

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Н.И. Никонов

**РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС
ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ**

КУРС ЛЕКЦИЙ

Ухта 2006

УДК 550.812.1:553.98

Н 64

Никонов, Н.И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ [Текст]: курс лекций / Н.И. Никонов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 312 с.

ISBN 5-88179-416-8

Учебное издание «Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ» подготовлено для студентов специальности «Геология нефти и газа» по программе курса, утвержденной 25.06.91 г. УМО по высшему нефтегазовому образованию.

В учебном издании приведены сведения о современных основах применения рационального комплекса и оптимального объема геолого-геофизических и буровых работ на всех этапах и стадиях поисково-разведочного процесса на нефть и газ в различных геологических условиях.

Настоящее учебное издание подготовлено преимущественно на основе инструкций и методических указаний, регламентирующих поисково-разведочный процесс. Во всех разделах даны ссылки на применяемые инструкции. Отдельные разделы подготовлено по материалам опубликованных статей и докладов. Учитывая, что студенты будут работать преимущественно в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в учебном пособии даны материалы по поискам и разведке залежей нефти и газа в этом регионе. Единичные разделы приведены в полном объеме из учебников Г.А. Габриэлянца и А.А. Бакирова.

Кратко освещены методы полевой геофизики, геофизических исследований в скважинах, бурения нефтяных и газовых скважин.

Рекомендуется для студентов-геологов поисково-разведочной специализации по нефти и газу, а также для широкого круга геологов, занимающихся поисками и разведкой нефти и газа.

Рецензент: Антонов Виктор Иванович, начальник геологического отдела ОАО «Севергазпром».

© Ухтинский государственный технический университет, 2006

© Никонов Н.И., 2006

ISBN 5-88179-416-8

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	6
Глава 1. Методологические основы геолого-разведочного процесса	7
1.1. Этапы и стадии геолого-разведочных работ на нефть и газ	7
1.2. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов	9
1.2.1. Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа.....	10
1.2.2. Группы запасов нефти и газа	12
1.2.3. Резервы углеводородов	13
1.3. Классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений	13
Глава 2. Региональный этап геолого-разведочных работ	19
2.1. Общие требования к проведению региональных геолого-геофизических работ	22
2.2. Комплекс региональных геологических исследований	23
2.3. Глубинное исследование осадочного чехла и континентальной коры	30
2.3.1. Сейсмологическое и гравитационное зондирование консолидированной части коры и верхней мантии	30
2.3.2. Глубинное сейсмическое зондирование. Программа «Глобус».....	33
2.3.3. Исследование осадочного чехла и континентальной коры с помощью сверхглубокого бурения	34
2.4. Региональные геофизические исследования	35
2.5. Опорное бурение	42
2.6. Параметрическое бурение	44
2.7. Организация региональных геолого-геофизических работ	47
2.7.1. Оптимальный объем региональных геолого-геофизических работ в регионах, различных по степени изученности и сложности строения	47
2.7.2. Геолого-экономическая оценка результатов региональных геолого-геофизических работ	49
2.8. Количественный прогноз нефтегазоносности	49
2.8.1. Принципы и методы количественного прогноза нефтегазоносности	49
2.8.2. Принципы выделения и требования к эталонным и расчетным участкам.....	52
2.8.3. Геологические способы метода сравнительных геологических аналогий.....	54
2.8.4. Объемно-генетический метод.....	56
Глава 3. Стадии выявления структур и подготовки структур к бурению	58
3.1. Комплекс ГРП на стадиях выявления и подготовки объектов	60
3.1.1. Геологические методы.....	60
3.1.2. Геофизические методы	62
3.1.3. Структурное бурение.....	70
3.2. Методика поисков структур различного типа	72
3.2.1. Выявление и подготовка объектов в районах развития соленосных отложений	72
3.2.2. Выявление и подготовка структурно-литологических ловушек, связанных с погребенными рифами.....	73
3.2.3. Выявление и подготовка неантиклинальных ловушек в терригенных отложениях	76
3.2.4. Поиски структур в складчато-надвиговых зонах.....	77
3.3. Фонд структур	81
3.3.1. Анализ фонда структур	86

