными водонефтяными контактами [11]. Однако такой вывод нельзя считать правильным. Различное начальное положение ВНК в отдельных частях пласта А4 не может служить для этого достаточным основанием. Разница в отметках ВНК в сводовой части залежи и на крыльях выявлена по пласту Q Мухановского месторождения, что связано с наличием многочисленных непроницаемых прослоев [12, 13] и не дает основания делить его на различные пласты.

Величины пластовых давлений по скважинам, перфорированным в различных частях пласта, также не могут свидетельствовать об изолированности этих пропластков. Наоборот, как подтверждает динамика пластового давления по добывающим скважинам, отдельные участки пласта имеют гидродинамическую связь между собой. Данные разработки показывают хорошую сообщаемость различных участков пласта по площади и по толщине.

В ходе разработки проводится больш>й объем геологических, геофизических и гидродинамических исследований. Особое место при этом отводится исследованиям скважин глубинными дебитомерами-расходомерами различных конструкций.

Результаты этого вида исследований широко используются для подготовки мероприятий по регулированию разработки пласта.

Изучение материалов дебитометрирования показало, что этот вид исследования имеет еще много ценной, не используемой в настоящее время информация.

Ниже излагается методика обработки результатов исследования скважин дебитомерами и расходомерами с целью уточнения деталей строения пласта А\*.

Для изучения слоистой неоднородности, а также для определения потенциальных возможностей пласта А\* были рассмотрены профили притока и определены коэффициенты действующей толщины по скважинам с максимальными интервалами перфорации. Под коэффициентом действующей толщины  $K_{дт}$  следует понимать отношение действующей толщины пласта, определенной расходомером-дебитомером, к перфорированной.

Средняя величина  $K_{дт}$  по 34 исследованным нефтяным скважинам — 0,41 (табл. 10.2). По 19 скважинам значения этих коэффициентов относятся лишь к исследованной части перфорированного интервала пласта — к зоне, заполненной безводной нефтью. Это связано с тем, что прибор STD-2 не регистрирует притока из части пласта, закрытой в стволе скважины водой. Однако приток жидкости из пласта в скважину идет и из указанного интервала. Для определения средних значений  $K_{дт}$  с учетом неисследованных интервалов проведены сопоставления скважин, где аналогичные интервалы исследованы ранее. Значения  $K_{дт}$  по этим скважинам оказались близкими к вычисленным по исследованной толщине. По 9 нагнетательным скважинам средние значения  $K_{дт}$  были равны 0,31—0,67, причем по 6 скважинам они изменялись от 0,42 до 0,70. Средний  $K_{дт}$  по исследованным скважинам составил 0,565.

Пользуясь приведенными в табл. 10.2 средними значениями  $K_{дт}$  можно построить карту равных значений этого коэффициента. Максимальные значения  $K_{дт}$  наблюдаются в зоне нагнетательных скважин, средние — к юго-востоку и юго-западу от второго разрезающего ряда и минимальные между вторым и третьим разрезающими рядами на северном крыле структуры и к юго-востоку.

Отмечено, что  $K_{дт}$  увеличивается от сводовой части структуры к северному крылу. Это связано с тем, что участки пласта с небольшой эффективной толщиной имеют низкие значения  $K_{дт}$  (приток нефти фиксируется в отдельных небольших интервалах пласта, в наиболее пористой сводовой части, обладающей повышенной трещиноватостью). К подошве пласта трещиноватость уменьшается, в том же направлении снижается и пористость. Если трещины взаимосвязаны и пронизывают

Значения коэффициентов в действующих толщах, относительные к исследуемой  
к. кв. № 1521 Интродуцированный типичный и пластовым типом скважин

Скважина		Толщина, и			Кдт		
№ скв.	категория	£S3m	м.к.к.к. толщина	<b>Ш</b>	·ийг	"Эй?"	Щ
<b>а</b>	Добыва- ющая	30	25	13,3	0,55	0,52	—
	а	13	13	7,1	0,58	0,53	—
	б	17	15	6,4	0,44	0,43	—
	в	75	46	14,1	0,29	0,35	120
	г	15	15	7	0,51	0,51	267
	д	20	19	7,5	0,40	0,41	118
	е	38	36,5	7,7	0,22	0,23	124
	ж	28	28	23	0,82	0,82	—
	з	29	25	13,2	0,54	0,52	195
	и	53	31	13,4	0,50	0,46	—
	к	16	16	8,6	0,52	0,52	279
	л	13	12	5,4	0,44	0,44	150
	м	35	32,5	9,4	0,33	0,33	410
	н	28	6	2,4	0,40	0,40	363
	о	13	11	1,6	0,16	0,20	710
	п	42	14,5	6,7	0,46	0,50	144
	р	П	11	3,6	0,33	0,33	58
	с	35	32	9,2	0,32	0,32	14
	т	51	47	17	0,43	0,41	124
	у	15	15	4	0,27	0,27	68
ф	45	16	4,0	0,26	0,35	—	
х	30	24	6,8	0,26	0,29	300	
ц	16	11	3,4	0,32	0,35	—	
ч	32	23	8,2	0,36	0,37	96	
ш	20	0,8	8,0	1,0	0,66	—	
щ	21	21	33	0,62	0,62	—	
Нагнетательная	а	64	64	35	0,55	0,55	—
	б	57	57	24	0,42	0,42	—
	в	70	70	43	0,61	0,61	—
	г	29	29	29	1,0	1,0	—
	д	7	7	3	0,43	0,43	—
	е	47	47	50	0,70	0,70	—
	ж	20	20	12	0,60	0,60	—
	з	36	36	11	0,31	0,31	—

всю присводовую часть пласта, то значит, эта зона имеет наилучшие условия для опережающего извлечения запасов нефти.

При сопоставлении карты изолиний Кдт с картами обводненности и суммарных отборов установлено, что зона максимальной обводненности приурочена к зоне минимальных значений Кдт. Таким образом, участки с невысокими значениями Кдт вырабатываются плохо, и в связи с этим нефтеотдача по ним низкая. Для увеличения конечной нефтеотдачи необходимо принять меры по вовлечению неработающей части пласта в разработку. По данным дебитограмм можно выявить участки пласта, характеризующиеся значительной остаточной нефтенасыщенностью.

Изучение слоистой неоднородности и нефтенасыщенности с помощью дебитограмм и расходограмм позволяет не только выявить возможные зоны трещиноватости, но и судить о характере «ласта  $A_2$ ».

Большой фактический материал, полученный по пласту  $A_2$  Кулешовского месторождения, дал возможность создать методику обработки результатов исследований скважин глубинными дебитомерами и расходомерами [10]. Для проведения анализа использованы профили притока по 24 добывающим и профили приемистости по 9 нагнетательным скважинам. Профили притока регистрировали преимущественно дебитомером СТД-2, профили приемистости — расходомером РГД-3. По каждой скважине профили снимались на нескольких режимах работы.

Однако проанализированы были только те профили, на которых действующая толщина была максимальной.

Предположение о пластовом характере залежи пласта А4 допускает наличие в нем непроницаемых изолирующих прослоев, которые должны хорошо коррелироваться по толщине в профильных сечениях. Так как корреляция профилей притока затруднена, были построены гistogramмы распределения перфорированной и действующей толщины по пяти поперечным и трем продольным профилям, а также по группе скважин, расположенных между вторым и третьим разрезающими нагнетательными рядами в центральной части месторождения (рис. 10.4). На гistogramмах в левой их части — количество скважин (в процентах), в которых перфорирован интервал пласта толщиной 1 м, расположенный в сравниваемых скважинах на равных расстояниях от кровли; в правой — количество скважин, в которых соответствующий интервал работает, то есть на гistogramмах отмечается приток из пласта.

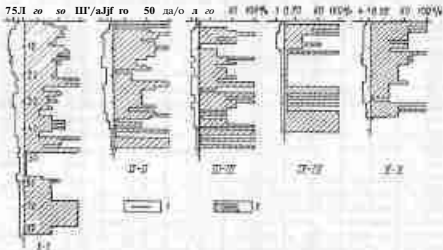


Рис. 10.4. Гistogramмы распределения перфорированной и действующей толщины по профилям скважин (см. рис. 10.3); 1, 2 — количество скважин, в которых толщину интервала соответственно перфорирован, работает на заданных расстояниях от кровли пласта, м

При рассмотрении этих построений видно, что отдельные неотдающие прослои в профилях не сопоставляются, то есть можно считать, что пласт дренируется по всей толщине (рис. 10.5).

Отсутствие четкой корреляции неотдающих прослоев подтверждает представление о пласте А4 как массивном, литологически неоднородном, со значительным количеством плотных и малопроницаемых яропластков. Этот вывод имеет принципиальное значение в вопросе выбора рационального метода разработки.

Таким образом, профили притока и приемистости можно использовать не только для выявления действующих в скважине интервалов, но и для изучения геологического строения пласта, его слоистой и зональной неоднородности.

К. Б. Аширов [14], изучая карбонатные коллекторы Самарской области установил, что в них происходит «закономерное снижение коллекторских свойств к подошвенной части пласта». По характеру пористости и степени вторичной сцементированности продуктивная часть пласта А4 «разделена на три относительно выдержанных горизонтальных слоя». Верхний, сводовый слой с пористостью 20—30% характеризуется развитой системой открытых макро- и микротрещин. В нем встречаются отдельные прослои с более низкой пористостью—10—20%. Во всех при-сводовых скважинах подошва этого слоя отбивается на абсолютной отметке в среднем —1660. м. Характерно, что в крайних скважинах.

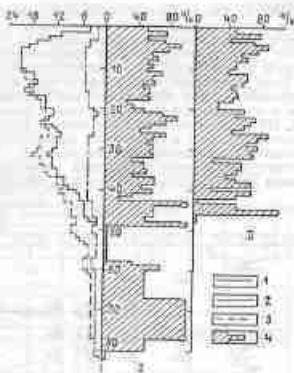


Рис. 10.5. Гистограмма распределения пористости и действующей пористости интервала скелета А4 Кузнецкого исторического горизонта. 1 — количество свободной скважины; 2 — и т. д. после выжигания; 3 — количество пористости скважины; 4 — единицы скважины, в которых работает продуктивный интервал; 1 — сумма пористости по добываемости и магнетизму; II — по добываемости; i — пористость — результат от скелета скважины.

вскрывших пласт А4 на отметках ниже  $-1660$  м, высокопористый слой "отсутствует. Пористость пород среднего слоя (от  $-1660$  до  $-1675-1680$  м) составляет  $10-20\%$ , но встречаются отдельные прослои с меньшей пористостью. Пористость нижнего слоя  $1-6\%$ .

Чтобы выяснить, согласуются ли с отмеченной закономерностью изменения пористости и действующей пористости в зависимости от глубины и изменения коэффициента действующей толщины и том же направлении, связанным были (группированы в зависимости от структурного положения и для указанных горизонтальных слоев толщиной  $20$  м определялись  $K_{д.г}$  (табл. 10.3).

Таблица 10.3

Значения  $K_{д.г}$  по группам скважин скелета А4 Кузнецкого исторического горизонта

Глубина скважины, м	$P_{с.т.г.}^{д.г.}$ , %	$K_{д.г}$ , по группам скважин				SUSS. по $K_{д.г}$
		I	II	III	IV	
$-(1590-1620)$	—	0,263 2 скв.	—	—	—	0,263
$-(1620-1660)$	20-30	0,393 2 скв.	0,376	—	—	0,382
$-(1640-1660)$	—	0,540 1 скв.	0,566	0,423 10 скв.	—	0,469
$-(1660-1680)$	10-20	—	0,320 1 скв.	0,409 13 скв.	0,426 11 скв.	0,408
$-(1680-1697)$	1-6	—	—	0,418 6 скв.	0,350 5 скв.	0,387

Из сравнения средневзвешенных значений Кдт видно, что по зонам, параллельным кровле пласта, они не сопоставляются. Это еще раз подтверждает массивный характер залежи пласта  $A_2$ .

Некоторые закономерности строения продуктивного пласта позволили выполнить анализ профилей приемистости по нагнетательным скважинам. Были проанализированы профили приемистости по 9 нагнетательным скважинам на 34 режимах закачки. Полученные данные сопоставлялись с геофизической характеристикой пласта (стандартный каротаж, РК, МЗ). По результатам сопоставлений дана характеристика непринимзющих интервалов и рассмотрены особенности изменения действующей толщины при изменении режимов закачки.

Аналогичные исследования глубинными расходомерами-дебитометрами проводили на Якушкинском, Козловском, Орлянском, Алакаевском

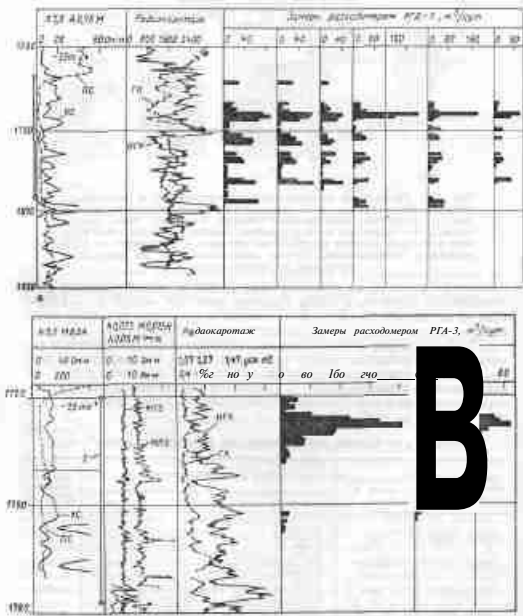


Рис. 10.8. Профили приемистости по нагнетательным СКВ. 6 (а) и 59 (б) Кул(.....) члнл мнлмфлмдмдмдл (I — интервал перфорация]

ком, Покровском, Дерюжевском и других месторождениях (рис. 10.6, 10.7).

Обработку профилей приемистости проводили в безразмерных координатах Н—Q по методике В. А. Сулова [15]. Определен коэффициент охвата пласта заводнением  $W_e$  по толщине на различных режимах, построены графики зависимости его от соответствующих режимов закачки и от Кдт, установлены коэффициенты корреляции между указанными

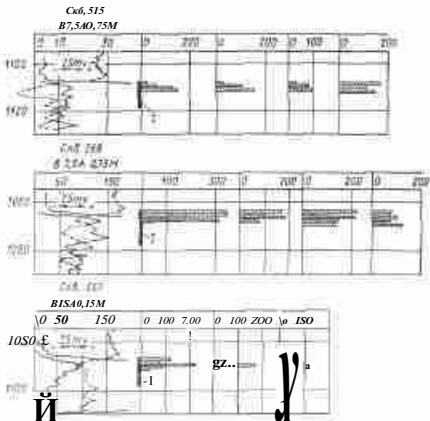


Рис. 10.7. Профиль приемистости и проницаемости по добывающим и нагнетательным скважинам пласта А, Покровского (1 — интервал перфорации)

При выяснении связи между объемом закачки и коэффициентом охвата по скважинам для конкретных условий пласта А<sub>2</sub> Кулешовского месторождения (рис. 10.8) отмечена тенденция к обратной корреляционной связи между этими параметрами (коэффициент корреляции равен минус 0,4), т. е. при увеличении объемов закачки в пласт А<sub>2</sub> слоистая неоднородность и трещиноватость коллектора вызывают ухудшение охвата, происходит локализация приемистости в наиболее проницаемых зонах.

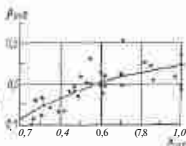


Рис. 10.8. Зависимость коэффициента охвата пласта  $W_e$  от коэффициента корреляции  $r$  (указаны  $A_{22}$  — коэффициент корреляции  $r$  равн 0,7) по скважинам



Более четкая связь установлена между коэффициентом охвата заводнением в скважине рожв и коэффициентом действующей толщины Кдт, представляющим отношение величины работающей толщины пласта к перфорированной, коэффициент корреляции равен 0,7.

Низкие значения  $p_{ав}$  при предельных значениях Кдт объясняются неравномерной приемистостью нагнетательных скважин. Очевидно, при выравнивании профилей приемистости величина  $S_{гхв}$  будет расти, т. е. условия вытеснения нефти из пласта будут улучшаться, И наоборот, чем выше неравномерность приемистости нагнетательных скважин, тем ниже величина охвата пласта заводнением.

Для пластов, разрабатываемых с внутриконтурным заводнением, при расположения нагнетательных скважин экрест простирания структуры, мероприятия по увеличению охвата заводнением должны сводиться к увеличению действующей толщины и выравниванию профилей приемистости для нагнетательных скважин и максимальному увеличению действующей толщины в добывающих скважинах.

В реальных условиях разработки залежи пласта  $A_4$  для решения упомянутых основных задач проводилась дополнительная перфорация отдельных интервалов и кислотные обработки как средства селективного воздействия на неработающие пропластки.

Анализ результатов этих мероприятий показал, что дополнительная перфорация и кислотные обработки могут служить средством воздействия лишь на действующие интервалы пласта. При этом увеличения работающей толщины практически не происходит.

По пласту  $A_4$  Кулешовского месторождения можно отметить, что увеличение действующей толщины происходит лишь за счет пористых по геофизическим данным интервалов пласта. При этом существенного изменения профиля приемистости не наблюдается; величина приемистости новых прослоев незначительна. Так, в скв. 6 (см. рис. 10.6, а)

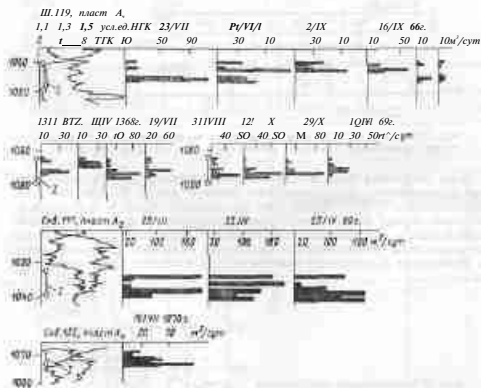


Рис. 10.9. Профили приемистости по нагниаюльона скважинам пластов  $A_4$  и  $A_5$  Орлянского месторождения (1 — интервал перфорации)

приемистость интервала 1725—1731 м на всех режимах закачки (1508, 679, 356 м<sup>3</sup>/сут) составляет 70%; в скв. 11 приемистость интервала 1732—1736 м на режимах закачки 1260, £20, 730, 400 м<sup>3</sup>/сут —соответственно 65, 68, 70, 75%; в скв. 59 (см. рис. 10.6,6) приемистость интервала 1783—1786 м на режимах закачки 380, 700 и 900 М<sup>3</sup>/сут — 25—28% общего расхода. Аналогичные результаты получены и по скв. 8, 447, 707.

Таким образом, увеличение объемов закачки практически не приводит к перераспределению профиля приемистости по скважинам Кулешовского месторождения.

Несколько иная картина приемистости наблюдается по нагнетательным скважинам пласта А, Якушкинского, Козловского, Алакаевского, Покровского пласта В, Дерюжевского и пластов А<sub>3</sub>+А<sub>4</sub> Орлянского месторождений. По скважинам этих месторождений установлена прямая зависимость между объемом закачки и действующей толщиной пласта (рис. 10.9, рис. 10.10 и табл. 10.4). На основании полученных данных подбирают наиболее оптимальные режимы закачки, обеспечивающие наибольший охват пласта заводнением.

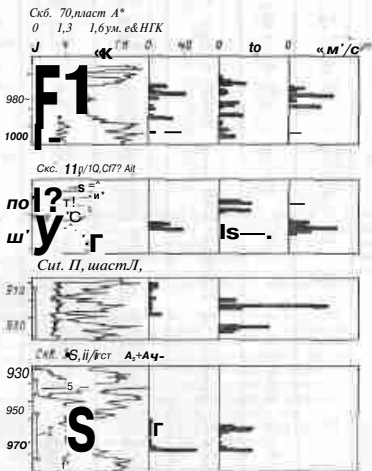


Рис. 10.10. Профили приемистости по нагнетательным скважинам Якушкинского месторождения (1 — НПП ПВ.Ш перфорации)

Определение коэффициента охвата пласта заводнением по толщине позволяет оценить эффективность изменения режимов закачки, кислотных и термических обработок, дополнительной или абразивной перфорации, ремонтных и других работ.

В табл. 10.4 приведены результаты определения коэффициента охвата пласта заводнением по скважинам при соответствующих режимах

## Результаты определения коэффициента вязкости пласти-

зав досием при различных режимах за качки

Месторождение, долом	Плотность пластины	Толщина, м		Удельная вязкость, н/суг	K <sub>вяз</sub>	Коэффициент вязкости
		в рс^нТя	в нТя			
Кулешовское А*	4	24	17	360	0,71	0,295
			17		0,71	0,507
			21		0,88	0,492
	4	64	29	546	0,45	0,261
			30	1023	0,47	0,264
			35	1619	0,55	0,295
			34	2387	0,54	0,301
	6	57	20	356	0,35	0,184
			22	679	0,39	0,165
			24	1508	0,42	0,164
	7	42	11	896	0,26	0,097
			12,5	1520	0,30	0,124
			13	2073	0,31	0,144
	71	70	43	1414		0,25
	11	29	29	408	1,0	0,268
			25	727	0,86	0,312
			29	1110	1,0	0,293
			28	1265	0,97	0,334
	27	7	6	350	0,85	0,39
			7	478	1,0	0,39
7			594	1,0	0,43	
59	47	28	353	0,6	0,289	
		29	678	0,62	0,334	
		33	937	0,70	0,345	
59	47	15	581	0,32	0,192	
		22	1035	0,47	0,287	
		23	1383	0,49	0,239	
60	20	11	324	0,55	0,417	
		10	523	0,5	0,335	
		20	554	0,6	0,353	
Алакаевское А,	115	16	4	1040	0,25	0,167
			4	980	0,375	0,233
			3	513	0,187	0,112
			3	642	0,187	0,165
			3	550	0,187	0,122
			5	600	0,312	0,137
	116	23	4	620	0,174	0,114
			5	620	0,217	0,136
			6	885	0,261	0,152
			6	990	0,261	0,142
			10	1414	0,435	0,246
Покровское, А*	268	14	6	900	0,428	0,182
			5	700	0,357	0,264
			6	1100	0,428	0,339
			6	507	0,428	0,351
	557	И И	5	600	0,454	0,318
			5	300	0,454	0,259
			5	500	0,637	0,437
			5			

Имя скважины, пласт	Нижняя граница, м	Толщина, м		Расход воды м³/сут	$\mu_{\text{эф}}$	Коэффициент <b>ХТ</b>
		перфорированная	действующая			
Дерюжское, В	51	28	17		0,608	0,272
		28	9		0,321	0,150
		28	13	185	0,465	0,232
		28	5	300	0,178	0,071
		28	4	300	0,143	0,054
	214	36	10	294	0,28	0,216
			11	794	0,31	0,229
			11	1480	0,31	0,230
Якушкинское, А <sub>2</sub>	71	19	4	72	0,21	0,129
		19	И	224	0,58	0,339
		19	9	173	0,47	0,244
	72	29	17	100	0,587	0,354
		29	7	580	0,24	0,142
	Козловское, А <sub>1</sub>	102	24	II	497	0,46
24			14	1127	0,58	0,35
24			8	399	0,33	0,149
Орлянокское, А <sub>4</sub>	119	19	7	260	0,37	0,112
		19	8	334	0,42	<b>0,144</b>
		19	3	107	0,158	<b>0,06</b>
		19	12	278	0,63	0,1291
		19	В	101	0,42	0,112
Александровское, А <sub>1</sub>	ПО	21	7	500	0,33	0,185
		21	8	550	0,381	<b>0,147</b>
		21	3	120	0,143	0,078
		21	8	550	0,381	0,216

закачки. Для конкретных условий разработки пласта А<sub>2</sub> Кулешовского месторождения отмечена тенденция к обратной корреляционной связи между этими параметрами (коэффициент корреляции равен -0,4). Установлено, что при увеличении объемов закачки слоистая неоднородность и трещиноватость коллектора ведут к ухудшению охвата пласта заводнением: происходит локализация приемистости в наиболее проницаемых зонах.

Дополнительная перфорация уплотненных прослоев в некоторых случаях позволяет приобщить к закачке новые интервалы, но приемистость их, как правило, незначительная.

Опытная закачка раствора полиакриламида в две нагнетательные скважины на Орлянокском и Мухановском месторождениях показала возможность некоторого снижения приемистости отдельных хорошо проницаемых интервалов и небольшого выравнивания профилей приемистости в действующей части пласта без подключения в работу новых прослоев. Таким образом, мероприятия по выравниванию профилей приемистости должны сопровождаться мерами по увеличению действующей толщины пласта, что приведет к увеличению коэффициента охвата воздействием и в конечном счете к росту нефтеотдачи пласта.

Очевидно, выбор методов регулирования разработки будет более полным при исследовании скважин дебитомерами, дающими количественную характеристику притока жидкости из пласта в скважину.

Следует отметить, что материалы дебитометрирования нельзя считать универсальными. В некоторых случаях коэффициенты охвата пласта заводнением, рассчитанные по промысловым данным выше, чем по данным дебитометров и расходомеров. Очевидно, этот факт можно объяснить и наличием трещиноватости в призабойной зоне скважин, и характером перфорации колонны, и качеством цементного камня за колонной, и целым рядом других факторов.

Увеличение охвата пласта заводнением достигается за счет выравнивания профилей приемистости, в этом случае его величина будет стремиться к величине  $K_{дт}$ , т. е.  $K_{дт}$  является предельным значением коэффициента охвата для данной действующей толщины.

Известно, что максимальная нефтеотдача пласта находится в прямой зависимости от охвата пласта заводнением. Чем больше коэффициент охвата по толщине и площади пласта, тем выше конечная нефтеотдача. Очевидно, для пластов, у которых нагнетательные скважины расположены вкрест простиранию структуры, при внутриконтурком заводнении мероприятия по увеличению охвата должны сводиться по нагнетательным скважинам к увеличению действующей толщины и выравниванию профилей приемистости, по добывающим скважинам — к максимальному увеличению действующей толщины.

При разработке нефтяных залежей в известняках типа пластов А4 и В1 средством достижения этих целей могут служить:

- 1) закачка загущенных жидкостей для выравнивания профилей приемистости;
- 2) селективное воздействие на плотные, неотдающие интервалы;
- 3) выборочная перфорация плотных интервалов пласта в различных добывающих скважинах;
- 4) одновременная раздельная закачка воды в различные интервалы пласта при дифференцированных давлениях нагнетания.

Таким образом, систематизация данных исследования скважин глубинными дебитомерами-расходомерами позволяет:

уточнять характер геологического строения продуктивного горизонта, более детально изучить его расчлененность, слоистую и зональную неоднородность;

оценить степень охвата пласта заводнением и разработкой;

наметить мероприятия по интенсификации разработки, решить ряд задач по вовлечению в разработку застойных и тупиковых зон, по привлечению неработающих интервалов;

повысить достоверность выбора дополнительных интервалов перфорации и методов воздействия на пласт для увеличения охвата его заводнением.

Рассмотренная методика обработки результатов глубинного дебитометрирования для уточнения геологического строения пласта, широко используемая на нефтяных месторождениях Самарской области, может быть рекомендована для аналогичных месторождений страны.

### 10.3. Применение метода фотокалориметрии нефтей для изучения геологической неоднородности продуктивных отложений

Одним из физико-химических методов, позволяющих решать некоторые геолого-промышленные задачи для терригенных и карбонатных коллекторов, является фотокалориметрия, основанная на изменении оптических свойств нефтей в зависимости от геолого-гидрогеологических условий их генезиса [16, 17, 18, 19, 20]. Точность метода фотокалориметрии характеризуется закономерностью изменения коэффициента светопоглощения  $K_{дт}$  нефти по площади месторождения и по толщине пласта и изменчивостью  $K_{дт}$  во времени, что связано с увеличением этого коэффициента по мере поступления свежих порций нефти со стороны приконтурной зоны или подошвенной части пласта.

Многочисленные исследования показали, что, зная закономерности изменения оптических свойств нефтей, можно решать целый ряд вопросов, связанных с контролем и регулированием разработки месторождений и с доразведкой залежей в процессе эксплуатационного разбуривания.

Впервые в Самарской области метод фотокалориметрии был применен при установлении долевого участия в добыче продуктивных пластов Си, Сш, Сива, CIVB второго объекта разработки Мухановского месторождения. В дальнейшем работы по изучению изменения Ксп, характеризующего содержание в нефти смол и асфальтенов, проводили на Покровском нефтяном месторождении. Исследования вели по пластам, представленным как карбонатными (пласты А<sub>1</sub>, Д<sub>1</sub>-ь В<sub>3</sub>), так и терригенными породами (пласты Б<sub>0</sub> и Б<sub>2</sub>). На Кулешовском месторождении этот метод применяется для изучения геологической неоднородности пласта А<sub>2</sub> большой толщины.

В процессе разработки к забоям скважин подходят все новые порции нефти с повышенным содержанием смолистых веществ, поэтому появляется возможность изучить направление движения потоков и тем самым определить источник поступления воды и осуществить прогноз обводнения отдельных добывающих скважин.

По данным И. П. Чоловского в пределах внутреннего контура нефтеносности продуктивного горизонта Д Ромашкинского месторождения верхние пласты имеют Ксп, равные 200—350 ед, средние — 350—450 ед, а нижние — более 450 ед. [21].

Рассмотрим некоторые результаты фотокалориметрии нефтей залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам. В табл. 10.5 приведены данные по отдельным скважинам Кулешовского, Якушкинского,

Таблица 10.5

Классификация залежей нефти К<sub>сп</sub> по фотокалориметрии, приуроченным к карбонатным коллекторам

Место залежи	Пласт	ТЕ	Описание по структуре	инт. ф. % а <sub>1</sub> а <sub>2</sub> Г <sub>1</sub> Г <sub>2</sub>	Виды залежи	К <sub>сп</sub>
Кулешов-ское	А <sub>2</sub>	101	Западная периклиналь		Кровельная	70
		751	То же	1704—1718	То же	70
		738	Присводовое	1732—1747	Средняя	70
		740	То же	1728—1748	То же	95
		438	Восточная периклиналь	1749—1757	То же	125
		412	Г. v < f крыло	1772—1786	Подожвенная	160
728	Присводовое	1744—1768	Средняя	102		
Якушкин-ское	А <sub>2</sub>	83	Западная периклиналь	883—908	Кровельная	251
		165	Присводовое	914—940	Средняя	389
		20	Западная периклиналь	884—899	Средняя и	504
		289	Восточная периклиналь	959—972	ПоТовш <sup>в</sup> тия	643
		273	Северное крыло	921—930	То же	706
		252	Западная периклиналь	914—908	То же	736
Коалов-ское	А*	49	Западная периклиналь	1207—1228	Кровельная	278
		1	Восточная периклиналь	1312—1316	То же	325
		37	Западная периклиналь	1287—1298	Подожвенная	421
Сидоров-ское	А <sub>2</sub>	57	Восточная периклиналь	1300—1306	Кровельная	504
		53	Присводовое	1293—1302	То же	774
		58	То же	1245—1254	Подожвенная	1027
Орляное	А*	131	То же	1058—1078	Кровельная	402
		52	Восточная периклиналь	1080—1088	Подожвенная	674
		118	Западная периклиналь	1067—1075	То же	523
Соснов-ское	А*	88	Присводовое	1206—1219	Кровельная	655
		99	Северная периклиналь	1258—1261	Средняя	1115
Дерюжев-ское	В <sub>1</sub>	116	Юго-западное крыло	1570—1598	Кровельная и	200
		33	Северо-восточное крыло	1702—1707	Кровельная, средняя и подожвенная	330
Ново-Аманское	В <sub>1</sub>	5а	То же	711—1715	Кровельная	345
		576	Юго-западная периклиналь	1657—1070	Кровельная и	576

Козловского и других месторождений. По месту вскрытия выделены три группы: первая — скважины, в которых перфорирована кровельная часть пласта, вторая — средняя часть и третья — подошвенная. Многочисленные анализы Ксп, полученные при изучении различных продуктивных горизонтов, показывают, что в одном пласте значительной толщины при расчленении его отдельными непроницаемыми или малопроницаемыми пропластками Ксп в разных точках пласта (в кровельной, средней и подошвенной части) различен и зависит от количества плотных прослоев. Выборочная перфорация пластов в начальной стадии разработки позволяет по величине Ксп определить однотипные зоны в различных точках структуры, что в комплексе с геофизическими и гидродинамическими методами исследований дает возможность дифференцировать разрез, устанавливая отдельные, не связанные или мало связанные между собой части продуктивного пласта.

По пласту А4 Кулешовского месторождения были построены карты изохром на различные даты. Нефть этой залежи характеризуется невысоким содержанием смол и асфальтенов, поэтому изменение Ксп во времени очень незначительно. Путем сравнения взаимного расположения изохром и расстояния между равнозначными изохромными на картах, построенных на различные даты, определяли направление движения нефти и длину пути, пройденного ею за этот период времени.

Значение Ксп нефти пласта А<sub>2</sub> по большинству скважин во времени уменьшается, а по отдельным скважинам увеличивается. По-видимому, этот факт можно объяснить геологической неоднородностью пласта. Фильтрация нефти в этом случае осуществляется по различным пропласткам, продуктивность которых меняется в зависимости от режимов работы пласта и от его энергетических ресурсов.

Кроме того, Ксп изменяется по вертикали пласта, уменьшаясь по мере удаления от ВНК. Поэтому для условий трещиноватого пласта возможна перераспределение потоков по толщине. Наблюдается закономерная картина изменения значений величины К<sub>с</sub> с севера на юг. Закономерность распределения Ксп по пласту, очевидно связана с физико-динамическими свойствами нефти, формой и ориентацией продуктивных пластов. Там, где пластовые воды более подвижны и пласт имеет высокие значения фильтрационных параметров, значения К<sub>с</sub> при высоких оптических свойствах нефтей.

Карты изохром согласуются с картами обводненности и картами плотности воды по этому пласту. Представляется целесообразным наряду с изучением оптических свойств нефтей в процессе разработки анализировать изменение состава вод (минерализация, плотность, первая соленость и пр.) [22].

Аналогичные исследования оптических свойств нефтей проведены и по пласту А<sub>2</sub> Алакаевского месторождения. Были построены карты изохром, характеризующие не абсолютные значения Ксп, а разницу Ксп во времени, что позволяет более четко определить линии изменения токоо жидкости. Получены первые практические результаты — определено направление движения закачиваемой воды в нагнетательные скважины, расположенные по направлению к добывающей скважине в средней части структуры. Согласно полученным данным, некоторые скважины по отдельным пластам имеют величину К<sub>с</sub> как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения можно объяснить наличием направленной линии течения жидкости в пласте в связи с неравномерной закачкой. На различные даты по пласту А<sub>2</sub> были построены карты плотности воды, позволяющие в комплексе с картами изохром и обводненности оперативно решить вопрос об эффективности режима и разработки.

Изменение Ксп по площади в пределах одного пласта обусловлено его гипсометрическим положением и совокупностью геологических факторов, влияющих на формирование и сохранение залежи (толщина покрывки, глинистость и связь с подошвенными водами). Немаловаж-

ным фактором, влияющим на состав нефтей в процессе нефтенакопления, являются геолого-физические свойства пород — их слоистая и зональная неоднородность. Важное значение имеет запечатанность карбонатных продуктивных горизонтов в подошвенной части окисленным битумом или продуктами жизнедеятельности бактерий.

На величину  $K_{ap}$  оказывает также влияние окислительное действие пластовых вод [23].

Для определения влияния толщины покрышки на содержание в нефти смолистых и асфальтеновых веществ, а также на величину  $K_{ap}$  (табл. 10.6) были проведены исследования. Глинистые или заглип-

Таблица 10.6

Содержание смол, асфальтенов и величина  $K_{ap}$  у залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам

Месторождение	Глубина залегания, м	Массовое содержание, %		$K_{ap}$	Содержание битума, %	Содержание смол, %		$K_{ap}$	Содержание битума, %	
		диалкагеленовые	асфальтеновые			СМ	СМ			
Саратовский нефтеносный район										
Валентьевское	A*	10,1	—	—	5	—	—	—	—	
Боровск	B	16,5—21,0	5,0—7,8	862—931	5	—	—	—	—	
Шунгутское	B	7,5—13,0	3,5—5,5	—	5	—	—	—	—	
Саратовское	B	9,5	—	340	7	—	—	—	—	
Буданитское	B	9—15	2,3—3,0	3—152	U	B <sub>1</sub>	16,3	4,2	732—953	
Радвинское	B	—	—	—	—	B <sub>2</sub>	16—19	—	—	
Орловское	B	9,4—13,0	2—2,7	—	10	—	—	—	—	
Калужское	B	3,6	1,5	320—400	12	—	—	—	—	
Сидоровское	B	9—9,8	1,5—2,3	108—120	7	B <sub>1</sub>	12	1,6	—	
Сургутское	B	8—10	—	351—US	8	B <sub>2</sub>	—	—	—	
Кинель-Черепановский нефтеносный район										
Николаевское	B	—	—	—	—	B <sub>1</sub>	10—20,0	1,75—8	321—G4S	
Мотавинское	A <sub>2</sub>	6,2	1,2	456,8	11	B <sub>1</sub>	9,4	1,5	284,4	
Павловское	B	—	—	—	—	B <sub>2</sub>	8,5—10	1,5—1,9	446—474	
Степное	B	28—30	4—10	—	7	—	—	—	—	
Сорбаченское	B	—	—	—	—	B <sub>1</sub>	5,9—	1,6—5,5	—	
Дорожковское	B	—	—	—	—	B <sub>2</sub>	—	—	—	
Саратовское	A <sub>1</sub>	6,5—7,0	2,7—3,0	326	5	B <sub>1</sub>	5—6	0,8—0,9	267—312	
Халовское	B	6,2	0,92	223	12	—	—	—	—	
Петушиное	B	7,9	7,7	819	18	B <sub>1</sub>	9	—	423	
Самаро-Лукинский нефтеносный район										
Алановское	A <sub>1</sub>	5—8	0,9—1,2	165,5—198,2	13	B <sub>1</sub>	5—7	0,6—1,0	—	
Николаевское	B	6,8—11,3	1,3—1,8	237,5—	13	B <sub>2</sub>	8	0,8	—	
Красноярское	A <sub>1</sub>	—	2,1	691,2	8	—	—	—	—	
Стрельный	B	7,9	2—2,5	346—370	10	B	S—9,5	0,9—2,2	215—327	
Овраг	B	—	—	—	—	B <sub>1</sub>	—	—	194,3	
Куйбышевское	B	6—8	1,5—2,2	291—443	15	B <sub>1</sub>	4—8,7	2—3,2	258—424	



Месторождение	Массовое содержание		°сп	М	Массовое содержание, %		тип	1
	иона (0,01-0,05) вы*	асфальте-вые			асфаль-тевые.1	асфаль-тевые		
Южно-Самарский нефтегазовый район								
Мало-Мальшское	—	—	—	—	—	5,5	0,75	—
Матвеевское	А» 7,9	0,5	21,5—43,2	17	—	—	—	—
Безымяновское	* 2,4—3,8	0,3—1,3	121—227	16	—	—	—	—
Кудрявское	* 3—8	0,4—0,5	102—140	14	—	—	—	—
Левинское	* 6—8	—	—	41	6—7,5	1,5—2,4	442—554	—
Березовское	—	—	—	—	7,1	1,6—2,9	—	—
Велицкое	—	—	—	—	4,6	0,7—0,8	136—172	—
Верное-Велицкое	—	—	—	—	4—5	1—5	209—309	—
Грековское*	—	—	—	—	5,5	2,5	339	—
Южно-Несвижское	—	—	—	—	8—9	2,8—3,5	—	—
						1,5		
Нижневолжский нефтегазовый район								
Нижне-Волжское	А» 4,7—5,5	1,0—1,6	—	7	—	—	—	—
Горбатовское	* 4,8	1,5	323	10	—	—	—	—
Потрескино	* 3—4	0,2—0,5	51,7—94,5	20	—	—	—	—

ванные покровы, как известно, оказывают каталитическое влияние: с увеличением суммарной толщины покровы Ксп нефти должны уменьшаться. Эта закономерность подтверждается некоторыми примерами по терригенным пластам карбона и девона. Что касается коллекторов, сложенных карбонатными породами, то здесь такой зависимости установить не удается. Это явление можно объяснить наличием в разрезе продуктивных горизонтов многочисленных уплотненных пропластков, играющих роль внутрипластовых покровов.

Анализ данных, приведенных в табл. 10.6, показывает, что величина Ксп повышается с юга на север, что связано с процессами миграции и с формированием нефтяных скоплений. Наибольшие значения К<sub>с</sub>, характеризующие нефтяные залежи месторождений северной части Самарской области (Сергиевский нефтеносный район) объясняются окислением нефтей в процессе миграции и формирования залежей. Кроме того, для этих нефтей характерна различная скорость движения составляющих компонентов в связи с различной их подвижностью.

По-видимому, на величину К<sub>с</sub> влияет и литолого-фациальный состав пород, окислительное действие пластовых вод, бактериологические процессы и толщина покровов, хотя, как уже отмечалось выше, последний фактор играет второстепенную роль.

#### 10.4. Использование температурных исследований для определения влияния внутриконтурного заводнения на условия вытеснения нефти

Для избежания охлаждения продуктивных пластов при закачке в них больших объемов холодной воды требуется тщательное изучение начальных термических условий недр, изменений температуры в пластах в процессе разработки, а также характера изменения вязкости пластовых нефтей, условий выпадения парафина и других качественных изменений.

Геотермический режим месторождений Самарской области до 1959 г. изучался в основном в опорных скважинах. После 1959 г. вопросу геотермических исследований было уделено значительное внимание, в результате был получен большой фактический материал по целому ряду ранее открытых и новых месторождений [24, 25, 26]. Полученные данные позволили уточнить и детализировать температурный режим разрабатываемых нефтяных объектов, а также использовать их для практического решения задач нефтепромысловой геологии и разработки [27].

В табл. 10.7 рассматриваются абсолютные значения температур,

Таблица 10.7

Абсолютные значения температур, величин геотермических градиентов и геотермических ступеней по миссоновским разработкам с выемкой внутриплотурных и ав. пл. ш. м

Месторождение	Стратиграфический ярус	Глубина, м	Средние значения температур, °С					
			крутое крыло			пологое крыло		
			I	II	III	I	II	III
Покровск 16 А.	Башкирский ярус	1080	35,5	2,6	3Р	31,0	2,49	40,2
Мушкинское ЮС С.	Нижний карбон	2200	51,0	2,07	4Р	50,0	2,04	40,0
Мушкинское С	То же	2250	51,5	2,1	4У Я	50,5	2,05	48,7
Мушкинское С	«	2300	52,0	2,12	47 I	51,0	2,06	48,0
Мушкинское С	«	2350	52,5	2,15	47 V	51,5	2,07	48,0
«донов 1... Д.	Верхний карбон	2000	74,0	2,33	47 0	73,0	2,32	43,0
«донов 1... Д.	То же	2000	74,0	2,33	47 0	73,0	2,32	43,0
Имгрия « Д	«	4000	71,5	2,24	44 Я	70,5	2,21	18,2
Имгрия « Д	Башкирский ярус	1750	48,0	2,55	39 Я	47,5	2,40	41,6
Имгрия « Д	Башкирский ярус	1700	47,0	2,54	39 Я	47,5	2,40	41,6
Имгрия « Д	«редний карбон	900	21,0	1,56	6У Я	—	—	—
Имгрия « Д	«редний карбон	1050	—	—	—	23,0	1,83	54,0
Имгрия « Д	«редний карбон	1050	—	—	—	23,0	1,83	54,0
Имгрия « Д	«редний карбон	1050	—	—	—	23,0	1,83	54,0
Кавказское А.	Пашкирский ярус	1400	34,0	2,15	41 5	32,5	2,19	45,6
Кавказское В.	Турбинский ярус	1650	35,0	2,22	42 1	33,0	2,22	47,8
Сосновское В.	То же	1070	10,0	2,08	48 0	—	—	—
Сосновское А.	Вашкирский ярус	1200	32,0	2,06	48,5	31,5	2,06	50,0

Примечание: I — температура, °С; II — температурный градиент, °С/III м; III — геотермическая ступень, м/°С.

определенные в основном ртутными регистрирующими термометрами, величины геотермических градиентов и геотермических ступеней, приведенных для каждого случая к единой плоскости.

Для более полного отражения температурного режима продуктивных пластов значения абсолютных температур даны отдельно для крутых и пологих крыльев [27]. В большинстве случаев в пределах структур установлены температурные различия, а именно, на крутых крыльях температура, приведенная к одной плоскости замера, обычно несколько выше, чем на пологих крыльях. Аналогичные закономерности прослеживаются и в пределах линейных дислокаций в целом.

