

**Иванов Александр Изосимович**

**ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ  
НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ  
ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА**

Специальность 25.00.12. Геология, поиски и разведка  
горючих ископаемых

**Автореферат**  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата геолого–минералогических наук

Работа выполнена в нефтегазодобывающем управлении «Бавлынефть» АО «Татнефть».

Научный руководитель - доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Муслимов Ринат Халиуллович

Официальные оппоненты - доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Лозин Евгений Валентинович

кандидат геолого-минералогических наук  
Назмиев Ильшат Миргазиянович

Ведущая организация – Уфимский государственный  
нефтяной технический университет (г. Уфа)

Защита состоится 3 февраля 2006 года в 16.00 часов на заседании диссертационного совета Д 520. 020. 01 при открытом акционерном обществе научно-производственная фирма «Геофизика» по адресу: 450005, г.Уфа, 8-е Марта, 12

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО «Геофизика»

Автореферат разослан 30 декабря 2005 года.

Ученый секретарь диссертационного  
совета, доктор химических наук



Д.А.Хисаева

### Общая характеристика работы

**Актуальность проблемы.** Татарстан, как часть крупнейшей нефтегазоносной провинции, является одним из богатейших нефтедобывающих регионов Российской Федерации.

Открытие и освоение в 40-50-х годах прошлого столетия уникальных Туймазинского, Ромашкинского, Арланского и других нефтяных месторождений: Ново-Елховского, Бавлинского, Покровского, Прикамского, Бондюжского послужило мощным толчком для развития не только нефтедобывающей отрасли, но и всей экономики России. Научно обоснованная разработка нефтяных месторождений Татарстана представляет огромный вклад в мировую нефтяную науку, что позволило стране за короткий срок занять ведущее место по уровню нефтедобычи. Методы разработки, осуществляемые на них, стали передовой школой в вопросах эффективной эксплуатации многообъектных нефтяных месторождений.

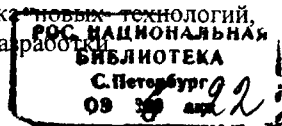
На месторождениях провинции испытывались и продолжают испытываться многие новейшие технологии, значительная часть которых затем успешно внедряется на других месторождениях не только в России, но и за ее пределами.

Поддержание добычи на высоком уровне стало возможным за счет широкомасштабного применения гидродинамических, физико-химических и микробиологических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Поэтому поиск и внедрение новых технологий применительно к геологии месторождения, максимальное использование известных, но трудно-извлекаемых запасов, становится актуальнейшей проблемой нефтяного дела.

**Цель работы** заключается в выявлении особенностей геологического строения основных продуктивных горизонтов в терригенных и карбонатных коллекторах нижнего карбона и верхнего девона юго-восточного склона Южно-Татарского свода и их влияния на эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на различных этапах разработки месторождений.

В этой связи диссертантом проведен детальный анализ основных продуктивных объектов и поиск особенностей в геологическом строении карбонатных и терригенных коллекторов. В процессе анализа произведено группирование их по объектам разработки. Так, например, для наиболее крупной залежи пласта D1 Бавлинского нефтяного месторождения отмечено наличие обширных водонефтяных зон, сыгравших немаловажную роль в состоянии ее разработки. В бобриковском горизонте выявлено наличие пропластков с очень хорошими коллекторскими свойствами – так называемых суперколлекторов, по которым происходило опережающее вытеснение нефти и прорыв закачиваемых вод к забоям добывающих скважин. В процессе выполнения диссертационной работы выявлены значительные отличия в строении карбонатных коллекторов верхнетурнейского подъяруса. Наличие пластов высокого и низкого сопротивления, получение притоков нефти с очень низких отметок, трещиноватость, чередование хороших и слабодуктивных пропластков диктовали необходимость научного поиска новых технологий, позволяющих значительно повысить эффективность их разработки.



**Основные задачи исследования.** На основании поставленной цели диссертантом сформулированы задачи поставленных исследований:

- Выявление особенностей геологического строения залежей нефти в терригенных и карбонатных коллекторах.
- Анализ эффективности применяемых методов интенсификации выработки запасов нефти.
- Разработка новых технологий повышения степени нефтеизвлечения из продуктивных пластов.
- Проведение геолого-технологического анализа результатов применения технологий выработки запасов нефти в пластах с разной геолого-физической характеристикой.
- Выработка рекомендаций по повышению эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах сложного строения.

**Методы решения поставленных задач.**

1. Систематизация и анализ геологических, геофизических и промысловых данных.
2. Анализ состояния и показателей разработки залежей нефти в терригенных и карбонатных коллекторах.
- 3 Проведение, обобщение и комплексный анализ результатов опытно-промышленных работ по применению технологий интенсификации добычи нефти и повышения степени нефтеизвлечения.

**Научная новизна.** С помощью научного анализа геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических данных диссертантом разработано и предложено несколько технологий, обладающих научной новизной и защищенных патентами в соавторстве.

- Предложена система размещения добывающих и нагнетательных скважин для залежей нефти, которая определяется плотностью запасов и интенсивностью воздействия на пласты.
- Предложены способы разработки нефтяных залежей с организацией системы заводнения коллекторов сложного строения (трещинных и линзовидно-прерывистых).
- Исследована эффективность различных модификаций импульсного соляно-кислотного воздействия на призабойную зону скважин, позволяющих оптимизировать воздействие и прогнозировать интенсификацию добычи нефти.
- Показана роль условий формирования залежей в образовании трудноизвлекаемых запасов нефти.
- Разработана методика расчета основных технологических показателей применяемых технологий воздействия на продуктивные пласты.
- Разработаны и предложены технологии комплексного физико-химического воздействия на терригенные и карбонатные коллекторы.
- Обоснована комплектация наземного и подземного оборудования для реализации предложенных технологий.

### **Основные защищаемые положения.**

1. Методические положения по эффективной разработке нефтяных залежей с организацией системы заводнения коллекторов трещиноватого и линзовидного строения.
2. Методика расчета основных технологических показателей применяемых технологий воздействия на продуктивные пласты.
3. Новые технологии комплексного физико-химического воздействия на терригенные и карбонатные коллектора.

**Практическая ценность и реализация работы.** На основе выявленных особенностей геологического строения многопластовых объектов, в том числе и с трудноизвлекаемыми запасами, диссертантом разработаны и рекомендованы к внедрению технологии комплексного физико-химического воздействия на 350 скважинах нижнего карбона и верхнего девона месторождений юго-восточной части Южно-Татарского свода. Осуществление их показало, что учет особенностей разработки сложнопостроенных и слабопроницаемых коллекторов и использование упругих сил пластовой системы позволили дополнительно получить (с учетом переходящих скважин) более 505 тыс тонн нефти.

**Апробация работы.** Основные положения докладывались диссертантом и обсуждались на Международных симпозиумах «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения» (С.-Петербург, 1997), «Интенсификация добычи нефти и газа», (Москва, 2003), на XII Европейском симпозиуме «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти» (Казань, 2003), на Международных конференциях и семинарах «Горизонтальные скважины» (Москва, 1997), «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», на XV и XVII Губкинских чтениях «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр», посвященных 70 – летию Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, (Москва, 1999, 2004), на 1-ой Всероссийской геофизической конференции-ярмарке «Техэкогеофизика - новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в 21 веке» (Ухта, 2002); на V Конгрессе нефтепромышленников России (Казань, 2004), на научно-практических конференциях «50 лет Татарской нефти» (Альметьевск, 1993), «Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов» (Альметьевск, 1994), «Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона» (Казань, 1998), «Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий» (Бугульма, 1998), «Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона» (Ленингорск, 1998), «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений (Казань, 1999), на семинарах-дискуссиях «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами» (Альметьевск, 1998), на совещании по вопросам оптимизации разработки месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» (Когалым, 2003), на заседаниях техсовета ОАО «Татнефть» (1996-1999 гг.).

Необходимость заводнения карбонатных коллекторов неоднократно рассматривалась на заседаниях Рабочей комиссии по оценке технико-экономической эффективности поддержания пластового давления на Онбийском нефтяном месторождении (Татарстан) методами заводнения и состоящей из представителей объединения «Татнефть» и совместного предприятия «Татекс», (г.Альметьевск и Хьюстон (Техас, США).