3.4. Методы оценки перспективности подготовленных структур и прямые поиски месторождений нефти и газа	91
3.4.1. Геофизические методы оценки перспективности структур	91
3.4.2. Геохимические методы оценки перспективности структур	96
3.4.3. Геологические методы оценки перспективности структур	105
3.5. Оценка ресурсов на стадии выявления и подготовки структур к бурению	116
Глава 4. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей)	121
4.1. Системы размещения поисковых скважин	124
4.2. Рекомендуемые системы размещения поисковых и оценочных скважин на ловушках различного типа	140
4.3. Отбор и обработка керна и шлама	159
4.4. Комплекс исследований керна	150
4.4.1. Изучение вещественного состава пород	150
4.4.2. Палеонтологические исследования	153
4.4.3. Определение физических свойств пород	154
4.4.4. Нормы отбора образцов на различные виды исследований	158
4.4.5. Петрофизические исследования	161
4.4.6. Геохимические исследования	161
4.5. Геофизические исследования и работы в скважинах	163
4.5.1. Задачи ГИРС	166
4.5.2. Методы ГИРС	169
4.5.3. Комплексы ГИРС и основные требования к ним	196
4.6. Геологическая интерпретация промыслово-геофизических исследований	206
4.7. Вскрытие, опробование и испытание продуктивных горизонтов	210
4.8. Исследования отобранных проб нефти, газа, конденсата и воды	219
4.9. Оценка запасов категорий C_1 и C_2	221
Глава 5. Разведочный этап геолого-разведочных работ	224
5.1. Бурение разведочных скважин	227
5.1.1. Отбор керна	227
5.1.2. Опробование и испытание разведочных скважин	228
5.1.3. Комплекс исследований в разведочной скважине	228
5.2. Основные принципы размещения скважин при разведке отдельных залежей	230
5.2.1. Расстояния между разведочными скважинами	230
5.2.2. Системы разведки месторождений нефти и газа	233
5.2.3. Основные принципы выбора системы разведки месторождений нефти и газа	237
5.2.4. Особенности разведки многозалежных месторождений	241
5.3. Особенности разведки залежей нефти и газа различного типа	249
5.3.1. Особенности разведки пластовых залежей	249
5.3.2. Особенности разведки массивных залежей	252
5.3.3. Особенности разведки неантиклинальных залежей	256
5.3.4. Особенности разведки газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей и месторождений	261
5.3.5. Разведка мелких месторождений нефти (до 1 млн.т) и газа (до 3 млрд.м ³)	265
5.4. Методы определения контура продуктивности в скважинах (ВНК, ГВК)	269
5.4.1. Определение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов по комплексу исследований в скважине	269
5.4.2. Методы определения контура продуктивности в скважинах (ВНК, ГВК) расчетным путем	270
5.5. Геофизические исследования при разведке сложно построенных месторождений нефти и газа	276

5.5.1. Комплексование глубокого бурения и детализационной сейсморазведки	278
5.5.2. Определение границ залежей нефти и газа с помощью скважинной электроразведки	280
5.5.3. Определение границ залежей нефти и газа с помощью сейсморазведки.....	281
5.5.4. Новый метод сейсморазведки -сейсмическая локация бокового обзора (СЛБО).....	283
5.6. Опытная (пробная) эксплуатация нефтяных и газовых скважин.....	284
5.7. Отчет по подсчету запасов	286
5.7.1. Текстовая часть	287
5.7.2. Графические приложения	287
5.7.3. Документация геолого-разведочных работ	288
Глава 6. Геолого-разведочных работы на этапе разработки месторождений	290
6.1. Требования к ГРР на этапе разработки месторождений	291
6.2. Использование материалов ГИС, полученных в процессе разработки залежей, для пересчета запасов нефти и газа	292
Глава 7. Проектирование геолого-разведочных работ.....	294
7.1. Проект поисков месторождений (залежей) нефти и газа.....	294
7.1.1. Текст проекта.....	294
7.1.2. Графические приложения к проекту поисков месторождений (залежей) нефти и газа	301
7.2. Особенности проекта параметрического бурения (Отличия от проекта поискового бурения).....	302
7.3. Особенности проекта разведки (доразведки) месторождения (залежи) нефти и газа (Отличия от проекта поискового бурения)	303
Приложения.....	308
Библиографический список	310

ВВЕДЕНИЕ

Программа курса «Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ» утверждена 25.06.91 г. УМО по высшему нефтегазовому образованию.

Согласно программе, целью курса является получение студентами знаний о современных основах применения рационального комплекса и оптимального объема геолого-геофизических и буровых работ на всех этапах и стадиях поисково-разведочного процесса на нефть и газ в различных геологических условиях.

Для успешного усвоения курса требуются знания, полученные при изучении следующих дисциплин:

Структурная геология,
Общая и региональная геотектоника,
Литология общая и нефтегазоносных формаций,
Теоретические основы и методы поисков и разведки нефти и газа,
Полевая геофизика,
Геофизические исследования в скважинах,
Бурение нефтяных и газовых скважин.

Настоящее учебное пособие подготовлено в связи с тем, что к настоящему времени не существует учебника, полностью охватывающего данный курс. Рекомендованные программой учебники

(Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 304 с.

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. /Под редакцией А.А. Бакирова: Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Высшая школа. – 1976.)

рассматривают не все аспекты курса. Необходимо к тому же отметить, что в последнее время появилось значительное количество новых документов, регламентирующих поисково-разведочный процесс.

В процессе подготовки настоящего учебного пособия вышел в свет новый учебник

Габриэлянц Г.А. /Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000. – 587 с.

Следует очень высоко оценить его. Части вторая и третья полностью соответствуют программе и рассматривают практически все вопросы программы. Стоит лишь сожалеть, что учебник выпущен для техников-геологов и ряд вопросов, освещенных им, рассмотрены достаточно кратко.