Возникновение температурных аномалий зависит от многих факторов — литологического, тектонического, гидрогеологического, но, главным образом, связано с условиями формирования месторождений [28, 29, 30].

Наиболее важное практическое значение представляет использование данных геотермических исследований для решения задач по контролю за разработкой нефтяных месторождений. Как отмечалось, наиболее важны указанные исследования на месторождениях, разрабатываемых с внутриконтурным заводнением, когда в продуктивные пласты закачиваются большие объемы воды, температура которой значительно ниже пластовой.

Как установлено специальными исследованиями [31], в процессе

разработки нефтяных пластов с внутриконтурным заводнением, имеющих невысокую начальную температуру, на поздней стадии разработки даже незначительное снижение пластовой температуры может привести к нарушению фазового равновесия нефти. В результате может начаться выпадение в пластовых условиях смол, парафина, возрастает вязкость нефти. Все это, особенно при добыче высоковязких и средних по вязкости нефтей, может привести к снижению фазовой проницаемости для нефти, ухудшению гидравлической проводимости и созданию дополнительных сопротивлений при движении жидкости к забоям добывающих скважин. А это, в свою очередь, вызовет уменьшение охвата пласта заводнением и, следовательно, уменьшение конечной нефтеотдачи [31, 32, 33, 34].

С помощью глубинных частотных термометров, обеспечивающих достаточно высокую точность непрерывного замера температур на Мухановском, Дмитриевском, Кулешовском, Дерюжевском и Яблоневском месторождениях Самарской области, были проведены геотермические исследования добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважин. В результате удалось выяснить динамику тепловых полей нефтяных пластов, формирующихся в процессе разработки, и влияние внутриконтурной закачки воды на пластовую температуру.

Термограммы по наблюдательным скв. 307, 320 и 376 пластов Дп и Дпг Мухановского месторождения, которые до остановки из-за обводнения находились в эксплуатации (рис. 10.11), показывают, что температура продуктивных пластов в них понизилась на 3—12 °С по сравнению с начальной (72 °С в пласте Дп и 74 °С в пласте Дпг). Следует отметить, что перед снятием термограмм скв. 307, 320 и 376 в течение не-

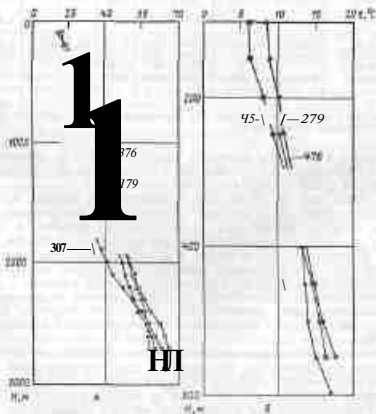


Рис. 10.11. Термограммы наблюдательных и продуктивных скважин: а — Мухановского (376, 320, 307) и Дмитриевского (179); б — простаивающих Яблоневского (49, 278, 476) месторождений

скольких месяцев простаивали, в связи с чем тепловое поле в их стволах динамически установилось на уровне 60,5–70,5 °С.

Более определенные данные получены при замерах пластовых температур в нагнетательных скважинах. На рис. 10.12, 10.13 приведены результаты геотермических исследований нагнетательных скважин Мухановского, Дмитриевского, Кулешовского и Дергожевского месторождений. Хотя замеры температур проводились в различных условиях и на различных стадиях разработки, нарушение теплового режима при закачке холодной воды установлено во всех скважинах.

В нагнетательной скв. 151 Мухановского месторождения (см. рис. 10.12, И) температурные замеры были выполнены глубинным частотным термометром первоначально при совместной закачке в пласты Дп и Дш воды в объеме 40 м³/сут, а затем при самоизливе ее через затрубное пространство. При закачке воды температура в интервале продуктивных пластов составляла 38–39 °С, а при самоизливе —

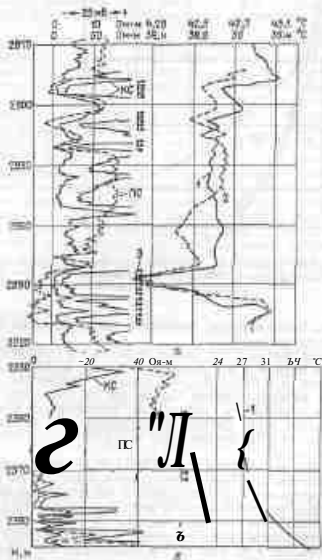


Рис. 10.12. Карота-температурная и профили температуры в скважинах нагнетательных скв. 151 Мухановского (И) и скв. 128 Дмитриевского (Б): 1—температура в скважине при закачке 40 м³/сут; 2—температура в скважине при самоизливе воды из затрубного пространства; 3—температура в скважине

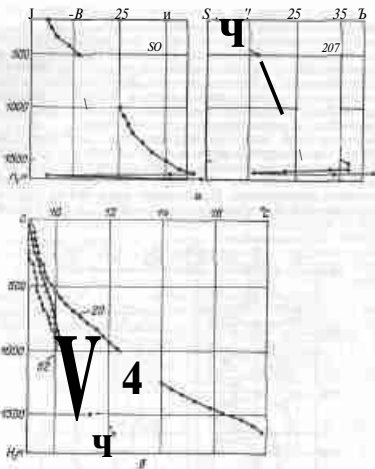


Рис. 10.13. Термограммы нагнетательных скважин Кулешовского (а — скважина 151 в течение 25 сут) и Дерюжевского (б — скважина 128 в течение 25, 28 и 30 сут)

42,2—42,7 X. Таким образом, понижение температуры по сравнению с начальной достигает ~35 °С.

По термограмме скв. 151 можно выделить и интервалы пластов, поглощающих воду. В пласт Д<sub>1</sub> вода поступает в его верхний и средний пропластки, а в пласт Д<sub>ш</sub> — в средний пропласток. Интересно отметить, что термометрические данные как бы повторили полученные ранее данные определения интервалов приемистости пластов с помощью глубинных расходомеров. Это указывает на широкие возможности использования термометрии для контроля за разработкой нефтяных месторождений.

Охлаждение призабойной зоны пласта Ст четко фиксируется в нагнетательной скв. 128 Дмитриевского месторождения. На рис. 10.12,6 показана термограмма скв. 128, снятая в интервале перфорации, из которой следует, что температура в интервале приемистости воды равна 26 °С при начальной пластовой температуре 51 °С.

Интересные данные были получены в нагнетательных скважинах пластов А<sup>^</sup> (скв. 60) и А<sub>з</sub> (скв. 207) Кулешовского месторождения (см. рис. 10.13, а), простоявших перед замером температуры 25 и 28 суток. Как видно из термограмм, по стволам скважин температура за время простоя восстановилась почти до начальной, а против продуктивных пластов, в которые закачано соответственно 700 и 800 тыс. м<sup>3</sup> холодной воды, она была резко понижена. Так, если над кровлей пластов темпе-

ратура составляла 42 и 37 °С, то в интервалах пласта она была равна 9 и 16 °С. При этом следует учесть, что температура закачиваемой воды составляла 4—6 °С. В зумпфах исследованных скважин температура равнялась пластовой.

Несомненно, что охлаждение призабойных зон нагнетательных скважин должно зависеть от объема закачанной холодной воды и продолжительности закачки. Это подтверждают термограммы нагнетательных скв. 52, 55 и 20 пласта Вг Дерюжевского месторождения, снятые в работающих скважинах (см. рис. 10.13,6). В скв. 55, в которую был закачан почти 1 млн м<sup>3</sup> воды, т. е. больше, чем в другие скважины, температура в интервале пласта равнялась 12,9 °С, т. е. была самой низкой. В скв. 52, в которую также закачали почти 850 тыс. м<sup>3</sup> воды, температура в интервала продуктивного пласта П: составляла 13,2 °С, а в скв. 20, в которую закачали всего 25 тыс. м<sup>3</sup> воды, температура в интервале пласта оказалась самой высокой — 18,8 °С. Первоначальная же температура пласта В на Дерюжевском месторождении равнялась 39 °С.

На Яблоневском месторождении исследование нагнетательных скважин пластов К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> кунгурского яруса показало, что против продуктивных пластов температура равна 10—12 °С при начальной 20 °С.

Таким образом, данные термометрических исследований нагнетательных скважин восьми пластов пяти месторождений показали, что закачка больших объемов холодной воды приводит к охлаждению призабойных зон. Однако в отношении распространения фронта охлаждения продуктивных пластов от нагнетательных скважин мы располагаем лишь данными по Мухановскому и Яблоневскому месторождениям.

На Яблоневском месторождении в продуктивные пласты кунгурского яруса на дату исследования закачано 15,5 млн м<sup>3</sup> воды. На этом месторождении были проведены термометрические исследования в наблюдательных скв. 49, 278 и 476 (см. рис. 10.11,6). Скважины расположены на расстоянии 200 м от нагнетательных скважин, и через них фронт обводнения уже прошел. В данных скважинах забойные температуры составляют 16,5—17,5 °С. Начальная температура пластов К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub> равна 20 °С. Отсюда можно сделать вывод, что фронт охлаждения от нагнетательных скважин с температурой на забоях 10—12 °С продвинулся на 200 м и больше. За счет этого температура пластов в наблюдательных скважинах снизилась на 2,5—3,5 °С от начальной. Аналогичные результаты получены по Мухановскому месторождению.

Таким образом, полученные данные по снижению пластовых температур в результате закачки в пласты холодной воды на Мухановском и Яблоневском месторождениях позволяют сделать вывод, что процесс охлаждения продуктивных пластов с увеличением объемов закачки холодной воды на всех месторождениях, разрабатываемых с внутриконтурным заводнением, будет в дальнейшем прогрессировать.

Как отмечалось, основное отрицательное действие охлаждения пластов на разработку приуроченных к ним залежей связано с увеличением вязкости пластовых нефтей. Из данных табл. 10.8 следует, что под влиянием закачки холодной воды в зонах нагнетания рассматриваемых месторождений пластовая температура понизилась на 25—75% начальной, в связи с чем вязкость пластовых нефтей возросла на 30—40%. В дальнейшем, по мере возрастающей добычи воды пластовая температура будет непрерывно понижаться, а фронт охлаждения продвинется от нагнетательных скважин к добывающим. Однако приведенные значения роста вязкости нефтей при закачке в пласты холодной воды на последующих этапах разработки могут оказаться значительно выше предполагаемых. Дело в том, что принимаемые в начале при гидродинамических расчетах значения вязкости пластовых нефтей обычно характеризуют сводовые участки пласта. Однако известно, что в подошвенных частях пласта, выработка которых осуществляется на последующих этапах разработки, вязкость нефтей может быть значительно

Месторождение, пласт	Температура пласта		Вязкость, мПа·с	Вязкость пластовой нефти	
	начальная	текущая*		начальная	текущая*
Мухановское, Дп	72,5	38	34,5	0,06	1,52
Куйбисовское, Аз	47	16	31,0	0,81	1,19
Куйбисовское, А <sub>2</sub>	49	19	30,0	0,88	1,30
Дмитриевское, С <sub>1</sub>	51	20	25,0	2,28	3,72
Чбдолевское, К1+К2	20	35	5,0	2,37	2,70
Дерюжовское, В1	39	13	26,0	3,75	7,00
Орловское, Л <sub>1</sub>	34	12	24,0	6,52	8,90

\* В зонах нагнетенной воды.

выше, чем в сводовых участках. При этом данное различие особенно существенно для пластов, имеющих большие этажи нефтеносности, а также для пластов с высоковязкими нефтями.

В качестве примера можно привести залежь пласта А4 Осинского месторождения в Пермской области. На этом месторождении по глубинным пробам из разведочных скважин вязкость пластовой нефти первоначально была определена в 12 мПа·с. В дальнейшем же оказалось, что в подошвенной части пласта вязкость пластовой нефти возрастает до 35 мПа·с. Таким образом, при внутриконтурной закачке холодной воды на последующих этапах разработки вязкость пластовой нефти возрастет здесь очень резко, что необходимо учесть заранее.

Не менее существенное влияние на условия разработки залежей нефти может оказать и выпадение в пластах парафина. По данным В. М. Николаева [35], в отдельных случаях кристаллизация парафина может происходить при относительно высоких пластовых температурах. Например, в залежи пласта А4 башкирского яруса Кулешовского месторождения кристаллизация парафина может начаться даже при температуре, близкой к пластовой.

На Мухановском месторождении в залежах девона и нижнего карбона при начальной пластовой температуре соответственно 46 и 72,5 °С температура массовой кристаллизации парафина составила 31—36 °С. Отсюда следует, что при закачке холодной воды в расположенные выше пласты нижнего карбона температура в зонах закачки здесь понизилась несомненно больше, чем в залежи пласта Дп. А это дает основание предполагать, что в пластах нижнего карбона Мухановского месторождения в зонах нагнетания воды кристаллизация парафина уже началась. В свою очередь, это, несомненно, должно ухудшить проницаемость пластов в зонах закачки воды.

Из сказанного следует, что закачка в нефтяные пласты холодных вод может ухудшить условия их разработки, увеличить обводненность добываемой нефти, а также понизить конечную нефтеотдачу.

Радикальным мероприятием явилась закачка в нефтяные пласты горячей воды, как, например, на месторождениях Южного Мангышлака. Однако в условиях Самарской области это целесообразно лишь на ограниченном числе объектов. Более реальным мероприятием является быстрый повсеместный переход на закачку в пласты сточных вод, особенно, где имеются воды с деэмульсионных установок, так как температура их достаточно высока. На целесообразность использования сточных вод указывают результаты их экспериментальной закачки в скв. 12 и 225 на Кулешовском месторождении. Замер в этих скважинах забойных температур показал, что они здесь почти в 3 раза выше, чем в скважинах, в которых закачивается холодная вода.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аширов К. Б., Громович В. А. Результаты закачки флюоресцина в продуктивный пласт Яблоневского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
2. Аширов К. Б., Громович В. А. и др. Результаты закачки флюоресцина в нефтяную залежь пласта А, башкирского яруса: Полюк-коп) м.;-торожения Куйбышевской области // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XI.— М.: Недра, 1967.
3. Аширов К. Б., Громович В. А. и др. Изучение трещиноватости карбонатного коллектора пласта А, Сч-ширешко-о ил;си; Я^угтшк-ола месторождения // Тр./Гипройсс(о.ш.-ФИ).— Вып. XI.— М.: Недра, 1967.
4. Аширов К. В., Громович В. А., Данилова Н. И. и др. Геологическое строение и нефтеносность Кулешинского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. V.— М.: Гостоптехиздат, 1962.
5. Гаура В. Е. Состояние и перспектив рлт;ш;ики нефшлыч галежей, приуроченных к карбонатным коллекторам // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XII.— Куйбышевское книжное издательство, 1965.
6. Ханин И. Л., Палий П. А., Гаура В. Е. и др. Особенности разработки нефтяных пластов в связи с их неоднородностью // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XVIII.— М.: Недра, 1973.
7. Палий П. А., Ханин И. Л., Гаура В. В., Зарский С. Я.— Изоляция притока пластовых вод на месторождениях Куйбышевской области.— М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
8. Аширов К. В., Гаура В. Е., Кашаев В. М. О динамике обводнения и нефтеотдачи пласта А, Якушкинского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. XV.— М.: Недра, 1971.
9. Ханин И. Л., Гаура В. Е., Дубов Ю. И. К вопросу разработки продуктивных пластов А в А. Якушкинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1969, № 4.
10. Палий П. А., Лейбсон В. Г., Гаура В. Е. Использование данных глубинного дебитометризации для решения задачи (порых вон юпж рлт;ш;бтги (на примере Кулешинского месторождения) // Нефтяное хозяйство, 1969, № 4.
11. Каменецкий С. Т., Кузьмин В. М., Лысянский Б. Г., Пылов А. А. Результаты гидравлических исследований скважин и пластов Кулешовского месторождения // Нефтепромысловое дело, 1967, Ка 2.
12. Колганов В. И., Югин Л. Г., Илларионова С. Я., Гаура В. Е. Особые условия разработки // Нефтяное хозяйство, 1970, № 2.
13. Колганов В. И., Югин Л. Г., Илларионова С. Я., Гаура В. Е. Исследования нефтяных пластов С. Якушкинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1970, № 2.
14. Аширов К. Б., Ларина М. М. К вопросу о структурных закономерностях строения карбонатных коллекторов Кулешинского месторождения // Тр./Гипровостокнефти.— Вып. IX.— М.: Недра, 1965.
15. Суслов В. А. Оценка степени нефтенасыщенности и фазовых проницаемостей по данным перфорационных исследований // Нефтяное хозяйство, 1967, № 23.
16. Быков Н. Н., Алтынцева Т. Г. Применение фотокалориметрии нефтей для решения отдельных геолого-промысловых задач на месторождениях Пермской области // Тр./Пермского филиала Гипровостокнефти.— Вып. 1.— Пермское книжное издательство, 1965.
17. Гильманшин А. Ф., Глумов И. Ф. Применение фотокалориметрии нефтей для решения отдельных геолого-промысловых задач // В кн.: «Теоретические и экспериментальные исследования по физическим свойствам нефти и газа».— Казань: Изд-во КГУ, 1964.
18. Глумов И. Ф., Гильманшин А. Ф. Применение фотокалориметрии нефтей в нефтяном хозяйстве // В кн.: «Состояние разработки нефтяных и газовых месторождений».— М.: Г. (п)издат, 1963.
19. Девликамов В. В., Дунюшкин И. И. и др. Фотокалориметрическое исследование // Нефтяное хозяйство, 1964, № 4.
20. Пантелеев А. С., Гилева Н. М., Гришин Е. С. РСПССНО некоторых геолого-промысловых задач при помощи фотокалориметрии // Нефтяное хозяйство, Оренбургской области // Нефтяное хозяйство, 1964, № 4.
21. Чоловский И. П. Методы повышения нефтеотдачи при разработке крупных нефтяных месторождений // М.: Недра, 1966.
22. Зайделевсон М. И., Ханин И. Л., Вещеров В. И. и др. Опыт использования гидрогеологических методов для повышения нефтеотдачи при поисково-разведочных работах на нефть и газ в Куйбышевской области.— Мин.: Наука и техника, 1971.
23. Пантелеев А. С., Гилева Н. М., Гришин Е. С. Решение некоторых геолого-промысловых задач при помощи фотокалориметрии на месторождениях Оренбургской области // Нефтяное хозяйство, 1964, № 4.
24. Дружинин А. В. Геометрические условия формирования Поволжья // Тр./КуйбышевНИИ и НП.— Вып. П.— Куйбышевское книжное издательство, 1962.
25. Дружинин А. В. Геотермическая характеристика локальных поднятий Куйбы-



26. Дубов В. А. Геологические условия Среднего Поволжья // Тр./КуйбышевНИИ НП.— Вып. 1.— Куйбышевское книжное изд-во, 1960.
27. Дружинин В. П. Сравнительная структурная параметризация пород восточной части Куйбышевского Поволжья.— Куйбышевские ученые труды, 1967.
28. Дьяков В. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтеносных месторождений Среднего Поволжья // Тр./КуйбышевНИИ НП.— Вып. 8.— М.: Изд-во, 1966.
29. Дахнов В. Н., Дьяков Д. И. Термическая обработка нефти и газа. Материалы ПО термическим кешд?м увеличения кэфф?а-ц; и loovi-puoiopnt нефтяных месторожд!ин - М: ВНИИОЭПГ, 1967.
30. Непримеров Н. Н. Идр Особенности теплового поля нефтяного месторождения.— Казань изд-во Казанского ун-та, 1968.
31. Беляков М. Ф. Влияние истощенности заводнения на термальный режим месторождений // Докл. АН СССР.— Т. 66, № 3, 1949.
32. Пудовкин М. А. Приближенные формулы для определения элейштов термозаводнения (при внутриконтурном заводнении). Материалы конференции-семинара по за выделению методов увеличения кэфф?а-ц; и интенсификации нефтеых месторожд!ин - М: ВШЮЭНГ, 1967.
33. Тагив Ш. М. Влияние затывающих воды на температуру пласта //Азербайджанское нефтяное дело, 1960, № 9.
34. Уголев В. С., Мусинов В. И. Термические методы в добыче нефти.— М.: Геостроиздат, 1959.
35. Николаев В. М. Новый метод определения температуры начала кристаллизации парафина в г.убищмл обр.цах нефти. Новости нефтяной л-хники // Нефтеобращение, 1960, № 6.

## Раздел 1 1

### СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

#### 11.1. Методы повышения нефтеотдачи

На всех этапах развития нефтяной промышленности страны ее перспективы определялись созданием надежной сырьевой базы за счет **Гфведения** геологоразведочных работ, совершенствования технологий разработки нефтяных месторождений, создания и применения методов повышения нефтеотдачи пластов и новых технологий.

В течение последних 30 лет происходило непрерывное ухудшение качественного состояния сырьевой базы России за счет значительной выработки высокопродуктивных месторождений, длительно находящихся в разработке, и открытия нефтяных месторождений с трудно-извлекаемыми запасами, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам, нефтегазовым залежам с обширными подгазовыми зонами, высоковязким нефтям, залежам, залегающим на больших глубинах и залежам с аномальными свойствами нефтей.

Ухудшение структуры запасов снизило проектную нефтеотдачу месторождений с 50% в 1960 г. до 40% в 1993 г. В связи с этим особое значение приобретают проблемы повышения эффективности разработки месторождений и создания новых технологий и систем разработки, учитывающих качественную характеристику запасов нефти разрабатываемых и вновь вводимых месторождений. Решение этих проблем должно способствовать стабилизации, а в отдельных случаях — замедлению темпов падения добычи нефти, более полному извлечению ее из недр.

Первостепенное значение приобретают методы регулирования разработки, особенно для месторождений с высокой выработкой запасов и значительной обводненностью продукции.

Применение новых методов увеличения нефтеотдачи позволяет существенно увеличить извлекаемые запасы и добычу нефти, вовлечь в

промышленную разработку высоковязкие нефти, запасы в низкопроницаемых коллекторах и трудноизвлекаемые запасы на поздней стадии разработки, обеспечить значительную экономию инвестиций в геолого-разведочные работы. Особого внимания заслуживают трудноизвлекаемые запасы, доля которых в структуре остаточных запасов неуклонно растет. Если по России за 30 лет удельный вес их возрос с 10 до 45%, то по месторождениям Западной Сибири за 20 лет с 11 до 43%.

Основная часть трудноизвлекаемых запасов приурочена к низкопроницаемым пластам — 64%; остальная к высоковязким нефтям — 11%, обширным подгазовым зонам газонефтяных залежей — около 18% и пластам, залегающим на больших глубинах, — 7%. Разработка такого типа коллекторов с использованием традиционных технологий становится неэффективной. Необходимы новые технологии разработки, создание принципиально новых подходов к проектированию, учитывающих особенности извлечения трудноизвлекаемых запасов.

С длительной разработкой месторождений связано интенсивное нарастание обводненности добываемой продукции. Объем остаточных запасов нефти с обводненностью более 90% на разрабатываемых месторождениях России увеличился за 1975—1993 гг. в 2 раза. Остаточные извлекаемые запасы нефти выработанностью более 80% в целом по отрасли возросли за 1981—1993 гг. в 3,7 раза.

Высокая обводненность разрабатываемых месторождений требует при управлении процессами доразработки новых решений, базирующихся на построении и постоянном уточнении геолого-математических моделей объектов разработки по данным гидродинамических исследований. При совершенствовании технологий разработки не исключено, что основными здесь могут оказаться гидродинамические методы воздействия, возможно, в комплексе с физико-химическими методами.

За последние годы достигнуты определенные успехи в развитии и внедрении современных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения. Опытно-промышленные испытания и промышленные работы осуществлялись на 324 объектах, в том числе действующих 196, воздействием охвачено более 5 млрд т начальных балансовых запасов нефти, обеспечен прирост извлекаемых запасов более 200 млн т (табл. 11.1).

Таблица 11.1

П.,,,,,,,,,	1986 г.	1988 г.	»Т.	1990 г.	1992 г.	1993 г.
Число участков по внедрению	47	112	243	319	333	324
в том числе действующие	41	76	185	223	237	196
в п-iv						
с физико-химическим воздействием	26	77	210	276	289	280
с газовым воздействием	6	8	9	17	17	17
в том числе действующие	5	6	7	9	8	3
с термическим воздействием	15	27	24	26	27	27
в том числе действующие	11	20	18	18	20	8

Термические методы внедрялись на 27 объектах, физико-химические на 280, газовые на 17. В 1986—1990 г. добыча нефти за счет новых методов составила 26,3 млн т, в том числе за счет газовых 2,6 млн т, термических 16,9 млн т, физико-химических 16,7 млн т, в 1993 г. соответственно 0,5; 1,8 и 7,0 млн т. С начала процесса добыча нефти в результате применения термических методов достигла 18,0 млн т, физико-химических — 46,6 млн т, газовых — 7,2 млн т.

На рис. 11.1 приведено распределение объемов добычи нефти за счет методов повышения нефтеотдачи по основным нефтедобывающим районам России, на рис. 11.2 — распределение добычи по методам воз-

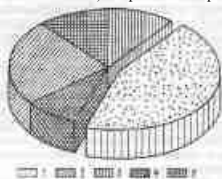


Рис. 11.1. Распределение добычи нефти (млн т) при раз-  
работке месторождений  
нефтеотдзчв в: 1993 г. по регионам  
России: 1 — Западная Сибирь  
(4184 — 45%); 2 — Урало-Поволжье  
(2241 — 24,1%); 3 — Коми Республ-  
ка (1888 — 10,8%); 4 — Татарстан  
(1862 — 11,4%)

действия в 1993 г. и с начала процесса, в табл. 11.1 — число опытных участков, находящихся под воздействием. Динамика дополнительной добычи нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи приведена на рис. 11.3.

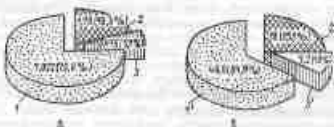


Рис. 11.2. Добыча нефти на месторождениях, млн т (% от общей добычи)  
(а — всего в 1993 г. 9,3 млн т; б — всего с начала РК на 01.01.1994 г. 71,8 млн т); 1 — физико-химический; 2 — термических; 3, 3' — газовых

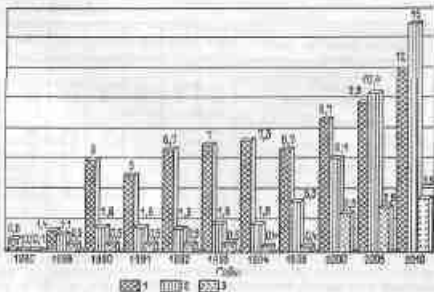


Рис. 11.3. Динамика дополнительной добычи нефти (млн т) за счет методов увеличения нефтеотдачи: 1 — физико-химический; 2 — термических; 3 — газовых

### 11.1.1. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи

Использование физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов — одно из наиболее перспективных направлений в процессах разработки нефтяных месторождений. В настоящее время они применяются на 185 участках с охватом балансовых запасов 3,55 млрд т.

Физико-химические методы предназначены в основном для нефтей малой и средней вязкости и могут успешно применяться на месторождениях с суммарными балансовыми запасами нефти более 18 млрд т.

Основными районами добычи нефти с применением физико-химических методов являются Западная Сибирь, Татарстан, Башкортостан, Самарская, Пермская области и др. Научными организациями отрасли разработано, испытано и сдано ВК более 60 технологий с использованием физико-химического воздействия.

В широких масштабах на месторождениях Западной Сибири начато применение системной технологии воздействия на нефтяные пласты. Она представляет собой комплекс мероприятий, предназначенных для интенсификации процессов добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов в широком диапазоне геолого-физических условий с применением химических реагентов.

Ведущее место в физико-химических методах воздействия на пласт занимает полимерное заводнение. Закачка полимерных растворов осуществляется на месторождениях Урало-Поволжья, Удмуртии, планируется внедрение этого метода на месторождениях Западной Сибири. Получение композиций полимеров в сочетании с различными реагентами существенно расширяет диапазон применения полимеров для нефтедобывающей отрасли.

Основное назначение полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи пластов — выравнивание неоднородности продуктивных пластов и повышение охвата при заводнении.

Исследователи Гипровостокнефти И. А. Швецов и А. П. Горбатова, В. П. Меркулов, В. А. Кукин и др. разработали и рекомендовали к широкому промышленному применению технологии с использованием полимеров:

- полимерное заводнение (закачка оторочки) на неоднородных по проницаемости объектах с высоковязкими нефтями, находящихся в начальной стадии разработки;

- комплексное воздействие на продуктивные пласты полимерными гелеобразующими системами в сочетании с интенсифицирующими реагентами (ПАВы, щелочи, кислота) на поздней стадии разработки;

- воздействие на пласт вязко-упругими составами (ВУС) для выравнивания профиля приемистости и интенсификации добычи нефти;

- циклическое полимерное заводнение с использованием раствора сшитого полиакриламида, содержащего неионогенное ПАВ;

- циклическое воздействие на продуктивный пласт полимерсодержащими поверхностно-активными системами;

- щелочно-полимерное заводнение;

- полимерное воздействие при закачке в пласт углекислоты.

Учеными разработана математическая модель процесса вытеснения нефти водой и вытесняющими агентами из неоднородного пласта с учетом свойств насыщающих пласт флюидов.

Полимерное заводнение в России получило наибольшее распространение в Самарской области. В табл. 11.2 приведены результаты аффективного применения полимерного заводнения. Эти работы намечено продолжать с подключением Карагайского, Козловского, Кулешовского и других месторождений.

Наиболее крупным объектом, разрабатываемым с применением полимерного воздействия с использованием сшивающих агентов, яв-

Месторождения нефти	Доизлигель- ны отбиты нефти, тыс. т	Годы эксплуатации, Ден., . . . . .	Производство нефти, тыс. т/сут.	Увеличение нефти тыс. т/сут.
Ом. Искитинское, ф. 3+А, Сарыаркское, А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	574	1969—1984	1608	5
Лорю. Искитинское, А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub> , А <sub>3</sub>	592	1977—1989	191	2,4
Мали. Искитинское, А <sub>1</sub> , А <sub>2</sub>	347	1987—1993	807	4,5
Радаевское месторождение, И <sub>1</sub>	192	1991—1993	1136	
Гусельковский склад Яблоневского месторождения, И <sub>1</sub> , К <sub>1</sub> , К <sub>2</sub>	85	1987—1993	28	

ляется восточный участок месторождения Каламкас в Казахстане (30 нагнетательных, 120 добывающих скважин). Удельная эффективность воздействия составила 291 т нефти на одну тонну реагента.

Применение БУС, сущность которого заключается в том, что в процессе закачки оторочки раствора полимера призабойная зона нагнетательных скважин обрабатывается шитыми полимерными системами (СПС) с малым временем гелеобразования. В результате шивки образуются гидрогели, обладающие низкой подвижностью и высоким градиентом давления и ярко выраженными вязко-упругими свойствами.

Особенно эффективным этот метод оказался для полимиктовых коллекторов юрского горизонта месторождения Каламкас, характеризующегося резкой неоднородностью продуктивного пласта, имеющего пропластки высокой проницаемости, со слабой гидродинамической связью между собой. Именно в этих условиях закачка ВУС выравнивает неоднородность пласта по проницаемости и тем самым позволяет повысить охват пласта полимерным воздействием.

Применение этого метода воздействия позволило снизить темпы обводнения добываемой нефти. За 9-летний период применения этой технологии было извлечено дополнительно 2,800 млн т нефти, удельная эффективность составила 463 т нефти/т реагента.

Совершенствование этого метода шиванием ПАА в пласте повышает технологическую эффективность до 4000 т нефти на 1 т ПАА.

К модифицированным технологиям относится технология воздействия на обводненные продуктивные пласты полимер-дисперсной системой (ПДС) на основе ПАА и суспензии глин, которая увеличивает нефтеотдачу на поздней стадии разработки, когда традиционные методы малоэффективны. Воздействие ПДС в 2—5 раз снижает подвижность воды в пористой среде. Выравнивание неоднородности коллектора по проницаемости приводит к перераспределению фильтрационных потоков, повышению коэффициента охвата пласта и повышению конечной нефтеотдачи.

Важным вариантом применения водоизолирующих систем на основе ПАА являются технологии образования этих систем в пласте за счет взаимодействия закачиваемых растворов химических реагентов с водо-нефтенасыщенной породой. Эти системы наиболее эффективны для повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки в осложненных условиях. Их применение заключается во внутрискважинном регулируемом образовании дисперсных вязкоупругих систем на основе силикатно-щелочнополимерных составов.

Технологию выбирают на основе многовариантных расчетов с учетом всех параметров разработки и воздействия на пласт. Модель расчета учитывает все особенности полимерного воздействия, изменение свойств полимерного раствора, шивающих агентов и состояния полимерной системы. Однако применение водорастворимых полимеров (в

чистом виде или в виде модификаций) резко сократилось в связи с необходимостью их закупки за рубежом.

Проблема создания высокоэффективного отечественного водорастворимого полимера до сих пор пока не решена. На первой стадии ее решения придется привлечь зарубежные фирмы, владеющие технологией его производства, для создания совместных предприятий, а в дальнейшем обеспечить изготовление указанного полимера в нужных количествах на заводах нефтехимической промышленности.

Одним из эффективных методов физико-химического воздействия на пласт является щелочное заводнение, получившее наибольшее применение в Пермской области.

Технологическая эффективность этого метода на некоторых месторождениях составляет 40 т нефти на 1 т щелочи. Однако, внедрение этого метода ограничено свойствами нефтей и расширение его применения может быть только за счет композиционных составов на основе щелочи.

На современном этапе задачу повышения нефтеотдачи пластов экологически чистыми технологиями может решить метод микробиологического воздействия на пласт, работы над которыми ведут научно-исследовательские организации отрасли.

Технология микробиологического воздействия может осуществляться по двум направлениям:

1 — биосинтез химических реагентов, увеличивающих нефтеотдачу непосредственно в пласте путем закачки микроорганизмов и питательных сред с поверхности;

2 — биосинтез химерагентов для увеличения нефтеотдачи в промышленных условиях и последующая закачка их растворов в пласт.

Важно отметить, что в отличие от химических реагентов, теряющих активность в результате разбавления их пластовыми водами, микроорганизмы способны к саморазвитию, т. е. размножению и усилению биохимической активности в зависимости от физико-химических условий среды.

Перспективным направлением в области применения физико-химических методов является использование реагентов-загустителей, например биополимера «Симусан». Биополимер обладает некоторыми преимуществами по сравнению с ПАА, он слабо подвержен механической и термоокислительной деструкции и совместим с высокоминерализованными пластовыми водами. Однако у «Симусана» есть и недостатки, главный из них — подверженность микрофлоры пласта биологической деструкции. Кроме того, до сих пор промышленностью не создана технологическая товарная форма биополимера, допустимая к перевозке на большие расстояния. В связи с этим рекомендовать «Симусан» для промышленного использования нет оснований. Требуется дальнейшая работа по улучшению его товарных свойств.

### 11.1.2. Тепловые методы повышения нефтеотдачи

Одними из приоритетных методов повышения нефтеотдачи пластов, наиболее подготовленным технологически и технически как в России, так и за рубежом, являются тепловые. Они применяются в наиболее сложных геолого-физических условиях и позволяют добывать нефть, иначе невозможную, при этом величина нефтеотдачи увеличивается с 4—20 до 30—50%.

Высоковязкие нефти открыты на 267 месторождениях, причем основные запасы сконцентрированы на шести: Усинском и Ярегском (Коми Республика), Ван-Еганском, Русском и Северо-Комсомольском (Юменская область), Гремихинском (Удмуртия). Эти месторождения и будут определять ближайшую перспективу развития термических методов добычи нефти.

Под воздействием тепловых методов будут введены в разработку

более 2 млрд т нефти. При годовом темпе отбора всего 1% этих запасов добыча нефти может составить 20—23 млн т в год, при темпе 1,5%, что вполне реально, — 30—34 млн т.

За последние годы добыча нефти в России за счет тепловых методов, достигнув 1,8 млн т/год, практически остановилась на этом уровне, а в последние два года даже несколько снизилась. Научно-исследовательскими организациями созданы, испытаны и переданы для промышленного использования 16 новых и усовершенствованных технологий термического воздействия на пласт, среди наиболее эффективных можно отметить термополимерное и термоциклическое заводнение. Эти технологии — энергосберегающие, соответствуют мировым стандартам и могут использоваться в различных геолого-физических условиях.

Для дальнейшего увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения научные организации отрасли ведут работы по созданию принципиально новых технологий, позволяющих охватить практически все потенциальные ресурсы высоковязких нефтей. К ним относятся следующие технологии:

- парогазоциклическое воздействие на пласт, дающее возможность выходить с процессами теплового воздействия на большие глубины;

- пароциклические обработки скважин с использованием комплекса оборудования для закачки теплоносителя и добычи нефти из одной и той же скважины без подъема НКТ;

- разработка карбонатных коллекторов в пластах небольшой толщины, содержащих высоковязкие нефти;

- комплексное освоение месторождений высоковязких нефтей тепловыми методами с извлечением ценных компонентов, содержащихся в нефтях и вмещающих их породах.

В определенной степени развитие добычи нефти за счет тепловых методов сдерживается из-за крайне медленного внедрения методов пароциклической обработки скважин, широко применяющихся в мировой практике. Недостаточно проводится научных исследований и промысловых испытаний, связанных с пароциклической обработкой скважин. Для широкого их внедрения требуется качественная доработка конструкции созданных мобильных парогазогенераторов.

Если в области создания технологий термического воздействия работы в основном осуществляются удовлетворительно и уровень технологических решений не уступает мировому, то техническая вооруженность промыслов, где реализуются тепловые методы, по своим качественным показателям не всегда соответствует потребностям высокоэффективного ведения работ. Поэтому привлечение иностранной фирмы и создание СП «Нобель Ойл», разрабатывающего Усинское месторождение, показывает высокую эффективность такого сотрудничества.

Пермо-карбонатный пласт Усинского нефтяного месторождения представляет собой уникальный объект разработки. При запасах 6 млн т нефть обладает аномальными нефтеносными свойствами, плотностью 960 кг/м<sup>3</sup>, вязкостью в пластовых условиях 700, в поверхностных — до 4500 мПа·с, повышенным содержанием асфальто-смолистых соединений — до 46%. Запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых. Дополнительным фактором, осложняющим разработку пермо-карбонатного объекта, является крайняя степень неоднородности карбонатного коллектора, трещинокавернознопорового типа. В настоящее время пласт разрабатывают на неэффективном естественном режиме, что при указанных геологических условиях может обеспечить максимальную нефтеотдачу 7%. Однако в связи с интенсивной разработкой пласта на естественном режиме резко уменьшается пластовое давление. К 1994 г. оно снизилось с 14,2 до 10,3 МПа. Там, где пластовое давление оказалось ниже давления насыщения, произошло выделение газовой фазы в пласте. Это привело к вынужденной остановке более 100 скважин, причем наблюдается тенденция увеличения их количест-

ва. Кроме того, снижение пластового давления в условиях вертикальной и горизонтальной трещиноватости карбонатных пород обуславливает преждевременное обводнение продукции, которое достигло 60%, хотя суммарный отбор нефти составил всего 4,8% геологических запасов. Все это резко снизило энергетический потенциал пласта, и его разработка перешла в стадию падающей добычи, что делает проблематичным достижение запроектированной нефтеотдачи на естественном режиме—7%.

С 1982 г. на опытных участках начаты работы по паротепловому воздействию (ПТВ) на пласт, для чего использовались 4 парогенератора «Стразерс» и 2 отечественных парогенератора УПГ-60. За 10 лет экспериментальных работ из-за низкого качества оборудования не удалось довести пар до пласта, в результате чего в продуктивный пласт закачивалась перегретая вода. В соответствии с проектом разработки предусмотрено создание мощностей для закачки в пласт пара в объеме около 8 млн т в год. Однако проектные задания до настоящего времени не были выполнены вследствие отсутствия отечественного оборудования с необходимыми параметрами и надежностью.

В мировой практике отсутствуют аналогичные проекты термического воздействия на пласт в столь уникальных условиях. Так, по данным Национального нефтяного совета США в мире существует 230 проектов разработки месторождений с применением ПТВ, из них 227 в терригенных пластах и только 3 в карбонатных коллекторах.

Проект реализуется, смонтированы четыре высокоэффективных парогенератора, обеспечивающие доставку на забой паронагнетательных скважин пара с проектными параметрами. Смонтирован и введен в эксплуатацию уникальный замерный комплекс, позволяющий замерять дебиты скважин, установлено новейшее оборудование по определению параметров пара. Отмечается высокий уровень монтажа парогенераторов, паропроводов, внутрискважинного и устьевого оборудования, обеспечивающего полную герметичность и минимальные тепловые потери, а следовательно, улучшение экологической обстановки.

В 1995—1996 гг. намечается дальнейшее развитие работ, необходимо построить 62 парогенератора, каждый производительностью 40 т/ч (пара), оборудовать и ввести под закачку пара 170 паронагнетательных скважин. Есть основания считать, что совместное сотрудничество позволит найти пути эффективной разработки месторождения и увеличить добычу нефти и нефтеотдачу.

Одним из дополнительных и весьма существенных источников получения углеводородного сырья являются природные битумы (ПБ) и тяжелые высоковязкие нефти (ВВН). В то же время в ПБ и ВВН содержатся (часто в промышленных концентрациях) сера, металлы и другие ценные компоненты (дитрикарбоновые ароматические кислоты, их эфиры, сульфиды, сульфоксиды и т. п.).

Наличие в ПБ и ВВН помимо углеводородов других ценных компонентов позволяет рассматривать их в качестве многоцелевого комплексного полезного ископаемого, которое может быть использовано для получения: топливно-энергетических продуктов (газообразных жидких, твердых), нефтехимических и химических материалов (смазочных, лакокрасочных, изоляционных и др.), металлов и металлосодержащих продуктов, биостимуляторов, строительного, дорожностроительного сырья и др.

Необходимость эффективного освоения значительных ресурсов ПБ и ВВН обуславливает комплексный подход к решению проблем, связанных с добычей, транспортом и глубокой их переработкой с применением экологически безопасных технологий. ПБ и ВВН отличаются от обычных нефтей повышенным содержанием высокомолекулярных смолистоасфальтеновых веществ, включающих сложные химические соединения, обладающих специфическими структурами и уникальными свойствами. Квалифицированное использование состава и свойств ПБ и



ВВН может принести значительный экономический эффект. В этой связи природные битумы и высоковязкие нефти требуют нетрадиционного подхода к решению проблемы их переработки.

Применение рациональной технологии переработки ПБ и ВВН, предусматривающей извлечение металлов (главным образом ванадия) и других ценных компонентов, позволяет существенно повысить коэффициент полезного использования сырья.

Самостоятельный интерес представляют битумосодержащие породы (БСП), прогнозные ресурсы которых сосредоточены на глубинах 0—150 м (пригодны для широкого использования, в том числе в качестве строительного и дорожно-строительного сырья). Наиболее значительны запасы и ресурсы БСП в Волго-Уральском регионе.

Создание и совершенствование техники и технологии (методов) добычи ПБ, ВВН и БСП в России осуществляется по трем основным направлениям:

— применение скважинных внутрипластовых способов, когда природные битумы и высоковязкие нефти добываются через скважины, пробуренные с поверхности, путем термического или иного воздействия на нефть- и битумосодержащие пласты;

• — применение карьерных и шахтных очистных систем разработки, при которых битумосодержащие породы извлекаются на поверхность;

— применение шахтных дренажных систем разработки, предусматривающих добычу ПБ и ВВН в шахте с помощью дренажных систем или горизонтальных скважин (с применением термического воздействия).

В России опытно-промышленные испытания скважинных методов добычи ПБ проводятся только на месторождениях Татарстана. Что касается ВВН, то скважинная их добыча широко применяется в Волго-Уральском, Тимано-Печорском регионах и в Западной Сибири.

Промышленная и опытно-промышленная разработка ПБ и БСП карьерным способом осуществлялась в России с целью добычи битумосодержащих пород для нужд дорожного строительства.

Оценивая возможности комплексного освоения значительных ресурсов ПБ и ВВН, можно отметить, что по степени развития инфраструктуры, значимости ресурсов, состояния подготовленности месторождений к разработке наиболее целесообразным представляется сосредоточить объекты по добыче и переработке ПБ и ВВН в следующих регионах: Волго-Уральском, Западно-Сибирском, Тимано-Печорском и Азово-Кубанском.