**Публикации.** Основные научные положения и практические результаты внедрения диссертации освещены в 55 печатных работах, в том числе в 21 патенте Российской Федерации на изобретения. В работах, написанных в соавторстве, соискателю принадлежит общее руководство, постановка задач, разработка основ новых технологий, выбор объектов, анализ результатов испытаний и внедрения технологий.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа объемом 128 страниц состоит из введения, 4 глав, заключения, содержит 15 рисунков, 16 таблиц, 35 библиографических ссылок.

Работа выполнялась в период обучения автора в аспирантуре в НПФ «Геофизика» под руководством доктора геолого-минералогических наук, профессора Муслимова Р.Х., которому автор выражает глубокую благодарность.

Автор признателен докторам наук – Лозину Е.В., Хисамову Р.С., Абдулмазитову Р.Г., Ибрагимову Г.З., кандидатам наук – Масагутову Р.Х., Мухаметшину Р.З., Панарину А.Т., Лесничему В.Ф., Новикову А.А., Ганиеву Г.Г., Вафину Р.В., инженерам - Валееву М.Х., Сивухину А.А., а также сотрудникам геологической службы ИГДУ «Бавлынефть»- Ланиной М.С., Комаровой Р.Ф. за помощь в работе и участие в совместных исследованиях.

### Содержание работы

**Во введении** обоснованы актуальность и важность изучения проблемы влияния особенностей геологического строения на эффективность разработки многоэтажных месторождений также сформулированы научная новизна, основные защищаемые положения, проактическая ценность работы и её реализация в промышленности.

Раскрыто положение с минерально-сырьевой базой России и причины, тормозящие развитие нефтяной промышленности, отражено возрастающее значение карбонатных коллекторов, как источника добычи нефти.

Значительный вклад в решении задач, связанных с повышением эффективности разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами внесли К.Б. Аширов, Н.Г. Ахметзянов, Р.Г. Абдулмазитов, М.М. Иванова, А.Р. Кинзикаев, Р.Х. Муслимов, Е.В. Лозин, К.С. Баймухаметов, Э.М. Тимашев, А.Т. Панарин и другие.

**В первой главе** диссертационной работы приведена характеристика нефтяных объектов, их геологического строения, начальных и остаточных запасов нефти. На основе этого сформулированы основные направления повышения эффективности их выработки (1).

Эффективное извлечение нефти из терригенных и, особенно, карбонатных коллекторов является весьма трудной задачей нефтяной геологии.

Низкие емкостно-фильтрационные свойства матрицы породы, наличие трещин, по которым идет преимущественное движение пластовых флюидов и закачиваемой воды, приводят к слабому охвату вытеснением нефти из продуктивного пласта.

Продуктивные объекты карбонатных отложений нижнего карбона характеризуются невысокими коллекторскими свойствами и толщинами. Пористость в среднем составляет 8 – 10%, проницаемость часто не превышает  $0.100 \text{ мкм}^2$  (10).

В тектоническом плане рассматриваемая территория представляет собой юго-восточный склон Южно – Татарского свода, осложненный Туймазинско – Бавлинским валом и локальными структурами, такими как Тат-Кандызская, Урус-Тамакская, Алексеевская, Матросовская и др. Общая тектоническая обстановка района достаточно детально освещена В.П.Степановым на основе комплексного изучения данных глубокого бурения, аэромагнитной съемки и других исследований. В значительной степени она определяется наличием глубинных разломов - Бавлинского, Северо- и Южно-Бавлинского, Крым-Сарайского, Жмакинского, Шалтинского, протягивающихся в субмеридианальном направлении. Гетерогенные движения по зонам указанных разломов обусловили структурный план поверхности фундамента в виде блоков и шовных участков. В этих условиях структурные планы карбонатного девона и нижнего карбона практически идентичны с поверхностью пашийских образований.

Наблюдается почти полное соответствие структурных планов различных горизонтов палеозоя, что говорит о завершении формирования крупных структур в послепермское время.

В изучение тектоники района большой вклад внесли такие исследователи, как Муслимов Р.Х., Ларочкина И.А., Абдуллин Н.Г., Баймухаметов К.С., Веселов Г.С., Войтович Е.Д., Камалетдинов М.А., Лозин Е.В., Масагутов Р.Х., Лангуев П.И., Хайрединов Н.Ш., Юсупов Б.М и другие.

**Нефтеносность** установлена в отложениях девона (старооскольский, пашийский горизонты и ардатовские слои), нижнего (кизеловский, черепетский, бобриковский, алексинский и серпуховский горизонты,) и среднего карбона (башкирский и верейский ярусы).

Продуктивные отложения основных нефтеносных горизонтов характеризуются разнообразием их литолого-петрографического состава, коллекторских свойств, и особенностями залегания по площади и разрезу.

В терригенном девоне выделяются продуктивные пласты D111, D1V и D1. Первые два пласта (воробьевский горизонт и старооскольский надгоризонт) образуют несколько пластово-сводовых, литологически экранированных залежей с невысокими коллекторскими свойствами. Наиболее развиты эти отложения на Бавлинском, Урустамакском и Матросовском месторождениях, сравнительно малопродуктивны. выработаны на 15-35%, дебиты 1-50 т/сут.

**Пласт D1 (пашийский горизонт)**-основной нефтеносный объект на рассматриваемой территории. Наиболее крупная залежь (собственно Бавлинская) имеет размеры 10 x 15,5 км., высоту – 25 м. Для всех залежей этого пласта характерно наличие обширных водонефтяных зон.

Продуктивные пласты слагаются, в основном мелкозернистыми песчаниками, составляющими 71,3% от общей толщины пласта. Нефтенасыщенные разности пластов обладают плотной укладкой зерен, малым размером пор, проницаемость их равна 0,413 мкм<sup>2</sup>, а пористость достигает 23%, нефтенасыщенность средняя-0,778. Нефтенасыщенная толщина – в пределах 6,4 м, песчаность- 0,62, расчлененность – 2,41. В большинстве скважин число пропластков не превышает 1-2.

**В огложениях турнейского яруса нижнего карбона нефтеносными** являются известняки кизеловского и частично черепетского горизонта, имеющих гидродинамическую связь. По электрическому сопротивлению они разделяются на пласты высокого сопротивления (ВС) и пласты низкого сопротивления (НС). Проницаемость – 0,031 мкм<sup>2</sup>, пористость – 23%, нефтенасыщенность – 0,750. Эффективная нефтенасыщенная толщина – 6,4 м, коэффициент песчаности – 0,56, расчлененность – 2,23. Коллекторы верхнетурнейского подъяруса относятся преимущественно к поровому типу (23).

**Бобриковский горизонт** сложен терригенными отложениями с резкой фациальной изменчивостью разреза по площади. Горизонт неравномерно разделен прослоями неколлекторов на ряд практически самостоятельных пластов. Установлено наличие пластов с подошвенной водой. Средние значения коллекторских свойств бобриковского горизонта приняты по геофизическим данным. Проницаемость- 0,731 мкм<sup>2</sup>, пористость 21,8%, нефтенасыщенность 0,781, нефтенасыщенная толщина – 3,6 м, коэффициент расчлененности равен 1,7, песчаности – 0,44 (4).

**Залежи нефти** в других отложениях (данково-лебединском горизонте, заволжском надгоризонте и алексинском горизонте) имеют подчиненное значение, небольшие по размерам, с более низкими коллекторскими свойствами. Пористость, в среднем составляет 10%, а проницаемость по результатам гидродинамических исследований - 0,040 мкм<sup>2</sup>. Нефтенасыщенность – 0,71, дебиты опробованных скважин – 1-3 т/сут.

**Во второй главе** проведен анализ текущего состояния разработки залежей нефти и факторов, влияющих на эффективность выработки запасов нефти.

Из всех известных нефтяных месторождений юго-восточной части Южно-Татарского свода в настоящее время в активной разработке находятся Туймазинское, Бавлинское, Тат-Кандызское, Алексеевское, Матросовское и другие более мелкие месторождения и залежи нефти. Практически все перечисленные месторождения разрабатываются с поддержанием пластового давления. На многих месторождениях применяются методы и технологии, позволяющие интенсифицировать добычу пластовых флюидов за счет циклического заводнения, различные физико-химические технологии повышения нефтеотдачи, такие как закачка ПАВ, полимерное заводнение, закачка водо-дисперсных систем, водоизоляционных работ и др. Кроме того, применяется довольно обширный комплекс геолого-промысловых обработок призабойной зоны добывающих скважин.