Настоящее учебное пособие подготовлено преимущественно на основе инструкций и методических указаний, регламентирующих поисково-разведочный процесс. Во всех разделах даны ссылки на применяемые инструкции. Отдельные разделы подготовлены по материалам опубликованных статей и докладов. Учитывая, что студенты будут работать преимущественно в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в учебном пособии даны материалы по поискам и разведке залежей нефти и газа в этом регионе. Единичные разделы приведены в полном объеме из учебников Г.А. Габриэлянца и А.А. Бакирова.

Автор счел необходимым также кратко осветить методы полевой геофизики, геофизических исследований в скважинах, бурения нефтяных и газовых скважин.

Учебное пособие рекомендуется для студентов-геологов поисково-разведочной специализации по нефти и газу, а также для широкого круга геологов, занимающихся поисками и разведкой нефти и газа.

Глава 1. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА

Геолого-разведочный процесс – это совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения.

Деление геолого-разведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности использования недр.

Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных этапах и стадиях, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях, и соответствовать утвержденным нормативам, инструкциям и руководствам, регламентирующим их проведение.

Комплекс исследований и работ, выполняемый в скважинах различных категорий, определяется в соответствии с "Классификацией скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей)".

Геолого-разведочные работы осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями и нормативными документами.

Для достижения наибольшей эффективности в изучении месторождений необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геолого-разведочных работ, строго выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечить возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

(Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР).

1.1. ЭТАПЫ И СТАДИИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Непрерывный процесс изучения земных недр с целью выявления месторождений нефти и газа и их подготовки к промышленному освоению условно делится на ряд этапов и стадий. Этапы и стадии различаются по масштабу и характеру объекта изучения, по задачам и видам работ и ожидаемым результатам. Основные цели такой дифференциации – определение рациональной последовательности решения задач различного уровня, оценка эффективности и качества работ на каждой промежуточной стадии и планирование последующих работ.

Суть стадийности геолого-разведочных работ состоит в том, что начало каждой стадии находится в зависимости от результатов предыдущей стадии. Многолетний опыт показывает, что проводимые в определенной последовательности геолого-разведочные работы позволяют своевременно и с наименьшими затратами выявить перспективные объекты, оценить их значимость и подготовить их к промышленному освоению.

Схема последовательного ведения геолого-разведочных работ, впервые предложенная в 1935 г. В.М. Крейтером, отражала сложившуюся к тому времени практику этих работ. В дальнейшем данная схема геолого-разведочных работ с последующей детализацией и уточнениями послужила основой для разработки схем поисково-разведочных работ на конкрет-

ные типы полезных ископаемых. Следует отметить, что во многих странах (США, Франция, Канада и др.) используются (хотя официально и не утверждены) схемы стадийности, в основных чертах совпадающие со схемой В.М. Крейтера.

Применительно к нефтяным месторождениям схема стадийности геолого-разведочных работ впервые принята бывшим Министерством геологии СССР в 1965 г. Эта схема получила развитие в последующих "Положениях об этапах и стадиях геолого-разведочных работ", в частности в действующем 1983 года.

В связи с принятием Закона "О недрах", "Положения о порядке лицензирования пользования недрами" и ряда других документов, регламентирующих проведение геолого-разведочных работ, были пересмотрены действующие "Положения об этапах и стадиях геолого-разведочных работ".

Цели, задачи и методы работ на различных этапах и стадиях поисков и разведки отражены в предлагаемой принципиальной схеме стадийности поисково-разведочных работ на нефть и газ (табл. 1).

Таблица 1

Схема стадийности геолого-разведочных работ на нефть и газ (2001 г.)

Стадии	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов
Региональный этап			
Прогноз нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование. 2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование. 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований. 	Прогнозные ресурсы D ₂ , частично D ₁
Оценка зон нефтегазонакопления	Нефтегазо-перспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распределения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств. 2. Выделение наиболее крупных ловушек и уточнение нефтегазогеологического районирования. 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности 4. Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ. 	Прогнозные ресурсы D ₁ , частично D ₂

Поисково-оценочный этап			
Выявление объектов поисково-го бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов . 2. Выявление перспективных ловушек. 3. Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов. 4. Выбор объектов для детализационных работ. 	Прогнозные локализованные ресурсы Д _{1л}
Подготовка объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей. 2. Количественная оценка ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению. 3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение. 	Перспективные ресурсы С ₃
Поиск и оценка месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки. Открытые месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных комплексов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров). 2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик. 3. Открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс. 4. Выбор объектов для проведения оценочных работ. 5. Установление основных характеристик месторождений (залежей). 6. Оценка запасов месторождений (залежей). 7. Выбор объектов разведки. 	Предварительно оцененные запасы С ₂ , частично разведанные С ₁
Разведочный этап			
Разведка и пробная эксплуатация	Промышленные месторождения (залежи)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Уточнение геологического строения и запасов залежей. 2. Пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений. 3. Перевод запасов категории С₂ в категорию С₁. 	Разведанные запасы С ₁ , частично предварительно оцененные С ₂ .

1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

До 2001 года классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов определялась "Инструкцией ГКЗ СССР по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов", утвержденной в 1983 году.

Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (далее – Временная классификация) устанавливает единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов (свободный газ, газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти) в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению, условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения, а также основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и газа подсчитываются и учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по результатам геолого-разведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений и перспективных ресурсах нефти и газа используются при разработке концепции экономического и социального развития субъектов Российской Федерации, регионов и Российской Федерации в целом, а данные о запасах по месторождениям – для проектирования добычи и транспортировки нефти и газа.

Прогнозные ресурсы нефти и газа, наличие которых предполагается на основе общих геолого-разведочных представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований, оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, регионов, районов, площадей. Данные о прогнозных ресурсах нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти и газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Перспективные ресурсы подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату.

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы нефти и конденсата оцениваются в единицах массы, запасы месторождений и перспективные ресурсы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы газа оцениваются в единицах объема. Подсчет, учет и оценка производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20°C).

Оценка качества нефти, газа и конденсата производится в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки, обеспечивающей их комплексное использование.

При получении из скважин на месторождениях нефти и газа притоков подземных вод должны быть определены химический состав подземных вод, содержание в них йода, брома, бора и другие показатели для обоснования целесообразности проведения специальных геолого-разведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

1.2.1. Категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные – категории А, В и С₁ и предварительно оцененные – категория С₂.

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные – категория С₃, прогнозные локализованные – категория Д_{1л} и прогнозные нелокализованные – категории Д₁ и Д₂.

Категория А – запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и др.).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), *разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения* нефти или газа

Категория В – запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), *разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа*.

Категория С₁ – запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой *установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах*.

Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории С₁ подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С₂ – запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;

в неопробованных залежах разведанных месторождений.

Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 используются для определения: перспектив месторождения и планирования геолого-разведочных работ; геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты. Запасы категории C_2 частично используются для составления проектных документов для разработки залежей.

Категория C_3 – перспективные ресурсы нефти и газа, *подготовленных для глубокого бурения ловушек*, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ.

Категория $D_{1л}$ – прогнозные локализованные ресурсы *ловушек, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований*, находящиеся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью.

Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов реализуется с учетом плотности прогнозных ресурсов категории D_1 и установленной площади выявленного объекта.

Прогнозные локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геолого-разведочных работ по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке перспективных ресурсов категории C_3 .

Категория D_1 – прогнозные ресурсы нефти и газа *литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью*.

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_2 – прогнозные ресурсы нефти и газа *литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана*. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований.

Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

1.2.2. Группы запасов нефти и газа

При оценке запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов подсчитываются и учитываются:

геологические запасы – количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах;

извлекаемые запасы – часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Запасы месторождений нефти и газа, расположенные в пределах охранных зон крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, оцениваются на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений.

Группы месторождений (залежей) по величине запасов, сложности геологического строения

Месторождения нефти и газа *по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа* подразделяются на:

- уникальные – более 300 млн т нефти или 500 млрд м³ газа;
- крупные – от 60 до 300 млн т нефти или от 75 до 500 млрд м³ газа;
- средние – от 15 до 60 млн т нефти или от 40 до 75 млрд м³ газа;
- мелкие – менее 15 млн т нефти или 40 млрд м³ газа.

По сложности геологического строения выделяются залежи:

простого строения – однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

сложного строения – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;

очень сложного строения – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

К однофазным залежам относятся:

- а) нефтяные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом;
- б) газовые или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ или газ с углеводородным конденсатом.

К двухфазным залежам относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи двухфазные залежи подразделяются на:

- а) нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой (нефти более 0,75);
- б) газо- или газоконденсатнонефтяные (нефти от 0,50 до 0,75);
- в) нефтегазовые или нефтегазоконденсатные (нефти от 0,25 до 0,50);
- г) газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой (нефти менее 0,25).

1.2.3. Резервы углеводородов

Новый подход к классификации ресурсов углеводородов. К.А. Клещев (ВНИГНИ), Н.А. Крылов (ВНИИГаз), Ю.П. Мирончев (ВНИГНИ). Геология нефти и газа, № 3-4, 1999. С. 45-48.

По действующей "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" к неразведанным относятся перспективные ресурсы категории С₃ и прогнозные – категорий Д₁ и Д₂. Между степенями обоснованности ресурсов выделенных категорий имеется принципиальная разница. Она заключается в том, что ресурсы категорий С₃ и Д₁ оцениваются в стратиграфических комплексах с доказанной промышленной нефтегазоносностью, а прогнозные ресурсы категории Д₂ – в стратиграфических

комплексах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых не доказана. То есть в понятии "прогнозные ресурсы" объединены принципиально разные, с точки зрения главных классификационных признаков, категории. В одном случае – это ресурсы, прогноз которых базируется на факторе наличия одного или совокупности промышленных скоплений УВ, в другом – только на прямых или косвенных геологических свидетельствах в пользу возможной нефтегазоносности оцениваемого объекта.