### *11.1.3. Шахтные методы добычи нефти*

Для извлечения высоковязких нефтей и битумов получает распространение шахтный способ разработки месторождений, значительно повышающий конечную нефтеотдачу пластов.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция Коми Республики представляет собой единственный в стране район, где уже длительное время (с 1939 г.) ведется добыча тяжелой высоковязкой нефти шахтным способом на Ярегском месторождении. Из существующих трех нефтяных шахт с начала разработки добыто 16,0 млн т нефти, в т. ч. за счет термощахтного способа — 8,3 млн т.

Технология термощахтной добычи нефти сочетает в себе преимущество шахтного способа — высокую плотность сетки скважин — с паротепловым воздействием на пласт в условиях нефтяных шахт.

Эта принципиально новая технология добычи нефти была научно обоснована, создана, испытана и впервые в мировой практике внедрена в промышленности на Ярегском нефтяном месторождении с 1968 г. совместными работами ВНИИ, нефтешахтного управления Яреганефть, ПО Комшефть и ПечорНИПИнефть.

Высокие показатели разработки обеспечиваются за счет сосредоточения в продуктивном пласте или в непосредственной близости от него основных технологических процессов, включающих использование наиболее совершенных по характеру вскрытия горизонтальных, пологонаклонных и восстающих скважин большой протяженности (до 300 м), применение плотных сеток размещения нагнетательных и добывающих скважин, закачку в пласт теплоносителя (пара и попутно добываемой горячей воды).

Применение способа термошахтной разработки позволило повысить нефтеотдачу по пласту с вязкостью нефти 12 000—15 300 мПа·с, снизив ее до 50 мПа·с, т. е. до уровня, полученного при разработке месторождений с нефтями средней вязкости традиционными методами (с заводнением).

На отдельных участках Ярегского месторождения, находящихся в завершающей стадии разработки, благодаря применению технологии термошахтной добычи нефти достигнута нефтеотдача 50—60%.

Под тепловым воздействием находится площадь 333-1G<sup>4</sup> м<sup>2</sup> залежи с балансовыми запасами 20,15 млн т. Эта площадь разбита на 24 блока, в которых действует 6500 добывающих и 14 200 паронагнетательных скважин.

В настоящее время ведут научно-исследовательские работы по совершенствованию термошахтного способа (повышение нефтеотдачи пласта до более 50% путем полной автоматизации всего процесса добычи, а также внедрением совершенной системы разработки и закачки вязкоупругого теплоносителя) и доведению его до экологически чистого процесса.

В перспективе объектом шахтной разработки может быть зона континентального шельфа стран СНГ, которая по действующей в настоящее время оценке обладает значительными потенциальными ресурсами, в основном, на шельфах Каспийского, Карского и Баренцева морей.

На основании проведенных исследований наиболее перспективными для шахтной разработки природных битумов и высоковязкой нефти являются территории Татарстана, Архангельской области и Коми Республики.

Открытый способ разработки (карьером) возможен как один из вариантов добычи природных битумов, залегающих до глубины 50 м. Но при данном способе возникает целый комплекс экологических вопросов, которые являются существенными. При открытой разработке нарушаются гидродинамические процессы, происходящие в подземных водоносных горизонтах. При этом большая часть территории вокруг карьера превращается в пустыню, так как растительный мир погибает от нехватки воды, которая вся уходит в карьер. Подземный способ разработки является предпочтительнее открытого.

В настоящее время планируется разработать и испытать новую технологию повышения нефтеотдачи пластов месторождений высоковязких нефтей и природных битумов — подземно-поверхностную систему термошахтной разработки. Эта технология является эффективной и экологически безопасной для окружающей среды. Может применяться на месторождениях, содержащих нефть любого фракционного состава в любых горно-геологических условиях.

#### *11.1.4. Газовые и водогазовые методы повышения нефтеотдачи*

Метод вытеснения нефти углеводородным газом и его модификации — наиболее эффективные методы повышения нефтеотдачи пластов, особенно для низкопроницаемых коллекторов. Их применение позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 10—15 пунктов по сравнению с **традиционными** методами разработки нефтяных месторождений.

Метод водогазового воздействия на пласт успешно сочетает в себе преимущества закачки газа и обычного заводнения. Этот метод наиболее изучен, имеется апробированная и достаточно надежная технология его применения. Немаловажное значение имеет то обстоятельство, что при водогазовом воздействии расходуется меньше свободного и попутного нефтяного газа по сравнению с методом закачки газа высокого давления.

В Западной Сибири имеются огромные запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам, на которых возможно эффективное применение водогазового воздействия. В этом регионе не используется значительное количество нефтяного газа и ШФЛУ. Реализация программы внедрения газовых методов позволит значительно улучшить использование указанных продуктов и снизить экологическую напряженность.

К 1993 г. воздействием газовыми методами было охвачено только 220 млн т балансовых запасов нефти, что позволяет обеспечить прирост извлекаемых запасов 30 млн т.

В настоящее время данный метод не нашел широкого применения в отрасли. Он реализуется на Самотлорском месторождении в Западной Сибири, месторождении Озек-Саут АО Ставропольнефтегаз, на нескольких рифовых залежах в Башкортостане. Добыча за счет применения метода в 1986—1990 гг. составила 2,6 млн т, в 1993 г. — 0,5 млн т.

Институтами отрасли созданы для разработки низкопроницаемых сложно построенных коллекторов эффективные технологии, основанные на вытеснении нефти углеводородным газом высокого давления и ШФЛУ. Выделено 489 залежей на 140 месторождениях, на которых возможно их применение, среди них Талинское, Родниковское, Самотлорское, Восточно-Сургутское, Омбинское и др. Широкомасштабное внедрение сдерживается из-за отсутствия отечественного оборудования для реализации метода.

Целесообразность испытания и внедрения технологий водогазового воздействия вытекает из тех существенных затруднений, которые встречает заводнение низкопроницаемых пластов, в первую очередь ачимовских и юрских отложений на месторождениях Западной Сибири.

Для массового внедрения технологий водогазового воздействия, привлечения современных технических средств в Коми Республике на Верхне-Возьском месторождении совместно с канадской фирмой Галф Канада и английской Бритиш газ создано СП Комиарктикойл. Главной его задачей является эффективная разработка месторождения и достижение высокого коэффициента нефтеизвлечения на основе опыта канадских фирм. Есть все основания считать, что высокоэффективные водогазовые методы повышения нефтеотдачи найдут в России в самое ближайшее время широкое распространение, особенно на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами и прежде всего в Западной Сибири, где имеются достаточные ресурсы углеводородного газа как свободного, так и попутного нефтяного.

### *11.1.5. Гидродинамические методы, повышения нефтеотдачи*

Хотя роль и значение трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе нефтедобычи по стране в перспективе будут возрастать, абсолютные уровни добычи нефти в обозримом будущем все же будут определяться высокопродуктивными обводненными пластами, разработка которых осуществляется с применением методов заводнения в различных модификациях и сочетаниях.

С каждым годом растет количество месторождений, перешедших в позднюю и завершающую стадии разработки. Величина остаточных запасов с обводненностью нефти, превышающей 90%, за последние 12 лет на разрабатываемых месторождениях России увеличилась в 5,5 раза, а с пыработанностью более 80% — в 3,5 раза.

Многие из уникальных и крупных месторождений Урало-Поволжья, Северного Кавказа и Западной Сибири вступили в позднюю (III и IV) стадию разработки, характеризующуюся снижающейся добычей нефти и интенсивным ростом обводненности.

В заводненных пластах со степенью выработанности более 50% содержится 25% остаточных извлекаемых запасов при текущей величине нефтеотдачи, в среднем равной 20%. Остаточные запасы обеспечивают почти 50% текущей добычи. По отдельным регионам эта величина значительно больше.

Высокое обводнение и значительная выработка запасов разрабатываемых месторождений требуют новых решений при управлении процессами доразработки, создания принципиально новых технологий разработки для такого типа пластов, имеющих еще значительные запасы нефти.

Таким образом, сложившаяся структура запасов и состояние разработки нефтяных месторождений России требуют ускоренного создания, испытания и широкого применения новых, более эффективных технологий воздействия на пласты, среди которых особое значение имеет развитие уже широко зарекомендовавшего себя метода гидродинамического воздействия.

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пластов представляют собой прогрессивные, постоянно развивающиеся технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме.

По различиям выполнения и интенсивности воздействия на продуктивные пласты гидродинамические методы делятся на две группы.

К первой группе относятся методы, которые осуществляются через изменение режимов эксплуатации скважин и, как следствие, через изменение режимов работы пласта. Эти методы объединяются общим понятием «нестационарное заводнение» и включают: циклическое заводнение; изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП); форсированный отбор жидкости; избирательную закачку воды в низко- и высокопроницаемые пласты; ступенчато-термальное заводнение и др. Перечисленные методы сравнительно просты в реализации, не требуют больших экономических затрат и получили широкое развитие. Это связано в основном с тем, что значительная часть месторождений Урало-Поволжья, Северного Кавказа и Западной Сибири вступила в позднюю и завершающую стадии разработки. Причем еще значительные невыработанные запасы остались в тупиковых и застойных зонах, недренлируемых участках пластов и требуют, во-первых, определения местоположения остаточных запасов нефти, во-вторых, внедрения регулируемого нестационарного заводнения, способствующего вовлечению их в активную разработку. Кроме того, и длительно разрабатываемые, и вводимые в разработку новые месторождения характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, низкой проницаемостью, высокими геологической неоднородностью и расчлененностью.

Ко второй группе относятся методы, основанные на изменении первоначально принятого размещения скважин и системы воздействия: перенос фронта Багнетания; создание дополнительных очагов заводнения; организация дополнительных рядов нагнетательных скважин; разукрупнение эксплуатационных объектов и применение барьерного заводнения на газонефтяных залежах.

Условия применимости и эффективность каждого перечисленного метода гидродинамического воздействия на продуктивные пласты определяются в основном возможностями и ограничениями самих методов, которые в свою очередь зависят от геологических особенностей пластов, геолого-физической и фильтрационной характеристики коллекторов, их неоднородности, свойств насыщающих пласты флюидов, принятых условий разработки и условий их реализации.

В этих условиях для месторождений, разрабатываемых с заводнением и находящихся в первой и завершающей стадиях, внедрение гид-

родинамических методов выдвигается в первый ряд применяемых технологий, способствующих более полному извлечению нефти из продуктивных пластов, обеспечению более равномерного фронта вытеснения, интенсификации выработки остаточных запасов, значительному снижению объема добываемой пластовой воды, а следовательно, и уменьшению объемов закачки.

Указанные факторы являются не только показателями технологической и экономической эффективности действующей системы воздействия на пласты, но, что очень важно, тесно связаны с весьма актуальными и острыми проблемами экологии.

Особого внимания заслуживает опыт внедрения нестационарного воздействия на нефтяные пласты, полученный на Восточно-Сулеевской и Алькеевской площадях Ромашкинского месторождения, где работы по циклическому заводнению с изменением направления фильтрационных потоков проводили с 1972 г. Наиболее важными для практики развития этих работ в других нефтесдобывающих районах являются методы оценки технологического эффекта, уменьшение объемов закачиваемой воды и отбираемой жидкости.

Комплекс мероприятий по регулированию системы разработки на указанных месторождениях позволил снизить пластовое давление в зонах отбора, что дало возможность эксплуатировать добывающие скважины при низких забойных давлениях и проводить текущие ремонты без глушения скважин [3].

Опыт Татарстана, АО Самэранфтсгаза, объединений Западной Сибири позволяет сделать вывод о высокой эффективности нестационарного заводнения, причем как на начальной, так и на конечной стадиях разработки [4].

Всего гидродинамическими методами воздействия охвачено 215 объектов разработки, за 1986—1992 гг. извлечено 232,5 млн т нефти, в том числе по месторождениям Западной Сибири 168,3 млн т.

Последние годы характеризуются некоторым уменьшением эффективности метода, что связано с рядом объективных и субъективных причин, а главным образом со сложностями, обусловленными длительными простоями добывающих и нагнетательных скважин.

Дальнейшее развитие гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов будет происходить в направлении их усовершенствования, повышения эффективности с учетом накопленного опыта их применения на объектах с различной геолого-физической характеристикой. Расширится география применения гидродинамических методов. Большие перспективы эффективного их использования связаны с разработкой газонефтяных месторождений Тюменского Севера.

## П.2. Новые технологии

### *11.2.1. Системы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений с применением горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин (ГС и ГРС)*

Структура сырьевой базы такова, что традиционный ввод месторождений с низкопроницаемыми коллекторами в разработку при их разбурировании вертикальными скважинами (ВС) может быть экономически нецелесообразен, а иногда невозможен, вследствие чего значительный объем запасов окажется не вовлеченным в промышленную разработку.

Прежде всего это относится к трудноизвлекаемым запасам, содержащимся в низкопроницаемых и неоднородных пластах и коллекторах с высоковязкой нефтью, потенциальные ресурсы которых оцениваются по стране в несколько миллиардов тонн. В этих условиях наиболее рациональным направлением улучшения использования трудноизвлекаемых запасов является переход на принципиально новые системы раз-

работки месторождений с применением ГС и РГС, которые, имея повышенную поверхность вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление в призабойных зонах и являются перспективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

Особенно важно применение систем разработки с ГС и РГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания.

Горизонтальные стволы, проходя по продуктивному пласту на сотню метров, а в отдельных случаях несколько сотен метров могут вскрыть в неоднородном пласте несколько участков трещиноватых зон с повышенной проницаемостью, что позволит по этим скважинам получить дебиты в несколько раз выше, чем по вертикальным. Следовательно повысится степень охвата пласта дренированием, возникнет возможность увеличить воздействие рабочим агентом.

Появляется возможность разбурить газонефтяные залежи с обширными подгазовыми зонами и водонефтяные залежи значительно меньшим числом скважин и разрабатывать эти объекты при минимальных депрессиях.

В качестве примера высокой эффективности систем разработки с горизонтальными скважинами можно привести Приобское месторождение, расположенное в Тюменской области и характеризующееся низкой проницаемостью продуктивных коллекторов. ТЭО, выполненное ВНИИнефтью по этому месторождению, показало, что число скважин (добывающих и нагнетательных) по варианту с ГС составляет 1820, по традиционной системе — 5460, средний дебит в первом случае — 32, во втором — 5 т/сут.

Накопленный отбор нефти в варианте с ГС по расчету составил 248 млн т, по традиционной технологии — 142 млн т.

При традиционных технологиях запасы этого месторождения следует считать забалансовыми, применение ГС позволяет обеспечить их рентабельную разработку.

Вторым примером разбуривания горизонтальными скважинами является месторождение Ириковское в Саратовской области. Продуктивный пласт заволжского горизонта представлен прослоями известняков, крепких, тонкокристаллических, слабопористых, неравномерно трещиноватых. Проницаемые прослои разделены пропластками крепких, плотных, глинистых известняков толщиной 0,3—9,3 м. Количество проницаемых пропластков изменяется от одного — двух на периклинали месторождения до одиннадцати в центральной части.

В период пробной эксплуатации дебиты вертикальных скважин составляли 0,03—2,3 т/сут. С целью интенсификации добычи нефти было пробурено восемь горизонтальных скважин. Притоки нефти увеличились до 23—36 т/сут. По расчетам ВолгоградНИПИнефти для ввода месторождения в промышленную разработку необходимо пробурить 150 добывающих и 50 нагнетательных скважин.

Расчеты с применением горизонтальных скважин показали, что потребуется пробурить 60 добывающих с горизонтальными стволами и 30 нагнетательных вертикальных скважин. Сроки разработки сокращаются вдвое.

Мировой и отечественный опыт проводки горизонтальных скважин показывает, что их применение позволяет значительно улучшить текущие технологические показатели разработки низкопроницаемых коллекторов, а в ряде случаев перевести забалансовые запасы нефти в балансовые, в частности, темпы отбора нефти для систем ГС по сравнению с системами вертикальных скважин (ВС) повышаются в 3—5 раз, увеличиваются дебиты скважин, сокращаются сроки разработки. Можно предположить, что применение ГС в этих условиях позволит обеспечить темпы выработки запасов на уровне рентабель-

ности. Годовой темп отбора может быть не менее 2—3%, в то время как при применении ВС этот показатель не превышает 1—1,5%. При этом необходимо отметить, что удельные извлекаемые запасы в расчете на одну ГС в 2—3 раза выше, чем для ВС.

Использование ГС требует за счет сокращения их общего числа на объектах значительно меньших (в 1,5—2 раза) капитальных вложений на бурение скважин при относительном росте (до 70%) стоимости каждой ГС за счет усложнения их конструкций. Заметим однако, что при массовом бурении ГС стоимость одного метра проходки, как показывает мировой опыт, может быть доведена до стоимости проходки ВС. Это создает еще более благоприятные предпосылки для повышения эффективности использования ГС.

Проведенные исследования показывают, что системы разработки с использованием ГС имеют ряд существенных недостатков и нерешенных проблем. К ним относятся снижение эффективности использования ГС в пластах со сложным строением, уменьшение возможности регулирования процесса заводнения в связи с тем, что системы с ГС являются более «жесткими».

Не исследованы еще вопросы, связанные с полной нефтеизвлечением при разработке месторождений с применением ГС, изоляцией водопритоков в ГС, с выбором рациональных систем и режимов разработки и т. д. Очевидно, что отработка методики проектирования и реализации технологий с использованием систем ГС в промышленных условиях представляется совершенно необходимой.

С целью ускорения работ в отрасли по созданию систем разработки нефтяных месторождений с применением ГС и РГС еще в 1989 г. разработана комплексная программа «Горизонт». Для ее реализации, кроме отраслевых институтов, были привлечены смежные министерства "и ведомства Мингео, Минобороны, Минавиапрома, Минметаллургии, Минтяжмаша и др.

Широкомасштабные промысловые исследования направлены на решение следующих задач:

- изучение технологической эффективности различных систем разработки, в том числе многорядных, площадных, избирательных систем воздействия с применением ГС по сравнению с системами ВС;

- отработка методов регулирования заводнения с применением

- ГС
- отработка методов контроля разработки, в том числе по интервалам горизонтального забоя;

- исследование особенностей применения ГС при разработке объектов с различной степенью слоистости по разрезу и зональной неоднородностью по площади;

- испытания и отработка методов интенсификации притоков нефти;

- отработка методов борьбы с водопритоками вдоль горизонтального ствола в пределах продуктивного пласта;

- оценка эффективности применения различных методов повышения нефтеотдачи (физико-химических, термических и гидродинамических) через системы ГС;

- промышленные испытания и отработка технических средств и технологий строительства ГС;

- промышленная проверка различных профилей и конструкций скважин, в том числе с малыми и средними радиусами отклонения;

- испытания и отработка методов и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, способов и технических средств крепления продуктивной части пласта;

- испытание техники и технологии вскрытия и освоения многозабойных скважин;

- отработка методов оперативного управления направлением

ствола горизонтальных скважин на базе современных вычислительных средств;

— испытания различных рецептур промырочных жидкостей, тампонажных растворов и жидкостей глушения;

— отработка технологий и технических средств ремонта скважин с горизонтальным забоем;

— отработка технологий и технических средств геофизических измерений в процессе бурения без подъема инструмента;

— отработка вопросов кустования скважин и обустройства месторождений с применением ГС;

— промышленная проверка возможности использования ГС для решения задач охраны окружающей среды, в том числе в зонах хозяйственного водоиспользования и охранных зонах.

Основные работы, проведенные в последнее время, связаны с созданием отечественной телеметрической системы для контроля проводки горизонтального ствола скважин. Создано и организовано серийное производство телеметрической системы с проводным каналом связи для турбинного бурения, технологические комплексы для получения геолого-геофизической информации в горизонтальных скважинах «Горизонталь-I», «Горизонталь-II» и «Горизонталь-IV».

Создание этих комплексов дало возможность в 1991—1994 гг. пробурить около 200 скважин. В стадии разработки находится телеметрическая система контроля проводки ГС с использованием электромагнитного канала связи. Ведутся работы по созданию технологических средств для бурения ГС из эксплуатационных колонн.

Решение поставленных задач уже в ближайшее время позволит увеличить объем бурения ГС и РГС и вовлечь в промышленную разработку значительные запасы нефти на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами.

### *11.2.2. Гидравлический разрыв пласта (ГРП)*

Одним из методов воздействия на продуктивные пласты, особенно низкопроницаемые, является ГРП. Этот метод в отечественной практике применяется с 50-х годов, но лишь в последние годы пришли к выводу, что его следует рассматривать как элемент системы разработки низкопроницаемых коллекторов, что требуется совершенно новый подход к технологии его проведения и что во многих случаях необходимо осуществлять глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который оказывает воздействие не только на призабойную зону, но и на отдаленные участки пласта, и тем самым способствует повышению нефтеотдачи.

ГРП в России в последние годы возрождается на новой технологической и технической основе. Причина возрождения в основном связана с тем, что для многих объектов разработки с низкопроницаемыми коллекторами, особенно в районах Западной Сибири, просто отсутствуют альтернативные способы. Только ГРП позволяет интенсифицировать малопродуктивные скважины, подключая к разработке слабопроницаемые зоны пласта.

Анализ, проведенный во ВНИИнефти, показал, что число объектов, подходящих по критериям применимости ГРП, составляют более 125, расчетный фонд скважин превышает 25 000. Запасы нефти по этим объектам составляют несколько миллиардов тонн. Очень важно, что при проведении ГРП практически нет ограничений в глубинах пласта, вязкости нефти, его можно осуществлять в пластах небольшой толщины.

Для оценки и анализа запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах проведен поиск на ЭВМ потенциальных объектов для внедрения этой технологии в отрасли по следующим критериям применимости:



глубина залегания продуктивного пласта 3500 м;

эффективная толщина пласта 3 м;

низкая проницаемость (не более  $0,03 \text{ мкм}^2$ ) для нефтей вязкостью в пластовых условиях до 5 мПа·с и проницаемость не более  $0,05 \text{ мкм}^2$  для нефтей вязкостью 5—50 мПа·с.

Кроме указанных критерием учитывалась также величина балансовых запасов нефти отдельных объектов, площадь нефтеносности, величина пластовой температуры и тип коллектора.

Рассмотрены три группы объектов, отличающихся величиной гидропроводности пласта и дебитами скважин.

I группа объектов характеризуется довольно низкими значениями гидропроводности — менее  $0,05 \text{ мкм}^2\text{-м}/(\text{мПа}\cdot\text{с})$  и низкими дебитами скважин (менее 3 т/сут), что связано либо с малой эффективной толщиной пласта, либо с относительно высокой вязкостью нефти. Выполненные по этой группе расчеты показали, что проведение ГРП менее эффективно, чем по II и III группам, и эти объекты представляют резерв на перспективу.

II группа объектов характеризуется значениями гидропроводности в пределах  $0,05\text{—}0,10 \text{ мкм}^2\text{-м}/(\text{мПа}\cdot\text{с})$ . Разработка большинства этих пластов экономически неэффективна, так как потенциальные дебиты составляют менее 5 т/сут, и лишь ГРП позволяет повысить продуктивность скважин до уровня рентабельной добычи. Для таких объектов ГРП является единственным методом, позволяющим переводить забалансовые запасы нефти в балансовые, что обеспечивает ввод таких месторождений в промышленную разработку.

III группа объектов с гидропроводностью более  $0,1 \text{ мкм}^2\text{-м}/(\text{мПа}\cdot\text{с})$  характеризуется относительно высокими потенциальными дебитами скважин, но пласт неоднороден по толщине. Для таких пластов ГРП эффективен, позволяет вовлечь в разработку ранее не дренируемые запасы, тем самым прирастить запасы нефти, увеличить темп отбора, что повышает эффективность использования запасов и величину нефтеотдачи.

Мировой опыт и опыт, полученный на месторождениях России, показывает, что при соблюдении оптимальной технологии ГРП продолжительность эффекта составляет 3—5 лет. Коэффициент успешности, исходя из фактических данных, полученных по конкретным скважинам, где проводили операции ГРП в Тюменской, Томской областях и в Урало-Поволжье, равен 0,85.

Широкому внедрению ГРП способствовало создание на первой стадии развития этих работ СП с привлечением зарубежных фирм. Одним из них является канадская фирма Фракмастер, которая в настоящее время организовала пять совместных предприятий в Тюменской и Томской областях.

Фирма внедрила на месторождениях Западной Сибири высокоэффективную технологию и, что особенно важно, компьютерные программы для проектирования ГРП, что позволило учесть литологические особенности коллектора, напряжения в пласте, азимут трещин гидравлического разрыва и др. Все это дало возможность добиться высокой успешности при проведении работ в скважинах.

Вторая стадия внедрения ГРП характеризуется созданием отечественных предприятий, проводящих ГРП на базе оборудования, закупленного у зарубежных фирм.

Третья стадия развития указанных работ связана с внедрением отечественных технологий и технических средств, созданных российскими учеными. Этот этап наступит в 1995—1996 гг., так как завершен этап проектирования, принят технический проект на весь комплекс гидроразрыва, на который получен сертификат качества Американского нефтяного института (АНИ), начался этап создания комплекса отечественного оборудования для ГРП. Внедрение отечествен-

ных комплексов позволит резко увеличить объемы работ на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами Западной Сибири и других районов страны.

### 11.2.3. Опытно-промышленное заводнение Орлянского месторождения с применением полиакриламида

При современной технологии разработки с применением заводнения конечная нефтеотдача редко превышает 50—60% даже в самых благоприятных физико-геологических условиях. За безводный период разработки, как правило, добывают не более 20—30% извлекаемых запасов нефти. На заключительной стадии разработки вместе с нефтью извлекают значительное и постоянно возрастающее количество воды. За весь срок разработки продуктивных пластов добывают от 2 до 7—8 объемов воды на объем суммарно полученной нефти. Поэтому для более рациональной эксплуатации скважин в настоящее время применяются методы, позволяющие в значительной мере продлить безводный период, снизить обводненность продукции на конечной стадии разработки, а во многих случаях пустить в работу обводненные скважины, имеющие значительные дебиты нефти.

Наряду с методами, повышающими эффективность заводнения, применяют принципиально новые способы повышения нефтеотдачи.

Заводнение нефтяных месторождений является и в ближайшие годы будет оставаться основным методом разработки. Поэтому изыскание способов повышения его эффективности является задачей первоочередной важности. Решение проблемы эффективной разработки нефтяных месторождений с заводнением идет в основном по трем направлениям:

во-первых, это совершенствование гидродинамических методов разработки с целью достижения наиболее полного охвата разрабатываемых пластов вытесняющим агентом;

во-вторых, изыскание методов увеличения коэффициента вытеснения путем улучшения нефтевымывающих свойств жидкостей, закачиваемых в пласт;

в-третьих, разработка методов увеличения коэффициента охвата пласта заводнением путем применения соответствующих вытесняющих агентов,

Разумеется, ни одно из этих направлений ни в коей мере не исключает другие. Более того, радикальное решение поставленной проблемы окажется возможным лишь при комплексной разработке указанных путей увеличения нефтеотдачи. Одним из наиболее перспективных может оказаться изыскание вытесняющих агентов, увеличивающих одновременно и коэффициент вытеснения, и коэффициент охвата.

Практика разработки нефтяных месторождений, а также экспериментальные и теоретические исследования процессов вытеснения нефти водой показывают, что важным фактором, определяющим нефтеотдачу пластов, является отношение подвижности воды и нефти. Снижение этого отношения может быть достигнуто повышением вязкости воды. В связи с появлением в последние годы водорастворимых полимеров создана реальная возможность загущения закачиваемой в пласты воды. Лабораторные исследования, проведенные в России, позволили установить высокую эффективность полимеров на базе акриламида [5, 6, 7, 8].

Одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи является заводнение с применением полиакриламида (ПАА). Этот метод имеет самое широкое распространение в США и в последние годы получил все более широкое распространение. В США идея увеличения вязкости нефтяной воды впервые была предложена в 1950 г. фирмой Доу Кемикал и К<sup>о</sup> и Юнион Юйл и К<sup>о</sup> в конце пятидесятых годов. Опытная закачка была начата на месторождении Ниагара. Промышленный эксперимент дал хорошие результаты. После закачки раствора полиакриламида (ПАА) в течение 33 мес и к моменту полного обводнения

продуктивных скважин объем извлеченной нефти достиг  $400 \text{ м}^3/(\text{га} \cdot \text{м})$ , или на  $175 \text{ м}^3/(\text{га} \cdot \text{м})$  больше, чем при обычном заводнении. В настоящее время в качестве загустителя в основном применяются ПАА (Pusher), а также его сополимеры, выпускаемые в виде порошка, хорошо растворимого в воде. Фирма Мобил Ойл Корпорейшн проводит промышленную закачку раствора полимера на месторождении Уилмингтон в Калифорнии [9].

ПАА обладает способностью снижать подвижность воды в пористой среде в значительно большей степени, чем можно было бы ожидать. Это явление, получившее название фактор сопротивления, отчетливо наблюдается в опытах с полиакриламидом. Фактор сопротивления определяется как отношение подвижности раствора ПАА, имеющего вязкость, замеренную на капиллярном вискозиметре, к подвижности раствора ПАА, вычисленной по формуле Дарси, при его фильтрации в пористой среде. Величина факторов сопротивления колеблется в пределах 3,5—10 в зависимости от различных условий, в том числе и от качества полимера.

Лабораторные исследования, проведенные Гипрвостокнефтью, позволили выявить некоторые закономерности использования ПАА. Установлено, что оторочку ПАА можно закачивать на любой стадии разработки пласта, но наиболее эффективно метод загустителей проявляет себя на начальной стадии заводнения. Использование ПАА с начала разработки не только дает наивысший коэффициент нефтеотдачи, но и позволяет резко снизить необходимый объем прокачиваемой через пласт воды. Этот эффект достигается за счет значительного прироста добычи нефти за безводный период.

Исследования показывают, что с увеличением степени неоднородности пласта и вязкости нефти эффективность закачки загущенной полимера воды возрастает. Это не значит, что метод загустителей целесообразно применять только при разработке месторождений с высоковязкой нефтью. При вытеснении маловязких нефтей эффективность процесса остается достаточно высокой.

Опыты, проведенные на естественных кернах, показали, что вытеснение нефти раствором ПАА во всех случаях приводит к увеличению коэффициента вытеснения на 9,5—10,0 пунктов по сравнению с вытеснением водой, к повышению нефтеотдачи неоднородных пластов на 10—25 пунктов в зависимости от различных условий [7].

Всесторонние лабораторные исследования физико-химических, фильтрационных и нефтевытесняющих свойств растворов ПАА позволили рекомендовать этот реагент для проведения опытно-промышленных испытаний [8, 10].

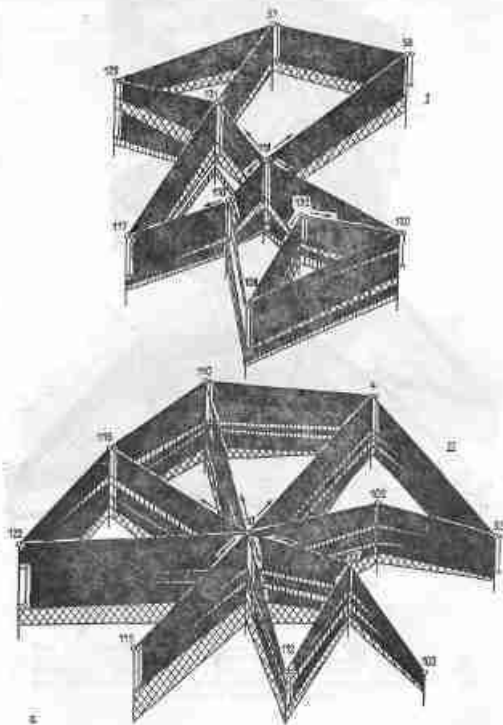
На Орляском месторождении в качестве опытного участка для проведения промышленного эксперимента был выбран северный купол пласта А4 башкирского яруса [11, 12, 13]. Полученные положительные результаты позволили рекомендовать закачку полимера по всему пласту А<sub>4</sub> и в вышележащий пласт А<sub>3</sub> верейского горизонта.

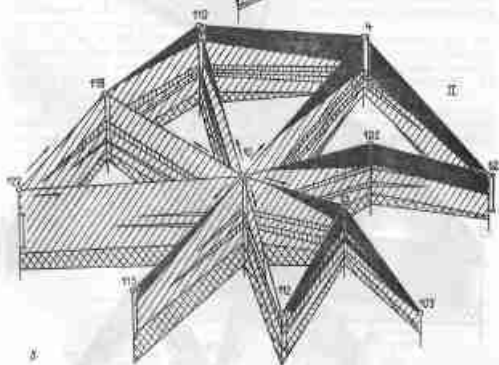
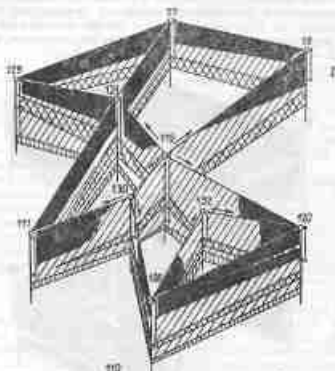
Таблица 11.3

Параметры	III аст	
	А,	А,
Глубина залегания, м	1000—1050	960—990
Классификация	Иллитовый	Песчаник
Тип залежи	Массивная	Пластовая
Пористость, %	19	24,5
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,432	0,388
Коэффициент нефтенасыщенности	0,85	0,73
Температура пласта, °С	24,5	24
Вязкость нефти, мШ-с:		
в пластинчатой упаковке	8,6	14
разагзированной при 20°С	18,0	22

Основные параметры пластов и вязкость насыщающих их нефтей приведены в табл. 11.3.

Литологически пласт  $A_2$  состоит из пористых и проницаемых известняков с прослоями плотных разностей доломитов (рис. 11.4). Продуктивная часть пласта представлена в основном органогенно-обломочными известняками с реликтово-органогенной структурой. Известняки микротрещиноватые. Под микроскопом в шлифе большая часть породы состоит из окатанных органических остатков: фораминифер, водорослей





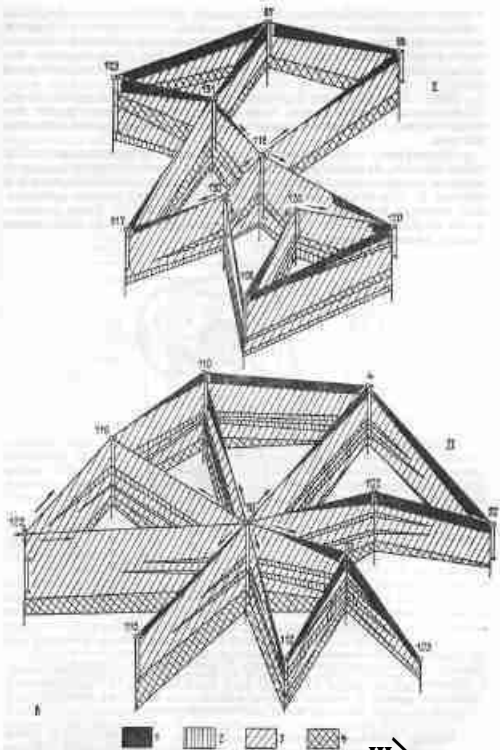


Рис. 11.4. Изменение выработки запасов во времени (а, б, в) на блок-схеме пласта А, Орлянского месторождения: 1, 2, 3 — известняк соответственно нефтенасыщенный, плотный обн и.-юмпы; 4 — загчаг.; паюш! И прослой; 5 — интервал перфорации; I, II — сеиер.ый, юж.п/Н куж!л (стрелки — направление яро-

Ш

и редко криноидей. Основная масса породы расщелена системой трещин перекристаллизации, в значительной степени заполненных вторичным кальцитом и твердым битумом, чем и объясняется большая изменчивость коллекторских свойств как по площади, так и по толщине. Залежь массивная, с весьма затрудненным водообменом с законтурной зоной.

Пласт Аз представлен пористыми нефтенасыщенными песчаниками. От залегающего ниже пласта А<sub>2</sub> он отделен тонкой пачкой глины. Залежь пластовая, с достаточно хорошей связью с законтурной областью питания.

Структурные планы пластов почти совпадают и представляют собой симметричную брахиантиклинальную складку, вытянутую в меридиональном направлении и осложненную двумя куполами — северным I и южным II. Оба купола разбурены концентрическими рядами добывающих скважин с нагнетательными в центре (рис. 11.5). Ряды расположены на расстоянии 400 и 800 м соответственно. Пласт Аз заводняется только на южном поле.

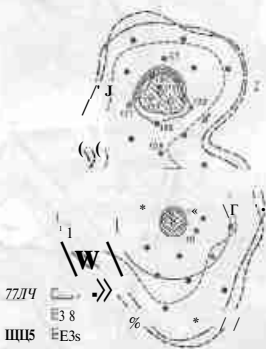


Рис. 11.5. Схема расположения скважин по пластам А<sub>2</sub> и А<sub>3</sub>\*

но добывающие, нагнетательные и **пьезометрические**; 4, 5 — контуры распространения нефти при полидриния пня (по расчету) в пластах гпстдтпшшо Л<sub>2</sub> и А<sub>3</sub>; о — граница распространения закачанной в пласт А<sub>3</sub> воды (по расчету); 7, 9 — внутренний и внешний контуры шфтр.топгпгпт п.паста Л<sub>2</sub>; 8 — внешний контур нефтеносности пласта А<sub>3</sub>.

Месторождение разрабатывается с 1962 г. В соответствии с проектом разработки пласты объединены в один эксплуатационный объект, поэтому часть скважин эксплуатирует пласты Аз и А<sub>2</sub> совместно или одновременно-раздельно. Способ эксплуатации глубиннонасосный.

При анализе текущего состояния разработки Орляское месторождение условно разделено на два купола (северный и южный) линией, проходящей через скв. 109, расположенную в районе пережима. Такое разделение позволяет сравнивать результаты разработки отдельных куполов.

Следует отметить, что основным критерием оценки эффективности процесса закачки загущенной воды являются результаты анализа динамики отбора и обводненности добывающих скважин. А так как скважины первого ряда опытного северного купола оставались безводными, то с целью ускорить начало эксперимента и уточнить запасы нефти по пласту пробурены три оценочно-добывающие скв. 130, 131, 132 на расстоянии соответственно 50, 175 и 200 м от нагнетательной скв. 119. На первом этапе проведения эксперимента эти скважины предполагалось использовать как добывающие, а после полного обводнения — как нагнетательные.

Скважины бурили со сплошным отбором керна в интервалах продуктивной части пластов Аз и А4. Вынос керна был незначительный (табл. 11.4). Керновый материал использовали для уточнения коллек-

Таблица 11.4

Номер скважины	Интервал отбора керна	Средняя толщина керна, м	Выход керна, а/Г
130	1065—1069	4	0,18/4,5
	1069—1073	4	2,0/50,5
	1073—1077	4	0,3/7,5
	1077—1083	4	1,5/37,5
131	1062—1066	4	1,0/25,0
	1066—1070	4	3,5/87,5
	1070—1074	4	3,8/95,0
132	1067—1071	4	—/—
	1071—1074	3	0,05/1,3
	1074—1079	5	0,65/13,0
	1079—1082	3	2,3/57,5
	1082—1086	4	1,5/37,5

торских свойств, получения более детальной характеристики пласта по площади, пересчета запасов нефти, исследования коэффициента вытеснения нефти загущенной водой и составления технологической схемы разработки опытного поля с использованием при заводнении ПАА. Оценочные скважины должны были помочь определить по характеристике вытеснения дополнительную величину нефтеотдачи. Весь отобранный керн был детально проанализирован. Отдельные образцы имели низкую пористость и проницаемость. Особенно значительная неоднородность пласта отмечена в подошвенной части.

Многократный анализ профилей приемистости до и в процессе закачки загущенной воды выявлено уменьшение продуктивности пласта прирассеиваемых прирассеиваемых и увеличению приемистости менее проницаемых слоев. Качество обработки, проводимые после значительного снижения приемистости скважины, позволили приобщить дополнительные интервалы, которые ранее не принимали воду [10].

Количественно оценить влияние этой закачки на отбор нефти не представлялось возможным, так как скважины первого ряда давали безводную нефть. Однако ввод в эксплуатацию оценочных скважин и последующий контроль за разработкой опытного участка позволили установить, что закачка раствора ПАА ведет к более высокой по сравнению с южным куполом безводной нефтеотдаче пласта [11].

Анализ разработки двух сравниваемых участков показывает, что продвижение фронта вытеснения по площади происходит в их пределах сравнительно равномерно. Так, пять из шести скважин первого ряда южного участка, эксплуатирующих пласт А<sub>в</sub>, обводнились в течение одного года. На северном участке оценочно-эксплуатационные скв. 131 и 132, расположенные на одной линии с нагнетательной скв. 119, также обводнились почти одновременно.

Безводная нефтеотдача участка в пределах первого ряда южного поля составила 27,6%, а участка, околнуренного оценочно-эксплуата-



ционными скважинами северного поля — 38,3%. Из последнего дополнительно добыто примерно 23 тыс. т безводной нефти. Различие в величине безводной нефтеотдачи по сравниваемым полям явилось результатом первой опытной закачки ПАА.

Основная закачка загущенной воды начата в сентябре 1968 г. в скв. 119, а с июля 1969 г. подключена и скв. 130.

К началу закачки раствора ПАА дебит скв. 131 составлял 38,8 т/сут при обводненности продукции 47,2%, а скв. 132—42,7 т/сут при обводненности скв. 130, 131 и 132, можно отметить следующее. В скв. 130, которая при закачке воды в нагнетательную скв. 119 давала воду без признаков нефти, в период закачки раствора ПАА появилась нефть. Однако в связи с необходимостью увеличения закачки по северному куполу в апреле 1969 г. скважина была остановлена, а в июле 1969 г. освоена под нагнетание.

Анализ графиков на рис. Н.6 показывает, что в первые два месяца после начала закачки ПАА в скв. 131 обводненность продолжала возрастать и достигла 56,4%, а затем резко упала до 33,3%. В дальнейшем эта скважина постепенно обводнялась.



Рис. Н.6. Зависимость водонефтяного отношения от суммарной добычи нефти по скв. 131 (а), скв. 132 (б) и скважине скв. 130 (в). I, II, III — начало закачки загущенности ПАА в скв. 119, скв. 130 и ПАА в скв. 130

Реакция скв. 132 на закачку загущенной воды была еще более ощутимой. Уже через месяц после начала закачки ПАА отмечалось снижение содержания воды в добываемой продукции. В дальнейшем обводненность этой скважины медленно стала падать и через 8 мес. снизилась до 36,6%, затем наблюдался вторичный рост обводненности.

Для оценки эффективности закачки ПАА данные динамики отбора нефти и обводненности продукции оценочных скв. 131 и 132 обработаны в зависимости: логарифм водонефтяного отношения (ВНО) — нарастающая добыча нефти. Анализ таких зависимостей по ряду месторождений Самарской области (в том числе по скважинам южного купола Орлянского месторождения) показал, что, как правило, они имеют линейный характер вплоть до предельной обводненности. Отклонение от прямолинейной зависимости в сторону увеличения обводненности вызывается прогрессивным обводнением новых пропластков, а в сторону уменьшения — результатом проведения мероприятий по изоляции пластовых вод.

Как видно из графиков (см. рис. Н.6), указанные зависимости для скв. 131 и 132 точно ложатся на прямую с начала обводнения их до

закачки загущенной воды, после чего темп обводнения скважин резко уменьшился.

Сравнение кривых расчетного и фактического отбора нефти из скв. 131 и 132 показывает, что в результате закачки загущенной воды из них дополнительно добыто соответственно 2,9 и 7,76 тыс. т нефти.

За водный период эксплуатации (до момента обводнения на 70%) из скважин добыто соответственно 7,3 и 13,5 тыс. т, что в среднем составляет 10,4 тыс. т на скважину. Вместе с тем на одну скважину первого ряда южного поля за водный период их эксплуатации добыто из пласта  $A_4$  в среднем 8,6 тыс. т нефти, несмотря на то, что удельные запасы, приходящиеся на эти скважины, в 2,5 раза больше удельных запасов оценочных скважин.

В основу оценки эффективности процесса закачки загущенной воды по северному куполу положено сравнение результатов разработки участков пласта  $A_4$  в пределах первых рядов северного и южного куполов. Схематично представлено, что разработка рассматриваемых участков осуществляется кольцевой галереей, суточная добыча нефти которой

$$Q_n = f_n \cdot Q_{ВК}$$

где  $f_n$  — средняя доля нефти скважин соответствующих рядов;  $Q_{ВК}$  — суточная закачка воды по рассматриваемым участкам.

Характеристики вытеснения строили в виде зависимостей логарифма текущего водонефтяного отношения (ВНО) от суммарного количества отобранной нефти или нефтеотдачи [11].