**1. Залежи нефти терригенного девона.** По разработке залежей этого нефтегазосного комплекса накоплен огромный фактический материал,



особенно по пласту D1 Бавлинского месторождения, по которому проводился крупномасштабный эксперимент. Проектирование системы разработки выполнено в 1949 г. под руководством К.Б. Аширова и А.И. Губанова в Гипровостокнефти. Режим месторождения, с учетом данных разведочных скважин и по аналогии с соседним Туймазинским месторождением, был принят упруговодонапорным. Начальное пластовое давление равнялось 17,2 МПа. Начальные дебиты скважин оказались довольно высокими - 100-500 т/сут. Как внутренний, так и внешний контур нефтеносности, проводились ориентировочно.

Вопросы организации промышленного эксперимента по разряжению сетки скважин широко обсуждались на научных конференциях и совещаниях

С 1 мая по 1 июля 1957 г по решению Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений Министерства нефтяной промышленности были осуществлены предварительные исследования по увеличению добычи нефти на 20% с сохранением действующего фонда скважин. Увеличение достигнуто по 78 скважинам.

Результаты проведенных исследований позволили поставить в повестку дня вопросы изучения влияния плотности сетки добывающих скважин на полноту выработки запасов нефти пласта D1.

Промышленный эксперимент должен был решить следующие задачи:

1. Доказать возможность сохранения достигнутого объема добычи нефти из пласта в объеме 10 тыс тонн в сутки при остановке около 50% действующего фонда скважин.

2. Изучить в реальных условиях разработки пласта D1 зависимость нефтеизвлечения от плотности размещения скважин.

Независимо от поставленных задач на месторождении осуществлялся и другой эксперимент по установлению возможности выработки запасов нефти водонефтяной зоны скважинами, расположенными в чисто нефтяной части залежи. Остановку одних скважин и существенное увеличение добычи нефти по другим производили в течение 26 дней.

Всего было остановлено 77 скважин в добывающих рядах с общей суточной добычей нефти около 5 тыс. тонн. По мере продвижения контура нефтеносности, обводнения добывающих скважин первого и второго рядов и выключения их из работы предлагалось вводить в эксплуатацию в обводненной зоне ранее остановленные во время эксперимента скважины. Выключение из эксплуатации окружающих добывающих скважин являлось при этом как бы сигналом, что вся нефть, которая могла быть ими добыта при существующей системе разработки, действительно добыта. Количество нефти, извлеченное из всех экспериментальных скважин, должно соответствовать потерям нефти, связанным с редкой сеткой скважин. Эксперимент подтвердил возможность сохранения достигнутого уровня добычи нефти меньшим числом скважин, однако, отмеченное стало возможным на ранней стадии разработки, при фонтанном способе эксплуатации, наличии резервов добывных возможностей скважин и значительного увеличения депрессии на пласт.

При проектировании разработки пласта D1 Бавлинского месторождения в 1948 году были приняты следующие значения параметров:

пористость, доли ед. . . . .	0.206
проницаемость, мкм <sup>2</sup> . . . . .	0.6
вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с . . . . .	2.22
коэффициент нефтенасыщенности, доли ед:	
• в пределах внутреннего контура нефтеносности . . . . .	0.85
• в водонефтяной части залежи . . . . .	0.7
коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	
• в пределах внутреннего контура нефтеносности . . . . .	0.7
• в водонефтяной части залежи . . . . .	0.5
нефтенасыщенная толщина коллекторов, м:	
• в пределах внутреннего контура нефтеносности . . . . .	15.7
• в водонефтяной части залежи . . . . .	7.5
• вязкость воды, МПа*с . . . . .	1.35
• плотность извлеченной нефти, кг/м <sup>3</sup> . . . . .	0.8457
• общая площадь нефтеносности, га . . . . .	11835
• газовый фактор, м <sup>3</sup> /т. . . . .	65

Была принята система разбуривания кольцевых рядов добывающих скважин к центру залежи с расстоянием между рядами – 400 м, а между скважинами – 500 м.

Поддержание пластового давления, как и на Туймазинском месторождении, проектировалось осуществлять путем законтурного заводнения. Промышленное нагнетание воды в пласт начато в 1952 году.

К 1957 году все месторождение, в основном, было разбурено. Пласт D1 эксплуатировался 189 скважинами, из которых 157 фонтанировали, 32-эксплуатировались с помощью насосных установок СШН и ЭЦН. Около 95% нефти добывалось фонтанным способом.

Под закачкой воды находилось 25 нагнетательных скважин, средневзвешенное пластовое давление в зоне отбора составляло 14,8 МПа, а в целом по залежи – 17.2 МПа. Годовая добыча нефти достигла 3765 тыс.т. при обводненности 3.7%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составлял 5.54%. Быстрый рост добычи нефти прекратился к 1955 г., когда из залежи было отобрано почти 12% от НИЗ.

На 01.01.2004 г. в эксплуатации пребывало 77 ранее остановленных скважин. В результате их эксплуатации получено 10,103 млн. т нефти и 31,9 млн.т воды, водонефтяной фактор – 3.1. 22 скважины с суточной добычей нефти 66 т/сут и обводненностью 98.1% продолжают работать. В целом по залежи без разбуривания ВНЗ и при разряжении сетки скважин возможная нефтеотдача была бы на 12.7% ниже проектной.

По экспериментальной части залежи при сетке 40 га/скв и предельном обводнении нефти в 98 % ожидаемое конечное нефтеизвлечение было принято равным 0.605. Возможные потери в нефтеизвлечении оценивались в пределах 1 – 1.5 %.

Эксперимент подтвердил возможность сохранения достигнутого уровня добычи нефти меньшим числом скважин, однако, отмеченное стало возможным

на ранней стадии разработки, при фонтанном способе эксплуатации, при наличии резерва добычи и значительного увеличения депрессии на пласт(8).

2. Залежи нефти терригенного карбона (бобриковского горизонта). В пределах Бавлинского месторождения выделено 8 блоков со своими геологическими особенностями. Освоение блоков производилось частями по мере их разбуривания (4).

В процессе наращивания добычи нефти до внедрения избирательного заводнения в 1968 г., пластовое давление постепенно снизилось с 11.1 до 7.33 МПа. С внедрением внутриконтурного заводнения пластовое давление начало восстанавливаться. Дебиты скважин быстро увеличивались в 2-3 раза и более. В целом по залежи, до внедрения избирательного заводнения среднегодовой дебит 1 скважины по жидкости составлял всего 12-15 т/сут, а после него – 22-23 т/сут.

Благодаря интенсивному разбуриванию и внедрению избирательного заводнения за короткий срок по залежи был достигнут максимальный уровень добычи нефти составивший 6.1% от НИЗ.

Горизонт разбурен добывающими и нагнетательными скважинами по комбинированной сетке скважин – 460х460м.- в пределах 4-метровой изопачиты и 650х650м. – на участках, где нефтенасыщенная толщина пласта составляет 2 – 4 м. Проектный фонд скважин – 1170 шт.

Система избирательного заводнения предложена сотрудниками ТатНИПИнефти и объединения «Татнефть» в 1965 году. Сущность избирательного заводнения заключается в целенаправленном выборе местоположения нагнетательных скважин с учетом деталей геологического строения продуктивного пласта. Под нагнетание, как правило, выбираются скважины, по максимальному числу пластов связанные с окружающими добывающими скважинами, обладающие лучшей продуктивностью, вскрывшие наиболее полные разрезы, и, по возможности, расположенные ближе к середине песчаной линзы.

В целом по бобриковскому горизонту Бавлинского месторождения добыто 39,6 млн. т нефти и 86,0 млн. т воды при обводненности 68.5% .

По состоянию на 01.01.2004 года на бобриковский горизонт пробурено 775 скважин, под закачкой находятся 62 скважин, переведенных под нагнетание после отработки на нефть. В продуктивные пласты закачано 211820 тыс. м<sup>3</sup> воды. Компенсация отбора жидкости закачкой воды составляет 140%. Средний дебит действующих скважин 3.2 т/сут. по нефти и 16.2 т/сут. по жидкости.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0.315, водонефтяной фактор 2.17.