Ресурсы категории C_3 имеют строгую привязку к конкретным выявленным локальным структурам, а ресурсы категории D_1 – к конкретным стратиграфическим комплексам, изученным, по крайней мере, на базовых (эталонных) участках бурением, геофизическими методами и набором промысловых исследований. Наислабейшее звено при использовании этой классификационной системы – категория D_2 , которая в большинстве случаев базируется на материалах геологической аналогии с близко или отдаленно расположенными нефтегазоносными регионами сходного геологического строения. Допустимые параметры этой аналогии строго не очерчены, в результате чего к категории D_2 относятся как объекты с "почти доказанной нефтегазоносностью" типа Московской синеклизы, так и практически неизученные, проблематичные по своему факту существования стратиграфические комплексы, например, в разрезах акваторий морей восточного сектора Арктики (Лаптевых, Восточно-Сибирского) и т.п.

Совершенствование действующей классификации и систем учета неразведанных ресурсов УВ России должно быть направлено, прежде всего, на уточнение и дополнительную дифференциацию категории D_2 . Анализ структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) России показал, что прогнозные ресурсы категории D_2 составляют от НСР по нефти 20 %, а по газу 32 %. В структуре же перспективных и прогнозных ресурсов доля проблематичных D_2 возрастает по нефти до 32 %, по газу до 45 %. Значительная часть ресурсов УВ России оценена по категории D_2 в регионах, промышленная нефтегазоносность которых только предполагается.

Для конкретизации оценки невыявленных объемов УВ предлагается наряду с понятием "ресурсы" ввести понятие "резервы", что позволит более четко дифференцировать оценки нефтегазового потенциала объектов с доказанной и недоказанной нефтегазоносностью.

Ресурсы – это термин широкого пользования, обозначающий начальное или текущее (после начала разработки) количество УВ в недрах нефтегазоносных бассейнов (провинций), определяемое по результатам региональных, поисковых и разведочных работ и разработки месторождений. В ресурсы не включаются предполагаемые количества УВ в недрах осадочных бассейнов, где нефтегазоносность еще не установлена. Правильное понимание ресурсов требует обязательного введения дополнительных определений, которые должны показать, идет ли речь обо всех ресурсах или только о рентабельных для разработки; о ресурсах в целом или об их извлекаемой части; о начальных ресурсах или ресурсах на дату подсчета после начала разработки; о суммарных ресурсах или только неразведанных.

Начальные суммарные ресурсы – это начальный (т.е. до начала промышленной эксплуатации) объем ресурсов нефти, газа, конденсата в недрах осадочных комплексов (или "плеев"), промышленная нефтегазоносность которых доказана результатами геолого-разведочных работ. Начальные суммарные ресурсы слагаются из объемов накопленной добычи, текущих запасов месторождений категорий А, В, C_1 и C_2 , перспективных ресурсов категории D_0 (C_3) и прогнозных ресурсов категорий D_1 и D_2 (таблица 1).

Категория D_2 – прогнозные ресурсы стратиграфических комплексов в нефтегазоносном бассейне, промышленная нефтегазоносность которых в пределах региональной структуры еще не доказана. Это ресурсы "плеев" с недоказанной нефтегазоносностью в пределах нефтегазоносных бассейнов. Ресурсы категории D_2 прогнозируются на основе комплекса имеющихся геолого-геохимических и геофизических данных, а также аналогии с выше- или нижележащими нефтегазоносными комплексами. Количественная оценка ресурсов носит вероятностный характер и по степени достоверности неравноценна оценке запасов промыш-

ленных категорий. Поэтому необходимо сопровождать подсчет ресурсов вероятностным распределением оценок.

Резервы – это предполагаемое количество УВ в пределах осадочных бассейнов, промышленная нефтегазоносность которых не установлена, но допускается на основании благоприятных геолого-геофизических и геохимических характеристик или по аналогии с известными бассейнами (провинциями) с доказанной нефтегазоносностью. Чтобы подчеркнуть отличие *резервов* от *ресурсов*, предлагается индексировать их буквой **Е**.

Резервы могут быть оценены количественно только для крупных территорий и акваторий без локализации с использованием внешних эталонов методами геологических аналогий или объемно-генетическим методом и характеризуются более низкой достоверностью, чем прогнозные ресурсы. С точки зрения современной изученности и подготовленности к прогнозной оценке резервы неоднородны и условно могут быть подразделены на категории E_1 , E_2 и E_3 .

Категория E_1 – *возможные резервы* УВ, т.е. предполагаемый объем УВ в недрах недостаточно изученных территорий (акваторий), непосредственно примыкающих к бассейнам с доказанной нефтегазоносностью и обладающих существенными элементами геологического сходства (анalogии) с последними. К этой категории можно отнести предполагаемые УВ Московской, Мезенской, Тунгусской синеклиз и др.

Категория E_2 – *потенциальные резервы* УВ в недрах неизученных или слабоизученных территорий (акваторий), об ожидаемой нефтегазоносности которых можно судить преимущественно по аналогии с соседними или отдаленными нефтегазоносными бассейнами. К ним относятся предполагаемые УВ на акваториях Чукотского, Лаптевых, Восточно-Сибирского морей и др.