На рис. 11.7 кривая 1 показывает обычное заводнение участка внутри первого ряда южного купола, кривая 2 — заводнение загущенной водой участка, околтуренного скважинами первого ряда на северном поле.

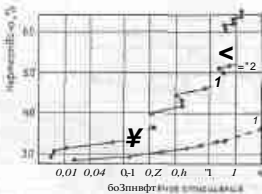


Рис. 11.7. Зависимость логарифма водонефтяного отношения от суммарного количества отобранной нефти на южном (1) и северном (2) куполах (вертикальная линия — начало непрерывной закачки загущенной воды в скв. 119, 130 и 132)

Нефтеотдача при закачке раствора полимера на этом участке северного купола в безводный период лишь незначительно увеличилась по сравнению с нефтеотдачей на южном. Сказался перенос нагнетания в скв. 330 и 132. Однако в дальнейшем разработка северного купола осуществлялась более эффективно (на рис. 11.7 отмечен момент начала непрерывной закачки загущенной воды в скв. 119, 130 и 132). Водонефтяное отношение по первому ряду северного купола составило 2,31, а нефтеотдача участка 64,8%. По южному куполу при том же ВНО нефтеотдача 35,1%, т. е. прирост нефтеотдачи равен 29,7%, что эквивалентно дополнительной добыче 234,1 тыс. т нефти. Фактически с начала процесса было закачено 761,4 тыс. м<sup>3</sup> раствора ПАА (что составляет 29,9% объема пор пласта) концентрацией примерно в 3 раза меньше проектной.

Эффективность закачки загущенной воды на северном куполе пласта  $A_4$  показана на рис. 11.8, где представлена зависимость текущей

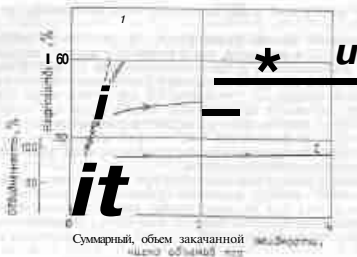


Рис. 1.8. Зависимость **подачи** нефтеотдачи ( $I, D$ ) и обводненности ( $2, D$ ) от суммарного объема воды для южного и северного (на вставки) участков Ординского месторождения

нефтеотдачи от закачки, отнесенной к объему пор. Как видно, при применении загустителей увеличивается нефтеотдача и сокращается расход воды, необходимой для вытеснения нефти.

В августе 1970 г. начала закачка загущенной воды в пласты  $A_1$  и  $A_2$  на южном куполе. Результаты разработки представлены на рис. 11.9. Эффективность рассчитывалась следующим образом.

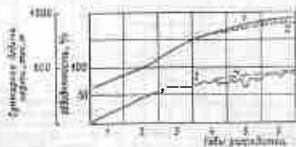


Рис. 11.9. Динамика суммарной добычи нефти ( $1, 2$  — фактической и расчетной) и обводненности пластов ( $3, 4$  — фактической и расчетной) по пластам  $A_1$  и  $A_2$  на южном куполе

Был построен график зависимости текущего ВЮ от суммарной добычи нефти по пластам  $A_2$  и  $A_1$  в пределах первого ряда скважин. Затем начальный участок характеристики вытеснения, полученный при закачке воды, был проэкстраполирован. Сравнение расчетных и фактических значений ВЮ показало, что темп роста обводненности несколько снизился.

При определении эффективности закачки загустителей по описанной методике были сделаны некоторые допущения. Например, в расчетах ВЮ принималось, что полностью обводненные скв. 122 на южном куполе и скв. 108 «а» северном продолжали работать с прежним дебитом при 100% -ой обводненности, несмотря на то, что они были остановлены. По некоторым другим обводненным скважинам отбор жидкости был фактически ограничен, однако в расчетах принимался дебит этих скважин, равный дебиту до ограничения. Допущения сделаны с

целью исключить влияние остановок обводненных скважин на расчетные значения водонефтяного отношения по всему ряду. Естественно, что истинная средняя обводненность скважин была значительно ниже расчетной, но сделано это во избежание завышения полученного эффекта.

При анализе разработки нефтяных месторождений чаще используют зависимость другого вида, так называемые интегральные характеристики вытеснения. Зависимость вида  $HQn = K(S-Qs)^n$  также дает прямолинейный участок в логарифмических осях, что позволяет прогнозировать добычу нефти и нефтеотдачу.

Для оценки эффективности закачки загущенной воды В. В. Кукин, В. П. Меркулов, И. А. Швецов [11] использовали и интегральные характеристики вытеснения, которые построены без допущений по фактическим отборам нефти и воды по пластам Аз и Ат. Зависимость нарастающей добычи нефти от нарастающей добычи воды на всем северном куполе пласта А4 представлена на рис. 11.10. Начальный участок ин-

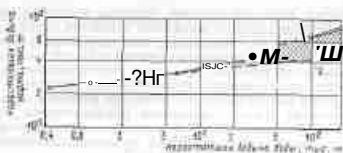


Рис. 11.10. Характеристики вытеснения: 1 — фактическая, 2 — прогнозная (вертикали на графике — начало пласта ПДА)

тегральной характеристики вытеснений близок к прямой. Отклонение от линейной зависимости по времени совпадает с началом закачки раствора ПАА. Обработка данных этим методом показывает, что на северном куполе в результате закачки ПАА дополнительно извлечено из пласта А<sub>4</sub> 335 тыс. т нефти, а на южном куполе из пластов А3+А4 76 тыс. т нефти.

Из приведенных данных видно, что оценка эффективности закачки загущенной воды, выполненная методом интегральных характеристик, дает более высокие значения нефтеотдачи, чем методика, использующая зависимость водонефтяного отношения от накопленной добычи нефти. Видимо, истинная эффективность от закачки загущенной воды должна находиться где-то между значениями, полученными по этим двум методикам.

В дальнейших расчетах использовали данные, полученные только по первой методике.

Аналогичные результаты получены и в работе [14]. В ней показано, что эффективность использования загустителей на ранней стадии разработки значительно выше, чем на поздней.

Следует, однако, отметить, что ввиду технических и технологических трудностей в процессе закачки не удалось выдерживать запланированную концентрацию ПАА 0,05%. Закачка раствора ПАА осуществлялась периодически, и фактическая осредненная концентрация составляла примерно 0,01—0,015%.

Возможно, более высокая концентрация позволила бы получить на поздней стадии лучшие результаты. Нам представляется, что в неоднородных пластах, сложенных гидродинамически не связанными пропластками различной проницаемости, метод может быть рентабельным и на поздней стадии разработки. На ранней стадии разработки эффективность очевидна.

## Выводы

Усилия ученых отрасли должны быть направлены на разработку приоритетных направлений научно-технического прогресса с целью увеличения эффективности методов повышения нефтеотдачи и новых технологий, усилия производственных организаций — на внедрение в промышленных масштабах наиболее эффективных разработок.

Однако, в последние годы возникло много осложнений, связанных с внедрением новых методов и технологий, обусловленных тем, что их применение требует дополнительных эксплуатационных затрат на химические реагенты и технические средства. Это отрицательно влияет на конечные экономические показатели производительности деятельности предприятий. Установленные в настоящее время цены на нефть не решают полностью проблему экономического стимулирования добычи нефти новыми методами. В условиях повышенных затрат эти методы для производственных объединений являются нерентабельными.

Необходимо принятие решений, которые позволили бы согласовать экономические интересы народного хозяйства страны и нефтедобывающего предприятия. Механизмы, стимулирующие развитие новых методов, широко применяются во многих нефтедобывающих странах мира. На основании изучения их опыта с учетом экономической ситуации в России представляется целесообразным принять в законодательном порядке ряд эффективных стимулов развития методов увеличения нефтеотдачи и новых технологий (горизонтальное бурение и гидравлический разрыв пласта). В основном они сводятся к отмене уплаты таможенных пошлин, платежей на право пользования недрами и акцизного сбора [15].

Учитывая заинтересованность республик, краев, областей и автономных округов Российской Федерации в рациональном использовании ресурсов нефти и газа, предполагается создание в регионах специализированных организаций для применения в промышленных масштабах новых методов повышения нефтеотдачи пластов и новых технологий.

Очевидно, целесообразно в дальнейшем рассмотреть вопрос о разработке дифференцированной системы налогообложения в зависимости от кондиций месторождений (акцизные сборы, плата за недра, налог на прибыль и другие), обеспечивающей равную по уровню рентабельности добычу нефти за счет указанных методов и технологий.

Эти меры позволили бы осуществлять финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию новых технологий и технических средств, развивать материально-техническую базу научно-исследовательских организаций, занимающихся разработкой указанных методов, значительно наращивать добычу нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дхавадия А. А., Гавура В. Е. Совместная работа по повышению эффективности добычи углеводородов из месторождений. *Вестник Академии наук Республики Казахстан*, 1993, № 10.
2. Джавадия А. А., Гавура В. Е. Научно-технические программы в нефтяной промышленности России // В сб. «Проблемы и перспективы развития нефтедобывающего комплекса». — М.: 1994.
3. Ахметов З. М., Шавалиев А. М. Исследование эффективности нестационарного воздействия на нефтяные пласты. — М.: ВНИИОЭНГ, 1993.
4. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е. Эффективность разработки литологически неоднородных коллекторов нефтяных месторождений Куйбышевского Поволжья. — Куйбышевские книжки. — Д-то, 1974.
5. Рахимкулов И. Ф., Бабаян П. И. Эффективность применения раствора полиакриламида для увеличения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 1994, № 3.
6. Ханин И. Л., Палий П. А., Гавура В. Е. Эффективность применения раствора полиакриламида для увеличения нефтеотдачи. — Куйбышевские книжки. — Д-то, 1974.

7. Швецов И. А. ндр Исследование методов повышающих эффективность заводнения нефтяных пластов // Тр./КуйбышевНИИ НП.— Вып. 40.— Куйбышев, книжн. изд-во, 1956.
8. Кукаев В. В. и др. Физико-химические свойства загустителя воды полиакриламида // Тр./КуйбышевНИИ НП.— Вып. 38.— Куйб-ЛГ-Б хтижн изд-во, 1968.
9. Задача растворения воды в пласте при заводнении // Тр. Информ./ВНИИОЭНГ Сер"«Нефтьгаз, добывающая промышленность». Пер Таягл., 1969, № 46.
10. Кукаев В. В. и др. О разном профиле проницаемости скважин // Новости нефтяной техники. Сер. текущей информации.— Вып. 18, № 67.
11. Швецов И. Д., Меркулов В. П., Гавура В. Е. и др. Опытно-промышленные испытания Складности: неструктурных пластовых отложениях // Тр. Инф., 1977, № 8.
12. Андреев И. Б., Гавура В. Е., Горбатова А. Н. и др. Предварительные результаты освоения скважины на месторождении в Куйбышевской области // Нефтяное хозяйство, 1971, № 11.
13. Ханин И. Л., Гавурэ В. Е., Швецов И. А. Пути повышения эффективности заводнения на заключительной стадии разработки месторождений Куйбышевской области // Материалы совещания Пути дальнейшего совершенствования систем разработки // ГИИП\ МЦ\оролдн-ц\ (\* ливоллчшеми.— Л.Шмьтаник, 1976.
14. Lewett R. L., Shurz G F. Polymer Flooding — A carreffil flippraJaal // JPT, 1970, June.
15. Гавура В. Е., Плужников Б. И., Красильникова Т. Б. Вопросы нефтяно-загустителей и стабилизации добычи нефти и разработки скважин.— М.: ГИИП\ОЭНГ, 1964.

## Раздел 12

### ВЛИЯНИЕ АНОМАЛЬНЫХ ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) на ряде месторождений России, Казахстана и Белоруссии поставило ряд сложных геологических, технологических и экологических проблем, от решения которых зависит выбор оптимальных и наиболее эффективных технологий разработки.

Основной проблемой, возникшей при проектировании разработки месторождений такого типа, является опасение, что в процессе снижения давления продуктивные карбонатные или терригенные отложения трещинного и трещинно-кавернозно-порового типа будут подвергаться деформационным процессам, что может привести к снижению проницаемости и резкому уменьшению продуктивности скважин.

В этом разделе представлены результаты исследования уникального месторождения Тенгиз, расположенного в юго-восточной прибортовой части Прикаспийской впадины на территории Казахстана, месторождений Чечни, Белоруссии, Оренбургской области и Западной Сибири.

Продуктивные отложения Тенгизского месторождения залегают на глубинах 4600—4800 м. Установлено наличие массивной нефтяной залежи в известняках каменноугольного возраста, перекрытых артинскими аргиллитами и мощной толщей кунгурских солей. Верхняя часть массива представлена отложениями нижнего и среднего карбона, на которых залегают глинисто-карбонатные пачки верхнеартинских пород и толща соли кунгура, служащая верхним экраном подсолевого резервуара (рис. 12.1). Залежь обладает аномально высоким пластовым давлением, почти вдвое превышающим гидростатическое — 83,6 МПа, низким давлением насыщения, значительной степенью пережатия нефти и высоким содержанием сероводорода — 19,2%,

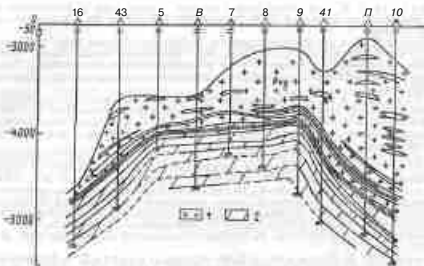


Рис. 12.1. Геологический профиль месторождения Торгина: 1 — линия зал. контуры; 2 — продуктивные горизонты

крайне сложным строением коллектора, высокой геологической неоднородностью и большим этажом нефтеносности, составляющим 1500 м. Нефти месторождения легкие, вязкость их в пластовых условиях составляет 0,18 мПа·с, отмечается высокое газосодержание — около 400 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Продуктивный коллектор представлен преимущественно органогенными и органогенно-обломочными известняками в разной степени преобразованными вторичными процессами, в частности, выщелачиванием и трещиноватостью.

Сочетание первичной межкристаллической пористости с вторичными порами выщелачивания, кавернами и трещинами образует сложную структуру пустотного пространства породы, определяющую ее емкостные и фильтрационные свойства.

Основная полезная емкость коллектора обеспечивается порами и кавернами вторичного происхождения, а проницаемость — открытыми микротрещинами и норowymi каналами. Трещины главным образом субвертикальные, реже субгоризонтальные и наклонные. Густота трещин в разных стратиграфических частях разреза колеблется от 10 до 200 па 1 м толщины, в отдельных случаях достигая 1000.

По данным литолого-петрофизических исследований (около 1000 образцов керна) выделяется от 7 до 11 самостоятельных типов коллекторов (рис. 12.2). Для подсчетов запасов нефти на основании петрофизических и литологических исследований выделены три основных типа пород [1, 2].

Первый трещинный тип I представляет собой плотную, практически непроницаемую водонасыщенную матрицу, включающую первичные межкристаллические поры и рассеченную системой трещин с пористостью менее 3%.

Второй трещинно-каверно-поровый тип II коллектора характерен присутствием в матрице значительного количества вторичных пор выщелачивания и каверн, содержащих нефть, но в большинстве случаев изолированных друг от друга плотной матрицей, основные фильтрационные каналы — трещины, пористость 3—7%.

Третий порово-каверно-трещинный тип III представляет собой обычный поровый коллектор, где матрица состоит почти исключительно из вторичных пустот. Поры и каверны сообщаются между собой, по-

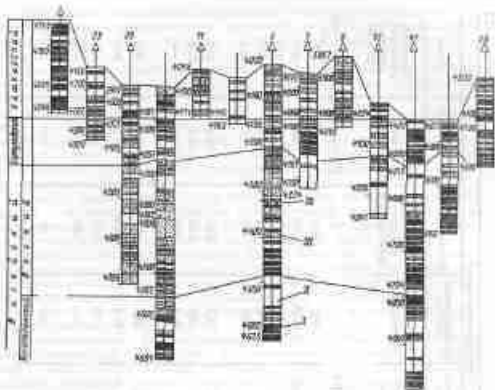


Рис. 12.2. Распределение в скважинах продуктивных коллекторов (I, II, III, IV) по пористости и содержанию битума. I, II, III — соответственно менее 3, 3—7, более 7; IV — данные отсутствуют

этому в отличие от коллекторов I и II типов нефть фильтруется в матрице: пористость более 7%. Краткая характеристика описанных типов коллекторов и значения ряда параметров приведены в табл. 12.1.

Структура пустотного пространства коллектора осложнена также твердыми битумами, присутствие которых в значительной степени гидрофобизирует породы.

Твердый битум находится в межструктурном пространстве, на стенках трещин и каверн, являясь как бы частью скелета породы. Среднее содержание битума — 3,2%.

Таблица 12.1

Интервал по пористости, %	Тип коллектора	Среднее содержание битума	Средняя пористость, %	ИД	Средняя пористость, %	доля битума		E <sub>св</sub> m Ifl <sub>i</sub>
						3		
						i	!lis	
Менее 3	Трещинный	Трещины— 0,0035 Матрица— 0,013	—	Трещины Матрица	0,85	0,0081	0,146	BO
3...7	Трещинно-каверновый	0,0473	0,1*	Трещины и каверны	0,6745	0,2045	0,342	0,224
Более 7	Порово-каверно-трещинный	0,096	18,0	Поры, каверны, трещины	0,854	0,7874	0,512	0,180
В целом	по пласту	-	-	-	-	-	-	0,195





Наибольшей деформации подвержены коллекторы трещинного и трещинно-каверпо-порового типа, пористость которых составляет соответственно 3 и 3—7%, а основными проводниками нефти являются трещины.

При снижении давления в процессе разработки вполне возможно некоторое смыкание трещин. Однако, проведенные петрофизические исследования показали, что стенки трещин шероховаты из-за отложений кальцита или его выщелачивания, и даже при некотором их смыкании проницаемость снижается незначительно. Кроме того, проводилось моделирование напряжения горного давления, при этом отмечались чисто упругие процессы и снижение проницаемости не составило более 20—30%. Эти исследования также подтвердили жесткую структуру скелета коллектора.

Следует также отметить, что предположения некоторых исследователей о многократном снижении проницаемости, а следовательно, и продуктивности скважин не подтверждаются и фактическими данными, полученными при разработке месторождений Чечни и Белоруссия. По величине запасов месторождения этих районов не могут быть соизмеримы с месторождением Тенгиз, но они имеют некоторые общие характерные особенности: тип коллектора, высокая температура, значительное превышение пластового давления над гидростатическим и сравнительно низкое давление насыщения. Данные по этим месторождениям приведены в табл. 12.2.

Месторождения, расположенные в Чечне — Малгобек-Вознесенское, Октябрьское, Эльдарово, Старогрозненское, Брагуны и Хаян-Корт — представлены узкими антиклинальными складками. Периклинальные окончания складок имеют небольшие углы падения 3—5°, а крылья — более 45—60° (рис. 12.3, 12.4).

Верхнемеловые залежи Кг этих месторождений в основном массивные, приурочены к кавернозно-трещинным карбонатным коллекторам, нижнемеловые залежи Ки — к трещинным терригенным.

По многочисленным исследованиям неоднородные продуктивные отложения толщиной 200—234 м представляют единый гидродинамический объект.

Размеры и характеристика закрытой ограниченной нефтеводонасыщенной системы залежей различны, что обуславливало необходимость применять системы разработки или с поддержанием или без поддержания пластового давления, путем приконтурной закачки воды. Из рассматриваемых с заводнением разрабатываются месторождения Старогрозненское, Брагуны и Эльдарово.

Внедрена одновременная разработка продуктивной пачки большой толщины редкой сеткой скважин с последовательным дренированием снизу вверх путем переноса интервала эксплуатации после обводнения.

Минимально допустимое снижение пластового давления насыщения определялось с учетом давления насыщения и давления смятия колонн, хотя в процессе разработки пластовые давления снижались значительно ниже гидростатического, а по отдельным пластам и ниже давления насыщения (Октябрьское, Эльдарово и др.).

Аналогично со снижением пластовых давлений ниже гидростатического разрабатывались Восточно-Первомайское и Барсуковское



Рис. 12.3. Структурная карта по крыльям верхнего мела Малгобек-Вознесенско-Аликинских месторождений: 1 — разрывные нарушения; 2 — скважины

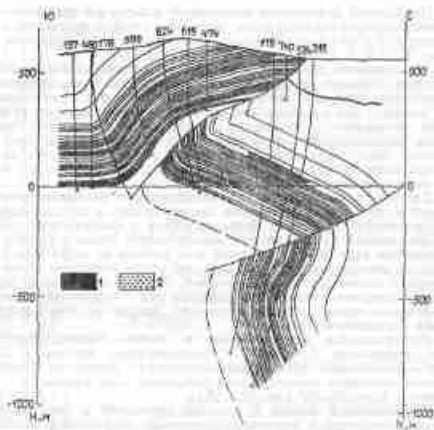


Рис. 124. Геологический профиль Малгобек-Вознесенского месторождения — Состояние "Омского" месторождения. 1 — нефть, 2 — газ

месторождения Белоруссии, коэффициент аномальности по которым составлял 1,6, и 1,3, а текущее пластовое давление снижалось на 57% и 62% ниже гидростатического.

На месторождениях Чечни и Белоруссии проводили специальные гидродинамические исследования по определению изменения коэффициента продуктивности. Было установлено некоторое уменьшение продуктивности скважин, однако величина текущей нефтеотдачи по этим месторождениям близка к проектной и составила 55—69%.

Ряд исследований проведен по Зайкинскому, Гаршинскому и Давыдовскому месторождениям Оренбургской области, где коэффициент аномальности несколько меньше, но по остальным параметрам месторождения близки к рассмотренным выше.

Уникальность месторождения Тенгиз определяет ряд проблем и технических вопросов, связанных с аномально высоким пластовым давлением, большой нефтенасыщенной толщиной и возникающими осложнениями при вскрытии продуктивного горизонта. Огромная толща солей, являющаяся крышкой продуктивного пласта, в процессе снижения давления может проявить пластические свойства и вызвать разрушение эксплуатационных колонн. Снижение пластового давления в процессе разработки может привести к сейсмичности и проседанию почвы, т. е. здесь появляются проблемы экологические, связанные с наступлением Каспийского моря, возникновением землетрясений и др.

При выработке технологических решений по разработке месторождения Тенгиз необходимо учитывать наличие или отсутствие гидроди-

намической связи по толщине продуктивного пласта и величину изменения пористости и проницаемости при снижении пластового давления, но о роли этих факторов на стадии геолого-разведочных работ и пробной эксплуатации можно судить лишь по сравнению с разработкой месторождений-аналогов.

Из зарубежных нефтяных месторождений наиболее близки по ряду критериев месторождения Джей в США и Сан-Андрее в Мексике. К основным признакам-аналогам можно отнести: тип коллектора, глубину залегания, большую степень пережатия нефти, высокую газонасыщенность, низкую вязкость нефти. Данные по этим месторождениям приведены в табл. 12.3 [3].

Таблица 12.3

Показатель	Месторождения		
	Джей (США)	И	Тенгиз (КазССР)
Коллектор		карбонатный	
Стратиграфический возраст	Верхняя юра		Средний + нижний карбон
Глубина залегания, м	4700	3100	4600*
Толщина пласта, м- общая	107	400	644
средняя эффектив.	29	37	284*
Средняя пористость, %	14	16	360**
Средняя проницаемость, $10^{-3}$ нкм <sup>2</sup>	35,4	11,0	6,26
Газонасыщенность, %	87,3	81,0	12,0
Пластовое давление, МПа	54,12	45,71	82,37
Температура, °С	140,6	119,0	83,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,51	17,41	121,0
Средняя вязкость нефти, МПа	34,61	28,30	26,56
Плотность нефти в поверхностных условиях	775,3	875,0	57-59
Газосодержание, м <sup>3</sup> /н <sup>3</sup>	321,1	106,0	789,2
вязк. нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,18	0,69	0,18
Молярная доля сероводорода	0,088	-	0,192
Начальные запасы нефти, млн м <sup>3</sup>	115	128	-
Ожидаемая невосполняемая потеря, %	51,2	41,7	32,9

\* - фактический пластовый уровень  
 \*\* - фактический пластовый уровень

Месторождения Джей и Сан-Андрее на первой стадии разрабатывали на естественном режиме истощения пластовой энергии, и давление за период разработки приблизилось к давлению насыщения. Наибольший интерес представляет месторождение Джей, разрабатываемое на естественном режиме, где на первой стадии пластовое давление снизилось с 54,1 до 33,8 МПа, или на 37,5%. В последующем месторождение разрабатывалось с заводнением, а затем с чередующейся закачкой воды и азота. Важно и то, что на этом месторождении стометровая продуктивная толща разрабатывалась вначале как единый объект, ко для довыработки запасов пришлось бурить дополнительные скважины и разукрупнять объект разработки.

Характерные особенности процесса нефтеизвлечения были учтены при составлении проекта разработки такого сложного объекта, каким является подсолево-карбонатный комплекс месторождения Тенгиз.

Стратегия и тактика разработки Тенгизского месторождения заложены в проекте. Основой принятых проектных решений является концепция развивающейся поэтапно-стадийной системы разработки, согласно которой намечено в первую очередь разбурить продуктивный пласт сеткой скважин 1400X1400 м, во вторую очередь сеткой— 1000X1000 м (рис. 12.5). Причем намечено вскрывать в ряде скважин верх-

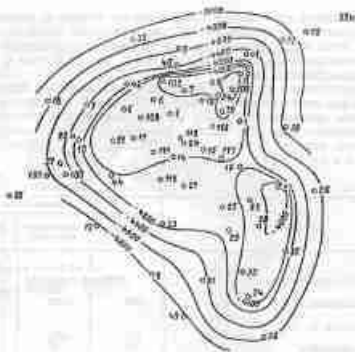


Рис. 125. Система размещения разведочных и добычных скважин месторождения Тансу

ний этаж пласта — 250—300 м, а в ряде скважин — 450—460 м. Это решение продиктовано техническими причинами, а также значительной геологической неоднородностью коллектора, наличием зон пониженной пористости и проницаемости, невозможностью обеспечить дренирование продуктивного пласта по всей толщине.

Намечено по скважинам, вскрывшим различные интервалы I объекта разработки, изучить степень гидродинамической связи по вертикали и уточнить коллекторские свойства. Эти исследования дадут важнейшую информацию для решения в дальнейшем вопроса выделения объектов разработки. II объект разработки, отделенный от I объекта уплотненными породами, намечается разрабатывать после снижения пластового давления в I объекте, хотя само снижение давления до уровня гидростатического на сегодня является спорным вопросом, так как может привести к проявлению сейсмичности, просадке почвы, вызвать текучесть солей.

Для решения этих вопросов требуется моделирование процесса разработки при различных условиях снижения пластового давления.

Важным направлением исследований, позволяющих судить о распределении плотностных неоднородностей продуктивного пласта в различных плоскостях (средах), в том числе и в продуктивной части, является гравиметрическая съемка с использованием данных по параметрическим скважинам и сейсморазведке. По этим материалам исследователями ИГиГРИ построена карта равных плотностей (изоденс). Эти результаты можно использовать для уточнения местоположения добывающих скважин. Например, величина плотности 2,58 означает, что пористость в этой зоне на 7—8% меньше, то есть закладывать здесь скважины нецелесообразно.

Эти исследования позволяют также прогнозировать распределение плотностных неоднородностей и для нескрытых скважинами продуктивных толщин, что важно при размещении разведочных скважин глубиной 6000—7000 м.

Высокая неоднородность пласта месторождения Тенгиз резко снижает эффективность традиционных методов извлечения нефти. Поэтому осуществлять разработку подобных залежей следует в два этапа: сначала без поддержания пластового давления при упругозамкнутом режиме, затем при закачке в пласт воды и газа.

При разработке нефтяной залежи без поддержания пластового давления будет происходить непрерывное снижение давления, которое определит упругозамкнутый режим извлечения нефти. В обычных условиях за счет упругих сил залежи извлекается лишь небольшое количество нефти, но в геолого-физических условиях Тенгиза, за счет очень большого разрыва между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, достигающего 57—59 МПа, и сжимаемости нефти из-за ее высокой газонасыщенности, потенциальные возможности этого режима довольно велики. Результаты гидродинамических расчетов показывают, что при снижении давления в залежи до давления насыщения возможно извлечение 19,5% геологических запасов нефти. При этом не требуются затраты на систему поддержания пластового давления, процесс извлечения нефти является экологически чистой технологией.

Следует отметить, что на величину извлечения нефти при этом режиме практически не оказывает влияние проницаемость неоднородность пласта, в меньшей степени влияет плотность сетки скважин; упруго-замкнутый режим обеспечивает практически полный охват объема пласта (кроме гидродинамически изолированных линз) процессом извлечения нефти. Для эффективного проявления упругого режима необходимым и достаточным условием является гидродинамическая связь всех зон и слоев продуктивного пласта.

Одним из примеров разработки нефтяной залежи в условиях АВПД является уникальное по своим особенностям Сальмское месторождение, расположенное в районе Среднего Приобья Западной Сибири [4].

АВПД обладает залежь нефти пласта Ю<sub>0</sub> баженовской свиты верхней юры, приуроченной к породам, которые представлены трещиноватыми глинистыми коллекторами. На большей части площади они перекрываются и подстилаются глинистыми толщами нижнего мела абалакской свиты верхней юры. Зона АВПД в плане имеет полосообразную форму, протягиваясь вдоль оси складки. Эта зона характеризуется в центральной части повышенной продуктивностью и температурной аномалией (рис. 12.6).

В баженовской свите (глубина залегания продуктивного пласта 2700—2900 м) при величине начального пластового давления 43 МПа гидростатическое давление составляло 28 МПа, а давление насыщения было определено в 16—19 МПа, содержание растворенного газа — 200 м<sup>3</sup>/т, коэффициент аномальности равнялся 1,53 [5, 6].

Минералогический состав глин баженовской свиты изменяется в определенных пределах. При среднем содержании глинистых материалов по всем площадям — 63,5%, количество карбонатов достигает 5—14%, пирита 2—9%.

Сложные условия залегания нефти в глинистых пластах баженовской свиты, наличие различных типов пород, литологофизическая изменчивость продуктивных слоев и пропластков, микротрещиноватость, приуроченная к дизъюнктивным нарушениям, горизонтальная трещиноватость, связанная с процессами катагенеза, обусловили необходимость создания на Сальмском месторождении опытного участка.

Результаты анализа материалов разработки опытного участка, разбуренного эксплуатационными скважинами и введенного в опытную эксплуатацию в 1977 г., показали совершенно другую картину притока нефти к забоям скважин, чем можно было предполагать при поровом или порово-трещинном типе коллектора. По всей видимости в баженовской свите преобладает трещинный тип коллектора.

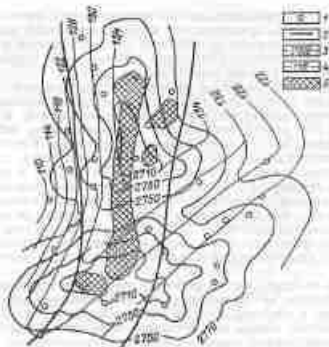


Рис. 124. Структурная карта флюидно-карбонатных залежей Салского нефтяного месторождения: 1 — скелетная, 2 — зона распространения аномально-высокого пластового давления, 3 — континентальная карбонатная залежь, 4 — зона флюидной связи с карбонатными залежами, 5 — зона флюидной связи с карбонатными залежами

При снижении пластового давления ниже давления насыщения отмечалось проявление режима растворенного газа, который создает условия для вытеснения нефти из гранулярных глинистых коллекторов, примыкающих непосредственно к фактору скважин. Однако, эти явления невелики и подтверждают вывод, что основные объемы нефти отобраны в период разработки пласта при пластовом давлении выше гидростатического, то есть в этот период отбирается нефть, связанная с коллекторами трещинного типа. За двадцатипятилетний период было отработано 2,4 млн т нефти, при этом максимальные годовые отборы достигали 225 тыс. т при фонде скважин — 56. Следует отметить, что максимальный объем отбора был достигнут по 6 скважинам. С 1987

В последние 6 лет объем отбираемой нефти снизился со 140 тыс. т в 1987 г. до 15 тыс. т в 1993 г. По многим скважинам прекратились отборы.

Давление в залежи по отдельным участкам снизилось значительно ниже гидростатического. В этом случае в скважинах трещинного типа коллекторе очевидно происходят важные изменения трещин и единственными методом способом повысить эффективность разработки таких продуктивных пластов, является поддержание в залежи пластового давления на уровне выше гидростатического.

Таким образом, из рассмотренных двух типов залежей, приуроченных к различным типам коллекторов, в первом случае — к карбонатным, а во втором — к слабопроницаемым глинистым, перспективнее для подхода к проектированию разработки и осуществлению их разработки.

1. На первой стадии разработки для карбонатного трещинно-кавернозного типа коллектора при снижении пластового давления до значений гидростатического следует разрабатывать залежи без под-

держания пластового давления, что позволит использовать все возможности природного упругозамкнутого режима извлечения нефти, а они достаточно велики. За счет упругих сил, как показали расчеты, в связи с большим разрывом между пластовым давлением и давлением насыщения и значительной сжимаемостью нефти из-за ее высокой газонасыщенности возможно извлечение до 20% геологических запасов.

При природном упругом режиме объясняется не только высокая экономическая эффективность разработки залежи при этом режиме но и ее существенный затрат на систему поддержания пластового давления, но и тем обстоятельством, что при переходе на напорные режимы изменяется механика дренируемого пласта.

Если при естественном упругом режиме в процессе извлечения нефти выдекается практически весь объем коллектора, то при напорных режимах лишь часть его. Малопроницаемая часть коллекторов, из которой раньше при непрерывно снижающемся давлении успешно выжималась нефть, при напорных режимах будет откачиваться, тем как из-за низких коллекторских свойств вытеснение на нее нефти будет затруднено. Кроме того, при напорных режимах малопроницаемые части пласта не только сами не участвуют в процессе фильтрации, но и экранируют частично коллекторы, через которые вытесняющие агенты фильтруются. Из-за этого дренируемые запасы уменьшаются в несколько раз. Кроме того, при напорных режимах начинает играть роль неоднородность пласта. Таким образом, эффективность напорных режимов оказывается невысокой и итоговое значение коэффициента извлечения нефти определяется в значительной степени первой стадией разработки.

3. Разработка залежи при сниженном до гидростатического давления снимет также целый ряд проблем с точки зрения повышения эффективности и безопасности ведения буровых работ, даст возможность значительно упростить конструкцию вновь бурящихся скважин, а для пластов значительной толщины позволит осуществить поэтапно-стадийную систему разработки с послойным вскрытием продуктивной части горизонта сверху вниз, увеличивая интервалы перфорации во вновь бурящихся скважинах, или выделяя в них самостоятельные объекты разработки.

4. На втором этапе разработки, как показывает опыт России и США, вопросы поддержания пластового давления приобретают важную роль и позволяют решать задачи повышения эффективности разработки нефтяных залежей на завершающих стадиях.

5. Разработка залежей, приуроченных к трещиноватым глинистым коллекторам, при значительном превышении пластового давления над гидростатическим и давлением насыщения позволяет обеспечить на первой стадии фонтанный период эксплуатации — однофазный поток жидкости, использование упругих сил пласта для извлечения по крайней мере 10% геологических запасов нефти.

6. Для глинистого типа коллекторов нельзя допускать снижения пластового давления ниже гидростатического, не говоря уже о давлении насыщения. Единственным методом, позволяющим сохранить открытые трещины, является поддержание давления на уровне гидростатического, для чего следует использовать метод водогазового воздействия.

7. Одним из методов, повышающих эффективность разработки глинистого трещинного типа коллектора, может служить гидравлический разрыв, способствующий созданию искусственных трещинных зон на малопроницаемых участках пласта.

8. Разбуривание отдельных низкопроницаемых зон баженской свиты горизонтальными скважинами также может оказаться эффективным, так как позволит охватить воздействием отдельные линзы пласта.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гавура В. Е., Сазонов Б. Ф. Проблемы разработки залежей нефти Прикаспия в условиях аномально-высокого пластового давления // Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 1992. — В. 11.
2. Гавура В. Е., Сазонов Б. Ф. Разработка залежей Прикаспия, приуроченных к трещиновато-кавернозно-поровым типам коллекторов // Материалы междунаро-  
д. Конференции «Нефть и газ в 90-е годы» // Нефтяные месторождения и трещиновато-кавернозно-поровые коллекторы. — М.: ВНИИОЭНГ, 1990.
3. Колганов В. И. Зарубежный опыт разработки нефтяных месторождений-аналогов Тенгизского месторождения. — М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
4. Мелик-Пашаев В. С. К проблеме изучения геологии Яжетиотпской свиты Салмеевского месторождения (Зильда-л., Сибирь). — Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. 1990. Т. 132, кн. 1.
5. Степанов А. Н., Терещенко Ю. А. О природе АВПД при Салымском месторождении. — Изв. АН СССР, 1973, № 2.
6. Gavura V. E. Effect of Abnormal Reservoir pressure on production of oil Fields. — Golden, Colorado, 1994.

## Раздел 13

### ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗОЛЯЦИИ ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ВОД

В Самарской области большая часть нефтяных пластов разрабатывается в условиях естественного или искусственного водонапорного режима, создаваемого путем законтурного или внутри контурного заводнения.

В условиях заводнения и в связи со старением месторождений попутно с нефтью добываются большие объемы пластовой воды, что вызывает необходимость увеличения мощности установок по обезживанию нефти, замены насосного оборудования скважин на более производительное, увеличения пропускной способности нефтесборных коллекторов.

В связи с переходом большинства крупных и средних по запасам нефтяных месторождений Самарской области в III в IV (заключительную) стадии разработки, характеризующиеся интенсивным ростом обводненности, большое значение приобретает решение проблемы ограничения водопритокков без снижения темпов разработки и конечной нефтеотдачи. Важнейшее значение имеет селективная изоляция обводнившихся пластов и прослоев многопластовых объектов и ограничение водопритокков из пластов большой толщины.

Обводненность добывающих скважин может быть обусловлена техническими, технологическими или геологическими причинами. В первом случае необходимость проведения изоляционных работ не вызывает сомнения, что касается второй и третьей причины, то здесь более эффективными иногда могут оказаться не изоляционные работы, а внедрение новых методов добычи (одновременно-раздельная эксплуатация и закачка воды в два и более пластов) и новых методов разработки (циклическая закачка и метод изменения направления фильтрационных потоков, закачка водорастворимых полимеров (ПАА), выравнивание профилей приемистости и профилей притока).

Выполнение указанных мероприятий требует значительных капитальных вложений, что на завершающей стадии разработки часто экономически нерентабельно. Поэтому сокращение водопритокков имеет в настоящее время актуальное значение, и решение этого вопроса во многом определяет дальнейшие пути развития нефтедобывающей промышленности Самарского Поволжья и других нефтяных районов страны.

Прогрессирующее обводнение добываемой продукции происходит на III и IV стадиях разработки. В этот период практически почти весь фонд скважин переводится на механизированный способ эксплуа-

тации, часть скважин выбывает из действующего фонда. Возникает необходимость форсирования отборов жидкости для достижения за-проектированной нефтеотдачи.

С целью уменьшения притока пластовых вод проводятся различные ремонтно-изоляционные работы: цементные заливки под давлением, нефтяные блокады, закачка сульфомедных и сульфонатриевых солей, водорастворимых полимеров — пушонки, гипана и др.

Первые цементные заливки обводненных пластов проводились в основном на месторождениях Зольный Овраг и на Покровском. Наиболее распространенными были методы забойных заливок. Изоляционные работы проводились почти на всех обводненных скважинах, причем иногда по нескольку раз. В последующем стали применять забойные заливки под давлением, нефте- и соляроцементные заливки, а на Мухановском месторождении — заливки под давлением гипсоглинозистым и расширяющимся цементом с добавлением сульфит-спиртовой барды (ССБ) для замедления схватывания цемента, а также блокады с сульфонатриевымк (СНС) и сульфомедными солями (СМС). Перед проведением ремонтно-изоляционных работ призабойные зоны скважин обрабатывались соляно-кислотными растворами. В дальнейшем для этих целей стали применять растворы поверхностно-активных веществ (ПАВ). Однако опытные промысловые испытания нефтепарафиновых смесей и обработка призабойных зон сульфомедными солями положительных результатов не дали. Наиболее эффективной — в 50% скважин — оказалась изоляция вод цементными растворами на углеводородной основе [1].

Примерами эффективного проведения ремонтно-изоляционных работ по пластам, представленным терригенными породами, могут служить Красноярское, Белозерское, Покровское, Кулешовское и Мухановское месторождения [2].

Залежи нефти пласта Б<sub>1</sub> Красноярского и Белозерского месторождений имеют обширные водонефтяные зоны, по которым пробурено соответственно 13 (рис. 13.1) и И скважин. Пласт Б<sub>1</sub> на обоих месторождениях имеет активную связь с законтурной водонапорной системой.

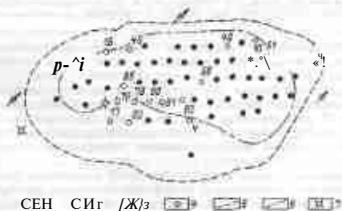


Рис. 13.1. Схема размещения скважин на пласте Б<sub>1</sub> Красноярского месторождения: 1 — доживающая; 2 — бездействующая; 3 — планируемая; 4 — скважина, подлежащая ликвидации; 5, 6 — начальный внешний и внутренний контуры нефтенасыщенности; 7 — скважина, ликвидированная по технико-экономическим причинам.

Как показал анализ, ремонтно-изоляционные работы на изотропных пластах не обеспечивают надежной изоляции обводненной подошвенной части от вышележащей нефтенасыщенной, и поэтому проведение их в этих условиях нецелесообразно.

В скважинах, расположенных в водонефтяной зоне, перфорация

пласта  $B_2$  проводилась на расстоянии 5—10 м от начального положения водонефтяного контакта. Однако безводная нефть была получена только в скважинах, в разрезе которых обнаружены расчленяющие пласт глинистые прослои. По Красноярскому месторождению эффективность составила 85%, по Белозерскому — 60%.

По скважинам, в которых продуктивный пласт изотропен, независимо от расстояния нижнего отверстия перфорации до ВНК при освоении, как правило, получали обводненную нефть.

На Красноярском месторождении в 10 из 12 скважин, вскрывших изотропный пласт  $B_1$ , изоляционные работы оказались безрезультатными и только в двух скв. 4 и 78 были эффективными (рис. 13.2). Снижение обводненности или даже получение безводной нефти было достигнуто по трем скважинам, где изолируемые водонасыщенные пропластки отделялись от нефтенасыщенной части пласта  $B_2$  глинистыми прослоями.

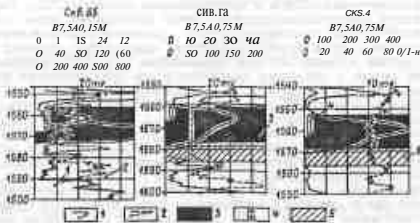


Рис. 13.2. Диаграммы электрометрии пласта  $B_2$  Красноярского месторождения в скв. 65, 78, 4: 1 — кривые IC и PC, 2 — участки перфорации, 3 — границы пластов, 4 — интервалы перфорации, 5 — абсциссы интервалов

На Покровском месторождении ремонтно-изоляционные работы в первые годы в основном проводились цементными растворами на водной основе, а в более поздние — на нефтяной.

Залежь нефти пласта  $B_2$  характеризуется естественным водонапорным режимом при ухудшенной связи с законтурной областью питания [2, 3]. В водонефтяной зоне пробурено 38 скважин. Скважины, в которых перфорацией был вскрыт верхний прослой, длительное время давали безводную нефть, остальные обводнялись довольно быстро.

В обводненных скважинах проведено 27 ремонтных работ по изоляции как от пластовых, так и от верхних и нижних посторонних вод, прорвавшихся за колонной. Эффективных было 5 заливок. Положительные результаты получены при изоляции «чужих» вод. Несмотря на то что пласт  $B_2$  имеет в своем разрезе глинистые прослои, эффективных заливок по изоляции от подошвенных пластовых вод было мало.