С целью интенсификации добычи нефти и повышения степени нефтеизвлечения на бобриковской залежи проводились следующие мероприятия.

1. Нестационарное заводнение и смена фильтрационных потоков.
2. Закачка растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ).
3. Закачка различных загустителей.
4. Обработка призабойной зоны пласта.

Всего за время разработки бобриковской залежи Бавлинского месторождения произведено около 700 операций по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов. Дополнительная добыча нефти составила 3,2 млн. т. Расчетное повышение КИН составляет 0,06 пунктов.

**4. Залежи нефти в карбонатных отложениях нижнего карбона.** На большинстве нефтяных месторождений юго-восточной части Южно-Татарского свода залежи бобриковского горизонта в плане почти совпадают с карбонатными залежами верхнетурнейского подъяруса. Ранее эти залежи были выведены в самостоятельные объекты разработки. Этому способствовали и их площади и сосредоточенные в них запасы нефти.

Имеющийся промысловый опыт эксплуатации подобных пластов позволил, в том числе с применением технологий, разработанных диссертантом, выделить несколько направлений для совершенствования технологий выработки запасов нефти в добывающих скважинах (2):

1. Оптимизация давлений нагнетания, при которых будут достигаться максимальные дебиты в добывающих скважинах.
2. Поддержание пластового давления путем закачки воды в водоносную часть залежи.
3. Определение оптимальных параметров циклического воздействия (период, амплитуда) для снижения обводненности продукции.
4. Циклический отбор жидкости в добывающих скважинах.
5. Создание искусственных забойных каверн – накопителей нефти (ИКНН) в призабойной зоне продуктивного пласта.

Пробная эксплуатация скважин верхнетурнейского подъяруса проведена в 1959 году. Она свидетельствовала об очень низкой продуктивности верхнетурнейской залежи. По последнему проектному документу (1994 год) ЦКР утверждено:

1. Бурение комбинированной сетки из горизонтальных и вертикальных скважин с организацией трехрядной системы заводнения.

2. Опробование новых технологий разработки карбонатных коллекторов с закачкой полиакриламида и полимерно-дисперсной системы (ПДС).

3. Проведение на всех объектах разработки нестационарного заводнения.

К этому времени в эксплуатации на карбонатные отложения верхнетурнейского подъяруса находилось 223 скважины, в том числе 203 добывающих, 20 нагнетательных, 49 совместных. Большинство скважин эксплуатировалось с невысокими дебитами нефти (0.1-3 т/сут).

Практически на каждой скважине проводились кислотные обработки. При этом в пласт, как правило, закачивалось 3-10 м<sup>3</sup> соляной кислоты 12-15 %-ной концентрации и после 24-36 часов реагирования скважина запускалась в работу. Эффективность таких обработок была очень низкой: 20-30% успешности. Прирост дебитов не превышал 0.5 – 1 т/сут.

За время эксплуатации из верхнетурнейской залежи отобрано 3,035 млн. т нефти и 4,408 млн. т жидкости, в продуктивные пласты закачано 538.5 тыс. м<sup>3</sup> воды. Эффективность заводнения доказана реальными геолого-промысловыми данными.

### 5. Залежи нефти в локально нефтеносных горизонтах девона и карбона.

До недавнего времени залежи нефти в локально нефтеносных горизонтах опробовались и осваивались в основном возвратным фондом скважин. В настоящее время значительно активизирована разработка залежей нефти алексинского горизонта Бавлинского месторождения, фаменской и турнейской залежей Тат Кандызского, Урусамакского, Алексеевского и Матросовского месторождений нефти.

Показателен в этом отношении пример Алексеевского месторождения Сулинской группы. До 1996 года месторождение эксплуатировалось 96 скважинами с годовой добычей нефти около 8 тыс. т. Интенсификация добычи нефти за счёт применения новых, разработанных диссертантом технологий (в основном, создание забойных каверн – накопителей нефти) в комплексе с технологиями повышения нефтеотдачи пластов, позволили в сравнительно короткий срок увеличить добычу до 146.0 тыс. т в год (таблица 2).

Табл. 2

Показатели разработки Алексеевского месторождения

№№ п/п	показатели	1988 факт	1999 факт	2000 факт	2001 факт	2002 факт	2003 факт	2004 факт
1	добыча нефти, тыс. т	7.8	45.4	65.5	94.0	112.9	130.7	146.0
2	жидкости, тыс. т	24.4	62.4	98.3	134.7	155.9	193.8	205.6
3	эксплуатац. фонд, скв.	14	19	49	69	84	86	96
4	нагнетательн. фонд, скв.	0	0	0	0	0	0	1
5	дебит нефти, т/сут	1.5	6	5.5	5	4.3	4.7	4.8
6	дебит жидкости, т/сут	1.8	8.3	8.2	7.2	7	7	6.8
7	накоплен. добыча нефти с начала разработки, тыс. т.	524.1	569.5	635.0	728.9	841.8	972.5	1118.5

### Физико-химические свойства нефтей и их изменение в процессе разработки.

Условия формирования скоплений углеводородов, как и формы их нахождения в природе, сложны и разнообразны. В процессе разработки эти различия еще более подчеркиваются, при этом подразумевается:

- характер изменений свойств нефти в региональном плане и аномалии на фоне выявленных закономерностей;
- характер изменений свойств нефти по разрезу месторождения – из-за неоднозначности их поведения вблизи водо-нефтяного контакта.

Диссертантом установлено, что происходят процессы преобразования вещества продуктивных пластов под воздействием нефти и продуктов ее превращения. Под воздействием окислительно-восстановительной реакции появляются новообразования минералов во вмещающих породах.

Палеотектонический анализ дает возможность датирования некоторых, происходящих в пласте физико-химических процессов, в которых всегда есть индикаторы-спутники формирования залежей нефти. Этот комплекс методов, необходимый для реконструкции истории формирования скоплений углеводородов, должен включать в себя методы, которые позволяют определять:

- историю формирования ловушки;
- последовательность и динамику происходивших фазовых переходов и термодинамических процессов,
- характер и природу изменения минералов насыщающих коллекторы флюидов
- их датирование.

На примере залежей пашийского горизонта, где сосредоточены основные запасы нефти, автором показано, что процесс аккумуляции углеводородов был многоэтапным и растянутым во времени:

- по данным палеотектонического анализа этот процесс начался в позднее среднекаменноугольного времени, когда здесь впервые наметилась положительная структура инверсионного типа;
- магнито-минералогические и палеомагнитные исследования пород-коллекторов указали на неогеновый период как время последнего этапа миграции нефти;
- свойства пластовых нефтей местождений юго-восточной части Южно-Татарского свода связаны со временем заложения структур - по залежам, приуроченным к структурам позднего заложения нефти самые легкие, маловязкие, а на участках территорий без существенной переработки структурного плана в постпалеозойское время, они имеют характерные для нефтей карбона свойства.

**Структура запасов нефти и перспективы их прироста.** За многолетнюю историю разведки и разработки рассматриваемой территории запасы нефти оценивались неоднократно по мере изучения нефтеносности осадочной толщи, петрографической характеристики коллекторов продуктивных горизонтов и уточнения особенностей их геологического строения по площади и по разрезу. Так, например, изменялись запасы по Бавлинскому нефтяному месторождению (табл.3).

Табл.3

Динамика запасов нефти Бавлинского месторождения

Показатели	даты подсчета		
	1954г.	1967г.	1977г.
площадь нефтеносности, га	11835	11760	11625
нефтенасыщенная толщина, м	6.5	7.0	8.0
объем нефтенасыщенных пород, т.мЗ	772201	823357	928684
коэффициент пористости, доли ед.	0.206	0.221	0.213
коэффициент нефтенасыщен. д. ед	0.825	0.902	0.878

плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	845	845	843
пересчетный коэффициент, доли ед.	0.844	0.834	0.840
балансовые запасы, тыс. т	93617	116433	123997
коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0.672	0.597	0.593
извлекаемые запасы, тыс. т	62918	69580	73582
газонасыщенность, м <sup>3</sup> /т	60.0	67.0	75.7
балансовые запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	5617	7801	9387

Прирост запасов достигался, в основном, за счет совершенствования и повышения эффективности геолого-разведочных работ и применения комплексной методики их проведения. Систематизация геолого-геофизических материалов по ранее пробуренным скважинам с учетом полученных новых геологических и промысловых данных позволила выделить в разрезе перспективные объекты и оценить по ним запасы различных категорий.