Категория E_3 – *гипотетические резервы* УВ, теоретически допускаемые, например, в каменноугольно-девонском автохтоне под аллохтонными структурами Магнитогорского синклинория Урала, в газогидратных залежах морей и зон вечной мерзлоты, в сверхглубоких горизонтах (9-10 км и ниже), в структурах глубоководных акваторий, не доступных современному изучению и использованию и др.

Таким образом, количественная оценка перспектив нефтегазоносности с использованием понятий "ресурсы" и "резервы" становится более объективной, так как более четко, чем при действующем сейчас классификационном подходе, разграничивает прогнозные объекты с разной степенью обоснованности геологическими материалами.

В случае отсутствия обоснованных данных для количественной оценки перспектив нефтегазоносности следует ограничиться только качественной оценкой. Для таких объектов рекомендуется выделять земли: перспективные, малоперспективные и бесперспективные. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности по своей значимости сопоставима с количественной оценкой резервов УВ.

Количественная оценка прогнозных ресурсов используется при обосновании объемов и направлений поисково-разведочных работ, планирования прироста запасов нефти и газа и при прогнозах развития нефтяной и газовой промышленности на перспективу. Оценки резервов и качественные оценки, основанные, как правило, на общих аналогиях геологического строения, целесообразно использовать при планировании региональных работ и выборе направлений начальной стадии поисков.

1.3. КЛАССИФИКАЦИЯ СКВАЖИН, БУРЯЩИХСЯ ПРИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. М., 1987.

Классификация скважин устанавливает единые категории скважин, сооружаемых с целью региональных исследований, выявления и подготовки структур, поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений или залежей.

Все скважины, бурящиеся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений или залежей, независимо от источников финансирования подразделяются на следующие категории: опорные, параметрические, структурные, поисково-оценочные, разведочные, эксплуатационные, специальные.

Опорные скважины бурят для изучения геологического строения крупных геоструктурных элементов земной коры, определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления, с целью выбора наиболее перспективных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Бурение опорных скважин является составной частью комплекса региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ.

В зависимости от геологической изученности региона и сложности решаемых задач опорные скважины могут закладываться в районах, не исследованных бурением, с целью всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента (в тех случаях, когда последний может быть вскрыт данной скважиной), или в относительно изученных бурением районах для всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, или для решения принципиальных вопросов геологического строения и перспектив нефтегазонакопления района.

Параметрические скважины бурят для изучения геологического строения, геолого-геофизических характеристик разреза и оценки перспектив нефтегазонакопления возможных зон нефтегазонакопления, выявления наиболее перспективных районов для поисковых работ.

Бурение параметрических скважин является ведущим видом региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ в относительно изученных районах.

Скважины этой категории следует закладывать в пределах локальных структур или на сейсморазведочных профилях.

Структурные скважины бурят в ряде районов для выявления и подготовки к поисковому бурению перспективных площадей.

Структурные скважины закладывают:

для выявления и подготовки площадей (структур) к поисковому бурению, где решение этих задач полевыми геофизическими методами затруднено или экономически нецелесообразно;

в сложных геологических условиях – в комплексе с полевыми геофизическими методами для уточнения деталей строения площади, прослеживания нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.;

в комплексе с полевыми геофизическими методами для установления возраста разреза, а также получения данных о его физических параметрах, проверки положения опорных горизонтов, выделенных по данным полевым геофизическим исследованиям.

Поисково-оценочные скважины бурят на площадях, подготовленных поисковыми работами, с целью открытия новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценки их промышленной значимости.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазонакопительностью для уточнения запасов и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) залежи.

Эксплуатационные скважины бурят для разработки и эксплуатации залежей нефти и газа. В эту категорию входят *опережающие эксплуатационные, добывающие эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные (контрольные, пьезометрические)* скважины.

При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы эксплуатационных скважин:

— основной фонд добывающих и нагнетательных скважин;

— резервный фонд скважин;

— скважины-дублиеры.

Опережающие эксплуатационные скважины бурят на разрабатываемую или подготовленную к опытной эксплуатации залежь нефти с целью уточнения параметров и режима работы пласта, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, а также оценки выработки отдельных участков залежи для дополнительного обоснования рациональной разработки и эксплуатации залежи.

Нагнетательные скважины бурят для проведения воздействия на эксплуатируемый пласт с помощью закачки воды, газа, пара и других рабочих агентов.

В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях переноса нагнетания, создания дополнительных и развития существующих линий разрезания, организации очагового заводнения могут переводиться добывающие скважины. Конструкция этих скважин в совокупности с применяемым оборудованием должны обеспечить безопасность процесса нагнетания, соблюдение требований по охране недр.

Часть нагнетательных скважин может временно использоваться в качестве добывающих.

Наблюдательные скважины бурят для осуществления систематического наблюдения за изменением давления, положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, за изменением нефтеводогазонасыщенности пласта в процессе разработки залежи и других параметров в процессе эксплуатации пласта.