Анализируя результаты работ по изоляции притока пластовых вод, можно сделать вывод, что наибольший эффект они дают по скважинам, где вода к забоям поступает по высокопроницаемому прослою, перекрытым непроницаемыми глинистыми пропластками. Необходимо, однако, отметить, что ремонтно-изоляционные работы на Покровском месторождении могли быть значительно эффективнее, так как пласт  $B_2$  анизотропен. Недостаточно высокие результаты проведенных

работ объясняются, прежде всего, тем, что большая часть ремонтов по изоляции вод проводилась без наличия достоверных сведений о положении текущего ВНК. Проведение же промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в условиях литологической неоднородности продуктивных пластов было затруднено. Кроме того, сказалось несовершенство методов и аппаратуры исследований. Успех цементных заливок зависит, как известно, от правильности установления путей поступления пластовых вод к забою скважины. Перед производством ремонтно-изоляционных работ в каждой скважине необходимо проводить комплекс исследований с целью определения текущего положения водонефтяного контакта, качества цементирования эксплуатационной колонны, сцепления цемента с породой и с обсадной колонной (АКЦ), текущего пластового давления и температуры пласта, химического состава пластовой воды, позволяющего установить источник ее поступления. Только при наличии этих исчерпывающих сведений в условиях непроницаемого, разобщающего пропластка между обводненными и нефтенасыщенными прослоями можно выбрать правильную технологию изоляции водопритокв.

Основным способом изоляции пластовых вод до настоящего времени является цементирование скважин под давлением. Однако при заливках цементный раствор попадает как в водонасыщенную, так и в нефтенасыщенную часть пласта и, не обладая селективностью, затвердевает по всей его толщине. Это приводит к уменьшению продуктивности скважин. Особенно отрицательно влияют заливки такого рода на коллекторы с широко развитой трещиноватостью. Поэтому изолирующие материалы должны обеспечивать фильтрацию жидкости из нефтенасыщенной части пласта. При застывании эти растворы должны создать достаточно прочный слой, способный выдерживать значительные депрессии давления при эксплуатации скважин и не разрушаться под воздействием минерализованных вод и высоких температур.

Этим основным требованиям в большой степени (по сравнению с водоцементными растворами) отвечают цементные суспензии на углеводородной основе.

Изоляционные работы нефцецементными и соляроцементными растворами проводились на Покровском, Красноярском, Белозерском, Мухановском, Радаевском и других месторождениях области [1].

Нефцецементные смеси закачивались в скважину под высоким давлением на устье. Эффективными были заливки, перед проведением которых призабойные зоны скважин обрабатывались 10—12 %-ым раствором соляной кислоты.

Изоляцию притоков пластовых вод осуществляли также методом нефтяных блокад. Хотя этот способ и обладает селективностью, продолжительность эффекта по скважинам была невелика. Примером низкой эффективности изоляционных работ может служить пласт Аз Кулешовского месторождения, представленный терригенными породами — чередованием песчаников, глин, алевролитов. Из-за сильной заглинизованности коллекторские свойства пласта на пологом южном крыле значительно ухудшены. Пласт Аз разрабатывается с поддержанием пластового давления при закачке воды внутрь контура нефтеносности. Промыслово-геофизические данные, полученные в последнее время по вновь пробуренным скважинам, и материалы дебитометрирования свидетельствуют о том, что вырабатывается в основном подошвенная часть пласта.

На рис. 13.3 представлена динамика обводненности скв. 374, 306, 300, 360, 305, 308, 375 и 303. Рост процента воды по большинству из приведенных на графике скважин характеризуется большой интенсивностью. В течение 6, максимум 9 мес после появления воды в добываемой продукции большинство скважин обводняется до 70—90%.

При внутриконтурном заводнении ожидается довольно быстрое продвижение закачиваемой воды к первому ряду добывающих сква-

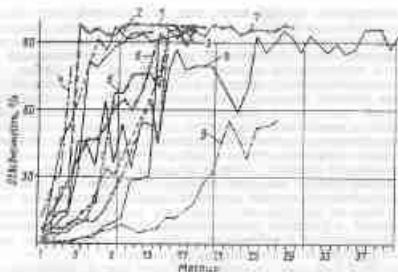


Рис. 13.3. График обводненности пласта А<sub>3</sub> Кулешовского месторождения: 1 — 306; 2 — 307; 3 — 360; 4 — 374; 5 — 300; 6 — 305; 7 — 308; 8 — 375; Р — 303

жин. Однако поскольку пласт анизотропен, в нем остаются значительные невыработанные прослои.

С целью изоляции подошвенной обводненной части пласта А<sub>3</sub> на месторождении с помощью цементных заливок проводились ремонтно-изоляционные работы в десяти скважинах. Эффективной оказалась лишь одна заливка.

Что касается остальных добывающих скважин, то по ним положительных результатов получено не было. Объясняется это, очевидно, или полной выработанностью пласта в этой зоне, или недостаточно обработанной технологией ремонтно-изоляционных работ вследствие ошибочных представлений о характере обводнения скважин.

Приведем пример изоляционных работ по Дерюжевскому месторождению. Характерной особенностью пласта Д: Дерюжевского месторождения является наличие двух нефтенасыщенных пропластков, разобщенных глинистым прослоем. Вследствие различной проницаемости нижний пропласток вырабатывается намного быстрее, чем верхний, и поэтому в первую очередь обводняется. Это вызывает необходимость проведения изоляционных работ по нижнему пласту. По скв. 104, расположенной в центральной части Дерюжевского месторождения, провели изоляцию пластовых вод. Скважина вступила в эксплуатацию фонтанным способом со среднесуточным дебитом 222 т на 10-миллиметровом штуцере. Продуктивный пласт был вскрыт перфорацией в интервале 2310—2334 м. Начальный ВНК в скважине не прослеживался.

В течение семи лет скважина фонтанировала, и суммарная добыча нефти по ней за это время составила 567 тыс. т. Скважина прекратила фонтанирование с обводненностью в 41% при дебите 98 т/сут.

С целью изоляции нижней обводненной части пласта на глубине 2328 м был установлен заглушенный пакер; однако эта операция не позволила перекрыть поступающую на забой воду.

После определения текущего ВНК на глубине 2328 м провели кумулятивную перфорацию с большой плотностью — 120 отверстий (ПК-ЮЗ) в интервале 2328—2330 м. На глубине 2329 м провели двукратный гидроразрыв пласта аппаратом АСГ-105 после чего закачали 600 л цементного раствора при давлении 12,0 МПа. После разбурива-

ния цементного стакана скважина была перфорирована в интервалах 2321—2324 и 2314—2318 м,

Как видно из рис. 13.4 в первый период в извлекаемой жидкости содержание воды доходило до 92%; затем оно резко уменьшилось, и скважина начала работать с дебитом до 100 т/сут нефти.

Эффективность этой заливки высокая: за 6 мес получено более 6700 т нефти.

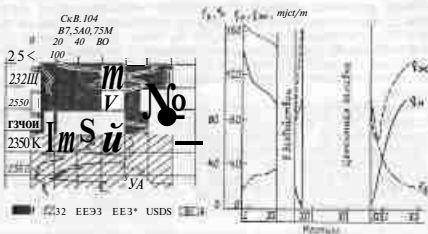


Рис. 13.4. Динамика среднесуточного отбора нефти и воды по скв. 104 пласта Д) Дупинского месторождения: 1, 2 — соответственно нефть, водонасыщенный известняк; 3 — кривая КС; 4 — кривая ПС; 5 — интервал перфорации до капитального ремонта; 6 — интервал перфорации после капитального ремонта

С точки зрения изоляции пластовых вод в карбонатных коллекторах представляют интерес материалы о заливках по Сосновскому и Яблоневскому месторождениям.

Пласт В<sub>1</sub> Сосновского месторождения сложен нефтенасыщенным известняком. Залежь массивного типа, подстилается подошвенными водами. Дебит после обводнения скв. 106 снизился с 71 до 2 т/сут. С целью изоляции нижних подошвенных вод в интервал перфорации закачали цементный раствор при давлении 7,0 МПа. После разбуривания цементного стакана скважину перфорировали в интервале 1711—1713 м (рис. 13.5). После обработки соляной кислотой дебит возрос с 2 до 20 т/сут нефти, а обводненность уменьшилась с 87 до 2,6%.

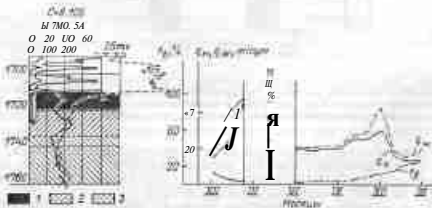


Рис. 13.5. Динамика среднесуточного отбора нефти и воды по скв. 106 пласта В<sub>1</sub> Сосновского месторождения: 1 — нефть; 2 — водоносный известняк; 3 — водоносный известняк

Следует, однако, отметить, что большинство цементных заливок, проводимых ранее по Дергожевскому и Сосновскому месторождениям, не дали положительных результатов. Это объясняется почти во всех случаях недостаточной информацией о текущем положении ВНК, качеством цементного кольца за колонной, а также отсутствием в разрезе непроницаемых прослоев.

Наибольшее количество ремонтно-изоляционных работ в карбонатных коллекторах проводили на Яблоневском нефтяном месторождении. Из 37 цементных заливок 24 оказались эффективными, причем продолжительность эффекта достигала по отдельным скважинам 8 лет и более. Продуктивный пласт кунгура на этом месторождении представлен доломитом, неоднородным по толщине, с различной проницаемостью вдоль и вкрест простирания пород. Эти факторы, по-видимому, и позволили получить при ремонтно-изоляционных работах значительный эффект.

Определенный интерес с точки зрения эффективности ремонтно-изоляционных работ представляет изучение опыта их проведения по скважинам пласта d (I объект) Мухановского месторождения [4, 5]. Этот пласт представлен чередованием отложений песчаников и плотных алевролитов. Верхняя часть пласта в основном монолитная песчаная, в нижней части преобладают алевролитовые и глинистые пропластки. Расчленяющие пласт прослои плотных пород в разрезе располагаются хаотично, редко прослеживаются на значительных расстояниях.

Пласт Сг нефтенасыщен только в верхней части, и поэтому залежь нефти на начало разработки по всей площади подстилалась водой.

Перфорацией было вскрыто около 2/3 нефтенасыщенной толщины пласта — выше ясно выраженных глинистых прослоев. В скважинах, в которых непроницаемые пропластки четко не выделялись, перфорировалось не более половины нефтенасыщенной толщины.

Схема заливки под давлением с последующим разбуриванием цементного моста показана на рис. 13.6.

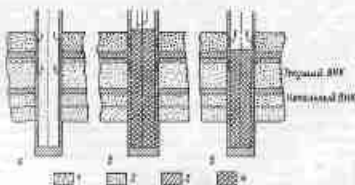


Рис. 13.6. Схема заливки под давлением с разбуриванием цементного моста в скважине пласта Сг Мухановского месторождения. а, б, в — последовательные стадии процесса; 1 — нефтенасыщенный пласт; 2 — алевролитовый пласт; 3 — песок; 4 — цементный мост

Кроме обычных, цементных, велись заливки под давлением, с оставлением цементного стакана, заливки с пакером, с добавками гипсоглиноземистого цемента и сульфит-спиртовой барды, а также цементные заливки на нефтяной и соляровой основе.

По проведенным 32 цементным заливкам нижней, обводнившейся подошвенными водами части пласта Сг положительные результаты получены от 11 операций.

Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений

при рассмотрении проекта Мухановского месторождения было предложено Гипровостокнефти рассмотреть вариант добычи нефти при широком проведении ремонтно-изоляционных работ. При изучении этого вопроса институтом особое внимание было уделено разработке пласта С<sub>1</sub>, где к этому периоду были наиболее благоприятные условия для проведения работ по частичной или полной изоляции притока подошвенных вод. Во-первых, имелось большое количество данных о подъеме ВНК по скважинам II и III объектов. Снижение проницаемости призабойной зоны в результате заливки не приводит к резкому уменьшению дебита, так как увеличение депрессии на пласт позволяет сохранить отборы на прежнем уровне. Во-вторых, имелись данные о хорошей работанности пласта ниже текущего положения ВНК. Изучение кернового и геофизического материала, данных ИННК и НГК показывает, что ниже текущего положения ВНК значительных количеств остаточной нефти не отмечается.

Изоляционные работы в пласте d велись по методике НГДУ Первомайнефть. В скважинах, близлежащих от намеченной для производства ремонтно-изоляционных работ, где эксплуатируется II или III объект разработки, проводились исследовательские работы по определению положения ВНК пласта С: методом ИННК или радиоактивного каротажа прибором РКМ-4 или РК-60. Для определения целостности цементного камня за колонной обводнившейся скважины исследовали методом акустического каротажа. Затем с целью очистки забоя скважины и увеличения приемистости цементного раствора проводилась кислотная обработка. После удаления из скважины продуктов реакции осуществлялась цементная заливка под давлением с оставлением цементного стакана на глубине выше кровли пласта на 20—25 м с последующим его разбуриванием до глубины на 2—3 м выше плоскости текущего положения ВНК. Повторная перфорация проводилась в кровельной части пласта.

В табл. 131 представлены результаты ремонтно-изоляционных работ по скважинам пласта &. Выполнено 35 операций по изоляции водопритоков в 29 скважинах пласта С<sub>1</sub> (рис. 13.7). Из общего количе-

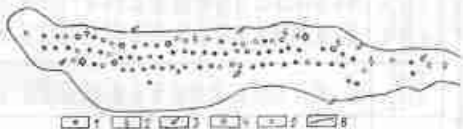


Рис. 13.7 Схема размещения скважин по пласту С<sub>1</sub> Мухановского месторождения: 1 — добывающая; 2 — бездействующая; 3 — электроцентробежная; 4 — с центральным устройством изоляционных работ; 5 — разбуриваемая; 6 — начальный типоразмер обводненности пласта С<sub>1</sub>; 7 — обводненность; 8 — обводненность

ства операций в 29 случаях скважины работали электроцентробежными насосами, а в двух — фонтанным способом. На дату проведения работ были полностью обводнены 8 скважин, 16 работали с содержанием воды более 80%, и только 9 эксплуатировались при обводненности 62—80%.

В результате проведения ремонтных работ по всем скважинам дополнительно добыто 555 тыс. т нефти. По 8 скважинам при значительном уменьшении обводненности произошло снижение дебитов, что объясняется отключением высокопроницаемых, частично нефтенасыщенных интервалов пласта. До проведения ремонтных работ суммарный дебит жидкости по 29 скважинам составлял 5660 т/сут, а нефти — 637 т/сут. Обводненность — 85,5%. После проведения ремонтно-изоля-



Характер работы скважины класса С<sub>1</sub> в период времени восстановления после проведения изоляционных работ

Но- мер сква- жины	Способ изоля- ции до ремонта	Дата	ssresar	Положе- ние сква- жины, м	Интервал перфо- рации после ре- монта, м	Д.бвт. т/сут				Оптимизи- ция, %		Средний коэффициент использования	Продол- жительность ре- визии, сут
						до ремонта		после ремонта		до ре- монта	после ре- монта		
						ж.	к.с.с.г.	нефти	нефти				
102	ЭЦН	2067	2060—2039	2049	2047—2044 2042—2039	180	81	126	107	62	15	Фонтанный	570
6	Фонтанный	2093	2077—2048	2065	2058—2048	228	75	86	83	67	3,1	То же	750
61	ЭЦН	2078	2066—2048	2051,5	2048,5—2046,5	201	52	77	43	71	45	»	540
1	То же	2079	2058—2040	2061	2050—2041	224	75	95	92	60	1,8	»	1140
60	»	2087	2068—2048	2052	•2046—2043	310	43	19	18	86	6	ЭЦН	360
78	»	2161	2132—21:16	2111	2110—2107	200	—	57	53	100	7	Фонтанный	720
36	»	2086	2062—2052	2062	2055,5—2052,5	252	55	114	46	78	60	ЭЦН	720
19	»	2101	2066—2055	2068	2056—2054	213	20	186	43	91	77	То же	750
77	»	—	2084—2055	2063	2057—2055	97	14	79	75	82	5	Фонтанный	480
30	»	2106	2085—2066	2071	2068—2065	342	27	164	51	92	69	ЭЦН	570
131	»	2087	2069—2051	2061	2055—2051	206	26	76	81	87	6	Фонтанный	780
59	»	2083	2070—2052	2054	2052—2050 2048—2045	290	43	31	26	86	16	То же	750
67	»	2079	2046—2032	2050	2040—2034	291	36	10	5	89	52	»	720
47	»	2061	2151—2147	2159	Не произв.	70	29	6,1	6	58	1,7	»	720
57	»	2081	2070—2060	2067	2062—2060	86	7	116	21	92	82	ЭЦН	120
57	»	2081	2062—2060 2058—2045	2067	2062—2060	148	—	5	5	100	20,5	То же	—

65	ЭЦН	2072	2043—2039 2047—2045	2052	2043—2039	240	25	80	53	91	33	ЭЦН	150
65	В простое	2072	2043—2039	2051	2043—2039	10	-	20,2	20	100	1,5	То же	660
120	ЭЦН	20133	2063—2043	2054	2046—2043	173	15	43	30	90	30	Фонтанный	180
120	То же	2063	2046—2043	2051	2045,5—2043	10	13	64	50	88	22	ЭЦН	ССО
32	Фонтанный	2085	2058—2041	2053	2044—2041	142	24	13	И	83	16	Фонтанный	12
32	ЭЦН	-	2041—2045	2052	2041—2043	240	-	40	40	100	-	То же	360
113	То же	2079	2061—2059	2078	2060—2054	П4	2	55,5	55	98,3	0,1	-	690
33	*	2092	2080—2075 2068—2033	2075	2063—2060	200	0	48	22	100	51	ЭЦН	600
75	*	2080	2057—2044	2052	2046—2043	202	37	72	67	81	7,3	Фонтанный	540
72	*	2088	2070—2046	2049	2048,5—2046	78	2	89	89	97	6/в	То же	690
45	В простое	2122	2119—2115	2114	2109,5—2107	-	-	77	10	100	87	ЭЦП	-
45	ЭЦН	2115	2109,5—2-107	2115	2109,5—2107	80	-	67	10	100	85	То же	30
133	ЭЦН	2090	-	2073	2072—2070 2067—2066 2062—2060	210	15	40,2	40	93	0,5	Фонтанный	600
132	То же	-	2068—2053	2055	2049—2048	130	8	51	45	94	12	То же	570
12	*	2093	2075—2073 2079—2077	2087	2080—2077	150	1,5	31	30	99	4	ЭЦН	13
12	ЭЦН	-	2073—2075 2077-2080	2084	2073—2075	5	-	-	-	100	-	ЭЦН	-
286	То же	2106	2098-2096	не опр.	2098—2096	15	1,5	40	20	90	50	То же	300
73	*	-	2083—2066	2066	2062—2058	186	28	15	10	86	33	*	-
22	*	-	2058—2072	2072	2057—2060	72	-	158	152	100	4	*	360
						5665	755	2252	1509	86,7	33	-	-

ционных работ 16 скважин были переведены на фонтанную добычу. Суточный отбор нефти по этим скважинам до заливки составлял 435 т/сут, жидкости — 2876 т/сут. В первое время после ремонтных работ отбор нефти достиг 851 т/сут, а жидкости — 348 т/сут. Средняя обводненность продукции по фонтанным скважинам составила 10%.

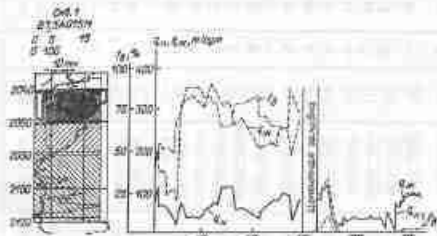
Суммарный отбор жидкости по всем скважинам после проведения ИЗОЛЯЦИОННЫХ работ составлял 2052 т/сут при отборе нефти 1509 т/сут, обводненность уменьшилась до 33%.

Однако продолжительность эффекта изоляции по скважинам различна и зависит в основном от наличия в разрезе изолирующих прослоев, точности определения ВНК по каждой из них и от расстояния между нижним отверстием перфорации и плоскостью текущего водо-нефтяного контакта.

Наиболее удачными можно считать цементные заливки, проведенные по скв. 22, 6, 47, 120, 78, 72, из которых дополнительно извлечено свыше 310 тыс. т нефти. Такой эффект связан с наличием в разрезе этих скважин прослоев плотных пород, играющих роль экрана и препятствующих поступлению нижних пластовых вод к забоям скважин.

Наибольший интерес с точки зрения изучения технологии проведения изоляционных работ представляет эксплуатация скв. 1, 6, 92, 61, 57, 120, 65, 60 в I пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения.

Скв. I Мухановского месторождения расположена в сводовой части структуры (рис. 13.8). Продуктивный пласт С<sub>1</sub> представлен в ин-



■ 31 ESSI' E22 2 GED з ПП Ч GO 5CШ2 6

Рис. 13.8. Динамика отбора нефти и воды со скв. I пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения: 1, 2 — динамика отбора нефти и воды; 3 — кривая КС; 4 — кривая РС; 5, 6 — амплитуда пористости и проницаемости.

тервале 2040—2078 м песчаником, расчлененным несколькими плотными прослоями. Начальное положение ВНК — 2026 м. В нижней зодопасыщенной части пласта отмечаются прослои глин и алевролитов. Первоначально пласт С<sub>1</sub> был вскрыт перфорацией в интервале 2G40—2058 м.

Скважина вошла в эксплуатацию фонтанным способом со средне-суточным дебитом 229 т безводной нефти.

Через восемь лет в извлекаемой продукции появилась вода, еще через 6 лет фонтанирование прекратилось при обводненности 53%. Дебит скважины перед остановкой составлял 72 т жидкости. Скважина эксплуатировалась электроцентробежным насосом ЭЦН-250, из нее извлечено 888,8 тыс. т нефти и 171,7 тыс. т воды.

Перед изоляционными работами в расположенных вблизи двух девонских скважинах с целью уточнения текущего положения ВНК были

проведены исследования с применением **импульсных** генераторов нейтронов (ИННК) и с помощью прибора РКМ (НГК). Текущее положение ВНК в этой скважине отбивается на глубине 2061 м.

В скважину закачали 5 м<sup>3</sup> 12%-ой соляной кислоты при давлении 10,0 МПа. Продукты реакции из скважины удалили промывкой нефтью и продувкой компрессором.

Заливку цементного раствора провели под давлением 10,0—11,0 МПа с оставлением цементного стакана. Цемент разбурили до глубины 2053 м и провели кумулятивную перфорацию в интервале 2041—2050 м (180 отверстий, ПК-ЮЗ). Скважину освоили периодической промывкой нефтью и продувкой компрессором.

Через 6-миллиметровый штуцер получен фонтанный приток безводной нефти с дебитом 82 т/сут. В течение шести месяцев скважина фонтанировала с незначительной обводненностью. Суммарный эффект за это время составил свыше 6000 т нефти.

Содержание воды в добываемой продукции в первые два месяца после ремонтно-изоляционных работ изменялось в пределах 2—5%. Затем в течение четырех месяцев скважина давала безводную нефть, а после увеличения отбора до 90 т/сут содержание воды увеличилось до 8—10%.

Скв. 92 Мухановского месторождения расположена в центральном ряду западной части структуры. Пласт С<sup>1</sup> перфорирован в интервале 2039—2060 м. Скважина вступила в эксплуатацию фонтаном с дебитом 180 т/сут нефти через 7-миллиметровый штуцер.

В течение трех лет скважина фонтанировала безводной нефтью. После прекращения фонтанирования в скважину спустили электроцентробежный насос ЭЦЫ-160.

Перед проведением ремонтно-изоляционных работ дебит скважины составлял 80 т/сут нефти при обводненности 78%. После проведения полного комплекса геофизических работ (ИННК и НГК) по пластам С<sub>п</sub> и Д в скважинах, расположенных вблизи скв. 92, и акустического каротажа с целью определения качества цементного кольца за колонной была проведена кислотная обработка, а затем цементная заливка под давлением с оставлением цементного стакана. В пласт закачали 500 л цементного раствора при давлении 10,0—11,0 МПа. После разбуривания цемента провели кумулятивную перфорацию в интервалах 2039—2042 и 2044—2047 м (120 отверстий, ПК-ЮЗ).

Освоили скважину периодической промывкой нефтью и продувкой компрессором. Через 6-миллиметровый штуцер получили фонтанный приток нефти с дебитом 89,5 т/сут при 2% обводненности.

Как видно из рис. 13.9 обводненность добываемой продукции росла довольно интенсивно. Уже через месяц после заливки она достигла

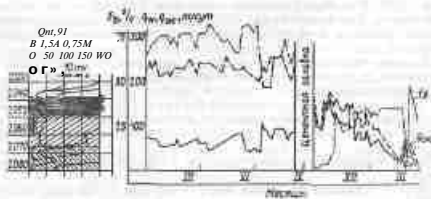


Рис. 13.9. Динамика отбора нефти и воды по скв. 92 пластом С<sup>1</sup> Мухановского месторождения (составные обозначения см. рис. 13.8)

25%, а через два месяца — 30—32%. Через шесть месяцев после ремонта обводненность составила 45%.

Скв. 61 введена в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом 160 т/сут нефти. По каротажной характеристике, представленной на рис. 13.10, видно, что начальное положение БНК в этой скважине отбивалось на глубине 2078 м.

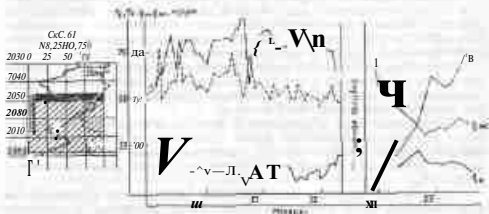


Рис. 13.10. Динамика добычи нефти и воды по скв. 61 участка С. Мухоморского месторождения (условия обводнения см. рис. 13.8)

В процессе одиннадцатилетней эксплуатации ВНК поднялся на 31 м. Скважина начала обводняться через три года и через восемь лет прекратила фонтанирование.

Суммарная добыча нефти за весь период эксплуатации составила 448 тыс. т, воды — 275,9 тыс. т.

Перед изоляционными работами была проведена кислотная обработка. После удаления продуктов реакции в скважину закачали 600 л цементного раствора с оставлением цементного стакана. Цементный стакан разбурили до глубины 2048,5 м и провели кумулятивную перфорацию в интервале 2046,5—2048,5 м (40 отверстий, ПК-ЮЗ)!

После продувки скважины компрессором получили фонтанный приток безводной нефти, равный 84 т/сут.

Скважина эксплуатировалась фонтаном в течение пятнадцати суток. Через пять суток в извлекаемой продукции появилась вода (47%). Затем темп обводнения уменьшился, и в течение двух месяцев содержание воды изменялось в пределах 25—30%. На третий месяц обводненность возросла до 60% и затем достигла 75%.

Резкое обводнение можно объяснить тем, что ВНК поднялся на отметку —2001,5 м. Невыработанным осталось всего 3,5 м продуктивной части пласта. Как видно из рис. 13.10 при небольшой нефтенасыщенной толщине (порядка 2—4 м) проводить ремонтно-изоляционные работы нецелесообразно.

Хорошие результаты были получены при проведении изоляционных работ в скв. 6, расположенной на северном крыле структуры.

Продуктивный пласт С<sub>1</sub> вскрыт в интервалах 2048—2070 и 2072—2077 м. По данным БКЗ, начальный водо-нефтяной контакт отбивался на глубине 2093 м. Скважина введена в эксплуатацию фонтанным способом со среднесуточным дебитом 155 т (через 6,5-миллиметровый штуцер).

За 12-летний период эксплуатации ВНК поднялся до глубины 2065 м.

Вода в скважине появилась через 7 лет. До проведения изоляционных работ скважина фонтанировала с дебитом 117 т нефти при 44% обводненности. За весь период разработки извлечено 897,9 тыс. т нефти и 150 тыс. т воды.

Анализ результатов ремонтных работ по изоляции водопритоков из подошвенной обводненной части пласта С<sub>1</sub> Мухановского месторождения показывает нецелесообразность их проведения при малых остаточных нефтенасыщенных толщинах и при отсутствии в интервале ВНК водоизолирующих непроницаемых прослоев, отделяющих нефтенасыщенную часть пласта от водонасыщенной.

О зависимости эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ от оставшейся нефтенасыщенной толщины пласта и наличия нижерасположенных непроницаемых пропластков свидетельствуют данные, полученные по скв. 60, 65, 77 и 120.

Из табл. 13.1 видно, что эффект от цементных заливок по скв. 120 продолжался всего 6 мес, по скв. 65 — 5 мес, по скв. 60 при уменьшении процента обводненности отбор нефти в сутки сократился в два раза. По скв. 77 получен устойчивый, продолжающийся более года прирост добычи нефти. В этой скважине оставшаяся нефтенасыщенная толщина подстилается глинистым прослоем.

В скв. 65 и 120 повторно проведены работы по изоляции водопритока. Эффект положительный. По скв. 65 он продолжался в течение 22 мес эксплуатации, а по скв. 120—20 мес.

Проведены повторные работы по изоляции водопритока в скв. 57. При небольшом отборе, равном 6 т/сут жидкости, обводненность составила 20%.

Дважды проводились ремонтно-изоляционные работы в скв. 45. Оба раза перед производством работ она была полностью обводнена. В результате первой цементной заливки обводненность снизилась до 87%, но эффект был кратковременным. После повторных работ обводненность составила 85%, но уже через месяц скважина снова обводнилась. Неудача объясняется незначительной нефтенасыщенной толщиной пласта.

Актуальной является проблема изоляции обводнившихся пластов при эксплуатации нескольких пластов одной скважиной или при эксплуатации пластов большой толщины.

В связи со значительной выработанностью запасов нефти по II и III объектам Мухановского месторождения довольно интенсивно начали обводняться скважины, расположенные вблизи нагнетательных рядов. Вопрос изоляции водопритока в таких скважинах, эксплуатирующихся два и более пласта, усложняется отсутствием методов определения подъема ВНК или интервалов обводнения пласта пресной водой, закачиваемой внутрь контура нефтеносности. Геофизические методы (ГК, НГК и ИННК) не позволяют с достаточной достоверностью определять места поступления пресной воды и проводить исследования в перфорированных интервалах.

Отсутствие точных данных о месте притока воды в скважину часто приводит к отрицательным результатам при цементных заливках многопластовых объектов. В этой связи большое значение приобретает внедрение в более широких масштабах дистанционных контрольно-измерительных приборов: расходомеров, влагомеров и термометров, помогающих определять интервалы водопритока в скважине.

Не отвечают требованиям селективной изоляции отдельно обводнившихся пластов и пропластков и водоцементные растворы. При проведении работ по ряду скважин зацементированными оказались и нефтенасыщенные интервалы, в результате приток нефти из них или полностью отсутствовал или был незначительным. В других случаях из-за непрочности цементного камня, закрывающего водонасыщенные интервалы пласта, после двух-,—трехдневной работы скважин закупоривающий цемент разрушался и вновь открывал свободный доступ воде. Так, из 12 ремонтно-изоляционных операций по II объекту и из 21 по III объекту не было ни одной эффективной.

Геофизические, гидродинамические и химико-аналитические исследования позволили определить интервалы поступления воды по ряду

скважин. По II объекту значительно быстрее вырабатываются нижние пласты C<sub>1</sub>а и C<sub>1</sub>в, и при полном обводнении их легко изолировать. Но из двух других пластов — C<sub>2</sub> и C<sub>3</sub> быстрее обводняется верхний. Идентичная картина наблюдается по объекту разработки девона, когда быстрее вырабатывается выше залегающий пласт Дп.

Изоляционные работы проводились не только в терригенных породах, но и в карбонатных коллекторах.

Наибольшее количество ремонтно-изоляционных работ осуществлено на Яблоневском месторождении. Объект разработки в кунгурских отложениях объединяет два нефтяных пласта К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub>, разобщенные непроницаемым слоем ангидритизированного доломита. Коллекторами продуктивных пластов служат доломиты, неоднородные по толщине, с различной проницаемостью как параллельно, так и перпендикулярно напластованию. Эти особенности эксплуатационного объекта обусловили высокую эффективность работ по изоляции пластовых вод. Из 37 цементных заливок 24 дали положительные результаты. Продолжительность эффекта по некоторым скважинам достигла 8 и более лет.

Большинство ремонтно-изоляционных работ, проведенных в скважинах, эксплуатирующих пласт В Сосновского месторождения, не дали положительных результатов, что связано, очевидно, с отсутствием в разрезе пласта непроницаемых прослоев. Кроме того, не было полной информации о текущем положении ВИК и качестве цементного кольца за колонной.

Следует отметить, что по карбонатным коллекторам ликвидацию притока воды в скважинах проводить значительно труднее, чем по терригенным. В карбонатных коллекторах усложняется определение места поступления воды в скважину и текущего положения ВНК. Особенно затрудняется решение этих вопросов при разработке однопластовых эксплуатационных объектов, на которые не пробурены специальные наблюдательные скважины.

Одним из главных условий при подготовке скважин для проведения работ по изоляции водопритокков является качественное цементирование эксплуатационных колонн, от которого часто зависит продолжительность безводного периода работы скважин.

В Самарской области Волго-Уральский филиал ВНИИгеофизика провел опытные работы по определению качества цементирования обсадных колонн методом акустического каротажа. Этот метод позволяет установить не только высоту подъема цемента, но и его распределение и степень схватывания с колонной и породой. Неоднократные проверки данных акустического каротажа путем закачки изотопов показали надежность этого метода исследования.

В связи с частыми обводнениями скважин прорвавшимися по цементному кольцу водами необходимо предъявлять более серьезные требования к качеству цементирования колонн при обсадке новых скважин. Особое внимание при этом следует уделять вопросам изучения сцепления цемента с колонной и стенками скважины.

Исследованиями [6] установлено, что наибольшая величина адгезии цементного камня с шероховатой поверхностью труб отмечается при локрытии обсадных труб смоло-песчаным составом. В порядке эксперимента такие эксплуатационные колонны были спущены в продуктивную часть шести скважин Кулешовского и Неклюдовского месторождений. Промыслово-геофизические исследования показали, что длина участков колонн с плохим качеством цементирования в интервале установки труб со смоло-песчаным покрытием уменьшается в 6—7 раз. Эти данные подтверждают целесообразность применения в более широких масштабах колонн с шероховатой или рифленой поверхностью в интервалах продуктивных пластов.

В связи с тем, что цементные заливки верхних и средних пластов II и III объектов Мухановского месторождения мало эффективны, был

проведен ряд операций с использованием смол. Проведены экспериментальные работы по селективной изоляции отдельных обводнявшихся пластов и пропластков полиэфирной смолой ПН-1 в скв. 266, эксплуатирующей совместно пласты Сц, Сш > С<sub>1vа</sub> и С<sub>1vс</sub> Мухановского месторождения, процент воды 99,8. По данным расходомера, вода поступала с интервала пласта С<sub>1vа</sub>. Заливка этого пласта проводилась под давлением, с оставлением моста; в скважину было закачено 200 л смолы. Кроме пласта С<sub>1vа</sub> перекрытыми смолой оказались пласт Сш и нижняя часть пласта Си. После затвердевания смолы мост был разбурен. Притока не получено. Добыть появления притока жидкости из этих пластов удалось после проведения двух кислотных обработок и последующего дренажа компрессором. Приток жидкости из пласта С<sub>1vс</sub>, равный 35—40 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 50%, был получен после промывки скважины.

В практике опытных работ на месторождениях Самарской области нашли применение синтетические смолы ТСД-9, ТС-10, полиэфирные смолы ПН-1, эпоксидные смолы, латексы СКМС-30 Арк и СКС-85 (водная эмульсия синтетического каучука). Хотя единичные опытные работы с закачкой смол ТСД-9 и полиэфирной смолы ПН-1 оказались эффективными, однако изоляция обводнившихся прослоев смолами не позволяет добывать оставшуюся в них нефть на конечной стадии разработки. Очевидно, метод закачки смол не может найти широкого применения, поскольку они не обладают селективным воздействием изоляции только обводнившейся части пласта. Смолы закупоривают всю перфорированную толщину и маловероятно, что при переходе месторождения на форсированный отбор удастся добиться прежней продуктивности скважин. Поэтому при проведении изоляционных работ с целью уменьшения притока воды нельзя забывать о конечной нефтеотдаче пласта, о необходимости вовлечения в разработку на конечной стадии ранее изолированных, не полностью выработанных пластов и прослоев.

Проводятся в Самарской области и работы по закачке гипана. Коагуляция гипана в пластовой воде высокой минерализации сопровождается процессом сорбции [4].

Находят применение и механические методы изоляции (алюминиевые патрубки-«летучки», спаренные пакеры, взрывные пакеры (ВП) и разработанные Раменским отделением ВНИИгеофизики по предложению объединения кольцевые взрывные пакеры (КВП) (рис. 13.11 и 13.12). Установлено 80 спаренных и взрывных пакеров и патрубков-«летучек». Эффективность первых составила 53, а вторых—54%. Продолжительность эффекта по скважинам, где проводилась селективная изоляция, колеблется в широких пределах — от 30 до 1140 сут.

Многие месторождения Самарской области, и в том числе такие крупные, как Мухановское, Дмитровское, Якушкинское и др. являются мвоглопастовыми. Разработка их осуществляется единой сеткой добывающих скважин, а различие коллекторских свойств, входящих в объект пластов, приводит к опережающему обводнению верхних или средних пластов, что особенно затрудняет их изоляцию.

Разработка пластов значительной толщины, особенно представленных карбонатными породами, часто характеризуется послойным обводнением более проницаемой части [7, 8]. В этой связи особую актуальность приобретают селективные методы изоляции, обеспечивающие избирательную закупорку (полную или частичную) лишь водокасышенной части. Проведенная ЦНИЛом объединения Самаранефтегаз закачка в нагнетательные скважины трассирующих индикаторов показала исключительно высокие скорости (100—280 м/ч) продвижения воды от нагнетательных к добывающим скважинам в обводненной зоне пласта. Это говорит о наличии системы трещин, связывающих нагнетательную и добывающую скважины. Очевидно, что вода, проходя по трещинам или промьгтому высокопроницаемому прослою, почти не совершает по-



Полубок летки  
- 2<sup>а</sup>

Кольцевой буровой  
палка (КБП)

Буровой палка (БП)

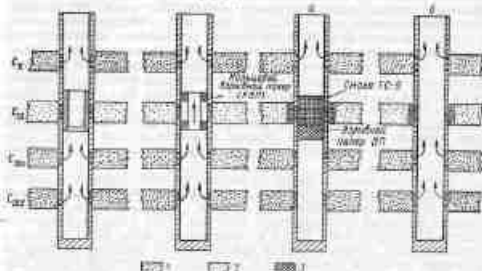


Рис. 131. Схемы установления экранов и летунок при различных режимах работы: а, б — андрановские экраны; 1 — экраны нефтякопильные; 2 — экраны водокопильные; 3 — летунок

Летуночка БП

Металлическая 2<sup>а</sup> палка

Буровая палка-полимерцемент (ПАА)

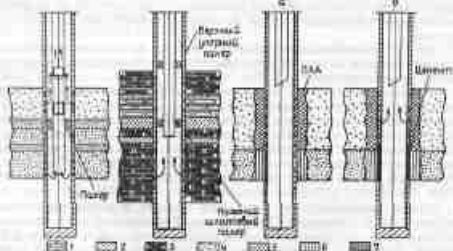


Рис. 132. Схемы установки экранов и летунок полимерцементных при различных режимах работы: а, б — экраны арматурные; 1 — экраны нефтякопильные; 2 — экраны водокопильные; 3 — летунок нефтякопильный; 4 — летунок нефтякопильный; 5 — летунок арматурный; 6 — экраны арматурные; ПАА — полимерцементная ПАА

делной работы по вытеснению нефти из пористой среды. В связи с этим, исходя из эффективности селективных работ, арматурных и до-бывающих скважинах Кулешовского, Козловского, Дорожневского и других месторождений, спланирован широкое использование высокопрочных материалов и высококачественных цементов, расположенных экранов обводненных добывающих. При этом решается задача по специально высокопрочной обводненной части планета на значительном расстоянии от нагнетательной скважины.

Для сокращения водопритоков в добывающих скважинах широкое распространение в последние годы получили два более перспективных метода селективной изоляции: перевод скважин на одновременную раздельную эксплуатацию с дифференцированным воздействием на нефть и водонасыщенные интервалы пласта и проведение ремонтно-изоляционных работ путем закачки водорастворимых полимеров в чистом виде и с закреплением их цементным раствором.

Результаты исследований и расчеты института Гипростокнефть и ЦНИЛА объединения показывают, что на данном этапе при современном техническом оснащении нефтедобывающих предприятий возможно проведение селективных операций при закачке в нагнетательные скважины гелеобразующих композиций. В результате охват пласта заводнением увеличится, обводненность добываемой продукции значительно снизится.

С целью уменьшения водопритоков на месторождениях области применяется закачка полиакриламида.

Полиакриламид (ПАА), проникая в пласт на значительные расстояния, закупоривает не всю перфорированную часть пласта, а лишь (водонасыщенные высокопроницаемые обводненные пропластки. Нефте-насыщенные же интервалы принимают ПАА в незначительных количествах (см. рис. 13.12). После закачки ПАА проницаемость пласта в обводненном интервале снижается, а в нефтенасыщенной части практически не изменяется. Этот способ, в отличие от обычных цементных заливок, обладает селективными качествами.

В Самарской области водорастворимые полимеры начали применяться с 1968 г. Впервые закачка полиакриламида с целью уменьшения водопритоков проводилась на Радаевском месторождении (пласт  $C_2$ ) в скв. 146, 34 и 109. В процессе эксплуатации скв. 146 обводнилась на 96% при дебите жидкости 60 т/сут. После закачки 7 м<sup>3</sup> ПАА 0,66% концентрации дебит жидкости составил 57 т при обводненности 61%. Эффект по этой скважине продолжался 10 месяцев. За это время дополнительно извлечено свыше 7,5 тыс. тонн нефти.

Закачка водорастворимых полимеров дала положительный эффект и по скв. 34, обводненной на 98%. Дебит жидкости до обработки равнялся 25,5 т/сут. Под давлением 16,0 МПа в скважину было закачано 14 м<sup>3</sup> раствора ПАА. При дебите жидкости 20 т/сут обводненность снизилась до 73%.

Неэффективной оказалась закачка полиакриламида в скв. 109, что связано, очевидно, с полной выработанностью пласта в этой части месторождения.

На Кулешовском месторождении с целью уменьшения водопритока была проведена закачка ПАА в добывающую скв. 325 (пласт  $A_3$ ), которая работала с дебитом 100 т/сут жидкости при обводненности 97—98%. Перед проведением операции скважину промыли водой и закачали 5,2 м<sup>3</sup> раствора следующего состава: воды 4,7 м<sup>3</sup>, ПАА 480 кг, формалина 100 л, гексарезорсиновой смолы 0,8 кг. Принятое при этом давление 14,5—15,5 МПа. Замеры показали снижение обводненности всего на несколько процентов. Незначительная эффективность обработки связана, очевидно, с малым объемом закачанного в пласт ПАА, большая часть которого могла быть вымыта.

Аналогичные работы по закачке ПАА с целью изоляции притока воды из пласта  $D_n$  проводились в скв. 423 Мухановского месторождения. Однако по пласту  $D_n$  применена несколько иная технология изоляционных работ. Перед проведением операции пласт был засыпан песком и осуществлены три кислотные обработки. Затем в скважину закачали первую порцию (6 м<sup>3</sup>) гелеобразного ПАА вязкостью 4 мПа·с с добавкой 10% соляной кислоты. После этого закачали вторую порцию—1,3 м<sup>3</sup>—вязкостью 16 мПа·с. Эффекта по этой скважине получено не было. Тогда произвели цементную заливку под дав-

лением: залили пласт Дш и нижнюю часть пласта Д<sub>н</sub>. Скважина стала периодически фонтанировать с обводненностью 8%.

Селективная закупорка обводненных прослоев с помощью раствора ПАА 0,6—0,7%-й концентрации объемов до 50 м<sup>3</sup> позволяет снизить их проницаемость на значительном расстоянии от призабойной зоны.

Селективные работы с помощью водорастворимых полимеров дают лучшие результаты в тех случаях, когда после закачки ПАА призабойная зона закрепляется цементным раствором. Применение этой методики позволяет значительно повысить эффективность изоляционных работ.

С целью избирательной изоляции водопритоков из верхних и средних пластов в многословых объектах Мухановского месторождения проводились опытные работы по перекрытию обводненных интервалов 4" дюралюминиевыми патрубками.

Скв. 209 эксплуатировала совместно три пласта — Сц, С<sub>т</sub> и С<sub>н</sub>. Вследствие негерметичности цементного кольца за колонной она полностью обводнилась водой вышележащего пласта С<sub>н</sub>.