В процессе дальнейшего разбуривания и уточнения геологического строения, подтверждения промышленной нефтеносности ряда горизонтов запасы нефтяных месторождений рассматриваемой территории неоднократно переоценивались с использованием новейших данных, подтверждавших благоприятное изменение геологического строения продуктивных горизонтов. В последующие годы наряду с интенсивной разработкой основных объектов велась активная доразведка и осуществлялся прирост запасов нефти различных категорий. В ТаТНИПИнефти были разработаны и апробированы методики по определению коллекторских свойств продуктивных отложений, решены вопросы интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований в карбонатных коллекторах. Фонд пробуренных скважин составлял более 1000 ед. В результате их бурения уточнены границы продуктивных отложений.

В конечном итоге, запасы нефти Бавлинского месторождения по состоянию на 01.01.2004 г. составляют 265.6 млн.тонн балансовых и 125.4 млн.тонн извлекаемых.

Полученные геолого-геофизические данные свидетельствуют не только об усложнении условий разработки месторождений, но и указывают на необходимость поиска эффективных технологических и технических решений для интенсификации эксплуатации оставшихся запасов. Практически на всех месторождениях юго-восточной части ЮТС большая доля запасов содержится в карбонатных коллекторах.

В третьей главе диссертационной работы определена роль залежей нефти в карбонатных коллекторах на современном этапе эксплуатации месторождений юго-востока Южно-Татарского свода и пути повышения эффективности их разработки.

Карбонатные толщи палеозоя Урало-Поволжья, слагающие до 80% осадочного чехла и содержащие около 1/3 начальных суммарных ресурсов нефти, являются основным резервом нефтяной промышленности региона.

Актуальна проблема освоения ресурсов нефти карбонатных отложений для нефтедобывающей промышленности РФ, как, например, ввод в разработку так называемых верхних горизонтов, а также многочисленных небольших месторождений, где в карбонатных коллекторах содержится 20-70% геологических запасов нефти. Только по Татарстану в карбонатных коллекторах содержится более 1.3 млрд. тонн геологических запасов нефти, что составляет около 18% суммарных начальных и 25% от остаточных разведанных запасов нефти. Однако, за весь период разработки от них всего добыто около 20 млн. тонн или немногим менее 1% от суммарной добычи по Республике.

На Бавлинском месторождении, как и на ряде других месторождений Сулинской группы, до сих пор имеются локальные залежи нефти в карбонатных коллекторах, не введенные в активную промышленную разработку (средние и мелкие залежи разрабатываемых месторождений) :

Бавлинское месторождение: (данково-лебединский, черепетский, кизеловский, алексинский), Алексеевское, Урус-Тамакское, Тат-Кандызское, Магросовское.

Запасы этих месторождений известны, на многие из них составлена проектная документация

К настоящему времени накоплен достаточно обширный материал по интенсификации их разработки и повышению степени нефтеизвлечения из этих месторождений.

Залежи нефти в алексинском горизонте Бавлинского месторождения вскрыты перфорацией в единичных скважинах.

Для залежи нефти в кизеловском горизонте Бавлинского месторождения проектом предусмотрено:

- разбуривание по квадратной сетке скважин (400x400 м) в пределах 4-х метровой нефтенасыщенной толщины;
- 3-х рядная система заводнения;
- создание на забоях скважин ИКНН;
- бурение горизонтальных скважин
- режим работы: забойное давление в добывающих скважинах – 3-4 МПа;
- давление на устье нагнетательных скважин – 7-9 МПа;
- компенсация отбора жидкости закачкой воды – 150 %.

В четвертой главе диссертационной работы приведены пути повышения эффективности разработки залежей нефти в терригенных и карбонатных коллекторах

Опытно-промышленные работы по эффективной выработке запасов нефти из карбонатных коллекторов. Для создания эффективной технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на Бавлинском месторождении при непосредственном участии диссертанта проводились опытно-промышленные работы (ОПР), направленные на отработку наиболее доступных гидродинамических методов воздействия в сочетании с различными новыми технологиями (2).

В ходе ОПР решались следующие основные задачи:



1. Влияние плотности сетки скважин на эффективность разработки в условиях сложного геологического строения продуктивных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью;
2. отработка системы воздействия на пласт;
3. определение степени влияния закачки воды на технологические показатели разработки;
4. оценка влияния забойных каверн-накопителей нефти на интенсификацию добычи и нефтеизвлечение;
5. определение эффективности нестационарного заводнения и перемены направления фильтрационных потоков жидкости в пласте;
6. оценка эффективности применения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов;
7. влияние способов вскрытия пластов на дебиты скважин;

Выделено несколько участков верхнетурнейской залежи, где применялись различные технологии воздействия на карбонатные пласты кизеловского горизонта.

В 1998 г. на скважинах кизеловского горизонта начали применять уже упоминавшийся, разработанный в Самарском политехническом институте группой авторов под руководством К.Б.Аширова, более эффективный метод воздействия на карбонатные коллектора - создание в призабойной зоне пласта искусственных каверн-накопителей нефти - ИКНН, преобразованный диссертантом (патенты (6)). На первых скважинах, обработанных по этой технологии, получили хорошие результаты: дебит нефти после ОПЗ увеличился с 1т/сут. до 8-10т/сут. с очень продолжительным эффектом. Постепенно метод начали внедрять на многих скважинах в различных модификациях и изменениях.

В результате лабораторных исследований по определению скорости растворения карбонатов установлено, что при прочих равных условиях скорость растворения увеличивается в несколько раз при динамическом режиме растворения. Следовательно, в условиях пласта необходимо создавать такие же режимы, при которых постоянно происходило бы разрушение экранирующего слоя на поверхности пор. Это обеспечит постоянный приток свежих порций кислоты на границу ее контакта с породой, а при снижении давления на забое скважины во время обработок призабойной зоны относительно первоначального – вынос продуктов реакции из пласта.

Поэтому диссертантом и предложена технология комплексного соляно-кислотного воздействия на карбонатные пласты, включающая:

- предварительную подготовку призабойной зоны пласта, очистку порово-трещинных каналов от тяжелых компонентов нефти;
- эффективную очистку ствола скважины и призабойной зоны после каждого цикла воздействия.

Вышеизложенное достигается следующим образом:

- в скважину спускается устройство для импульсно-депресссионного воздействия (патент РФ № 2117145 от 10.08 1998г) на насосно-

компрессорных трубах (НКТ); башмак НКТ устанавливается на 1.5-2 м от забоя скважины;

- закачивается 10-12 м<sup>3</sup> растворителя тяжелых компонентов (например, дистиллят) при открытом затрубном пространстве;
- оставляют скважину в покое на 12 часов. При этом растворитель обеспечивает частичную очистку порового пространства от смолистых, парафиновых и других частиц;
- при открытом затрубном пространстве закачивают около 1м<sup>3</sup> 27%-ной соляной кислоты и дают возможность отреагировать кислоте в течение 1.5-2 часов;
- подъемным агрегатом ( А-50, Азинмаш –37 и др.) проводят импульсно-депресссионное воздействие с одновременным дренированием продуктов реакции в желобную систему;
- переводят устройство на режим «обыкновенного» штангового насоса и производят откачку продуктов реакции;
- при проведении второго цикла объем кислоты увеличивают на 20% и производят те же операции;
- при каждом цикле (а их может быть до 10) объем кислоты увеличивают на 20%;
- после завершения ОПЗ промывают скважину нефтью, извлекают ударно-депресссионное устройство и пускают скважину в эксплуатацию.

По данной технологии проведено более 350 обработок призабойной зоны, из них – 280 (80%) успешных. Технологическая эффективность, оцениваемая приростом дебита скважины по нефти, составила около 3,8 т/сут на 1 скважину. Продолжительность эффекта – более 700 суток, около 200 скважин (57%) работают с увеличенным дебитом до сих пор.