Пьезометрические скважины бурят для систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной части залежи.

Оценочные скважины бурятся на разрабатываемых месторождениях или подготавливаемых к пробной эксплуатации месторождениях (залежах) с целью уточнения параметров и режима пластов, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, оценки выработки запасов нефти отдельных участков залежи в пределах контура запасов категории А+В+С₁.

Добывающие эксплуатационные (нефтяные и газовые) скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов. В зависимости от способа подъема жидкости добывающие скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

Резервный фонд скважин предусматривается с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т. д.

Скважины-дублиеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварии при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода скважин-дублиеров по представлению нефтегазодобывающих управлений обосновывается технико-экономическими расчетами в проектах и уточненных проектах разработки и, как исключение, в технологических схемах с учетом возможной добычи нефти из скважин-дублиеров, на многопластовых месторождениях – с учетом возможного использования вместо них скважин возвратного фонда с нижележащих объектов.

Возвратными считаются скважины эксплуатационного фонда нижнего объекта, используемые для разработки (доразведки) верхних объектов в зонах их совмещения.

Кроме вышеперечисленных, на балансе нефтегазодобывающих предприятий могут числиться *законсервированные скважины*.

К законсервированным относятся скважины, не функционирующие в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации (независимо от их назначения), консервация которых оформлена в соответствии с действующими положениями.

Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на скважины, находящиеся в эксплуатации (действующие), находящиеся в капитальном ремонте после эксплуатации и ожидании капремонта, находящиеся в обустройстве и освоении после бурения.

К *находящимся в эксплуатации (действующим) скважинам* относятся скважины, добывающие продукцию в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце.

В фонде находящихся в эксплуатации (действующих) скважин выделяются скважины, дающие продукцию, скважины, остановленные в целях регулирования разработки или экспериментальных работ, а также скважины, находящиеся в планово-профилактическом обслуживании (простаивающие остановленные в последнем месяце отчетного периода из числа давших добычу в этом месяце).

К *находящимся в капитальном ремонте* после эксплуатации относятся выбывшие из действующих скважин, на которых на конец отчетного месяца проводились работы по ремонту. К скважинам, находящимся в ожидании капремонта, относятся скважины, которые простаивали в течение календарного месяца.

К *скважинам, находящимся в обустройстве и освоении после бурения*, относятся скважины, принятые на баланс нефтегазодобывающего управления после завершения их строительства и находящиеся в данном календарном месяце в освоении или в обустройстве.

При бурении эксплуатационных скважин осуществляют необходимый отбор керн по продуктивным пластам и комплекс геолого-технологических и геофизических исследований, устанавливаемый в проектах бурения с учетом конкретных задач той или иной группы скважин и степени геологической изученности месторождения.

По результатам эксплуатационного бурения проводят перевод запасов нефти и газа из категории С₁ в категории В и А.

Специальные скважины бурят для:

проведения специальных исследований;

сброса промысловых вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты (поглощающие скважины);

ликвидации открытых фонтанов нефти и газа;

подготовки подземных хранилищ углеводородов и закачки в них газа и жидких углеводородов (номенклатуру скважин определяют в соответствии с действующими нормативными документами);

строительства установок для захоронения промышленных стоков (нагнетательные, контрольные, наблюдательные);

разведки и добычи технических вод (водозаборные скважины предназначены для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки).

В специальных скважинах проводят комплекс геолого-технологических и промыслово-геофизических исследований и специальных работ с учетом целевых задач конкретных скважин.

Проектирование и заложение скважин, проведение в них исследований, сбор, обработка и хранение материалов бурения и исследований, составление отчетов по скважинам всех категорий осуществляются в соответствии с действующими положениями, инструкциями, правилами, методическими указаниями и другими документами.

При проектировании конструкций параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин необходимо предусматривать возможность использования их для эксплуатации залежей нефти и газа.

Глава 2. РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Региональные геолого-геофизические исследования являются составной частью единого геолого-разведочного процесса на нефть и газ, предшествуют другим этапам работ в регионе и являются самостоятельным этапом геолого-разведочных работ. Своевременное и опережающее изучение особенностей геологического строения, геологической истории и нефтегазоносности обеспечивает эффективное ведение поисковых работ на нефть и газ на исследуемой территории.

Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение и выяснение основных закономерностей геологического строения неизученных или недостаточно изученных осадочных бассейнов и отдельных глубокопогруженных литолого-стратиграфических комплексов: выделение возможно продуктивных толщ, оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий с обоснованием прогнозных запасов нефти и газа по подгруппам D_2 и D_1 , выделение и оконтуривание возможных зон нефтегазонакопления и обоснование первоочередных районов для постановки поисковых работ на нефть и газ.

Региональный этап изучения недр предшествует поисково-оценочному этапу и проводится до тех пор, пока существуют благоприятные предпосылки для обнаружения новых перспективных комплексов на неосвоенных глубинах и зон нефтегазонакопления в слабо изученных районах. В пределах нефтегазоносных районов региональные работы могут проводиться одновременно с поисково-оценочными и разведочными работами.