Пласты С<sub>н</sub> и СШ были засыпаны песком, и над ними установлен 3-метровый цементный мост. Для увеличения приемистости пласта С<sub>н</sub> в скважине провели солянокислотную обработку. Приемистость составила 60 м<sup>3</sup>/сут. После этого в скважину спустили 4" дюралюминиевый патрубок длиной 10 м. Для создания цементного кольца между ним и колонной (против пласта Сц) произвели закачку раствора под давлением 10 МПа с оставлением цементного стакана. В пласт при этом поступило 100 л цементного раствора. Затем цемент в трубке был разбурен. При испытании притока жидкости из пласта С<sub>н</sub> не получили. Разбурили цементный мост, вымыли песчаную пробку и освоили пласты Сц, и С<sub>н</sub> промывкой нефтью и продувкой компрессором. Получили приток жидкости 15 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 30—40%. Исследование электротермометром показало, что вода поступает из пласта С<sub>н</sub>.

По данным ИННК, пласт С<sub>т</sub> на этом участке нефтенасыщен. Вскрыли его абразивной перфорацией. Приток жидкости составил 25 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 50%.

После спуска электроцентробежного насоса скважина эксплуатировалась с дебитом нефти 10,5 т/сут при обводненности 60%. Эффект по скважине составил свыше 10 тыс. тонн нефти.

В скв. 248 эксплуатировали одновременно отдельно пласты С<sub>н</sub>-Н + СШ и пласт С<sub>н</sub>. Полностью обводненным был пласт С<sub>н</sub>, который оказался промытым по всей толщине. Для его перекрытия установили цементный мост.

При освоении пластов С<sub>н</sub> и СШ приток минерализованной воды был получен из пласта С<sub>н</sub>. По данным дебитометрирования, вода поступала из интервала перфорации верхнего прослоя пласта С<sub>н</sub>. Пласт СШ и нижнюю часть пласта Сц засыпали лесом и произвели обработку верхней части пласта С<sub>н</sub> смесью жидкого стекла с 7% раствором соляной кислоты (соотношение объемов 3:7). В пласт закачали 1,3 м<sup>3</sup> смеси. Вымыли песчаную пробку и освоили скважину компрессором. Дебит ее составил 2—3 м<sup>3</sup>/сут нефти и 4—5 м<sup>3</sup>/сут воды. Исследования дебитомером показали, что вода вновь поступает из верхнего пропластка Сц. Вторично засыпали скважину песком с перекрытием интервала перфорации нижней части пласта С<sub>н</sub>. Верхнюю часть пласта Сц перекрыли 4" дюралюминиевым патрубком длиной 12 м и зацементировали с оставлением стакана. Затем разбурили цемент и вымыли песчаную пробку.

Пласт С<sub>н</sub> и нижнюю часть пласта Сц осваивали промывкой на нефть и снижением уровня жидкости компрессором. Притока не получили. Затем произвели абразивную перфорацию пласта СШ. При

снижении уровня жидкости компрессором приток безводной нефти составил 12 м<sup>3</sup>/сут. Дополнительно из скважины получили свыше 13 тыс. т нефти.

Опытные работы по спуску патрубков позволяют сделать вывод о целесообразности внедрения этого способа в более широких масштабах. Он может найти применение не только на многопластовых объектах, но и на пластах большой толщины, разрабатываемых с внутрискважинным заводнением, в частности при изоляции обводнившихся верхних и средних прослоев пласта А<sub>4</sub> Кулешовского месторождения, где его эффективная толщина достигает 100 м.

Многие работы по уменьшению водопритоков на месторождениях Самарской области неэффективны из-за отсутствия необходимых данных для конкретных решений того, по какой технологии и каким изолирующим материалом проводить селективную изоляцию. Особенно сложно получить исчерпывающие сведения о текущем положении ВНК по скважинам, обводняющимся закачиваемыми пресными водами, применяемые геофизические методы (ГК, НГК и ИННК) не выявляют интервалов поступления пресной воды. Нельзя определить интервалы обводнения пластовой водой и в перфорированной части скважин, что зачастую приводит к многократному повторению работ и затрате значительных средств без должного эффекта. Следовательно, одним из важных вопросов, решение которого будет способствовать более широкому внедрению методов, уменьшающих приток пластовых вод, является необходимость разработки и внедрения новых геофизических методов контроля за качеством цементных заливок и определения текущего положения ВНК как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, в скважинах, обводняющихся пластовыми и пресными водами как в неперфорированных, так и в перфорированных интервалах. Промысловый опыт работы по уменьшению водопритоков в скважины и лабораторные работы, проведенные в последние годы, позволяют наметить ряд требований к реагентам, применяемым для селективной изоляции. Реагент должен:

1) легко проникать в пористую среду и обладать свойством избирательного действия, то есть быстро терять подвижность, загустевать или полимеризоваться в пористой и трещинной среде только водонасыщенного интервала пласта;

2) иметь широкие пределы времени образования «камня» в зависимости от величины пластовых давлений и температуры;

3) образовывать «камень» в нейтральной и щелочной среде;

4) иметь хорошую адгезию с поверхностью породы, цемента и металла;

5) хорошо растворяться в воде, что повышает его технологичность.

При разработке технологии селективной изоляции, видимо, следует отдавать предпочтение материалам, способным проникать в пористую среду на значительную глубину. Наиболее перспективными являются полимерные материалы, физико-химические свойства которых близки к свойствам пластовых вод, что значительно облегчает их закачку в продуктивные пласты.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соловьев А. М., Тимухин А. И., Спирин П. В. Интенсификация добычи нефти — Издательство «Нефть», изд-во, 1968.

2. Кулешов В. П., Соловьева И. А., Егурцов Н. Н., Шустев И. Н. Акт.

В.о У. - : ГостойлШЗДат, 1962.

3. Сургучев М. Л. Краткий анализ разработки и обводнения залежи угле-пож-о горизонта Покровского месторождения // Тр./Гялрвостокнефти. — Вып. П. — М.: Гостипиздат, 1968.

4. Гавура В. Е., Шесфер А. В. Ограничение водопритоков в нефтяные скважины на месторождении Куйбышевской области // Тр/Гипрогазнефть.— Вып. XXVI.— Куйбышев, 1975.
5. Палий П. А., Ханнин И. Л., Гавура В. Е., Зарбидый Б. П. Изолация притока пластовых вод в нефтяных скважинах. — М.: Недра, 1968.
6. Назаров И. В. Исследование к разработке мероприятий по повышению качества цементирования обсадных колонн. Автореф дисс.— Куйбышев, 1970.
7. Колгавов В. И., Сургучев М. Л., Сазонов Б. Ф. Обводнение нефтяных скважин в пластах.— М.: Недра, 1966.
8. Умрихика Е. Н., Блажевич В. А. Изолация притока пластовых вод в нефтяных скважинах.— М.: Недра, 1966.

## Раздел 14

### ВСКРЫТИЕ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Проблема наиболее полного извлечения нефти из кедр имеет большое народнохозяйственное значение и является одной их важнейших в области рациональной разработки нефтяных месторождений.

Особенно большое влияние на полноту извлечения нефти и продуктивность скважин имеет качество вскрытия и освоения продуктивных нефтяных пластов [1, 2]. Продуктивный пласт, содержащий в себе нефть, газ и пластовую воду, является сложной гидродинамической системой.

На вскрытие пластов влияет ряд естественных и искусственных факторов. К числу естественных относятся геолого-физическая характеристика коллектора, физико-химические свойства пластовых флюидов, величина пластового давления и температура. Искусственные факторы включают технологию вскрытия пласта, физико-химические свойства бурового раствора, режим бурения, скорости спуско-подъемных операций, структурно-механические свойства цементных растворов, технологию тампонажных работ, качество перфорационных работ и метод вызова притока нефти из пласта. Причем, говоря о вскрытии пласта перфорацией, следует учитывать на какой жидкости он вскрывается, физико-химические ее свойства и величину водоотдачи.

Неудовлетворительное положение с заканчиванием и освоением скважин следует объяснять в первую очередь отсутствием увязки технологии вскрытия пласта с последующим креплением и освоением. Вскрытие продуктивных пластов без учета геологофизических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его флюидов приводит к уменьшению добычных возможностей скважин, ухудшает приток нефти из малопроницаемых прослоев пласта. Это ведет также к необходимости создания повышенных депрессий при освоении и эксплуатации скважин, что отрицательно сказывается на состоянии призабойной зоны. Повышенные депрессий в скважине, вскрывшей подошвенные воды, очень часто приводят к ее преждевременному обводнению.

Многолетние работы научно-исследовательских и производственных организаций, анализ состояния вскрытия продуктивных пластов при эксплуатационном и разведочном бурении говорят о том, что в большинстве случаев вскрытие продуктивных пластов проводится без должного учета геолого-физических особенностей коллектора и физико-химической характеристики насыщающих его жидкостей.

Некачественное вскрытие продуктивного пласта иногда приводит к невозможности получения притока нефти из заведомо продуктивного горизонта, и, как следствие, ведет к снижению коэффициента нефтеотдачи. При разведочных работах несоблюдение соответствующей тех-

нологии вскрытия и освоения приводит часто к пропуску продуктивных пластов в разрезе скважин.

Одной из главных причин некачественного вскрытия продуктивных пластов является применение в качестве промывочной жидкости растворов на водной основе. Растворы на водной основе применяют и при перфорации скважины, освоении ее, проведении ремонтов.

Особенно остро вопрос качественного вскрытия и освоения продуктивных пластов стоит в настоящее время. Многие разрабатываемые месторождения Поволжья, Западной Сибири и других регионов характеризуются высокой степенью извлечения запасов и прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции.

В этих условиях при разбуривании месторождений главная задача заключается в получении максимальных дебитов нефти из новых скважин, что возможно при условии вскрытия продуктивных пластов на качественных промывочных жидкостях с минимальной или нулевой водоотдачей.

Эксплуатационное бурение в основном осуществляют на разрабатываемых длительное время месторождениях со значительной выработкой запасов и зачастую с пониженным пластовым давлением по некоторым пластам, а также на новых небольших месторождениях, характеризующихся ухудшенными коллекторскими свойствами. Эти факторы усложняют условия вскрытия и освоения продуктивных пластов и требуют осуществления специальной технологии проведения этих работ, учитывающей геолого-физико-химическую характеристику коллектора, физико-химические свойства флюидов и величину текущего пластового давления.

Усложнение условий, а также нарушение и применение не оптимальной технологии вскрытия и освоения продуктивных пластов приводит к браку при освоении скважин, большим затратам времени и резкому снижению их продуктивности. Очень часто продуктивность скважин восстановить не удается, иногда скважины вследствие этого выходят преждевременно из строя. В результате эффективность ввода новых скважин снижается, не выполняются намеченные объемы добычи нефти из новых скважин, ухудшается использование основных фондов.

Особенно большое внимание следует уделить вопросу вскрытия продуктивных пластов с сохранением естественной проницаемости призабойной зоны на месторождениях Западной Сибири, где в последние годы резко увеличилось количество вводимых запасов в низкопроницаемых коллекторах [3].

Вскрытие и освоение продуктивных пластов включают большой комплекс работ и параметров промывочных жидкостей и цементных растворов, основными из которых являются:

- технология вскрытия продуктивного пласта;
- физико-химические свойства промывочной жидкости;
- режим бурения;
- скорости спуско-подъемных операций;
- технология тампонажных работ;
- структурно-механические свойства цементных растворов;
- качество перфорационных работ;
- методика вызова притока нефти из пласта.

#### 14.1. Вскрытие продуктивных пластов

Главной причиной неудовлетворительного состояния вскрытия продуктивных пластов является применение в качестве промывочной жидкости растворов на водной основе. При этих условиях происходит проникновение в пласт фильтрата к твердой фазе глинистого раствора (кольматация), что снижает проницаемость призабойной зоны и уменьшает приток нефти из пласта.

Многочисленными исследованиями в различных районах страны и анализом фактических данных установлено, что наихудшие последствия при проникновении фильтрата возникают в пластах и пропластках с пониженной проницаемостью, а в случае наличия глинистых частиц в коллекторе может возникнуть закупоривание призабойной зоны и невозможность последующего вызова притока при современных технических средствах.

Исследования, проведенные ЦНИЛом объединения Самаранефтегаз, показывают, что при вызове притока из пластов девона извлекается в среднем около  $9 \text{ м}^3$  фильтрата. Практика освоения скважин на Правдинском месторождении Тюменской области показывает, что во время этого процесса из пласта, прежде чем начнется приток нефти, извлекается более  $20 \text{ м}^3$  фильтрата бурового раствора. Причинами, снижающими проницаемость призабойной зоны пласта при воздействии на нее глинистого раствора на водной основе и затрудняющими получение притока нефти, являются:

- набухание глинистых частиц, содержащихся в породе коллектора;
- сужение норových каналов вследствие образования гидратных слоев и блокирующее действие воды, обусловленное капиллярным давлением;
- образование в призабойной зоне устойчивых водонефтяных эмульсий;
- закупорка поровых каналов и трещин твердыми частицами промывочной жидкости и шламом выбуренной породы.

Проникновение в пласт фильтрата глинистого раствора искажает геофизическую характеристику продуктивной части разреза и затрудняет выявление нефтегазоносности, особенно в карбонатных породах. Это явилось причиной того, что значительно позже базисных продуктивных пластов были открыты залежи нефти в подольских отложениях Сосновского и Дерюжевского месторождений, в пласте  $A_2$  Боровского, Кольванского, Якушкинского и Серноводского месторождений, в окских отложениях Кулешовского и Бариновского месторождений Самарской области. Аналогичные примеры можно привести и по другим регионам (Пермской и Оренбургской областям, Западной Сибири).

Искажение геофизической характеристики происходит и по терригенным коллекторам, что подтверждают данные по одной из скважин Тверского месторождения, пробуренной на пласт Дш. По комплексу промыслово-геофизических исследований было дано заключение, что на 32 м выше первоначального водонефтяного контакта выделяется песчаник с пониженным нефтесодержанием в зоне ВНК, спуск колонны нецелесообразен. Текущее состояние разработки не подтверждало такого подъема ВНК. Было принято решение о спуске колонны, несмотря на отрицательное заключение. В результате после освоения из скважины был получен фонтанный приток нефти.

Для снижения отрицательного влияния промывочной жидкости на призабойную зону продуктивного пласта кроме минимальной водоотдачи раствора необходимо установление минимального перепада между давлением столба промывочной жидкости и текущим пластовым давлением. Однако, очень часто эти условия нарушаются по различным причинам. Наиболее оптимальным вариантом является вскрытие продуктивных пластов на равновесных растворах.

Особенно это сказывается при вскрытии девонских глубокозалегающих продуктивных пластов, обладающих пониженной проницаемостью, Бариновского, Тверского, Михайловско-Коханского месторождений Самарской области, где противодавление на пласт, достигает в отдельных случаях 5,0—11,0 МПа (табл. 14.1).

Иногда приходится увеличивать плотность промывочной жидкости, чтобы ликвидировать проявление вышезалегающих водонасыщенных

Месторождения, скважины	ДТЖТны	Давление, МПа		"давление" (давление) скважины, МПа
		текущее	Скорости	
Баринское, Д <sub>ш</sub>	240	25,0	37,1	12,1
Тверское, Д <sub>ш</sub>	190	26,5	37,4	10,9
Миньинское, Косининское, Д <sub>ш</sub>	360	25,0	37,1	9,1
Балашовское, Д <sub>ш</sub>	12	38,0	48,0	10,0
Чодунское, С <sub>г</sub>	153	25,9	30,7	4,8
Ново-Запрудненское, Д <sub>ш</sub>	98	23,7	31,6	7,9

пластов с первоначальным гидростатическим давлением. Продуктивный пласт с пониженным пластовым давлением в результате выработки запасов оказывается под влиянием повышенного противодавления. В этих условиях иногда необходима изоляция вышележащих водоносных пластов либо промежуточными колоннами, либо летучками.

Применяемая в настоящее время технология бурения и цементирования продуктивных пластов является несовершенной. Значительный перепад между давлением столба жидкости и пластовым давлением в процессе бурения и цементирования приводит к резкому ухудшению коллекторских свойств продуктивных пластов. Особенно велико это влияние при бурении глубоких девонских скважин на месторождениях Урало-Поволжья и при вскрытии низкопроницаемых пластов в районах Западной Сибири.

Исследования, проведенные Гипровостокнефтью показали, что величина гидродинамического давления при различных технологических операциях (спуск-подъем, промывка, бурение, цементирование и др.) изменяется в широких пределах. Особенно она велика при спуске в скважину бурильного инструмента. По результатам замеров при спуске бурильного инструмента с турбобуром и долотом 214 мм яа одной из скважин Суботинского месторождения Самарской области при глубине 1990 м получены следующие значения прироста гидродинамического давления к гидростатическому при средней скорости спуска инструмента 0,62 м/с — 0,6 МПа, при скорости 1,16 м/с — 0,8 МПа, при скорости 1,17 м/с — 1,0 МПа и при скорости 2,24 м/с — 5,4 МПа.

По данным исследования ВНИКРнефти для кольцевого зазора в затрубном пространстве, равного 50 мм, и скорости спуска, равной 0,5 м/с, при вязкости глинистого раствора 75 с увеличение давления на стенку скважины достигает 4,0 МПа.

При спуске инструмента со скоростью 1—2 м/с и кольцевом зазоре 10 мм прирост гидравлического давления на каждые 1000 м спуска труб в скважину составляет 4,5—5,5 МПа, а при подъеме, наоборот, — снижение на 1,0—1,5 МПа.

Фактически же скорость спуска инструмента при вскрытых продуктивных пластах достигает 5 м/с и более. При такой скорости и глубине скважины свыше 2000 м давление на забое превысит давление расклинивания трещин. В момент расклинивания трещин в них попадает значительное количество глинистого раствора. При смыкании трещин из глинистого раствора вода фильтруется в пористую матрицу пласта, а глинистый материал забивает трещину. Проводимость таких трещин в последующем будет практически равна нулю.

Количество импульсов гидродинамического давления при одном спуске инструмента составляет в среднем 120. Суммарное количество импульсов, воздействующих на продуктивный пласт, пропорционально числу долблений, необходимых для разрушения продуктивного го-



ризонта до проектной глубины. В результате создаваемых импульсов в призабойной зоне образуется водонефтяная эмульсия и, очевидно, чем больше импульсов, тем она устойчивей и тем существеннее может снижаться проницаемость продуктивной части пласта.

При роторном бурении суммарное количество импульсов при спуске инструмента по сравнению с турбинным значительно меньше вследствие большей проходки на долото. При бурении эксплуатационных скважин на Тверском месторождении турбинным способом потребовалось для вскрытия девонских продуктивных пластов в среднем 26 долблений, а на скважинах того же месторождения, пробуренных роторным способом, — 11 долблений. Эти факты подтверждают целесообразность вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов роторным способом.

К критериям, определяющим качество вскрытия пласта, можно отнести коэффициент продуктивности скважин и степень загрязненности призабойной зоны.

В последние годы исследователи СибНИИНП А. Л. Балуев и Т. Н. Шешукова также пришли к выводу, что наиболее надежными параметрами для оценки качества вскрытия пласта являются коэффициент продуктивности скважин и соотношение проницаемостей пород призабойной и удаленной зоны пласта, величина снижения, скорость и полнота восстановления коэффициентов проницаемости призабойной зоны пласта и продуктивности скважин. Эти выводы подтверждаются при сравнении эксплуатационных характеристик соседних скважин для оценки качества вскрытия пласта [4, 5].

Вскрытие пластов на водных растворах и нарушение технологии вскрытия приводит к снижению проницаемости призабойной зоны, ухудшению притока нефти из малопроницаемых прослоев. Это подтверждается гидродинамическими исследованиями и сравнением величины проницаемости, определенной по кривым восстановления давления (удаленная зона пласта) и по коэффициенту продуктивности (характеризует призабойную зону), определенном по индикаторным кривым. Исследования проведены по скважинам пласта Дш Тверского месторождения Самарской области (табл. 14.2), из которой видно, что при перфорации скважин на глинистом растворе проницаемость в призабойной зоне снижается почти в два раза, а при перфорации на нефти ухудшения проницаемости практически не происходит [6].

Таблица 14.2

Глубина перфорации, м	Коэф. про- м <sup>2</sup> ·с/м <sup>3</sup> ·МПа <sup>2</sup> )	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>		Сред. проницаемость
		по кривым восстановления давления (удаленная зона пласта)	по кривой продуктивности (призабойная зона пласта)	
20	0,08	0,018	0,030	Глин, р-р
24	0,44	0,073	0,148	
25	0,45	0,076	0,116	Нефть
194	0,43	0,050	0,046	

Исследователи СибНИИНП считают, что наиболее объективным методом оценки состояния призабойной зоны, определяющим качество вскрытия продуктивного пласта, можно считать метод определения степени снижения проницаемости пласта в призабойной зоне по сравнению с естественной проницаемостью в удаленной зоне пласта. Состояние призабойной зоны добывающих скважин может оцениваться коэффициентом гидродинамического совершенства скважин [5], приведенным радиусом [10, 11], коэффициентом гидродинамического несовершенства скважин [7] отношением продуктивностей [8] и коэффициентом призабойной закупорки. Все эти критерии определяют также по результатам обработки кривых восстановления пластового давления и индикаторных кривых.

Еще большее ухудшение проницаемости призабойной зоны происходит при вскрытии продуктивных пластов на технической воде. Так, например, проницаемость по пласту  $V_1$  Сосновского месторождения при вскрытии на глинистом растворе равна  $0,281 \text{ цкм}^2$ , при вскрытии на воде —  $0,106 \text{ мкм}^2$ , по пласту  $A_2$  Якушкинского месторождения соответственно  $0,468$  и  $0,248 \text{ мкм}^2$ , а по пласту  $A_3$  этого же месторождения  $0,328$  и  $0,151 \text{ мкм}^2$ . Максимальная проницаемость по данным анализа образцов керна составляет  $0,700$ — $0,900 \text{ мкм}^2$ .

Снижение продуктивности скважин происходит в результате образования в пласте капиллярносвязанной воды и уменьшением в связи с этим фазовой проницаемости для нефти. Вокруг ствола скважины образуется так называемая водяная блокада, наличие которой подтверждается не только лабораторными исследованиями, но и практикой освоения скважин как после бурения, так и после глушения при проведении подземного ремонта. Сква. 225 Бариновского месторождения вскрыла пласт  $D_3$  толщиной  $20 \text{ м}$ . Почти два года безуспешно осваивали эту скважину Промышленного притока нефти получить не удалось, хотя аналогичные скважины с подобной геолого-физической характеристикой и на тех же отметках работают с дебитами, превышающими  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Подобные результаты получены и по скв. 237 Бариновского месторождения, где толщина пласта превышает  $25 \text{ м}$ . Работы велись в течение года, притока нефти получить не удалось.

Особенно сильно снижается продуктивность скважин, длительно простаивающих в ожидании ввода в эксплуатацию после перфорации. По трем скважинам Тверского месторождения и трем скважинам Боголюбовского, Верхне-Ветлянского и Бариновского месторождений коэффициент продуктивности уменьшился в несколько раз.

Примером больших осложнений при освоении скважин, вскрывших низкопроницаемый пласт, может служить пласт  $BC^*_{-3}$  Усть-Харампурского месторождения Тюменской области, представленный переслаиваемым песчано-алевролитовых и глинистых пород. Исследования проведены по 73 добывающим скважинам. По 21 из них установлен размер зоны проникновения фильтрата раствора  $0,5$ — $0,8 \text{ м}$ , по 30 скважинам —  $0,4 \text{ м}$ . Скважины осваиваются плохо, время освоения занимает от нескольких недель до нескольких месяцев. По некоторым скважинам после длительного компрессирования приток нефти не превышает  $1$ — $3 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

С целью определения состояния призабойной зоны Приразломного месторождения Тюменской области проведены исследования испытателем пластов и геофизические исследования по пласту  $BC_4$ . Полученные результаты по отдельным скважинам свидетельствуют о снижении проницаемости в призабойной зоне в  $1,6$  раза.

Таким образом, высокие избыточные давления на пласт при его вскрытии, изменение гидродинамического давления при прохождении его продуктивной части, дополнительные давления в процессе цементирования эксплуатационной колонны, длительный простой в ожидании ввода в эксплуатацию являются основными причинами проникновения в пласт больших количеств фильтрата и промывочной жидкости.

Многолетний опыт вскрытия продуктивных пластов в различных геологических условиях, а также анализ многочисленных лабораторных исследований за последние годы свидетельствуют о том, что промывочные жидкости на водной основе в принципе малопригодны для целей вскрытия продуктивных пластов. Особенно отрицательное влияние фильтрата этих растворов сказывается при вскрытии низкопроницаемых коллекторов, содержащих набухающие глины, либо вязкие нефти.

При набухании глинистых частиц пористость уменьшается на  $5\%$ , что приводит к снижению проницаемости на  $20\%$ , в отдельных случаях проницаемость уменьшается в десятки раз. Образующиеся в поровых каналах стойкие водонефтяные эмульсии также резко уменьшают проницаемость призабойной зоны. Явление это связано с перемешива-

нием фильтрата раствора с нефтью при длительном их контакте. Исследования Л. В. Лютина показали, что водонефтяные эмульсии обладают значительной устойчивостью и для их разрушения наиболее успешно используются ПАВы.

В практике разработки месторождений встречаются случаи вскрытия пластов со значительной фациальной изменчивостью пород, невысоким пластовым давлением, низкой проницаемостью пород, высоковязкой нефтью. В этих условиях в отечественной практике промышленно опробовано использование воздуха или газа (вместо промывочной жидкости), аэрированной жидкости, растворов на нефтяной основе, нефтеэмульсионных растворов и многофазных пен.

С целью ликвидации отрицательных последствий применения промывочных жидкостей на водной основе в течение многих лет исследуют внедрение растворов с нулевой водоотдачей на нефтяной основе, нефтеэмульсионных и др. Их применение увеличивает продуктивность скважин в несколько раз.

Например, в скв. 332 Сосновского месторождения продуктивные пласты вскрыты на нефтяной основе, пласт В. освоен без применения кислотной обработки, хотя все окружающие скважины вводились в эксплуатацию только после кислотных обработок. Из скв. 911 Мухановского месторождения, в которой на нефтяной основе вскрыты пласты Дт, Дп и Дш, получен приток 487 т/сут нефти. Окружающие ее четыре скважины работали в этот период с суммарным дебитом 684 т/сут нефти. За три последующие года из скв. 911 было добыто 575 тыс. т нефти, а из четырех окружающих суммарно 530 тыс. т. Из скв. 462 Кулешовского месторождения после 25 ч освоения компрессором получен фонтанный приток нефти. При освоении скв. 749, вскрывшей пласт на глинистом растворе и находящейся в идентичных условиях, в течение месяца промышленного притока нефти получить не удалось.

Приведенные примеры, а также опыт других нефтяных районов и зарубежных стран, показывают, что применение растворов на нефтяной основе дает хорошие результаты как в повышении продуктивности скважин, так и в повышении нефтеотдачи пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами, так как обеспечивается дренирование значительно большей их толщины.

## 14.2. Крепление скважин

Естественная проницаемость коллектора может быть значительно снижена и при цементировании скважин, так как цементный раствор обладает высокой и интенсивной водоотдачей. При подъеме цементного раствора в затрубном пространстве на высоту 1000—1500 м от башмака колонны, гидростатическое давление на продуктивный пласт в первый момент после прекращения цементирования увеличивается еще,  $5,0\text{--}8,0$  МПа проводя как бы окончательную задавку фильтрата и глинистых включений в трещины и поры пласта. Исследованиями установлено, что в продуктивный пласт может проникнуть 80—90% воды из первоначального объема жидкости затворения.

Целесообразно применять так называемый обращенный нефтеэмульсионный цементный раствор (ОНЭЦР). Опыт применения его в Красноярском крае (Левкинская площадь) и на Украине (Сагайдакская площадь) показывает хорошие результаты: успешное цементирование и хорошее качество крепления на глубинах свыше 4000 м.

Выделяют следующие периоды цементирования: период приготовления цементного раствора, период закачки раствора в затрубное пространство скважины, период формирования цементного камня, период старения. От качества работ, характерных для каждого периода зависит в значительной степени качество цементного кольца (рис. 14.1).

В процессе цементирования скважин главным является надежное сцепление цементного камня с колонной и стенками скважины, плотность цементного камня за колонной. Однако решение этих вопросов в



Рис. 14. Жизненный цикл цементного раствора в эксплуатационной колонне: затворение, заливка и формирование цементного камня в колонне, отбор и исследование.

Самарской области и других районах продолжает оставаться проблемой уже в течение многих лет. Из-за некачественных цементов и последующих ремонтно-изоляционных работ увеличиваются сроки освоения скважин в 6—15 раз, продуктивность и дебит скважины снижаются в несколько раз.

Проведенный анализ работы скважин с некачественным цементованием эксплуатационных колонн показал, что из 172 законченных добывающих скважин на месторождениях Самарской области 27 на дату анализа требовали ремонтно-изоляционных работ. В результате по 17 скважинам сроки освоения в среднем составили 175,1 сут вместо 12 по норме, и по 12 скважинам — 76 сут вместо 13 по норме.

Следует также отметить, что в результате многочисленных ремонтных цементных заливок резко ухудшается проницаемость призабойной зоны и как следствие этого уменьшается продуктивность. Так средний дебит одной «больной» скважины, отремонтированной и освоенной, не превышает 9 т/сут нефти и 18 т/сут жидкости, а средний дебит одной качественно зацементированной скважины составляет 66 т/сут нефти и 82 т/сут жидкости.

Процесс формирования цементного кольца можно проследить на примере скв. 349 Михайло-Коханского месторождения. Исследования проводили последовательными замерами акустическим цементометром по высоте подъема цемента в период его твердения и последующих работ на скважине. Изменение величины колонной акустической волны прослеживалось по отдельным характерным геолого-литологическим разностям (рис. 14.2). Ранний набор прочности цементного камня в но-

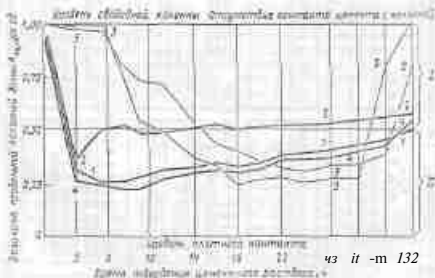


Рис. 14.2. Акустический контроль за качеством цементации скважины скв. 349 Михайло-Коханского месторождения (отстояние цемента на глубине 3100 м): 1 — изменение скорости распространения акустической волны; 2, 3 — кривые акустического цементометра; 4 — продуктивная скважина; Дш; I, II — области цементации соответственно нижней части скважины.

минимумом скорости увеличивается уже после 3-х часов твердения при температуре около 70—75 °С (кривые 1, 2, 3). В скважинах диаметром 600—800 мм (глубина 3) время твердения доходит до 15—18 ч. Это время раннего набора прочности, в течение которого амплитуды акустической волны приобретают свое минимальное значение, являясь как бы результатом работ по протолканию и заливке цементного раствора в затрубное пространство. В данной скважине снижение амплитуд акустической волны происходило в области частичного контакта цемента с колонной трубой.

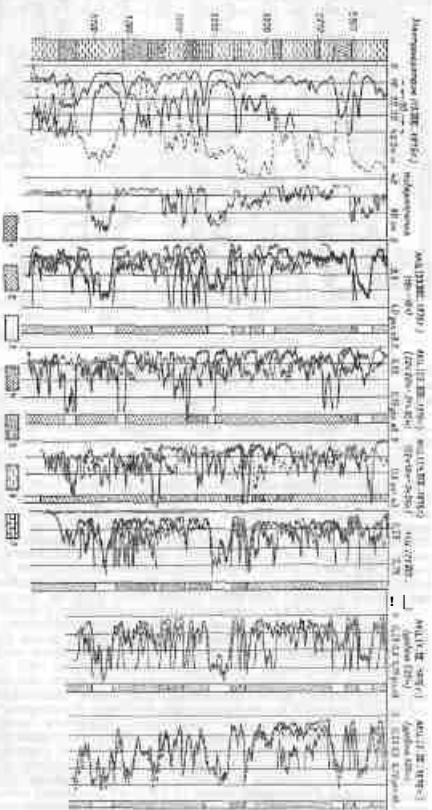
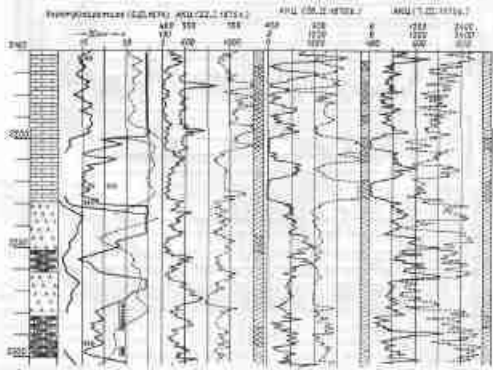


Fig. 111. Seismicity registered at station no. 102. 1) P-wave; 2) S-wave; 3) T-wave; 4) S-wave; 5) S-wave; 6) S-wave; 7) S-wave; 8) S-wave; 9) S-wave; 10) S-wave; 11) S-wave; 12) S-wave. Lithological logs: 1 - sandstone; 2 - sandstone; 3 - sandstone; 4 - sandstone; 5 - sandstone; 6 - sandstone; 7 - sandstone; 8 - sandstone; 9 - sandstone; 10 - sandstone; 11 - sandstone; 12 - sandstone.

Таким образом, дефекты цементного кольца, связанные с неполным вытеснением глинистого раствора из ствола скважины, с неравномерной плотностью цементного камня в затрубном пространстве, при цементировании данной скважины не были устранены. В процессе дальнейшего твердения цементного камня, практически ограниченном временем ОЗЦ, наблюдается некоторое увеличение значений амплитуд. Здесь сказываются процессы, свойственные всем вяжущим растворам, — усадка, контракция, снижение гидростатического давления столба цементного раствора, «ползучесть» цементного камня. Проявление усадки и контракции цементного камня очень характерно для плотных пород — см. рис. 14.2 (кривая 2) и рис. 14.3, — против коллекторов нефтяных либо водонасыщенных твердение цементного камня и формирование его контактов происходит практически одинаково. Увеличение сроков схватывания против каверн обусловлено, видимо, большей толщиной кольца и неполным вытеснением глинистого раствора.

В период 48—72 ч после начала твердения цемента в скважине проведена опрессовка обсадных труб повышенным давлением. Величина амплитуд колонной акустической волны также увеличилась. В это время за счет радиальной деформации обсадных труб при повышении внутреннего давления, произошло увеличение кольцевых зазоров между цементным кольцом и стенками труб. В период 72—144 ч в скважине заменили глинистый раствор на воду. В результате гидростатическое давление в эксплуатационной колонне снизилось, обсадные трубы уменьшили свой диаметр, кольцевой зазор увеличился, амплитуда акустической волны резко возросла. Наиболее сильное увеличение амплитуд наблюдается против больших каверн. Затем на скважине последовательно снижали уровень жидкости в колонне на 200, 400, 700 и 900 м. После каждого снижения уровня проводили запись величин колонной волны акустическим цементомером. На рис. 14.2 зафиксированы (справа) конечные величины амплитуды волны после снижения уровня на 900 м. Кольцевые зазоры увеличились и качество цементирования на АКД стало плохим. При восстановлении уровня величины амплитуд



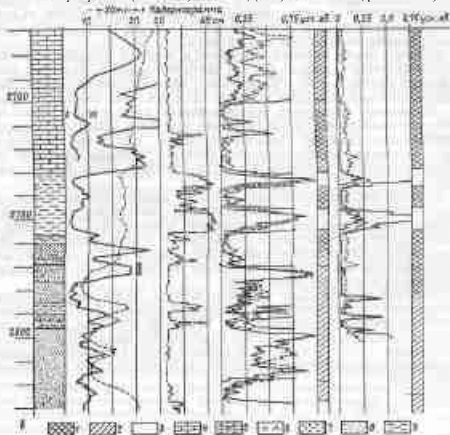


Рис. 14.4. Изменение прочности цементного кольца по скв. 622 Хилковского (1) и скв. 132 Подгорненского (2) месторождений по данным акустического каротажа: 1, 2, 3 — силикатный цемент; с колошовой хорошее сцепление; 4, 5 — известняк водо- и нефтенасыщенный; 6 — ангидрид; 7, 8 — известняк пористый; 9 — глина

колошовой акустической волны в большинстве случаев восстанавливались.

Отрицательное действие на цементное кольцо происходит и при разбухании цементного камня в колонне обсадных труб. Работа долота на забое, который представлен в данном случае цементным кременем, всегда характеризуется наличием большого диапазона вибраций разных частот. Чем прочнее цементный камень и чем сильнее он сцеплен с внутренней поверхностью обсадной трубы, тем свободнее передаются колебания на контакты кольцевого пространства. Возможно, что при хорошем и частичном сцеплении цемента с колонной и породой может произойти нарушение обоих контактов с частичным или полным разрушением самого камня.

Из рис. 14.4,6 видно хорошее сцепление цемента с колонной скв. 132 Подгорненского месторождения, в интервале продуктивного пласта отмечается улучшение сцепления цемента с колонной, а по скв. 622 Хилковского месторождения в интервале продуктивной части отмечается частичное сцепление с колонной, причем во времени оно даже ухудшилось.

Отдельные вопросы технологии цементирования скважин остаются неизными и в настоящее время. Резко расширяется мнения о необходимости применения пакер-фильтров для улучшения качества цементирования. Ряд специалистов считают, что пакер-фильтры являются источ-



ником негерметичности колонны и после освоения скважина вступает в эксплуатацию с водой из заведомо нефтяного пласта. Одной из причин поступления воды в скважину через пакер-фильтр считают его конструктивные недоработки и недостатки.

В то же время имеются скважины, в которых установлен пакер-фильтр, получено хорошее качество цементирования и скважины дали безводный приток нефти — Бариновское, Михайловско-Коханское, Мухановское, Ново-Ключевское и другие месторождения Самарской области. Основными факторами, определяющими прорыв подошвенной воды в зону перфорации через кольцевое затрубное пространство зацементированных скважин, являются плотность контактов цементного камня, расстояние от водонефтяного контакта до перфорационных отверстий и величина депрессии на продуктивный пласт при вызове притока [3].

С целью выбора критических значений вышеуказанных факторов, которыми можно было бы оперировать для уменьшения вероятности прорыва подошвенных вод при первичном освоении А. Г. Гаврилюк и В. Д. Сафронов математически обработали и проанализировали с помощью ЭВМ промысловые статистические данные по 231 скважине месторождений Самарской области, в 31-ой из них наблюдался прорыв подошвенных вод в зону перфорации.

Основной задачей было намечено изучить статистическую связь между амплитудой продольной акустической волны —  $I_{ac}$ , расстоянием от нижней границы перфорации до ВНК —  $h$ , удельным перепадом давления на один метр заколонного пространства при создании депрессии на пласт —  $P_{за}$  — и частотой  $n$  возникновения прорывов подошвенных вод при освоении скважин. На рис. 14.5 представлены полученные зависимости.

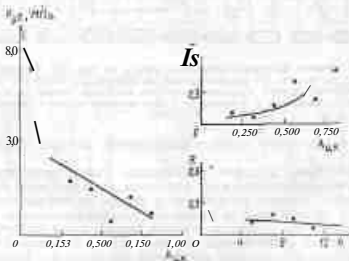


Рис. 14.5. Определение критических значений факторов, обуславливающих прорыв воды в зону перфорации: при

Руководствуясь графиками, можно сделать вывод о том, что в терригенных пластах с подошвенными водами в достаточной мере можно положиться на данные акустики по контакту цемент—труба, уточнив качественные показатели плотности контакта в следующих пределах, условные единицы:

- 0 — плотный контакт;
- 0—0,125 — хороший контакт;
- 0,125—0,500 — частичный контакт;
- 0,500—0,870 — плохой контакт;
- 0,870—1,00 — отсутствие контакта.

Наиболее вероятны прорывы воды при расстояниях от нижней границы перфорации до ВНК в пределах от 0 до 4 м. Критическим удельным перепадом давления для плотного контакта цемента с трубой служит давление 7,0 МПа, для хорошего контакта — 7,0—2,5 МПа, для частичного — 2,5—1,3 МПа, для плохого — менее 1,3 МПа. Безусловно, эти цифры не являются бесспорными, т. к. они получены статистическим путем по промысловым данным, но они в какой-то мере могут ориентировать на принятие возможных мер по недопущению прорыва вод.

Таким образом, решение о выборе интервала перфорации необходимо принимать только после оценки качества цементного кольца в интервале продуктивного пласта.

Прежде всего решается вопрос проводить перфорацию основной толщины продуктивного пласта, или раньше провести ремонт цементного кольца. Решение принимают в первую очередь, исходя из величины необходимой депрессии  $AP$  на данный вид коллектора. При этом учитывают пористость, проницаемость, глинистость, давление, вязкость нефти, состояние призабойной зоны пласта после вскрытия. Затем оценивают качество крепления скважины по данным акустического каротажа. Определяют качественный показатель контакта цемента с трубой и величину допустимой удельной депрессии  $AP_{уд}$ .

В зависимости от толщины продуктивного пласта выбирают нижнюю границу интервала перфорации так, чтобы величина удельного перепада давления  $DP_{уд}$  была меньше или равна критической. Если это условие выполняется, то решают вопрос о способе, типе и плотности перфорации, виде жидкости в колонне при перфорации, а также выборе метода снижения уровня. Если это условие невыполнимо по причине малой толщины продуктивного пласта, а качество цементного кольца хорошее, необходимо расстояние от ВНК до нижней границы перфорации  $h$  оставить максимально возможным, но не менее 1 м, и принять все меры по облегчению вызова притока из пласта, применив аэрацию жидкости, кислотные обработки, насосный способ снижения уровня жидкости в колонне и т. д. Если условие невыполнимо по причине плохого качества цементирования, необходимо решить вопрос об исправлении качества цементного кольца, не вскрывая основной толщины пласта.

Как показывает опыт ремонтных работ цементными растворами в терригенных пластах, положительного результата можно ожидать только в случае получения хорошего контакта цемента с колонной при величинах  $L_{ц}$ , равных 0—0,01.

### 14.3. Техника и технология перфорационных работ

Одним из важных факторов, влияющих на продуктивность скважин, а также на результаты освоения объекта, является технология и техника перфорационных работ.

Особое значение для качественного вскрытия пласта имеет выбор оптимальной плотности перфорации и вида перфорации.

Как показали исследования ЦНИЛа НК Самаранефтегаз по 700 скважинам месторождений Самарской области плотность перфорации в 10—15 отверстий на один погонный метр вскрытой толщины пласта обеспечивает оптимальную величину коэффициента гидродинамического совершенства скважины. Продуктивность скважин при увеличении плотности перфорации более 10 отверстий на погонный метр практически не изменяется. Что касается сохранения целостности цементного камня, то увеличение числа отверстий может привести к его нарушению, и тем самым в процессе освоения можно получить «гужую» верхнюю или нижнюю воду.

Аналогичные исследования в последние годы были проведены СибНИИНП по 193 скважинам, где перфорация осуществлялась куму-

лятивным способом (перфоратором ПК-Ю5) и в 56 скважинах сверлящими перфораторами (ПС-112). Плотность перфорации кумулятивным способом составляла 10 отверстий на один метр нефтенасыщенной толщины пласта, а сверлящим способом — 5 отверстий. Сравнительно высокая эффективность применения сверлящих перфораторов на газонефтяной залежи Федоровского месторождения позволяет рекомендовать этот метод вскрытия пласта на месторождениях с газовой шапкой.

В целях предотвращения снижения продуктивности скважин вскрытие перфорацией продуктивных пластов, особенно с низкими коллекторскими свойствами, необходимо проводить на нефти или на инвертных жидкостях.

Целесообразно вскрытие пластов на нефти проводить перфораторами типа ПР-43 и ПР-54, спускаемыми через лубрикатор в насосно-компрессорные трубы диаметром 63 или 76 мм. К сожалению, перфораторы эти имеют ряд недостатков: плохо проходят в трубы 63 мм, их гирлянды часто разрываются при спуске.

Получены положительные результаты перфорации на нефти и инвертной эмульсии, на некоторых скважинах отмечено резкое сокращение сроков освоения [9, 10]. Затраты времени на испытания добывающих скважин составили при перфорации на нефти — 14,3 сут (12 скважин), на инвертной эмульсии — 17,6 сут (8 скважин) и на глинистом растворе — 21 сут (16 скв.).

Опытные работы по перфорации продуктивных пластов на нефти проведены в Самарской области на скважинах Бариновского и Тверского месторождений. Скважины после 1—2 циклов понижения уровня компрессором вступили в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом нефти до 200 т/сут. В то же время окружающие скважины на месторождениях, в которых перфорация проводилась на глинистом растворе, осваивались в течение нескольких недель, причем по некоторым скважинам фонтанного притока получить так и не удалось. Хорошие результаты получены при перфорации на нефти пластов верхнего девона на Дмитриевском (пласт Д:) и пластов нижнего карбона на Мухановском (пласт С1а) месторождениях.