Результаты ОПР показали отсутствие влияния заводнения на эффективность разработки карбонатных коллекторов при достаточно больших расстояниях между скважинами и отсутствие влияния заводнения на эффективность разработки карбонатных коллекторов при достаточно больших расстояниях между скважинами.

Организация заводнения и закачка оторочки соляной кислоты на последних 4-х участках положительно отразились на работе всех добывающих скважин. Дебит одной добывающей скважины увеличился до 4.7 т/сут, обводненность продукции снизилась, пластовое давление поднялось до 7.8 МПа. Ожидаемый коэффициент нефтеизвлечения повысился на 10-15 %.

На основании анализа разработки опытных участков можно утверждать, что разбуривание участка достаточно плотной сеткой скважин с организацией заводнения и применение стимуляции добывающих и нагнетательных скважин обеспечивают существенное повышение коэффициента нефтеизвлечения и текущих дебитов скважин

Проведенные работы по заводнению карбонатных коллекторов позволили:

- повысить дебиты скважин и по нефти и по жидкости, причем скважины, находящиеся на более близких расстояниях от нагнетательных, реагируют на закачку более значительно, чем удаленные;

- увеличить вовлеченные запасы - нефтеизвлечение возрастает на 10-15% (абсолютных).

Полученные результаты заводнения карбонатных пластов позволяют рекомендовать технологию заводнения для практической реализации в карбонатных объектах.

#### **Создание систем разработки с применением горизонтальных скважин.**

Наряду с такими известными способами стимуляции, как гидравлический разрыв призабойной зоны пласта, большие возможности имеет бурение наклонно-направленных, горизонтальных (ГС), многозбойных скважин.

В области интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, пока нет более привлекательной идеи, чем идея широкого применения ГС для разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

Общепризнанными преимуществами применения ГС являются возможность существенного сокращения числа скважин и снижение, вследствие этого, объема капитальных вложений, увеличение текущей добычи нефти и нефтеизвлечения за счет повышения коэффициента охвата. Важным достоинством систем разработки нефтяных месторождений с ГС представляется возможность кустования большего числа скважин, что особенно важно для решения экологических проблем.

Следует сказать, что ГС могут использоваться на любой стадии разработки различных по типу и условиям залегания залежей нефти. При этом горизонтальное расположение позволяет увеличить отбор нефти при явлениях конусообразования с менее жесткими требованиями по критической скорости подъема водонефтяного контакта. При проводке ГС увеличивается вероятность пересечения естественных вертикальных трещин в продуктивном пласте.

Горизонтальные скважины могут найти применение как в блоковых системах, так и в системах с однорядным и трехрядным размещением скважин. Нагнетательные скважины могут быть как вертикальные так и горизонтальные.

В расчетах горизонтальный ствол скважины должен представляться как некоторая перфорированная труба с распределенным притоком по ее длине в случае добывающей скважины и расходом - в случае нагнетательной. В залежах массивного типа, подстилаемых подошвенной водой, профиль горизонтального ствола должен быть нисходящей конфигурации.

В 1992 г. с учетом рекомендаций диссертанта в АО «Татнефть» было продолжено бурение горизонтальных скважин. Целью бурения горизонтальных скважин было дальнейшая отработка техники и технологии буровых работ, а также определение эффективности их применения. Объектами горизонтального бурения выбраны карбонатные отложения башкирского и турнейского ярусов. Все скважины пробурены как добывающие. Конструкция низа скважин различная: с открытым забоем, с перфорированным хвостовиком, со спуском эксплуатационной колонны до забоя со специальными магниевыми заглушками.

Длина горизонтальной части ствола в карбонатном коллекторе 198-351 м. В процессе освоения были получены дебиты скважин от 0.3 до 22.8 т/сут.

Проводившиеся затем работы по обработке призабойной зоны пласта позволили увеличить дебит их до 10 раз.

Горизонтальные скважины используются также для выработки залежей, расположенных в санитарно – защитных зонах

Полученные результаты обнадеживающие. Для получения больших дебитов со стабильным удержанием их во времени в будущем предусматривается организация поддержания пластового давления.

### **Перспективы применения новых методов повышения нефтеотдачи пластов.**

Одним из наиболее экономичных и простых методов увеличения охвата запасов нефти неоднородных пластов активной разработкой является **нестационарное заводнение со сменой направления фильтрационных потоков**. Теоретическое обоснование метода подробно изложено в работах и патентах (3,16,21,25, патенты: 6,7,11,12 13).

В процессе экспериментов изучались влияние продолжительности полного цикла, соотношения периодов снижения и восстановления закачки на прирост добычи нефти по сравнению с прогнозной.

В результате промысловых испытаний под руководством диссертанта была разработана технология силового циклического воздействия на пласт (3).

Технология внедрена в 1981 году на бобриковской залежи Бавлинского месторождения, где получены положительные результаты.

Сущность разработанной технологии заключается в возможности создания в пласте значительных колебаний давления путем закачки в пласт оторочек реагентов с различной вязкостью и нефтевымывающей способностью. Циклы чередующейся закачки с различной вязкостью повторяются, образуя непрерывный физико – химический циклический процесс вытеснения. Таким образом, нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков позволяет существенно снизить темпы обводнения залежей нефти, сократить добычу воды и увеличить нефтеотдачу пластов.

**Третичные методы.** На месторождениях юго-востока Татарстана прошли испытания 14 технологий по физико-химическому воздействию на продуктивные пласты. Наибольшее развитие получили такие методы, как закачка слабо- и высококонцентрированных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), внутрипластовое сульфирование нефти, закачка полимерно дисперсных систем (ПДС) и полимерное заводнение.

**Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ).** В результате закачки растворов ПАВ увеличивается коэффициент вытеснения, уменьшается количество остаточной нефти, снижается давление нагнетания. По данным БаиНИПИнефти применение 0,05%-ного раствора ПАВ типа ОП-10 позволяет увеличивать коэффициент нефтеизвлечения на 7-10%.

**Внутрипластовое сульфирование нефти.** Технология повышения нефтеотдачи пластов с использованием отходов нефтехимического производства – алкиллированной серной кислоты (АСК), разработана ТатНИПИнефтью и широко применялась на промыслах АО «Татнефть». Технология применяется как в условиях первичного вытеснения, так и в частично заводненных пластах терригенного девона и нижнего карбона.

Существует несколько модифицированных технологий с применением АСК: АСК+ ПАВ, АСК+НЕФТЬ, АСК+НСЛ и др.

**Применение полимерно-дисперсных систем.** Перспективным направлением в области повышения нефтеотдачи пластов Бавлинского месторождения, обводненных закачиваемыми водами, применение полимерно-дисперсных систем (ПДС) на основе гидролизованного полиакриламида (ПАА) и глинистой суспензии. Сущность технологии заключается в чередующейся закачке в промытые зоны пластов порций низкоконцентрированных растворов ПАА и глинистой суспензии. Флокулирующее действие полимера и адсорбция его на стенках пор приводит к осаждению глинистой суспензии с образованием устойчивой массы, снижающей проницаемость промытых зон пласта. В результате в разработку подключаются низкопроницаемые пропластки и зоны, снижается объем добываемой воды и увеличивается добыча нефти. Концентрация полиакриламида – 0.05-0.10%. Удельный расход ПДС на 1 м. толщины пласта составляет 200-300 м<sup>3</sup>/сут. Содержащие глинопорошка в 1 м<sup>3</sup> суспензии 60-90кг. Технологическая эффективность составляет в среднем 2920 т на 1 т закачанного реагента.

**Полимерное заводнение.** Заслуживает внимания технология с применением составов на основе эфиров целлюлозы, разработанная в ТатНИПИнефти. Эфиры целлюлозы легко растворяются в горячей и холодной воде с различной минерализацией. Водные растворы этих реагентов обладают большой связывающей, эмульгирующей, диспергирующей, смачивающей и адгезионной способностью.

В определенных пластовых условиях эфиры целлюлозы могут образовывать высоковязкие растворы и гидрогели, которые блокируют промытые закачиваемой водой зоны. В результате происходит перераспределение фильтрационных потоков и вытеснение нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных зон и пропластков.

Комплексного воздействия на продуктивный пласт можно добиться сочетанием различных по оказываемому эффекту реагентов.