Перфорация на инвертном растворе позволяет более достоверно устанавливать продуктивность трудноосваиваемых разведочных скважин. На Карагайском месторождении в результате перфорации пласта в бурегском горизонте карбонатной толщи девона на нефтеэмульсионном растворе был получен приток нефти 20 т/сут, в то время как в разведочной скважине, ранее опробовавшей данный пласт и располагающейся в аналогичных геологических условиях, существенного притока нефти получить не удалось.

В течение нескольких лет на месторождениях Тюменской области нашла довольно широкое применение при вторичном вскрытии пластов технология перфорационных сред. Эти среды, обладая физико-химической активностью, обеспечивают повышение продуктивности скважин при снижении фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. Технология получила распространение при перфорации 329 скважин на Лянторском, Вачимском, Комаринском, Быстринском, Русскинском и Западно-Сургутском месторождениях Тюменской области.

По отдельным скважинам технологический эффект по сравнению со скважинами перфорированными на водном растворе хлористого натрия оказался выше в 1,8 раза.

Следует иметь в виду, что при перфорации на нефти следует соблюдать технологию, особенно когда нефть прокачивается «пачкой» на забой под глинистый раствор. При произвольном заполнении скважины после перфорации можно получить преждевременный перелив.

Кроме того, перфорация на нефти при условии заполнения ствола скважины нефтью в нижней части и сохранения глинистого раствора в верхней (для создания необходимого противодавления на пласт) не дает желаемых результатов. Имеются данные исследований по трем

скважинам Подгорненского и Дмитриевского месторождений о том, что пачка нефти, прокачанная на забой для вскрытия пласта, всплывает через глинистый раствор и перфорация по суху дела происходит на глинистом растворе.

Перфорацию необходимо проводить или при замене раствора на нефть по всему стволу скважины или с использованием инвертного раствора.

#### 14.4. Освоение скважин

Большинство скважин в настоящее время продолжает осваиваться на глинистом растворе, да еще со сменой его на пресную воду после перфорации или на водный раствор хлористого натрия.

К чему приводит технология вскрытия, крепления, перфорации, освоения скважины с применением глинистых растворов на водной основе известно: увеличение сроков освоения, ухудшение качества крепления, снижение продуктивности скважин, большие безвозвратные потери нефти.

По девонским продуктивным пластам с невысокой проницаемостью и наличием в коллекторе глинистого цемента такая технология приводит очень часто вообще к невозможности освоения скважин. Примеров, подтверждающих этот вывод, можно привести очень много.

Длительное освоение двух скважин Бариновского месторождения не дало положительного результата, хотя они вскрыли продуктивные пласты девона значительной толщины (более 20 м). Одну из этих скважин не удалось освоить и под нагнетание. Обе скважины пришлось возвратит на вышележащий пласт Бг, несмотря на то, что соседние скважины по пласту Дш работали с дебитами, превышающими 200 м<sup>3</sup>/сут нефти.

Не было получено промышленного притока нефти из пласта Дш толщиной 26 м в одной из скважин Тверского месторождения. Одна из скважин Неклюдовского месторождения не была освоена полностью, введена в эксплуатацию с дебитом 5 т/сут, соседние скважины работали с дебитом 200 т/сут нефти.

На Ново-Запрудненском месторождении, характеризующимся отличной геолого-физической характеристикой девонских пластов в добывающей скважине из пласта Д толщной 23 м при освоении получен приток нефти 1,7 м<sup>3</sup>/сут в интервале подъема уровня и лишь через 4 мес освоения удалось получить приток, равный 100 т/сут.

В анализе состояния выработки пласта Дш Бариновско-Лебяжинского месторождения, выполненном Гипровостокнефтью, и в работе по авторскому надзору отмечено, что более половины остаточных извлекаемых запасов нефти содержится на участках, где размещены 18 скважин, простаивающих или эксплуатирующихся механизированным способом с дебитами, не превышающими 1 т/сут.

Большинство этих скважин фактически не удалось освоить после бурения, но они имеют геолого-геофизическую характеристику, подобную скважинам, работающим с большими дебитами. Вполне очевидно, что такое состояние с освоением оказывает самое неблагоприятное влияние на достижение запроектированной нефтеотдачи.

Аналогичные примеры можно привести по Тюменской области.

Анализ материалов по освоению скважин на Приразломном и Усть-Харампурском месторождениях показал, что вызов притока из продуктивных пластов осуществляется или компрессированием, или снижением уровня насосным оборудованием. Величина депрессии на пласт в процессе освоения изменяется от 10 до 15 МПа и зависит от коллекторских свойств пласта. Чем ниже проницаемость, тем больше допускается депрессия при освоении скважин. Анализ фактического материала по 14 скважинам Усть-Харампурского месторождения показал, что

часть этих скважин если и удастся освоить, то приток нефти по ним составляет не более 1—3 м<sup>3</sup>/сут, что не позволяет их вводить в эксплуатацию.

#### 14.5. Применение растворов на нефтяной основе при вскрытии продуктивных пластов

При вскрытии продуктивных горизонтов, особенно с невысокой проницаемостью и низким пластовым давлением, промывочными растворами на водной основе состояние призабойной зоны пласта ухудшается вследствие фильтрации воды и проникновения глинистых частиц в породу. Это приводит к значительному увеличению срока освоения и снижению продуктивности скважин [9].

При бурении разведочных и оценочных скважин с отбором керна фильтрат раствора попадает в отбираемые образцы породы и в результате данные о начальной и текущей нефтеводонасыщенности могут быть ошибочными, что, в свою очередь, может привести к неправильной оценке начальных и остаточных запасов нефти, а также величины нефтеотдачи, что отражается и на выборе методов ее увеличения. Для изыскания способа количественной оценки основных параметров пласта с сохранением естественной нефтеводонасыщенности ВНИИ, БашНИПИнефть и ГАНГ совместно с буровыми предприятиями и нефтепромысловыми управлениями бурили оценочные скважины с полным отбором керна из газонесных и нефтеносных пластов с применением промывочного раствора на нефтяной основе [11, 12, 13, 14, 15, 16, 17].

В Самарской области было решено вскрыть продуктивные пласты шестью оценочными скважинами на Мухановском, Кулешовском и Сосновском месторождениях с применением растворов на нефтяной основе. Цель вскрытия продуктивных пластов — определение истинных значений нефтеводонасыщенности, пористости и минерализации погребенной воды, что особенно важно в связи с переоценкой запасов нефти крупных месторождений.

Кроме того, предусматривалось определить влияние этих промывочных жидкостей на проницаемость призабойной зоны и продуктивность скважин. Для улучшения гидродинамического совершенства скважин некоторые из них намечалось эксплуатировать при открытом стволе в интервале продуктивного пласта.

Предполагалось использовать раствор на нефтяной основе из известково-битумных порошков по рецептуре, разработанной БашНИПИнефтью и ГАНГом [12, 15, 17, 18]. Однако из-за дефицитности таких порошков необходимо было изыскать другой, более дешевый и менее дефицитный материал. Был предложен и испытан раствор на нефтяной основе (соляро-мазутный), в котором вместо дорогостоящего битума специальной марки с температурой размягчения 150° С используется топочный мазут марок 40, 100 и др.

Характеристика топочных мазутов представлена в табл. 14.3.

Соляро-мазутный раствор состоит из шести компонентов: дизельного топлива, топочного мазута марки 100, молотой негашеной изве-

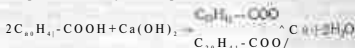
Таблица 14.3

Вязкость мазута	Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	Вязкость при 20°С, мПа·с	Температура, °С		Массовые доли, %		ЧИН*
			исходная в. образцов (СВ-100)	испытания	гидр.	изв.	
40	964	0,4	114	+ 23	Г чеды	4,30	0,17
100	970	0,4	123	+ 23	а	4,17	0,18
Дизельное топливо	954	11,71	109	—	—	—	—

ти, синтетической жирной кислоты (СЖК), щелочи 50%-ной концентрации и воды.

Для приготовления раствора за основу берется смесь дизельного топлива и топочного мазута в отношении 1 : 1 или 1 : 2.

С целью образования структуры безводного раствора используют кальциево-натриевое мыло, которое готовят из негашеной извести активностью не менее 60%, воды, СЖК фракции C<sub>10</sub> и выше, гидрата окиси натрия 50%-ой концентрации. При перемешивании этих компонентов в процессе гашения извести образуется гидроокись кальция, которая, соединяясь с синтетической жирной кислотой, образует кальциевые мыла, являющиеся хорошими структурообразователями, но плохо растворяющиеся в углеводородной смеси:



Для получения хорошо растворимых натриевых мыл добавляют гидрат окиси натрия:



Смесь кальциевых и натриевых мыл растворима в соляро-мазутной смеси и способствует образованию хорошей структуры.

Количество воды, необходимое для образования гидроокиси кальция, определяют исходя из количественного содержания активной окиси кальция в извести по формуле [15]

$$Qa$$

где  $V$  — количество воды, кг;  $Q$  — количество негашеной извести, кг;  $a$  — содержание окиси кальция в извести, доли единицы (3,11 — постоянный коэффициент химической реакции).

Гашение извести в процессе приготовления мыл сопровождается повышением температуры до 120—150 °С; излишки воды при этом испаряются. Для получения более жидких мыл добавляют дизельное топливо.

Полученное мыло перемешивается с соляро-мазутной смесью в течение 1,5—2 ч. Параметры раствора, применяемого при вскрытии продуктивных пластов оценочных скважин Сосновского, Кулешовского и Мухановского месторождений при температуре +20° С, представлены в табл. 14.4.

Таблица 14.4

Параметры	Месторождения			
	Сосновское		Кулешов- ское	Мрмо-
	скв. 332	скв. 370	скв. 462	скв. 911
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	930	925	ИЗО	1280
Вязкость по СПВ, с	70	33	120	160
Вязкость, сПз за 10 мин	0	0	1,0	1,0
Толщина корки, мм	Пленка		0,5	0,7

Примечание. Структура раствора скважины скв. 332 через 10 мин равнялась пулю.

Соляро-мазутный раствор для вскрытия продуктивных пластов хорошо утяжеляется негашеной известью до плотности 1300 кг/м<sup>3</sup>, баритом — до плотности 1500 кг/м<sup>3</sup> и выше и обладает высокой стабильностью. Компоненты раствора недефицитны, стоимость 1 м<sup>3</sup> этого раствора в 2 раза меньше стоимости известково-битумного.

Соляро-мазутный раствор плотностью  $1280 \text{ кг/м}^3$  для скв. 911 Мухановского месторождения готовили непосредственно на буровой по рецептуре и методике ЦНИЛ АО Самаранефтегаз. Сущность ее заключается в следующем.

В глиномешалку объемом  $4 \text{ м}^3$  заливают  $1 \text{ м}^3$  дизельного топлива, закладывают  $800 \text{ кг}$  извести,  $76 \text{ кг}$  СЖК,  $300 \text{ л}$  жидкого (50%-ой концентрации) каустика, заливают  $300 \text{ л}$  воды и перемешивают эту смесь до образования мыла. Температура при этом повышается до  $120\text{--}150^\circ \text{C}$ . Затем в глиномешалку добавляют  $1,76 \text{ м}^3$  смеси мазута с дизельным топливом,  $800 \text{ кг}$  извести для утяжеления и перемешивают в течение одного часа. Готовый раствор сливают из глиномешалки в запасную емкость. Смесь мазута с дизельным топливом готовили цементировочными агрегатами. В процессе вскрытия пластов применяли закрытую циркуляционную систему, исключающую попадание в раствор атмосферных осадков.

При приготовлении безводного раствора соблюдаются те же правила техники безопасности и противопожарной безопасности, что и при приготовлении известково-битумного раствора.

Бурение с применением безводного раствора аналогично бурению с использованием известково-битумного раствора [13, 15]. Все скважины до кровли продуктивного пласта бурят с промывкой забоя водой или глинистым раствором и крепят эксплуатационной колонной обычным способом. После разбуривания цементного стакана водный раствор заменяют соляро-мазутным.

Методике приготовления и испытания этого раствора начали отрабатывать на Сосновском месторождении при бурении оценочной скв. 332. В этой скважине продуктивный пласт В, турнейского яруса, представленный трещиноватыми известняками, вскрыт в интервале  $1682\text{--}1713 \text{ м}$  на  $7 \text{ м}$  выше водонефтяного контакта. При проходке  $19,7 \text{ м}$  вынос керна составил  $18,9 \text{ м}$ .

Для дальнейшего изучения кернов с естественной нефтеводонасыщенностью эти работы были продолжены в скв. 370 Сосновского месторождения с вскрытием водонасыщенной части пласта. Продуктивный пласт В<sub>1</sub> вскрыт в интервале  $1651,5\text{--}1696 \text{ м}$ . При проходке  $44,5 \text{ м}$  отобрано  $33,8 \text{ м}$  керна.

При достижении глубины  $1696 \text{ м}$  проведен акустический каротаж (АК), в задачу которого входило определение коэффициента пористости.

После замены соляро-мазутного раствора глинистым проведен комплекс электрометрических и радиометрических работ: стандартный каротаж, БКЗ, микрозондирование, кавернометрия, ГК и НГК. Кроме того, проведен импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) для отбивки текущего положения водонефтяного контакта.

В лаборатории физики пласта Гипровостокнефти исследовано  $480$  образцов пород скв. 332 Сосновского месторождения и получено хорошее совпадение геофизических данных с керновым материалом.

По данным В. И. Колганова, средневзвешенная величина начальной водонасыщенности пласта В<sub>1</sub> в центральной части составляет  $10\%$  объема пор. При подсчете запасов нефти по этому пласту принимали нефтенасыщенность равной  $83\%$ . Полный вынос керна по пласту В<sub>1</sub> позволил уточнить его пористость в этой части пласта. Средневзвешенная величина составила  $16\%$ , т. е. выше принятой при подсчете запасов на  $2,2\%$ .

Следовательно, изменение пористости до  $16$  и нефтенасыщенности до  $90\%$  даст увеличение запасов нефти в пласте В<sub>1</sub> Сосновского месторождения на  $5\text{--}6\%$ .

Большое значение имеет определение истинной величины нефтеводонасыщенности пластов А<sub>3</sub> и А<sub>4</sub> Кулешовского и пластов карбона и девона Мухановского месторождений в связи со значительными запасами, сосредоточенными в этих пластах.

Скв. 462, расположенная на южном крыле Кулешовского месторождения, пробурена с вскрытием продуктивных пластов Верейского горизонта и башкирского яруса с использованием соляро-мазутного раствора. Пласт А<sub>1</sub> вскрыт в интервале 1705,6—1719,7 м, пласт А4—в интервале 1739,4—1768,6 м. При суммарной проходке 64,6 м вынос керн составил 60,2 м или 94,4%.

Скв. 911 Мухановского месторождения с применением соляро-мазутного раствора вскрыты продуктивные залежи пластов пашийского горизонта верхнего девона Д<sub>1</sub>, Дп и Дш в интервалах 2744—2758, 2774—2793 и 2830—2838 м. При проходке 57 м вынос керна составил 31,5 №

Содержание воды в соляро-мазутном растворе при бурении оценочных скважин на Сосновском месторождении изменялось от 0 до 5%. Раствор, примененный в скв. 462 Кулешовского и скв. 911 Мухановского месторождений, содержал до 3,2% воды; в процессе бурения количество ее увеличилось в первом случае до 18%, а во втором — до 10%. Добавление в процессе бурения негашеной извести, а также дополнительно приготовленных порций раствора позволило уменьшить содержание воды в 2—3 раза.

Исследования, проведенные в лаборатории промывочных жидкостей ЦНИЛ, показали, что вода в растворе находится в связанном состоянии и, видимо, не фильтруется в процессе бурения в продуктивный пласт, однако полностью на этот вопрос можно будет ответить после обработки всего керна материала, полученного по оценочным скважинам.

Продуктивные пласты в двух скважинах Сосновского и одвой скважине Кулешовского месторождений после спуска 168-мм колонн до их кровли вскрывали роторным способом с использованием двойного колонкового набора ДКНУ-145/67 с алмазными коронками типа АКУ-Н2/67 и коронкой ТКУ-142/67, армированной твердым сплавом.

В скв. 911 Мухановского месторождения перед вскрытием продуктивных горизонтов ствол скважины до кровли пласта А<sub>1</sub> был обсажен 219-мм эксплуатационной колонной. КERN отбирали опытным колонковым набором Недра-П в сочетании с шестишарошечной бурильной головкой 20 НК-ПО/108, коронками твердосплавными 11 НК-190/108 и алмазными НКР-188/80.

Наряду с получением достоверной информации о физических свойствах продуктивных пластов, необходимой для подсчета запасов нефти месторождений, решались вопросы влияния соляро-мазутных растворов на проницаемость призабойной зоны и продуктивность пласта.

Из скв. 462 Кулешовского месторождения после 25 ч работы компрессора был получен фонтан нефти. При освоении скв. 749 этого же месторождения, в которой продуктивный пласт А<sub>1</sub> вскрывали с промывкой минерализованной водой, в течение месяца промышленного притока нефти получить не удалось. Подобные примеры известны по скважинам Якушкинского, Козловского и других месторождений.

Скв. 332 Сосновского месторождения освоена без применения кислотной обработки, хотя все окружающие ее скважины (301, 304 и 305) вводили в эксплуатацию после кислотных обработок. После вскрытия пласта с применением раствора на нефтяной основе скв. 332 находилась в эксплуатации в течение 6 мес. За это время из нее извлечено 5700 т безводной нефти.

Для выявления влияния растворов на водной основе на продуктивность пластов в скв. 332 закачали более 1500 м<sup>3</sup> пресной воды при давлении на устье 1,7—3,0 МПа. При нагнетании воды периодически проводили геофизические исследования, которые показали закономерное увеличение зоны проникновения воды в пласт. Затем скважину вновь ввели в эксплуатацию при прежних параметрах работы глубинного насоса. Продуктивность ее резко снизилась. В течение 3 мес. из нее было отобрано 860 т нефти и 1200 м<sup>3</sup> воды. В первый месяц после



эксперимента содержание воды в добываемой жидкости снизилось с 80,8 до 75,5%, а к концу третьего месяца уменьшилось до 21,7%.

В результате воздействия на пласт пресной воды был получен дебит, составивший лишь 28,6% первоначального.

То же наблюдалось и в скв. 311, 312, 313, 325 Сосновского месторождения, где продуктивные пласты вскрывали с применением глинистого раствора.

Эти данные подтверждают, что глинистый раствор и пресная вода значительно снижают дебит и оказывают вредное влияние на продуктивный горизонт.

Таким образом:

— при вскрытии продуктивных пластов с применением соляро-мазутного раствора проницаемость коллектора не ухудшается и в отбираемых образцах пород сохраняются естественные свойства пласта;

— при вскрытии продуктивных горизонтов, представленных плотными карбонатными породами, внедрена упрощенная конструкция скважин без обсадки продуктивной части пласта;

— промышленные испытания соляро-мазутного раствора дают основание рекомендовать его для вскрытия продуктивных пластов с НИЗКИМ пластовым давлением;

— соляро-мазутные растворы можно готовить непосредственно на буровых; составляющие раствор компоненты **недиффунты** и стоимость этого раствора в 2 раза меньше стоимости известково-битумного;

— соляро-мазутный раствор позволяет осуществлять все технологические операции, связанные с бурением скважин; буровое оборудование при этом работает нормально.

## Выводы

1. Технология вскрытия продуктивных пластов в Урало-Поволжье, Западной Сибири и других районах не соответствует современным требованиям, предъявляемым при первичном и вторичном вскрытии. Особую актуальность эта проблема получила в связи с разбуриванием низкопроницаемых коллекторов, при вскрытии которых на традиционных промысловых жидкостях резко ухудшается проницаемость призабойной зоны.

2. Существующие технологии проводки скважин не позволяют при применяемой системе очистки промывочной жидкости регулировать ее плотность, что зачастую приводит к ее необоснованно большой величине и как следствие продуктивные пласты вскрывают со значительным противодавлением. Существующая система очистки требует модернизации, ее следует дополнить центрифугами, что обеспечит возможность регулирования плотности и уменьшит противодавление на пласт.

3. Наличие в разрезе скважин верхних водонасыщенных или нефтенасыщенных пластов с высоким пластовым давлением (гидростатическим или выше гидростатического) требует при строительстве скважин обеспечить изоляцию этих пластов и проводить вскрытие продуктивных проектных объектов при минимальных перепадах давления, что позволит значительно уменьшить при первичном вскрытии проникновение в пласт фильтрата глинистого раствора. Поэтому для отдельных месторождений Западной Сибири необходимо при составлении проектов на строительство добывающих и нагнетательных скважин рассматривать вопросы усложнения конструкции, предусматривая перекрытие колонной вышележающих горных пород, что позволит вскрывать низкопроницаемые продуктивные пласты на ИЭР или растворах на нефтяной основе.

4. Технология цементирования скважин требует решения ряда вопросов:

— обеспечивать максимально полное вытеснение промывочной жидкости из затрубного пространства цементным раствором при строгой центровке обсадных труб в скважине;

— применять схему обвязки цементировочного оборудования, обеспечивающую необходимую скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве, не допуская проникновения его в продуктивный пласт и проведение гидравлического разрыва;

— использовать устройства и приспособления, обеспечивающие расхождение и вращение эксплуатационной колонны при цементировании;

— снижать водоотдачу, седиментационный отстой в цементном растворе и сокращать сроки схватывания особенно в порциях раствора, располагающегося против продуктивной зоны;

— проводить опрессовочные работы в скважине с учетом качества цементного кольца и рационального времени твердения цемента;

— применять специальный амортизатор при разбуривании цемента в обсадных трубах для уменьшения вредного воздействия вибраций на контакты с затрубным пространством;

— изготавливать в заводских условиях обсадные трубы с шероховатой поверхностью, что значительно увеличивает адгезию цементного камня с колонной и улучшает качество цементного кольца.

5. Вторичное вскрытие пласта на месторождениях Урало-Поволжья, Западной Сибири, других регионов в основном осуществляется либо на глинистых растворах, либо на водных растворах хлористого натрия, что приводит к загрязнению призабойной зоны пласта и резкому снижению продуктивности скважин, в некоторых случаях в десятки раз. Лучшими растворами, сохраняющими естественную проницаемость пласта, являются растворы на нефтяной основе и зарекомендовавшие себя инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР). Нашли распространение гели, совместимые с пластовыми флюидами, а также слабокислотные растворы.

6. Решение о выборе интервала перфорации принимается только после оценки качества цементного кольца в интервале продуктивных пластов.

7. Оценку качества цементного кольца следует осуществлять АКЦ и скважинным глубинным дефектомером-толщиномером (СГДТ), причем необходимо проводить полную количественную интерпретацию СГДТ:

— определять изменение плотности цемента за колонной;

— определять эксцентриситет обсадной колонны;

— указывать положение (глубину) центрирующих фонарей и прочих элементов технологической оснастки.

8. Плотность перфорации в эксплуатационных скважинах перфораторами Пр-43, Пр-54, ПНКТ-73 и ПНКТ-89 не должна превышать 10—15 отверстий на 1 метр, в отдельных случаях 20 отверстий, для сверлящего перфоратора 5—7 отверстий. Кумулятивную перфорацию перфораторами ПК-105 и ПК-80н целесообразно проводить на газонефтяных пластах (от ГНК > 4 м) или при небольшом расстоянии нижних отверстий от водо-нефтяного контакта (> 2,5 м). Перфораторы типа ПКС-80 рекомендуется использовать в чисто нефтяном интервале пласта.

В заключение можно отметить, что вскрытие, крепление и освоение продуктивных пластов необходимо выполнять по единой программе, детально разработанной в проектах на строительство скважин с учетом геолого-физических свойств продуктивных пластов и насыщающих их флюидов. Это позволит значительно сократить затраты времени и средств на строительство скважин, увеличить степень извлечения нефти из недр и объем добычи нефти из новых скважин и улучшить использование эксплуатационного фонда.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амиян В. А., Васильева Н. П., Гоев И. И., Уголев В. С. Состояние и ВНИИОЭНГ Ш6Т. Влияние качества вскрытия продуктивных пластов.— М.: ВНИИОЭНГ, 1973, № 11.
2. Сургучев М. Л. Влияние условия вскрытия пластов на продуктивность скважин и нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство, 1973, № 11.
3. Праведников Н. К., Григорьев П. Н., Сафиулин М. Н. и др. Вскрытие продуктивных пластов в месторождениях Среднего Приуралья // Вестник ВНИИОЭНГ, 1977, № 2.
4. Капеланин Н. М., Штукман В. Ф. Вскрытие продуктивных пластов.— М.: ВНИИОЭНГ, 1969.
5. Пыляев Г. Б., Исаев Р. Г. Подземная гидравлика.— М.: Недра, 1973.
6. Видяев Г. Я., Сулейманов Е. Я., Чапалов Е. П. Влияние вязкости скважинной жидкости на продуктивность скважин // Нефтяное хозяйство, 1969, № 1.
7. Капеланин Н. Д., Юсупов К. С. Метод определения гидродинамического совершенства скважин // Гидрогеология нефтяных скважин.— Вып. 35.— Тюмень, 1973.
8. Касьянов Н. М. и др. Результаты вскрытия пластов с применением инвертных эмульсий // Нефтяное хозяйство, 1976, № 4.
9. Данелянц С. М., Гавурэ В. Е. и др. Применение растворов на нефтяной основе для вскрытия продуктивных пластов в Куйбисинской области // Нефтяное хозяйство, 1969, № 5.
10. Лубан В. З., Мухин Л. К., Оголихи Э. А. и др. Обратный нефтеэмульсионный цементный раствор для цементации обсадных колонн в хемогенных и газонасыщенных пластах // Нефтяная и газовая геология, 1977, № 1.
11. Котляков Ф. И. Применение обратных эмульсионных растворов при отборе керн // Нефтяное хозяйство, 1966, № 1.
12. Житач К. Ф. и др. Промывочные растворы на нефтяной основе для вскрытия продуктивных пластов и бурения в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство, 1956, № 8.
13. Мухин Л. К., Минхайров К. Л., Казакова Л. И. Применение растворов на нефтяной основе при бурении продуктивных пластов.— ШПИТЭнефтегаз. Сер. Бурение, 1963, № 5.
14. Шевалдин И. Е., Тундорцев И. В. Оценка влияния промывочных жидкостей на продуктивность скважин // Тр. ВНИИОЭНГ.— Вып. 7.— М.: Недра, 1965.
15. Минхайров К. Л. Применение растворов на нефтяной основе в Башкирии // В сб. «Причины и пути повышения продуктивности скважин».— М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
16. АМИЯН В. А. К вопросу вскрытия продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство, 1964, № 6.
17. Мухин Л. К., Минхайров К. Л. Бурение продуктивных скважин в условиях на нефтяной основе // Тр. МИНХ и ГП.— Вып. 53.— М.: Недра, 1965.
18. Амиян В. А. и др. К вопросу вскрытия пласта — резерв продуктивных скважин разведочных скважин // Нефтяное хозяйство, 1967, № 3.

## Раздел 15

РАЗВЕДКА И ДОРАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ  
И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ15.1. Использование гидрогеологических методов  
для повышения эффективности поисково-разведочных работ  
на нефть и газ в Самарском Поволжье

Объем и направление нефтепоисковых гидрогеологических исследований определяются, как известно, специфическими задачами, которые ставятся перед научными и производственными организациями на соответствующем этапе изученности каждого нефтеносного района.

Для Самарского Поволжья актуальны в настоящее время следующие задачи:

- 1) выбор из числа равноценных мелких структур первоочередных объектов для постановки глубокого бурения;
- 2) решение о продолжении или прекращении глубокого бурения

на разведваемом участке, если в первых скважинах получена вода, а не нефть;

3) освоение методики поисков залежей в ловушках неструктурного типа;

4) внесение в оперативном порядке поправок в объемы прогнозных запасов и уточнение главных направлений поисково-разведочных работ на данной территории.

На протяжении ряда лет гидрогеологи Куйбышевского НИИМП в тесном содружестве с геологической службой объединения Самара-нефтегаз участвуют в решении этих задач.

Для оценки перспектив на нефть и газ локальных участков М. И. Зайдельсон, В. И. Вещезеров, Н. Н. Чикин, И. Л. Ханин, А. И. Чистовский [1] предложили многочисленные гидрогеологические критерии, основанные на специфических свойствах пластовых вод, окружающих нефтяную или газовую залежь. Такими показателями могут быть элементы солевого состава: сульфаты, аммоний, ионы  $\text{HCO}_3$ , растворенные в воде газообразные компоненты (углеводороды, азот, гелий, сероводород) или органические соединения ( $\text{C}_{\text{орг}}$ , фенолы, бипумы), изотопы водорода (дейтерий) и др. По-видимому, нельзя давать универсальную оценку эффективности этих показателей даже для смежных нефтеносных районов. Возможности применения тех или иных показателей зависят, в частности, от времени и условий формирования залежей, от термодинамической и геобиохимической обстановки в продуктивных горизонтах, от минерализации и особенностей химического состава пластовых вод. Так, например, бензол, который является интересным показателем для Саратовского Поволжья, практически отсутствует в водах продуктивных горизонтов Самарского Поволжья, где только тяжелые углеводороды в составе воднорастворенного газа могут быть практически использованы для прогнозирования нефтяных залежей на локальных участках.

Расчеты диффузивного перераспределения углеводородов из залежей в сочетании с большим фактическим материалом по газовой составляющей пластовых вод позволили установить, что в застойных и малоагрессивных водах терригенного девона влияние залежей может быть прослежено на расстояние до 3—4 км, в то время как в более подвижных, обладающих повышенным окислительным потенциалом водах нижнего карбона это расстояние существенно сокращается [2], в особенности со стороны воздействия напора пластовых вод («лобовой» и «тыловой» эффект). Газогидрогеохимический метод может оказать определенную помощь при оценке результатов бурения на новых разведочных площадях. Необходимо в кратчайший срок разработать и внедрить методику отбора качественных глубинных проб из необсаженных скважин через пластоиспытатель на бурильных трубах. Это особенно важно при проведении параметрического бурения, при поисках залежей неструктурного типа.

Другие гидрогеохимические показатели нефтеносности: сульфаты, аммоний, воднорастворенное органическое вещество и т. д. — в условиях Самарского Поволжья пока малоэффективны, хотя могут претендовать на некоторую информативность при оценке общей обстановки, благоприятной для существования нефтяных залежей (для ионов  $\text{SO}_4^{2-}$  и  $\text{NH}_4^+$  это доказано математическим анализом, выполненным С. Я. Вайнбаумом и Т. М. Виннер [3]).

В лаборатории гидрогеологии ВО ИГиРГИ сделана попытка использовать для первичной оценки перспектив локальных участков газогидрогеохимические съемки. Возможность образования в грунтовых водах ареалов с повышенными микроконцентрациями углеводородов над залежами обосновывается представлением о гидравлически взаимосвязанной системе всей водонасыщенной толщи осадочных пород. Эта взаимосвязь на юго-востоке Русской платформы осуществляется главным образом на участках активных неотектонических движений.

Именно к этим участкам приурочено подавляющее большинство залежей нефти и газа на территории Самарского Поволжья. Опытные-методические работы позволили установить, что многие глубинные источники газов находят свое отражение в грунтовых водах микроконцентрациями углеводородов ( $\sim n \cdot 10^{-2} \%$  об.). При существующей методике газогидрогеохимической съемки, предусматривающей опробование только колодцев и родников, ее эффективность весьма невысока, но если с помощью легких буровых станков перейти на систематическое опробование первого от поверхности водоносного горизонта, можно ожидать гораздо лучших результатов.

Определенные возможности открываются для гидрогеологов на стадии промышленной разведки, когда нужен прогноз ожидаемого режима нефтеносного пласта и его продуктивности. Это особенно важно при разведке продуктивных пластов с небольшими запасами, рентабельность разработки которых во многом зависит от уровня их естественной энергии.

Систематизируя сведения о физических свойствах пластов и пользуясь соответствующими расчетными формулами упруговодонапорного режима, можно даже без продолжительных откачек и до начала опытной эксплуатации с достаточной степенью достоверности предсказать коэффициенты продуктивности и ожидаемые депрессии на заданной режиме [4].

Наряду с использованием гидрогеологических методов при поисках и разведке локальных участков в Самарском Поволжье актуальны региональные гидрогеологические и палеогидрогеологические исследования с целью анализа условий формирования залежей нефти.

На основании вышеизложенного можно сделать следующее заключение.

1. Формирование нефтяных залежей в пластах терригенного девона происходило в обстановке весьма замедленного водообмена, сохранявшейся на протяжении геологического развития территории. Главным фактором, контролировавшим размещение углеводородов в залежах, являются гравитационные силы и градиенты напора, возникающие при отжиме седиментационных вод из глинистых осадков.

2. Формирование залежей в терригенной толще нижнего карбона происходило в гидродинамической обстановке, обусловленной высокими напорами со стороны Уральской высокогорной области питания. Фильтрация флюидов осуществлялась главным образом по Муханово-Ероховскому прогибу.

3. Многие нефтяные залежи древнего (палеозойского) цикла нефтегазонакопления испытали существенное переформирование в третичное время (в альпийскую фазу тектогенеза). При этом большие количества углеводородов переместились в вышележащие коллекторы карбона и пермн по тектоническим трещинам под региональные покровы.

4. Юго-восток Русской платформы и Прикаспийская синеклиза представляют собой с конца палеозоя две самостоятельные, весьма слабо взаимосвязанные водонапорные системы. Говорить о широких масштабах перетоков флюидов из синеклизы вглубь платформы нет оснований.

Выводы положены в основу разработок схем формирования залежей нефти и газа на юго-востоке Русской платформы [5]. Они также широко использованы в комплексных работах, выполненных по оценке прогнозных запасов нефти и газа и при научно-геологическом обосновании направлений поисков нефти и газа в отдельных районах Самарского Поволжья. Так, например, вывод об отсутствии гидродинамической связи Прикаспийской синеклизы с юго-восточным склоном Русской платформы в пределах Самарского Поволжья послужил основанием для существенной переоценки прогнозных запасов свободного газа в девонских и нижнекаменноугольных отложениях юга Самарской области в сторону их снижения, а вывод о широкой вертикальной фильтра-

ции газонасыщенной нефти из отложений нижнего карбона позволил более высоко оценить перспективы газоносности среднекаменноугольных и более молодых отложений этого района. Разведочное бурение подтвердило правильность этих прогнозов. Одновременно палеогеологический анализ процессов нефтегазонакопления в бобринском горизонте позволил дать положительную оценку перспектив нефтеносности каменноугольных отложений в западной части Мелекесской впадины.

Подчеркнем, что для изучения условий обмена в зоне катагенеза большой интерес представляют наблюдения за перераспределением пластового давления под влиянием разработки нефтяных месторождений по сети наблюдательных гидрогеологических скважин.

Для повышения эффективности гидрогеологических исследований рекомендуется:

— разработать и внедрить методику отбора качественных глубинных проб через пластоиспытатели на бурильных трубах;

— обязательное опробование основных водоносных горизонтов продуктивного разреза в глубоких скважинах при разбуривании новых районов, а также при постановке параметрического и профильного бурения.

## 15.2. Доразведка продуктивных пластов в процессе эксплуатационного бурения

Информация, получаемая о продуктивном пласте, представленном карбонатными породами, в процессе разведочного бурения, зачастую непредставительна и недостаточна. Особенности геолого-физического строения карбонатных пород не всегда позволяют однозначно интерпретировать результаты промыслово-геофизических исследований. Отмечаются многочисленные случаи, когда в процессе бурения продуктивные пласты себя не проявляют, а по геофизическим материалам невозможно дать заключение о их нефтегазонасности<sup>TM</sup>.

Учитывая недостаточно высокую эффективность геофизических методов интерпретации неоднородных карбонатных пластов, вероятность пропуска продуктивных горизонтов имела место и была достаточно велика. Это может быть подтверждено открытием в Самарской области в подольских отложениях нефти на Сосновском и Дерюжевском месторождениях, пласте А\* на Якушкинском, Боровском и Серноводском месторождениях значительно позже, чем был обнаружен базисный горизонт. Аналогичные случаи известны при поисках нефти в окских отложениях Кулешовского и Бариновского месторождений.

Какими бы полными не были данные изучения пласта по материалам промысловой геологии и геофизики, они не могут заменить гидродинамические исследования, которые дают представление о пласте в целом, в то время как геолого-геофизические исследования дают разрозненные сведения об отдельных сравнительно далеко расположенных друг от друга точках пласта. К сожалению, в практике разведочных работ не нашел должного применения и внедрения гидрологический метод разведки и доразведки нефтяных и газовых горизонтов, предложенный В. П. Яковлевым. В. П. Яковлев отмечает: «Если каротаж дает представление о разрезе всей проходимой скважиной толщи в узкой полосе, прорезаемой стволом скважины, то гидроразведка дает представление о наличии или отсутствии сплошности пласта по его толщине и простираю как между скважинами, так и далеко за пределами разбуренной зоны» [6].

Определение зон выклинивания продуктивного пласта, зон замещения, тектонических нарушений, участков ухудшенной проницаемости имеет огромное значение не только при разведке продуктивных горизонтов, но и при эксплуатационном разбуривании месторождений, а также при установлении связи отдельных участков, куполов, блоков друг с другом и с законтурной областью питания.

Каждая вновь пробуренная добывающая, нагнетательная или на-

Блудательная скважина позволяет изучать геологическую неоднородность пласта как по толщине, так и по площади распространения пласта и тем самым уточнять и проводить более детально корреляцию нефтенасыщенных и плотных непромышленных его интервалов. В качестве примеров, характеризующих изменение представления о строении нефтяных пластов, представленных карбонатными породами, могут служить Покровское, Козловское, Орлянское, Сосновское, Кулешовское и другие месторождения. Следует отметить, что кроме значительных изменений площади нефтеносности, как это имело место по Сосновскому, Орлянскому и Козловскому месторождениям, менялись представления и о режиме продуктивных пластов, о наличии или отсутствии водонапорной системы, о запечатанности залежей.

Наибольший интерес представляет рассмотрение изменений по пласту А, Орлянского месторождения. Глубоко разведочное бурение проводилось на основе структурного бурения, подготовившего здесь поднятие по кровле швагериновых отложений. Извлекаемые запасы нефти по данным разведочных скважин были определены равными 0,744 млн т. В процессе разбуривания пласта изменилось представление о строении месторождения: было установлено куполовидное поднятие в северной части структуры. Площадь месторождения значительно изменилась, запасы возросли в 3,3 раза.

Интересно рассмотреть, как велось разбуривание основной продуктивной залежи пласта А\* Орлянского месторождения. Здесь была применена так называемая «ползущая» система разбуривания — от известного южного купола к неизвестному северному. Эта система несколько замедлила темпы разбуривания месторождения, так как каждая последующая скважина зависела от результатов предыдущей, но зато количество «пустых» скважин оказалось минимальным — одна из 11 нефтяных скважин.

Большие изменения в геологическом строении были отмечены при разбуривании продуктивных пластов Сосновского месторождения. Отсутствие разведочных скважин на восточной периклинали привело к недостаточно правильной рисовке структурной карты при подсчете запасов нефти по 16 разведочным скважинам. Площадь залежи, правда, возросла незначительно, но в связи с увеличением толщины пласта и нефтеотдачи запасы увеличились на 34%.

Третий пример характеризует изменение запасов в сторону уменьшения. Козловское месторождение по первоначальному представлению имело запасы, равные 11,7 млн т. На залежь нефти пласта А<sub>2</sub> было запроектировано пробурить 40 добывающих скважин, фактически геологическое строение пласта оказалось более сложным, чем представлялось. Площадь залежи несколько уменьшилась. Добывающих скважин было пробурено на 6 меньше. Произошли значительные изменения в процессе разбуривания и по пласту А<sub>2</sub> Кулешовского месторождения.

Известно, что Алакаевское месторождение по первому проекту намечалось разбуривать с осевым разрезанием пласта рядом нагнетательных скважин. Однако информация, полученная в процессе пробной эксплуатации, дала возможность запроектировать и осуществить приконтурное заводнение, так как на восточной периклинали была обнаружена активная связь нефтяного пласта с водонапорной системой. Длительное время была не ясна связь с законтурной водонапорной системой по Сосновскому, Дерюжевскому и Кулешовскому месторождениям.

И, наконец, первые представления о пласте А<sub>2</sub> Покровского месторождения уже через 2 года разработки полностью изменились [7]. В 1953 г. после того, как было пробурено 23 добывающие скважины, площадь залежи уменьшилась вдвое, было установлено полное отсутствие связи пласта А<sub>2</sub> с законтурной водонапорной областью питания. Запроектированное по периметру заводнение оказалось малоэффективным — большинство нагнетательных скважин (12 и 23) было пробурено в практически непроницаемой зоне пласта.

Возможность обнаружения продуктивных пластов на разрабатываемых месторождениях обусловлена созданием и внедрением в производство новых геофизических методов исследования пластов и скважин и усовершенствования рационального комплекса этих методов.

Представляется целесообразным, особенно при доразведке небольших месторождений, руководствоваться экономическими соображениями. То есть в случае небольших запасов часть задач разведочного бурения необходимо переложить на добывающие, или их можно назвать («оценочные», скважины [8]. Очевидно, здесь не требуется особых экономических расчетов, так как известно, что стоимость одного погонного разведочного метра при глубинах 2000—3000 м вдвое превышает эксплуатационное бурение.

К. Б. Аширов отмечает, что внедряемая в настоящее время разработка месторождений с внутриконтурным заводнением, обеспечивающим высокие темпы нефтедобычи, высокую нефтеотдачу и низкую себестоимость нефти, позволяет пересмотреть методику ведения разведочных работ и в связи с этим несколько снизить объемы разведки на начальном этапе и совместить детальную разведку с эксплуатационным разбуриванием [9]. Отмечается, что внедрение блоковой системы разработки позволяет разбуривать первоначально отдельные участки пласта вплоть до самостоятельного ввода в разработку отдельных блоков. В свою очередь это позволяет бурить добывающие скважины по избранной рациональной сетке вокруг первых разведочных скважин, давших нефть.

Изучение геологической неоднородности карбонатных коллекторов при разбуривании месторождения и в процессе его разработки может осуществляться при помощи комплексирования карт равных удельных запасов и карт суммарных отборов. Методика составления этих карт следующая: для каждой скважины, учитываемой при построении, определяется коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности и эффективная нефтенасыщенная толщина пластов. Причем, все определения проводятся по небольшим интервалам (2—3 м), на которые условно разбивается вся нефтенасыщенная толщина.

Карты равных удельных запасов, построенные по пласту А<sub>1</sub> Якушкинского, Хилковского, Козловского и Алакаевского месторождений, и карта суммарных отборов учитывают характер изменения пористости, нефтенасыщенности, продуктивности и толщины пласта по площади и вследствие этого дают возможность получить более достоверное представление о распределении запасов нефти и о неоднородности коллектора. Рассматривая эти карты по Хилковскому и Алакаевскому месторождениям, видно, что в основном наибольшим величинам удельных запасов соответствуют и наибольшие суммарные отборы нефти, что нельзя сказать о Якушкинском и Козловском месторождениях. Это явление можно объяснить повышенной трещиноватостью и геологической неоднородностью. Из этих данных очевидно, что построение карт удельных запасов и суммарных отборов позволяет уточнить запасы нефти и облегчает составление на второй стадии наиболее рационального проекта разработки, учитывая при этом зоны литологической неоднородности, зоны прерывистости и зоны трещиноватости.

Представляется целесообразным в процессе эксплуатационного бурения проводить ряд гидродинамических исследований, позволяющих решать вопросы корректирования размещения добывающих и нагнетательных скважин в зависимости от геологического строения пласта.

Имеющиеся же методы гидрологической разведки, разработанные В. П. Яковлевым, позволяющие уточнить зоны выклинивания пласта, находят в настоящее время очень незначительное применение, в основном, в связи с отсутствием высокоточных поверхностных дифференциальных манометров. А расширение этого метода исследований имеет огромное значение, так как позволяет решать целый ряд практических



вопросов, которые не могут быть решены обычными геолого-геофизическими методами.

Очень важным является вопрос определения рациональной степени разведанности нефтяных месторождений при подготовке их к промышленной разработке и определение минимального объема исходных данных для проектирования системы разработки [10]. Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений Самарской области и других районов показывает, что наиболее рациональным является метод двухстадийного проектирования, когда на первой стадии составляется технологическая схема разработки, а затем, после уточнения геологического строения и величины запасов, — проект разработки.

М. И. Максимов отмечает, что одним из основных элементов технологической схемы разработки является план доразведки месторождения с определением объема работ, которые необходимо выполнить для составления проекта разработки [11]. Следует, однако, отметить, что это правило больше подходит к крупным и средним по запасам нефтяным месторождениям, а систему разработки небольших месторождений следует проектировать в одну стадию, что позволит значительно сократить сроки ввода этих месторождений на полную мощность.

Учитывая условия Самарской области, где в последнее время открываются небольшие по запасам месторождения, наиболее целесообразно комплексное проектирование их разработки и обустройства на группу месторождений территориально близко расположенных, что позволит применить индустриальные методы строительства, и, в связи с этим, значительно будут уменьшены капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы.

1. На ход доразведки в процессе эксплуатационного бурения нефтяных пластов, приуроченных к карбонатным коллекторам, оказывает значительное влияние расчлененность продуктивного горизонта плотными прослоями, его прерывистость и неоднородность.

2. Отмечены случаи, когда в процессе разбуривания продуктивного пласта меняются представления о форме залежи нефти, о величине запасов, положении БНК, связи пласта с водонапорной областью питания и т. д., что вызывает необходимость вносить значительные коррективы в процессе разработки.

3. Одной из важнейших задач на старых нефтяных месторождениях является их доразведка с целью выявления тупиковых зон, невыработанных прослоев и пропущенных продуктивных пластов, представленных карбонатными породами, что становится возможным в связи с внедрением в производство новых гидродинамических методов исследования, к которым в первую очередь следует отнести гидрологическую разведку.

4. Представляется целесообразным совмещать детальную разведку с эксплуатационным разбуриванием, причем бурение добывающих скважин следует проводить по редкой сетке с тем, чтобы после выяснения детального геологического строения проводить ее уплотнение.

5. Информация, получаемая в процессе бурения и разработки, дает возможность вести построение карт удельных запасов и суммарных отборов, которые учитывают характер изменения пористости, нефтенасыщенности, продуктивности и эффективной толщины пласта и тем самым удается получить более достоверное представление о распределении запасов нефти и неоднородности.

### 15.3. Развитие нефтяной и газовой промышленности Поволжья в свете прогнозов И. М. Губкина

В изучении нефтеносности Урало-Поволжья и создании в этом регионе крупнейших центров добычи нефти и газа большая роль принадлежит выдающемуся ученому Ивану Михайловичу Губкину.

Придавая большое значение изучению нефтеносности Урало-Поволжья, В. И. Ленин подчеркивал срочный характер разведки нефти в Темирском (Эмба) и Волжском районах.

Выполняя задание В. И. Ленина по изысканию новых источников топлива, И. М. Губкин возглавил геолого-разведочные работы в Приуралье и Поволжье. В 1919 г. он побывал в Кашпире, на Самарской Луке, в с. Сюкеево, Ундорах и в других районах, где наблюдал выходы нефти. В октябре 1919 г. И. М. Губкин доложил В. И. Ленину о результатах поездки на Волгу.

В своей статье «Горючие сланцы и нефть в Поволжье» он делает вывод, что выходы нефти в этих районах представляют большой практический интерес и требуют подробного изучения. При благоприятных условиях разведки к жизни может быть вызван район, который будет иметь мировое значение.

В 1919 г. Московским отделением геолома при непосредственном участии И. М. Губкина было дано заключение горному совету ВСНХ о нефтеносности района Самара—Кинель и Самарскому Губсовнархозу о пробном бурении на нефть в Самарской губернии.

Бурение было начато в 1920 г. Однако эти работы к 1923 г. были свернуты и возобновились лишь в начале 30-х годов.

Для выполнения принятых решений по усилению геолого-разведочных работ в новых районах был создан Средневолжский геолого-разведочный трест. К началу 1931 г. он разбуривал уже 12 площадей, 8 скважин бурились на р. Сок и на Самарской Луке.

Деятельность этого треста, занимавшегося в начальный период поисками различных полезных ископаемых, включая рудные и нерудные, а также каустобиолиты, направлялась И. М. Губкиным, который в то время находился на посту начальника Главного геолого-разведочного управления ВСНХ.

И. М. Губкин теоретически обосновал наличие нефтяных и газовых месторождений в Урало-Поволжье. Он настаивал на широком комплексе поисковых и разведочных работ в этом регионе. Полученная нефть из скважины, бурившейся на калийные соли в районе Верхнечуловских городков, подтвердила предвидение И. М. Губкина. Это открытие помогло И. М. Губкину добиться постановки поисково-разведочных работ на нефть в ряде районов Западного Приуралья и Самарского Поволжья. В 1931 г. на Сызранской структуре и в Яблоновом Овраге были заложены две скважины с проектной глубиной 1500 м, однако они не дошли до этой глубины и были ликвидированы по техническим причинам. Несмотря на неудачу, эти скважины сыграли важную роль. Они показали необходимость разведки отложений нижнего карбона. В одной из них был получен небольшой приток нефти.

В феврале 1934 г. в Главнефти под руководством И. М. Губкина было проведено совещание, на котором определены основные направления геолого-разведочных работ между Волгой и Уралом.

В мае 1936 г. при освоении скв. 8, заложеной вблизи г. Сызрани, была получена первая в этом районе промышленная нефть. Эта дата стала днем рождения нефтедобывающей промышленности Самарской области. Предвидения академика И. М. Губкина оправдались и в Поволжье.

В июне 1935 г. на Сызранской структуре была заложена скв. 10. Бурение закончили в ноябре 1936 г., а 22 апреля 1937 г. из пласта Бг угленосного горизонта нижнего карбона получен первый в области фонтанный приток нефти. В этом же году была открыта нефть в Жигулях (Яблоновый Овраг) и Бугурусланс.

Теоретические положения, разработанные И. М. Губкиным, легли в основу дальнейшего развития геолого-поисковых и разведочных работ в Поволжье.

И. М. Губкин писал, что целью геологических изысканий и разве-

док прежде всего является отыскание тектонических структур в условиях платформенных областей.

Это положение легло в основу геологопоисковых и разведочных работ в Самарском Поволжье. В области был проведен большой объем работ по выявлению и подготовке структур для глубокого бурения. В настоящее время в Самарском Поволжье открыто 146 месторождений.

В соответствии с общепринятым геологическим районированием, Самарская область делится на шесть нефтегеологических районов: Кинель-Черкасский, Южно-Самарский, Самаро-Лукский, Сергиевский, Чапаевский и Ставропольский.

Промышленные залежи нефти и газа на территории области выявлены в пластах, относимых по возрасту к 44 стратиграфическим подразделениям девонской, каменноугольной и пермской систем.

Все горизонты могут быть сгруппированы в пять нефтегазоносных толщ: девонскую терригенную, девонско-нижнекаменноугольную карбонатную, нижнекаменноугольную терригенную, ср-еднекаменноугольную терригенно-карбонатную, пермскую карбонатную. На базе открытых нефтяных месторождений осуществлен значительный прирост запасов нефти, что позволяло Самарской области длительное время занимать одно из ведущих мест в стране по добыче нефти.

Создание в Самарском Поволжье мощной нефтедобывающей промышленности является блестящим подтверждением прогнозов И. М. Губкина о высокой перспективности недр этого района. В 1941 г. открытие Калиновского газонефтяного месторождения положило начало нефтедобыче в богатейшем Кинель-Черкасском нефтегазоносном районе, дававшем более половины добычи области.

В 1950 г. с вводом в разработку Покровского и Серноводского месторождений была начата добыча нефти в Чапаевском и Сергиевском нефтеносных районах, а с 1961 г. — в Южно-Куйбышевском нефтегазоносном районе, где было введено в промышленную разработку Кулешовское нефтяное месторождение. Добыча нефти по области в эти годы интенсивно растет. В 1950 г. она составляла всего 3,4 млн т, в 1960 г. — 22,3 млн т, в 1965 г. — 33,4 млн т, а в 1970 г. достигла 35 млн т. Суммарная добыча нефти в 1994 г. превысила миллиардный рубеж.

И. М. Губкин утверждал, что в районах Урало-Поволжья нефть залегает не только в каменноугольных и пермских отложениях, но и в высокоперспективных девонских отложениях.

В книге Урало-Волжская нефтеносная область И. М. Губкин писал, что в районах Самарской Луки и в других местах Урало-Волжской впадины средний девон будет представлен приблизительно в тех же фациях и будет сохранять приблизительно те же толщины, что и в Подмосковной котловине. Следовательно, на Самарской Луке и в других местах Поволжья терригенные отложения живетского яруса могут оказаться нефтеносными на глубинах 1600—2000 м. Эти прогнозы И. М. Губкина блестяще подтвердились.

В июле 1944 г. впервые в нашей стране на месторождении Яблонный Овраг (скв. 41) были вскрыты продуктивные нефтеносные песчаники верхнего девона. В июне из девонских отложений в этой скважине был получен фонтанный приток нефти.

Открытие девонской нефти в Яблонном Овраге явилось крупнейшим событием в нефтяной промышленности нашей страны и послужило мощным толчком для расширения поисковых и разведочных работ на отложения этого комплекса в других нефтяных районах Урало-Повол-

В приказе Наркомнефти было предложено развернуть разведочные работы на девон в ряде других новых районов страны. Была усилена разведка в Туймазинском районе Башкортостана, и в сентябре 1944 г. скв. 100 была открыта крупнейшая высокопродуктивная девонская

залежь нефти. Возобновились разведочные работы на Краснокамской и Северокамском месторождениях Пермской области, которые также привели к открытию там в 1945 г. девонской нефти. В 1946 г. было открыто Бавлинское месторождение, подтвердившее наличие нефти в девонских отложениях Татарстана. В апреле 1948 г. открыта высокопродуктивная девонская залежь в Зольном Овраге Самарской области. В июле 1948 г. произошло событие огромной важности—геологи Татарстана открыли уникальное по своим размерам Ромашкинское нефтяное месторождение.

Девонские отложения оказались продуктивными и в Саратовской области, на Соколово-Горском месторождении в январе 1948 г. получена нефть. В 1950 г. открыты залежи в девоне Жигулевского нефтяного месторождения Самарской области. В Оренбургской области в июне 1952 г. открыта девонская залежь нефти на Султангуловском месторождении. В ноябре 1954 г. получен фонтан нефти из девонских отложений Арчединского месторождения Волгоградской области. В 1955 г. получена промышленная нефть из девонских отложений крупнейшего в Самарской области Мухановского месторождения, а в 1956 г. начата добыча нефти из отложений девона на Дмитриевском месторождении.

Ввод в промышленную разработку Туймазинского, Шкаповского, Баолинского, Ромашкинского, Мухановского, Дмитриевского и других месторождений, содержащих богатейшие запасы нефти в отложениях девона, явился началом мощного развития нефтедобывающей промышленности в Урало-Поволжье и в целом в стране, обеспечив стремительный рост добычи нефти достигшей в 1965 г. 242,9 млн. т до ввода в разработку месторождений Западной Сибири. В этот период доля девонской нефти в балансе общей добычи по стране превысила 48%.

Большинство нефтяных месторождений Самарского Поволжья связано с антиклинальными поднятиями, приуроченными к различным частям палеозойского разреза. Основная часть выявленных запасов нефти сосредоточена в терригенных коллекторах. Осадочная толща пермской, каменноугольной и девонской систем на 70—80% слагается карбонатными породами. Однако доля выявленных запасов промышленных категорий в карбонатных коллекторах пока составляет несколько более 29% всех разведанных запасов нефти.

По величине добычи нефти из карбонатных отложений (а она составляла около 23% суммарной добычи по объединению) Самарская область занимала первое место в стране. Около 9 млн т нефти ежегодно извлекалось из карбонатных коллекторов в период максимальной добычи по области.

Из залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, за все годы разработки извлечено более 244 млн т нефти.

В свете приведенных данных большие перспективы для дальнейшего приращения запасов нефти в Поволжье связываются с карбонатными коллекторами. Поиски нефти в карбонатных отложениях продолжают и особенно пристальное внимание уделяется изучению карбонатных отложений девона,

Все известные залежи нефти Самарского Поволжья можно разделить на четыре генетических типа: структурные, стратиграфические, литологические и массивные. Наибольшее распространение имеют пластовые сводовые залежи, приуроченные к структурным поднятиям. Структурно-литологические залежи приурочены к структурным поднятиям, но распространены на отдельных участках, замещаая плотными разностями. Литологические залежи приурочены к литологически ограниченному коллекторам, залегающим в виде отдельных линз или полос, иногда значительных размеров. На Покровском нефтяном месторождении установлена рукавообразная залежь нефти в пласте Б<sub>2</sub> тульского горизонта, подобная майкопским залежам, открытым и изученным И. М. Губкиным. Эта линза песчаника, вытянутая вдоль длинной оси структуры, распространенная преимущественно на восточном ее крыле.

Стратиграфические залежи здесь характеризуются тем, что коллектор вверх по восстанию пласта замещается останцом кристаллического фундамента. Массивные залежи нефти Самарского Поволжья приурочены к карбонатным коллекторам.

На ряде месторождений в пределах древней вершины Жигулевско-Пугачевского свода открыты нефтяные залежи в выклинивающихся терригенных пластах пашийского и кыновского горизонтов. Как правило, такие залежи связаны с локальными выступами кристаллического фундамента. В их сводах терригенные девонские образования или отсутствуют полностью или же резко сокращены по толщине. Другая группа подобных залежей установлена в Камско-Кинельской системе прогибов, имеющей широкое развитие в пределах Самарского Поволжья.

Большое количество пробуренных скважин позволило выделить в Камско-Кинельской системе прогибов осевую зону с толщиной терригенных отложений нижнего карбона от 300 до 400 м и выклинивающихся к бортам до 50—60 м.

Поисково-разведочные работы на территории впадины ведутся на обнаружение сводовых ловушек, приуроченных к положительным формам карбонатного ложа и связанных с выклинивающимися песчаными пластами.

Вдоль бортов Камско-Кинельских прогибов возможно обнаружение залежей нефти, приуроченных к ловушкам литологического и стратиграфического типа. В Самарской области уделяется значительное внимание поискам и разведке литологических залежей. Открытие таких залежей в Самаро-Луком, Чапаевском, Кинель-Черкасском и других нефтегазоносных районах подтверждает научный прогноз И. М. Губкина о широком развитии их в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В разведочное бурение вовлечены новые территории, более обширные по площади, чем структуры второго порядка, организовано планомерное и детальное их разбуривание. Это не замедлило сказаться на практических результатах. Были обнаружены залежи нефти в выклинивающихся пластах терригенного девона и открыты многопластовые нефтяные месторождения, приуроченные к локальным вершинам кристаллического щита.

Результаты геолого-поисковых и разведочных работ свидетельствуют о перспективах Самарского Поволжья, геологической и экономической эффективности дальнейшего использования капиталовложений, направленных на поиски новых нефтяных месторождений, несмотря на то, что область относится к так называемым «стареющим» районам Волго-Уральской нефтеносной провинции.

В 1921 г. И. М. Губкин провел большую работу по борьбе с обводнением находящихся в разработке нефтяных месторождений Азербайджана и Грозненского района. Эти работы актуальны и сегодня. Многие месторождения Самарского Поволжья находятся в третьей или в завершающей стадии разработки, и вопросы селективной изоляции обводнившихся пластов и прослоев ждут своего решения.

Критикуя систему разработки сверху вниз, И. М. Губкин отмечал, что в прежние время она была оправдана, но в 30-х годах уже превратилась в тормоз. Некоторые специалисты утверждали, что не выработав полностью верхнюю залежь, нельзя вскрывать нижележащую. Но это приводило к замораживанию запасов и к замедлению развития нефтяной промышленности.

Призывая к внедрению системы разработки снизу вверх как наиболее эффективной, И. М. Губкин отмечал, что здесь нужно подходить индивидуально к каждому месторождению с учетом его геологического строения и в первую очередь вводить в разработку наиболее продуктивные нижележащие Пласты, при возможности объединяя их в пач-

Именно эти принципы, изложенные И. М. Губкиным, положены в основу проектирования разработки многочисленных крупных и небольших по запасам месторождений Самарского Поволжья. Вначале ведется разбуривание более глубоких продуктивных горизонтов. Нефтяные пласты объединяются в эксплуатационные объекты. При такой системе разбуривания и разработки значительно сокращаются капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Добыча на месторождении достигается максимальной в короткие сроки при минимальном количестве эксплуатационных скважин, при этом уменьшается количество так называемых сухих скважин.

Если в работе «К вопросу о рациональной разработке нефтяных месторождений» И. М. Губкин только наметил основные принципы рациональной системы разработки нефтяных месторождений, то в последующих трудах он развивал их и углублял. Говоря о разработке VI горизонта в Сураханах, И. М. Губкин приводит пример комплексного решения вопросов рациональной разработки. Самарские нефтяники и в настоящее время используют эти положения в своей практической деятельности. Только комплексное решение позволяет находить самые оптимальные варианты разработки.

Наиболее полно принципы рациональной разработки изложены И. М. Губкиным в докладе на Первом всесоюзном съезде ВНИТО нефтяников (Баку, 20—25 августа 1933 г.) «Политика плановой разработки нефтяных месторождений СССР».

В этом докладе наиболее четко сформулировано требование, которому должна отвечать система разработки месторождений: «Принятая система, определяющаяся проводимой пролетарским государством экономической политикой, должна обеспечить: 1) требуемое по плану количество нефти; 2) высокую эффективность капитальных затрат на разработку; 3) повышенную отдачу пластов в соответствии со всеми требованиями по охране месторождений».

Эти положения остаются незыблемыми и до настоящего времени. Именно ими руководствуются научно-исследовательские институты и производственники при проектировании системы рациональной разработки нефтяных месторождений.

И. М. Губкин говорил о том, что в горизонтах, не имеющих активного водонапорного режима, желателен широкое применение методов поддержания давления с начального периода их разработки. Это положение неоднократно находило подтверждение при разработке месторождений в Самарском Поволжье.

О том, какое огромное значение имеют методы поддержания пластового давления в нашей стране, говорят следующие цифры. В 1993 г. в продуктивные пласты было закачано 2,2 млрд м<sup>3</sup> воды при суммарной добыче жидкости 1,8 млрд т.

Благодаря широкому внедрению методов поддержания пластового давления по ряду месторождений Самарской области нефть добывалась на I и II стадиях разработки в основном фонтанным способом. Особенно большой удельный вес фонтанной добычи достигнут по девонским залежам Мухановского месторождения — 96%, по продуктивным пластам карбона и девона Дмитриевского месторождения — 95%, по пласту Б<sub>2</sub> месторождения Зольный Овраг — 88%.

Намечается дальнейшее развитие работ по поддержанию пластового давления путем широкого внедрения блоковой системы воздействия, увеличения объемов закачки сточных вод, развития площадного и очагового заводнения на заключительных стадиях разработки и повышения давления на линии нагнетания. Особенно важной задачей является создание и внедрение в промышленных масштабах новых методов повышения нефтеотдачи и новых технологий, а также разработка методов селективной изоляции высокообводненных пластов и прослоев с целью уменьшения водопритоков. Намечается расширение работ по закачке в продуктивные пласты воды, загущенной водорастворимыми полимера-

ми, особенно по месторождениям с высоковязкими нефтями, более широкое внедрение циклических методов воздействия и изменения направления фильтрационных потоков.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зайдельсон М. И., Ханнини. Л., Вещезеров В. И., Гаура В. Е., Чикин Н. Н., Чистовский А. И. Опыт использования гидрогеологических методов для выявления «Физико-математическая модель разработки газ в Куйбышевском Поволжье— МИЕГС. НЧУКЯ Е кирика 1971
2. Зайдельсон М. И., Чистовский А. И. Газовая составляющая пластовых вод // Тр. КНИИ НП— Вып. 40, 1968.
3. Вайнбаум С. Я. К проблеме изучения условий формирования залежей нефти и газа в пределах территории Куйбышевской области // Тр. КНИИ НП— Вып. 43, 1969.
4. Зайдельсон М. И., Чикин Н. Н., Чистовский А. И. Об оценке производительности глубинных водоносных горизонтов // Тр. КНИИ НП— Вып. 39, 1968.
5. Зайдельсон М. И., Вайнбаум С. Я., Копрова Н. А. К вопросу о формировании залежей нефти и газа на юго-востоке Русской платформы // В кн.: «Генезис нефти и газа».— М.: Недра, 1967.
6. Яковлев В. П. Гидрогеологическая разведка нефтяных и газовых горизонтов.— М.: Гостоптехиздат, 1953.
7. Сургучев М. Л., Ковалев В. С. Изменение представлений о нефтяных залежах в Поволжье // Тр. КНИИ НП— Вып. VII.— М.: Недра, 1967.
8. Чикин Н. Н., Зайдельсон М. И. Опыт использования сети наблюдательных скважин в Куйбышевской области для анализа пластовых водоносных систем // Тр. КНИИ НП— Вып. 40, 1968.
9. Ахмедов К. В. О рационализации области разведочных работ для месторождений и разработки // Тр. Гидрогеологический институт— Вып. XII.— Куйбышевское отделение, 1965.
10. Бакиров А. А., Бакиров Э. А., Мелик-Пашаев В. С., Музыченко П. М. и др. Теоретические основы и методы оценки и разведки нефтяных залежей.— М.: Недра, 1968.
11. Максимов М. М. Требования, предъявляемые к промышленной разведке для целей проектирования систем разработки нефтяных залежей // Тр. ВПИИ— Вып. XXXIII.— М.: Гостоптехиздат, 1961.
12. Гаура В. Е. Рационализация методов разведки нефтяных залежей в южной части Поволжья в свете приполюсных и Губкинских месторождений // Тр. КНИИ НП— Вып. 43, 1969.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Последние десятилетия совершенствование систем и методов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений происходило в направлении повышения их эффективности, максимального учета геолого-физических условий и особенностей продуктивных пластов, создания новой технологии управления процессами разработки, базирующейся на построении адресных геологических моделей и постоянном уточнении геолого-математических моделей по данным промыслово-геофизических и гидродинамических исследований пластов и скважин.

Определяя пути дальнейшего совершенствования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений с обширными подгазовыми зонами, месторождений со сложной структурой пустотного пространства в карбонатных коллекторах и залежей высоковязких нефтей, следует исходить из объективно сложившихся условий, характеризующихся следующими основными тенденциями:

— значительным ростом количества месторождений, находящихся в поздней и завершающей стадиях разработки;

— повышением роли трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе в низкопроницаемых коллекторах, залежах высоковязких нефтей

в обширных подгазовых зонах с небольшой нефтенасыщенной толщиной;

— значительным ростом роли методов повышения нефтеотдачи и новых технологий, способствующих вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов и повышающих конечную нефтеотдачу пластов по длительно разрабатываемым месторождениям.

Для решения задач по совершенствованию систем разработки, позволяющих обеспечить высокую нефтеотдачу продуктивных пластов при оптимальных технико-экономических показателях, необходимо:

— повышение качества проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (путем увеличения объема и достоверности первичной геолого-промысловой информации, создания совершенных геологических и математических моделей процессов разработки с широким привлечением возможностей и средств ЭВМ);

— регулирование процесса разработки с целью увеличения охвата пластов процессом вытеснения существующими методами и адаптация их к различным геолого-физическим условиям, автоматизация анализа и контроля за выработкой запасов нефти по каждому пласту и пропластку;

— совершенствование применяемых систем разработки нефтяных месторождений с заводнением в сочетании с расширением и развитием гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов;

• — повышение роли геологических факторов при решении вопросов выделения объектов разработки, оптимизация плотности сетки и размещения скважин;

— развитие существующих и создание новых методов контроля за процессом разработки. Это особенно важно в условиях разработки продуктивных пластов с применением заводнения на многопластовых месторождениях с неоднородными коллекторами;

— совершенствование существующих и создание новых методов контроля за процессом разработки в условиях механизированной добычи нефти, больших глубин и искривлений скважин;

— создание полностью автоматизированных систем разработки нефтяных месторождений, прямо связанных с постоянно действующими геологическими моделями, обеспечивающими оптимальное управление процессами разработки;

— создание новых технологий для высокоэффективной разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (типа Сальмского, Талинского, Харьягинского, Русского и др.), газонефтяных залежей с аномально-низкими пластовыми давлениями и температурами (типа Средне-Ботуобинского и Талаканского месторождений в Восточной Сибири);

— повышение качества подготовки воды для ППД, вскрытия с сохранением естественных свойств продуктивных пластов, обработки призабойных зон скважин, в том числе с применением системной технологии;

— увеличение объемов теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных работ в области фильтрации аномальных нефтей с последующим использованием результатов этих исследований в практике проектирования и разработки нефтяных месторождений;

— выявление места сосредоточения остаточных промышленных запасов нефти в продуктивных пластах и обеспечение их выработки с привлечением для этой цели гидродинамических методов исследований, фотокалориметрии нефтей, методов межскважинного прозвучивания (томографию пластов);

— развитие методов селективной изоляции высокообводненных интервалов продуктивных пластов, особенно с высокой геологической неоднородностью, с использованием для этой цели различных композиций полимеров;

— совершенствование технологии и техники изоляционных работ;



— создание новых тампонирующих материалов для больших глубин и высокой пластовой температуры, обеспечивающих сохранение естественной проницаемости призабойной зоны пласта;

— создание принципиально новых систем разработки с применением горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, открывающих совершенно новые возможности при проектировании разработки месторождений с низкопроницаемыми и карбонатными коллекторами, газонефтяными залежами с обширными подгэзовыми зонами, залежами с высоковязкими нефтями;

— применение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, имеющих значительно большую поверхность вскрытия пласта, чем вертикальные, что снижает фильтрационное сопротивление в призабойных зонах, позволяет подключать к разработке отдельные не связанные между собой пропластки и линзы, и обеспечивает возможность при разбуривании газонефтяных и водонефтяных залежей обходиться значительно меньшим количеством скважин для отбора нефти при минимальных депрессиях.

Разработка карбонатных коллекторов значительно менее эффективна, чем терригенных, что связано, в основном, со сложным характером пустотного пространства, их неоднородностью, трещиноватостью, высокой расчлененностью и гранулярностью.

Для повышения эффективности их разработки требуется создание новых технологических процессов, способствующих более интенсивной фильтрации пластовых флюидов (увеличению коэффициентов охвата и

Опыт разработки месторождений Самарской области с применением нестационарного заводнения показал его высокую эффективность.

В дальнейшем при совершенствовании систем разработки месторождений с карбонатными коллекторами найдут применение горизонтальные и разветвленно-горизонтальные скважины, направленные гидравлические разрывы пласта и получит более широкое развитие системная технология воздействия.

Доразработка заводненных месторождений требует решения ряда проблем, связанных с неопределенностью распределения остаточных запасов нефти, низким охватом пластов воздействием и нерегулируемой обводненностью скважин. При решении этих задач особое значение придается построению карт текущей нефтенасыщенности и карт фильтрационных потоков, в основу которых положено определение текущей нефтенасыщенности:

— по имитации разработки продуктивного пласта с помощью трехмерной, многофазной математической модели;

— при помощи интерпретации материалов гидродинамических исследований;

— с использованием ориентировочных гидродинамических расчетов параметров добывающих скважин.

Для выработки извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки наряду с бурением дополнительных добывающих и нагнетательных скважин необходимо совершенствовать промыслово-геофизические методы исследования скважин для дифференцированного выделения обводненных и нефтенасыщенных пластов небольшой толщины, развивать средства контроля за процессом разработки, особенно в условиях низкой минерализации пластовых вод и закачки пресной воды для ППД.

Особая задача стоит в связи с определением по разрезу текущей нефтенасыщенности карбонатных коллекторов.

При бурении оценочных скважин для изучения текущей нефтенасыщенности пластов и как следствие поиска целиков оставшейся нефти должны применяться такие методы вскрытия пластов и отбора керна, которые исключали бы искажение реальной нефтенасыщенности пласта.

Первичное и вторичное вскрытие продуктивных пластов, особенно с низкопроницаемыми коллекторами, с целью сохранения естественных фильтрационных свойств, требует решения целого комплекса задач, в том числе применения нефилтрирующихся растворов (в т. ч. на углеводородной основе), создания и соблюдения необходимых равновесных условий вскрытия пласта с широким использованием новых методов обработки призабойных зон, соблюдением допустимой скорости подъема и спуска инструмента при вскрытии пласта, спуске колонны, качества цементного раствора, свойств жидкости, на которой проводится перфорация.

Требуют дальнейшего совершенствования методы, техника и технология, а также разработка и создание принципиально новых средств и возможностей контроля за состоянием выработки продуктивных пластов, исследования высокообводненных скважин, эксплуатируемых с помощью насосного и газлифтного способов.

Совершенствование разработки нефтяных месторождений с заводнением часто требует переноса нагнетания, увеличения объемов закачиваемой воды, повышения давления закачки.

Вместе с тем, используя повышение давления в качестве мощного средства увеличения нефтеотдачи, не следует забывать об отрицательных последствиях этого мероприятия. На ряде месторождений Тюменской и Томской областей в результате таких мероприятий было существенно превышено пластовое давление против начального. Это не дает технологического эффекта, а наоборот приводит к нарушению системы разработки, затрудняет регулирование процесса, осложняет бурение новых скважин, обуславливает перерасход солей для приготовления жидкостей глушения при ремонте скважин, ведет к другим негативным последствиям.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений возникает нередко необходимость в некоторой реконструкции системы устройства из-за совершенствования системы заводнения, или в связи со старением нефтепромыслового оборудования. Возникает необходимость в бурении скважин-дублеров взамен добывающих и нагнетательных скважин, пришедших в негодность по техническим причинам ввиду длительной эксплуатации. Все эти факторы должны учитываться при составлении уточненных проектов разработки и проектов устройства месторождений.

Прямо связана с разработкой нефтяных месторождений на поздней стадии проблема отбора и закачки воды.

По длительно разрабатываемым месторождениям для пластов с благоприятными геолого-физическими условиями по достижении степени выработанное™ НИЗ около 60% целесообразно ограничивать отбор жидкости и соответственно снижать объем закачки.

Особенно важно снижать объемы закачки воды по тем месторождениям, где допущено в зоне отбора превышение текущего пластового давления над начальным. Такое состояние пласта не улучшает условия разработки, кроме того усугубляется положение с ремонтными работами, требующими глушения скважин.

Б отдельных случаях на поздней стадии разработки может возникнуть вопрос не только об уменьшении объемов закачиваемой воды, но и частичного или полного прекращения заводнения.

Опыт разработки нефтяных месторождений с заводнением убедительно показал высокую эффективность бурения дополнительных скважин как с позиций более полного извлечения нефти из пластов путем вовлечения в разработку недренируемых запасов и разукрупнения объектов, так и интенсификации добычи нефти. Бурение дополнительных скважин наряду с оптимизацией начальных сеток скважин будет осуществляться и в будущем. Проектированию дополнительных скважин должен предшествовать тщательный геологопромыс-

ловый анализ, целесообразность бурения каждой новой скважины должна быть обоснована соответствующими технико-экономическими расчетами.

При решении вопроса о бурении дополнительных скважин следует исходить из величины извлекаемых запасов, приходящихся на одну добывающую скважину, учитывать затраты на обустройство, бурение, эксплуатацию скважин, другие технико-экономические факторы. Естественно, что в зависимости от геолого-физических особенностей продуктивных пластов, глубины их залегания, физико-климатических условий месторождения рентабельная величина извлекаемых запасов на одну скважину будет различной.

В определенных условиях является вполне оправданным бурение скважин-дублеров взамен выбывших вследствие физического износа или по другим причинам технического порядка. Задача состоит в том, что необходимо разработать надежную методику определения числа скважин-дублеров на стадии проектирования, которая учитывала бы многообразие нефтяных месторождений в сочетании с техническими особенностями и продолжительностью работы скважин в конкретных условиях.

Особого внимания заслуживают вопросы совершенствования разработки сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов, разрабатываемых с заводнением (на объектах с нерентабельно низкими дебитами скважин или нерентабельно малым накоплением запасом нефти на одну скважину), достигается увеличением давления на линии нагнетания, приближением линии нагнетания к зоне отбора, оптимизацией плотности сетки скважин в сочетании с активным воздействием на призабойную зону скважин с целью повышения их производительности (кислотные обработки, гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин и др.).

При полном отсутствии притоков нефти по отдельным скважинам или участкам пласта эффективным может оказаться гидравлический разрыв пласта (ГРП) или глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП).

Особую остроту проблема разработки обширных подгазовых зон с нефтяными оторочками небольшой толщины приобретает в связи с необходимостью вводить в промышленную разработку газонефтяные залежи Севера Тюменской области. Апробированными методами являются контролируемый отбор газа из газовой шапки, несколько модификаций барьерного и площадного заводнения, реализуемых на Самотлорском, Варьганском, Лянторском, Быстринском, Федоровском и некоторых других месторождениях Тюменской области.

Однако существуют факторы, которые затрудняют и снижают эффективность разработки подгазовых зон газонефтяных залежей:

— неудовлетворительное качество работ по вскрытию пластов, имеющее особое значение для низкопроницаемых коллекторов;

— низкое качество подготовки воды, закачиваемой в низкопродуктивные коллекторы;

— низкое качество цементирования скважин, что способствует преждевременному прорыву газа и воды, снижает эффективность плодотворных работ по ограничению из притока. Засоренная циркуляция затрудняет анализ и объективную оценку эффективности процесса, не позволяет использовать избирательное вскрытие для ограничения притоков газа и воды.

Накоплен значительный опыт разработки месторождений на поздней стадии с обширными водонефтяными зонами.

Исходя из опыта Туймазинского, Шкаповского, Мухановского и других месторождений, разработка обширных водонефтяных зон, особенно для условий расчлененных и прерывистых пластов, должна осу-

ществляться самостоятельными сетками скважин с автономным заводнением при одновременном разбуривании их с чисто нефтяной зоной. Опыт разработки месторождений Урало-Поволжья успешно используется в настоящее время при проектировании и разработке водонефтяных зон крупных месторождений Западной Сибири, Коми и других районов страны.

Традиционно острыми остаются проблемы подготовки воды для ППД, вскрытия продуктивных пластов, обработки призабойных зон скважин. Решение их возможно на базе совершенствования технологии проводки скважин в интервалах продуктивного разреза, связано с широким применением нефилтрирующихся растворов (в т. ч. на углеводородной основе), с созданием и соблюдением необходимых равновесных условий вскрытия, с широким использованием современных методов обработки призабойных зон, основанных на новейших достижениях науки и техники, в том числе технологии воздействия на призабойную зону скважин, разработанной во ВНИИ.

Следует отметить, что даже самая совершенная система разработки не может эффективно функционировать и обеспечивать вытеснение нефти из пластов, если при их вскрытии будет сведена на нет промышленная ценность запасов. Вопросы вскрытия пластов и обработки призабойных зон скважин являются, таким образом, тесно связанными с эффективностью систем разработки.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
<b>Раздел Г. Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений</b>	<b>4</b>
1.1. Сравнительный анализ проектных и фактических данных. Порядок проектирования разработки	11
1.2. Влияние природных и технологических факторов на процесс разработки и нефтеотдачу пластов	17
1.3. Практика проектирования залежей нефти в малопродуктивных коллекторах	21
1.4. Проектирование и разработка залежей нефти в малопродуктивных коллекторах	25
1.5. Пути совершенствования методов проектирования залежей нефти в малопродуктивных коллекторах	29
1.6. Оценка эффективности методов проектирования залежей нефти в малопродуктивных коллекторах	31
1.7. Текущее и перспективное проектирование залежей нефти	35
1.7.1. Прогнозирование обводненности долевой продукции	41
1.8. Требования к исследованиям для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений	44
1.9. Определение коэффициента вытеснения по керну	50
Список литературы	54
<b>Раздел 2. Эффективность применения систем заводнения нефтяных пластов с различными геолого-физическими характеристиками (на примере месторождений Самарской области)</b>	<b>56</b>
2.1. Сравнительная эффективность законтурного и внутриконтурного заводнения	58
2.2. Внутриконтурное заводнение пластов в месторождении Зиньинский Сургут	63
2.3. Внутриконтурное заводнение пластов в месторождении Мухановское Мухановского месторождения	67
2.4. Внутриконтурное заводнение пластов девона третьего объекта разработки Мухановского месторождения	72
2.5. Штатное заводнение пластов в месторождении Сургутское	76
2.6. Центральная оседь в месторождении В. Деревякинское	82
2.7. Площадное заводнение пластов К1 и Кн кунгурского яруса Ябловского месторождения	86
2.8. Эффективность применения систем заводнения в месторождении Кунгурское	90
2.9. Эффективность применения систем заводнения в месторождении Кунгурское	92
2.10. Эффективность систем внутриконтурного заводнения в различных геолого-физических условиях	98
2.11. Сравнительная эффективность разработки нефтяных месторождений Самарской области	100
2.12. Исследования в области заводнения	102
2.13. Анализ реализации проекта заводнения в месторождении Зиньинский Сургут	104
Список литературы	108
<b>Раздел 3. Нестационарное заводнение нефтяных месторождений</b>	<b>109</b>
3.1. Упруго-капиллярный циклический метод разработки	109
3.2. Проектирование систем заводнения в месторождениях	114
3.3. Проектирование систем заводнения в месторождениях	125
3.3.1. Проектирование систем заводнения в месторождении Покровское	129
3.3.2. Опыт-пробные работы по изменению направления фильтрационных потоков на Дмитриевском и Алакаепском нефтяных месторождениях	141
3.4. Направление работ по развитию гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи	146
Список литературы	152

Раздел 4. Эффективность разработки залежей нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам	184
4.1. Повышение эффективности разработки продуктивных пластов, представленных карбш-пльчп коллекторами	184
4.2. Разработка нефтяных залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам (на примере месторождений СайирСЕОй области)	186
4.3. Особенности обводнения нефтяных пластов, представленных неоднородными карбонемными породами и характер их выработанное™	186
4.3.1. Характер обводнения пласта А, Кулешовского месторождения, разрабатываемого по блоковой системе	186
4.3.2. Характер обводнения пласта А, Кулешовского месторождения, разрабатываемого по блоковой системе	177
4.3.3. Характер обводнения пласта А, Алакаевского месторождения, разрабатываемого с применением заводнищ	182
4.3.4. Характер обводнения пласта А, Хид'ош-кого месторождения, разрабатываемого при естественном во.°апаоном режиме	180
4.3.5. Особенности обводнения пласта А, Якушкинского месторождения, разрабатываемого при внутриконурвдчт заводнищ	180
4.4. Начальная водонефтенасыщенность карбонатного пласта В, Сосновского месторождения	197
Список литературы	200
Раздел 5. Особенности разработки нефтяных пластов с высокой геологической неоднородностью	200
Список литературы	210
Раздел 6. Особенности геологического строения и разработки залежи нефти пласта С, Мухановского месторождения и девонских продуктивных пластов месторождений Самарской области	220
6.1. Особенности геологического строения и разработки пласта С Мухановского месторождения	220
6.2. Геологическое строение, нефтеносность и основы разработки девонских продуктивных пластов месторождений Самарской области	207
Список литературы	231
Раздел 7. Современные методы разработки газонефтяных залежей	232
7.1. Проблемы разработки газонефтяных залежей	232
7.1.1. Применяемые системы разработки газонефтяных залежей	234
7.2. Опытко-Проектировочные работы	236
7.2.1. Смотлорское месторождение	236
7.2.2. Варьегакское месторождение	238
7.2.3. Лянторское месторождение	234
Список литературы	270
Раздел 8. Оптимизация плотности сетки скважин	270
8.1. Оптимизация плотности сетки скважин в целях увеличения нефтеотдачи	270
8.2. Оптимизация плотности сетки скважин на месторождениях Татарстана	288
8.3. Плотность сетки скважин и нефтеотдача пластов на месторождениях Самарской области	293
8.4. Эффективность бурения дополнительных скважин на месторождениях Пермской области	294
8.5. Оценка потерь нефти от разбуривания сетки скважин на Бавлинском нефтяном месторождении	300
8.5.1. Оценка потерь нефти от разбуривания сетки скважин на Бавлинском нефтяном месторождении	300
8.5.2. Результаты промышленного эксперимента по разрежению сетки скважин по разрежению сетки скважин Л. Покровского зачторо'и-пия	311
8.5.3. Оценка величины нефтеотдачи по пластам С., Су, С™, Св. Ново-*	311
8.6. Принципы разработки нефтяных залежей при разработке нефтяных залежей	321
8.7. Эффективность разбуривания скважин при разработке нефтяных месторождений по зарубежным данным	330
Список литературы	335
Раздел 9. Поздняя стадия разработки нефтяных и газонефтяных месторождений	336
9.1. Анализ текущих и будущих возможностей извлечения нефти из пластов, находящихся в поздней стадии разработки	336
9.2. Динамика обводнения пластов при разработке нефтяных залежей с различной геологической неоднородностью	340
9.3. Динамика обводнения пластов при разработке нефтяных залежей с различной геологической неоднородностью	344
9.4. Разработка нефтяных месторождений Самарской области в поздней стадии	347
Список литературы	350

* азд. 10. Контроль за разработкой нефтяных месторождений	362
10.1. Применение трассирующих индикаторов для изучения неоднородности и трещиноватости карбонатных пород	362
10.2. Изучение юрочешской неоднородности карбонатных колл: метод мощностью ГДС-шп.а.г. до-Н.а.к. Г.р.о.ш.ш.и.н	368
10.3. Применение метода фотокамерметрии азотом для изучения трещиноватой неоднородности продуктивных отложений	380
10.4. Использование температурных исследований для определения характера интерфазового взаимодействия на примере залежи нефти	384
Список литературы	393
Раздел 11. Современные методы повышения нефтеотдачи на месторождениях России	393
11.1. Методы повышения нефтеотдачи	399
11.1.1. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи	399
11.1.2. Тепловые методы повышения нефтеотдачи	397
11.1.3. Шахтные методы добычи нефти	400
11.1.4. Галоупе и зидогатле методы повышения извлечения	401
11.1.5. Другие методы	402
11.2. Новые технологии	404
11.2.1. Системы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений	404
11.2.2. Газы в нефтяных залежах	407
U.2.3. Опыт применения ХТ "заводнение" Орнского месторождения	408
Список литературы	420
Раздел 12. Влияние аномально высоких пластовых давлений на разработку нефтяных месторождений	421
Список литературы	422
Раздел 13. Эффективность извлечения нефти пластовым давлением	422
Список литературы	421
Раздел 14. Вскрытие и освоение продуктивных нефтяных пластов	422
14.1. Вскрытие пластов	422
14.2. Тезисы и тезисы при бурении скважин	425
14.3. Освоение скважин	427
14.5. Применение растворов на нефтяной основе при вскрытии продуктивных пластов	428
Список литературы	429
Раздел 15. Разведка и доразведка нефтяных месторождений с использованием гидрогеологических и гидродинамических методов	429
15.1. Использование гидрогеологических методов для выявления эффективных продуктивных пластов на нефтяном месторождении в Садырском бассейне	429
15.2. Разработка продуктивных пластов в процессе эксплуатационного бурения	427
15.3. Режимы скважин и скважин при эксплуатации Пондлинского месторождения	430
Список литературы	430
Заключение	431

Габуря Владислав Емелинович

**ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
— М.: ВНИИОЭНГ, 1995.**



Видное место в книге занимает раздел, посвященный вопросам государственного регулирования экономики. Авторы анализируют роль государства в формировании рыночной экономики, исследуют различные модели государственного вмешательства и их влияние на экономический рост. Особое внимание уделяется вопросам социальной политики и борьбы с неравенством доходов.

Книга является важным источником информации для исследователей в области экономики, социологии и государственного управления. Она содержит много ценных данных и выводов, которые могут быть использованы для разработки эффективных государственных программ и политик. Книга будет полезна не только специалистам, но и широкому кругу читателей, интересующихся проблемами развития современной экономики.

Ведущие редакторы: В. М. Глазова, И. А. Ермелинская, Н. С. Субаева

Технический редактор *Л. В. Куцакова*

Корректор *Н. И. Шарко (и)*

---

ВР 12345 от 2022 г. Серия Учен. зап. кн.-уч. Издательство «ИИИИ»  
 Москва 2021. № 1. Цена без обложки: 45,92 руб. Тираж 100 экз. Всего 100 экз.  
 Цена с доставкой в регионы РФ: 50,00 руб.

ИИИИ Москва, ул. Народного ополчения, 11, кв. 4, 125080.  
 Тел. (495) 220-00-00

---

Принята в печать 15.12.2021 г.  
 125080, г. Москва, Народный ополчения, 11, кв. 4.