### Заключение

В результате проведенных исследований по теме диссертационной работы получены следующие основные выводы и результаты:

1. Нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков при целенаправленном выборе местоположения нагнетательных скважин в условиях неравномерного развития коллекторов в бобриковском горизонте дает возможность существенно снизить темпы обводнения залежей нефти, сократить добычу воды и увеличить нефтеотдачу пластов.

2. Создание искусственных каверн-накопителей позволяет увеличить темп разработки и нефтеизвлечения из карбонатных отложений.

3. Для повышения темпов разработки трещиноватых карбонатных коллекторов эффективно сгущение сетки скважин с применением внутритриктурного заводнения

4 В терригенных коллекторах высокоэффективным методом повышения нефтеотдачи пластов является применение алкиллированной серной кислоты (АСК) в различных модификациях.

5. Для выравнивания фронта вытеснения нефти из терригенных коллекторов по промысловым данным эффективно применение полимерного заводнения на основе эфиров целлюлозы.

**Основные работы опубликованы в следующих работах по теме диссертации.**

1 Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б. Иванов А.И. и другие. Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения.- М.: ВНИИОЭНГ, 1996. -440 с.

2 Артемьев В.Н, Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т.1. Скважина - промысловый сбор - ППД - М.: Нефтегазтехнология, 2004.-413 с.

3 Хисамутдинов Н.И, Ибрагимов Г.З., Телин А.Г., Иванов А.И. и другие. Опыт применения физико-химического циклического заводнения для повышения нефтеотдачи пластов.- М.: ВНИИОЭНГ, 1991. -79с.

4 Полуян И.Г., Гайнаншина А.М., Иванов А.И. Анализ разработки бобриковского горизонта Бавлинского месторождения //Материалы научно-практической конференции «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений Татарии на поздней стадии».-Альметьевск, 1981 – С.66-74.

5 Сивухин А.А., Зарипов И.З., Иванов А.И. Обработка призабойной зоны пластов добывающих скважин растворителем без подъема подземного оборудования //Нефтепромысловое дело.- 1981.- №6 - С.27-31.

6. Орлов Г.А., Гарифов К.М, Волков Ю.В., Иванов А.И. Повышение продуктивности нефтяных скважин в карбонатных коллекторах //Нефтяное хозяйство.-1984.-№7.- С.61-64.

7 Воронцов В.М., Корженевский А.Г, Лобанов Б.С., Иванов А.И. и другие. Об эффективности обработки призабойной зоны скважин //Нефтяное хозяйство.- 1984 -№7.- С.34-36

8. Воронцов В М., Иванов А.И., Марданов М.Ш., Хамзин К.А. и другие. Интенсификация эксплуатации скважин с применением методов воздействия на призабойную зону //Нефтяное хозяйство.-1987.-№2.- С.60-62.

9 Кормильцев Ю.В., Иванов А.И. Построение и применение карт текущей нефтенасыщенности пластов на месторождениях Татарстана //Тезисы докладов научно-практической конференции, посвященной 50-летию Татарской нефти - Альметьевск, 1993.- С.117.

10. Волков Ю.А., Касимов Р.С, Иванов А И., Розенберг И.Б. и другие. О некоторых результатах комплексного изучения промышленной нефтеносности верхнетурнейских пластов-коллекторов Бавлинского месторождения нефти //Материалы научно-практической конференции “Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов”.- Альметьевск, 1994.- С.148-150.

11. Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Абдулмазитов Р.Г., Иванов А.И. Экспериментальная разработка Бавлинского нефтяного месторождения. Нефтяное хозяйство.- 1996.- № 12.- С.28-30.

12. Иванов А.И., Ханнанов Р.Г., Исмагилов О.З., Грезина О.А. Особенности эксплуатации горизонтальных скважин в ИГДУ «Бавлынефть» //Материалы семинара-дискуссии "Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование".- Казань, 1999.- С. 80-82.

13. Иванов А.И. Некоторые результаты бурения и эксплуатации горизонтальных скважин в ИГДУ «Бавлынефть» //Материалы семинара – дискуссии “Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами” - Казань, 1998.- С.22-26.

14. Волков Ю.А., Иванов А.И., Любарская О.Ю., Насыбуллин И.М. и другие. Изучение динамики формирования окисленных нефтей в слоисто-неоднородных пластах при их эксплуатации //Материалы Второго Международного симпозиума «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения».-Санкт-Петербург, 1997.- С.36.

15. Иванов А.И., Коробков А.М., Белов Е.Г., Мухометдинов Н.Н. и другие. Анализ, опыт и перспективы применения высокометаллинизированных составов для обработки призабойной зоны пласта в целях интенсификации добычи нефти //Материалы семинара-дискуссии «Концептуальные вопросы развития комплекса «Нефтедобыча-нефтепереработка-нефтехимия» в регионе в связи с увеличением доли тяжелых, высокосернистых нефтей».- Казань, 1997.- С.64.

16. Иванов А.И., Касимов Р.С., Шакиров А.Н. К вопросу построения геологической модели карбонатного коллектора под размещение горизонтальных скважин //Тезисы докладов 2-го международного семинара «Горизонтальные скважины».- Москва, 1997.- С.41.

17. Иванов А.И., Шакиров А.Н., Исмагилов О.З. Роль разломов кристаллического фундамента в формировании залежей нефти на Сулинской площади //Труды научно практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения «Перспективы нефтегазоносности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона».- Казань, 1998.-С.76-78.

18. Хавкин А.Я., Волков Ю.А., Иванов А.И., Розенберг И.Б. Анализ технологической эффективности разработки пласта Д<sub>4</sub> Бавлинского месторождения //Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий.-Казань, 1998.-С.325-328.

19. Иванов А.И. Опыт применения волновых методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях ИГДУ «Бавлынефть» //Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий.-Казань, 1998.- С.248-250

20. Панарин А.Т., Шакиров А.Н., Улановский Э.И., Иванов А.И. Экспертная оценка оперативного контроля разработки нефтяных месторождений //Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона.-Казань, 1998.-С.156-158.

21 Ганиев Г.Г., Абдулмазитов Р.Г., Иванов А.И. Пути повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов Бавлинского месторождения нефти //Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий.-Казань, 1998.- С.318-320.

22 Муслимов Р.Х., Иванов А.И., Волков Ю.А., Розенберг И.Б. и другие. Новые подходы к построению геологической модели карбонатного коллектора на основе усовершенствования интерпретации ГИС. //Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона.-Казань, 1998.- С.355-359.

23 Губайдуллин А.А., Козина Е.А., Шакиров А.Н., Иванов А.И. Физико-литологическая модель пластов высокого (ВС) и низкого (НС) сопротивления верхнетурнейской залежи Бавлинского месторождения //Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона.- Казань, 1998.- С.361-363

24 Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Иванов А.И., Хисамов Р.С. и другие. Геолого-гидродинамический метод повышения нефтеотдачи карбонатных залежей //Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона.-Казань, 1998.- С.104-107.

25 Чиркин И.А., Файзуллин И.С., Панарин А.Т. Иванов А.И. Изучение трещиноватости карбонатных коллекторов методом сейсмолокации бокового обзора //Материалы I Всероссийской геофизической конференции – ярмарки “Техэкогеофизика – новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке”.-Ухта, 2002.- С.105-108.

26 Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Иванов А.И., Ювченко Н.В. и другие. Учет структурно-литологической неоднородности продуктивных горизонтов при выборе селективных методов увеличения нефтеотдачи //Тр. 12-го Европейского симпозиума “Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти” - Казань, 2003.- С.576-577.

27 Мандрик И.Э., Гузеев В.В., Пичугин О.Н., Иванов А.И. и другие. Гидравлический разрыв пласта – основной метод повышения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» // Тр. 12-го Европейского симпозиума “Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти”.-Казань, 2003.- С.367-369.

28. Новиков А.А., Мандрик И.Э., Иванов А.И., Гузеев В.В. и другие. Основные направления оптимизации разработки нефтяных месторождений //Труды Международного технологического симпозиума “Интенсификация добычи нефти и газа”.-Москва, 2003.- С.17-20.

29 Мухаметшин Р.З., Иванов А.И. Об индикации процессов формирования нефтяных месторождений //Материалы седьмой Международной конференции “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Актуальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа”.- Москва, 2004 - С.354-357.

30. Иванов А.И., Фаткуллин А.А. Результаты применения технологий ПНП на поздней стадии разработки в нефтяной Компании «ЛУКОЙЛ» //Тр. Международного технологического симпозиума “Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений” .- Москва, 2004.- С.343-349.

31. Мухаметшин Р.З., Иванов А.И., Якимова И.А., Успенский Б.В. и другие.



Особенности формирования скоплений нефтидов в нижнепермских отложениях Южно-Татарского свода //V Конгресс нефтегазопромышленников России.- Казань, 2004.- С.78.

### Патенты

1. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Иванов А.И., Чириков Ю.Ю. Способ разработки нефтяной залежи, сложенной неоднородными по проницаемости пластами / Пат. 1083659 (Россия). Оpubл. 01.12.1983.

2. Хисамутдинов Н.И., Иванов А.И. Способ разработки нефтяной залежи, сложенной неоднородными пластами / Пат. 1149673 (Россия). Оpubл. 08.12.1984.

3. Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Муслимов Р.Х., Иванов А.И., Нафиков А.З., Ахметзянов Р.Х. Способ разработки нефтяного месторождения с разнопроницаемыми карбонатными коллекторами / Пат. 1833456 (Россия). Оpubл. 07.08.1993.

4. Кузнецов А.И., Ганиев Г.Г., Муслимов Р.Х., Иванов А.И. Способ обработки призабойной зоны скважины и устройство для его осуществления / Пат. 2072423 (Россия). Оpubл. 27.01.1997.

5. Ганиев Г.Г., Абдулмазитов Р.Г., Иванов А.И. Способ разработки неоднородного нефтяного месторождения / Пат. 2117142 (Россия). Оpubл. 10.08.1998.

6. Сулейманов Э.И., Иванов А.И., Ганиев Г.Г., Валеев М.Х., Сивухин А.А. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины / Пат. 2117145 (Россия). Оpubл. 10.08.1998.

7. Иванов А.И., Ганиев Г.Г., Валеев М.Х., Сивухин А.А., Сулейманов Э.И. Способ обработки призабойной зоны скважины / Пат. 2117151 (Россия) Оpubл. 10.08.1998.

8. Иванов А.И., Ганиев Г.Г., Абдулмазитов Р.Г. Способ разработки нефтяного месторождения / Пат. 2121058 (Россия). Оpubл. 27.10.1998.

9. Иванов А.И., Вафин Р.В., Сивухин А.А., Валеев М.Х. Способ воздействия на продуктивный пласт и устройство для его осуществления / Пат. 2188310 (Россия). Оpubл. 27.08.2002.

10. Иванов А.И., Вафин Р.В., Сивухин А.А., Валеев М.Х., Шагапов Г.Ш. Способ обработки призабойной зоны скважины и устройство для его осуществления / Пат. 2189440 (Россия). Оpubл. 20.09.2002.

11. Иванов А.И., Ибрагимов И.Г., Ганиев Г.Г., Валеев М.Х., Сивухин А.А. Способ обработки призабойной зоны пласта горизонтального ствола скважины и устройство для его осуществления / Решение о выдаче патента на изобретение от 11.01.2004.

12. Иванов А.И., Ибрагимов И.Г., Ганиев Г.Г., Валеев М.Х., Сивухин А.А. Способ воздействия на продуктивный пласт и устройство для его осуществления / Решение о выдаче патента на изобретение от 11.01.2004.

13. Иванов А.И., Ибрагимов И.Г., Ганиев Г.Г., Валеев М.Х., Сивухин А.А. Способ разработки нефтяной залежи / Решение о выдаче патента на изобретение от 11.01.2004.

14. Иванов А.И., Садриев А.М., Муслимов Р.Х., Сулейманов Э.И., Садриев Ф.А. Способ разработки нефтяных пластов с послойной неоднородной проницаемостью / Пат. 2157884 (Россия). Оpubл. 20.10.2000.

Сопискатель  А.И. Иванов

Лицензия на издательскую деятельность № Б848184 от 21 04 99 г

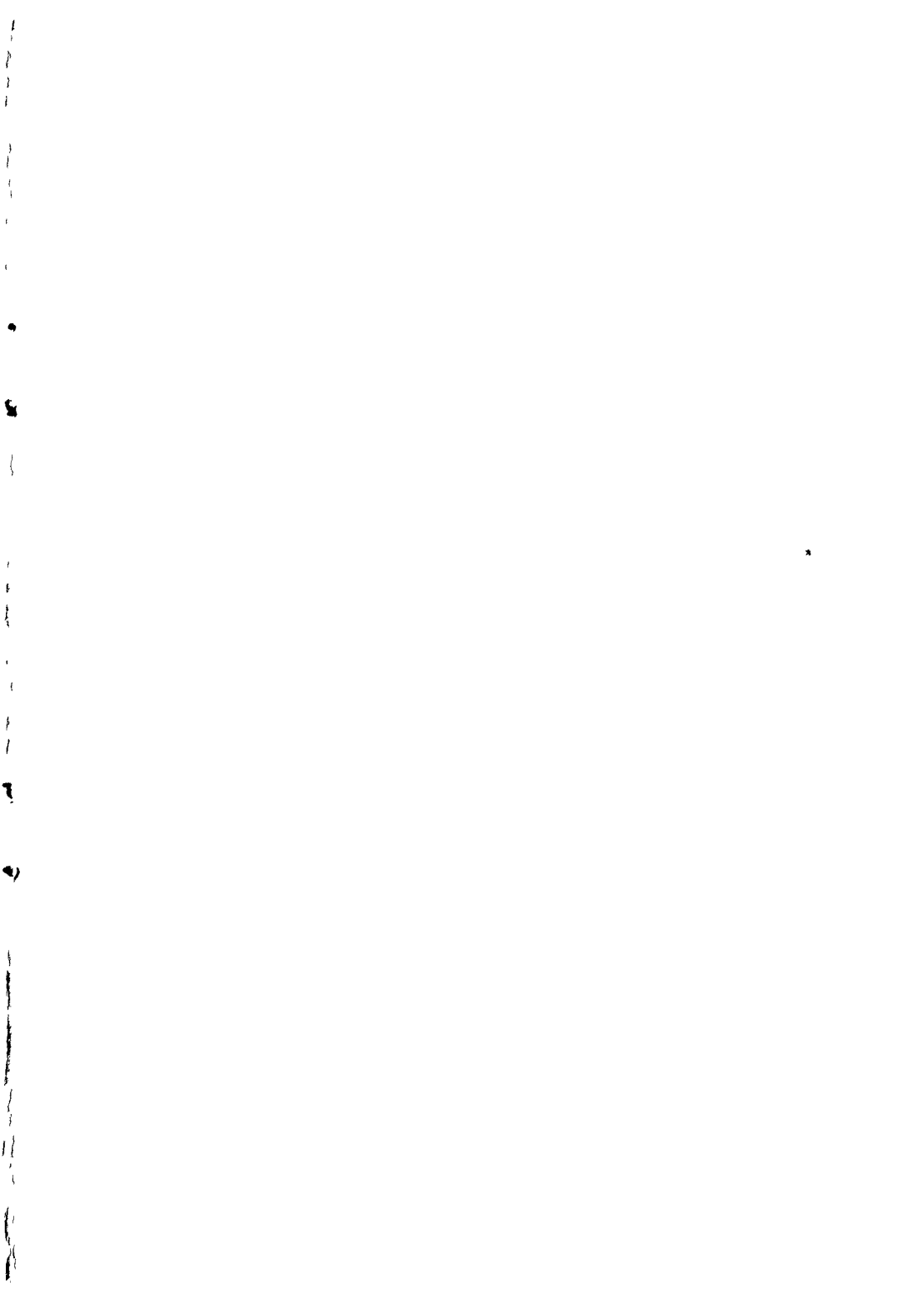
Подписано в печать 18 11 2005 г

Формат 60x84<sup>1/16</sup> Усл печ л 1,39 Бумага офсетная

Гарнитура Times Тираж 100 экз Заказ № 05-28.

Печать методом ризографии

Гипография ГУП НИИБЖД РБ  
450005, Уфа, ул 8 Марта, 12/1.



2006A

---

535

# - - 535