В зависимости от состояния изученности территории, региональные работы разделяются на две стадии: первую – общего регионального изучения (прогноза нефтегазоносности) и вторую – выявление зон нефтегазонакопления (оценки зон нефтегазонакопления), последовательно сменяющие друг друга во времени.

На стадии прогноза нефтегазоносности основным объектом исследования являются осадочные бассейны и их части.

Решаются следующие геологические задачи:

изучение геологического строения и общая оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий;

выявление основных перспективных литолого-стратиграфических комплексов, крупных зон генерации и аккумуляции углеводородов;

проведение качественной оценки и районирования территории по степени перспектив нефтегазоносности в пределах геоструктурных элементов 1 порядка (сводов, впадин и др.);

выявление первоочередных районов для следующей стадии работ.

Работы этой стадии проводятся в регионах со слабоизученным глубинным строением и с неоднозначной оценкой перспектив нефтегазоносности всего осадочного чехла или отдельных структурно-формационных комплексов (Тунгусская синеклиза, Восточная Якутия, Мезенская синеклиза и др.).

На стадии прогноза нефтегазоносности по результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке прогнозных ресурсов категорий D_2 и частично D_1 . В окончательном отчете обосновывается выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований. К отчетам прилагаются следующие основные графические документы:

обзорная карта;

схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин на исходной геологической и тектонической основе;

сводные нормальные геолого-геофизические разрезы отложений, изученных крупных геоструктурных элементов осадочного бассейна;

геолого-геофизические разрезы опорных и параметрических скважин с выделенными опорными и маркирующими горизонтами и с результатами испытания;
схемы межрайонной корреляции разрезов изученных отложений;
опорные геологические и геофизические разрезы, характеризующие строение бассейна и крупных структур;
схема тектонического районирования бассейна в целом или отдельной изученной его части;
литолого-фациальные схемы и палеосхемы нефтегазоперспективных комплексов разреза;
схемы нефтегазогеологического районирования с дифференцированием территории (акваторий) по перспективам нефтегазоносности и выделением первоочередных зон для проведения работ следующей стадии.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления основными объектами исследования являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления.

Решаются задачи:

выявление по перспективным комплексам зон нефтегазонакопления, связанных с валами, зонами антиклинальных складок или участками регионального выклинивания пород комплекса (таблица 2.1) и др.;

уточнение региональных структурных, соотношений между различными перспективными структурно-формационными комплексами;

прогноз типов ловушек, закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров;

выяснение фазового состояния углеводородов и количественная оценка их прогнозных ресурсов по подгруппам D_2 и D_1 ;

выявление новых зон нефтегазонакопления, связанных с ловушками неантиклинального типа в районах и комплексах с установленной промышленной нефтегазоносностью;

выделение наиболее перспективных участков и локальных объектов для постановки детальных геолого-поисковых работ.

Региональные работы этой стадии проводятся в пределах наиболее перспективных геоструктурных элементов, а также в отдельных областях и районах провинций с развитой нефтегазодобычей, обеспечивая своевременную подготовку новых объектов для поисково-разведочных работ в новых перспективных районах, глубокопогруженных комплексах или в зонах нефтегазонакопления неантиклинального типа.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления по результатам проведения работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и оценке ресурсов категорий D_1 и частично D_2 . В окончательном отчете обосновываются выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ. К отчетам прилагаются следующие основные графические документы:

обзорная карта;

карта геолого-геофизической изученности;

карта тектонического районирования;

схема расположения профилей и скважин (карта фактического материала) на геологической и структурной основе;

геолого-геофизические разрезы скважин с выделением нефтегазоперспективных и нефтегазоносных комплексов и с результатами испытания;

корреляционные схемы разрезов скважин, нефтегазоносных и перспективных комплексов, горизонтов и пластов с результатами их испытания;

опорные геологические разрезы, сейсмогеологические, временные и другие разрезы, проходящие через параметрические скважины;

структурные карты по основным структурным этажам и ярусам;

литолого-фациальные карты и палеосхемы перспективных комплексов и горизонтов;

карта важнейших критериев нефтегазоносности основных комплексов;

карта нефтегазогеологического районирования;

подсчетные планы нефтегазоносных комплексов с выделением эталонных и расчетных участков и границами развития нефтегазоносных комплексов;
карты перспектив нефтегазоносности и распределения плотности прогнозных ресурсов нефти и газа категорий Д₁ и Д₂.

Таблица 2.1

Основные генетические типы зон нефтегазонакопления
по А.А. Бакирову (1976)

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Зоны, формирование которых связано: <i>с региональными линейно вытянутыми положительными структурами;</i> с региональными разрывными нарушениями; с зонами регионального развития трещиноватости; с соляной тектоникой	Приуроченные к валоподобным поднятиям платформенных областей: унаследованного развития; инверсионного происхождения. Приуроченные к антиклинориям складчатых областей: унаследованного развития; инверсионного происхождения Приуроченные: к зонам соляно-купольных структур, к погребенным поднятиям межкупольных пространств
Рифогенный	Зоны, формирование которых связано с рифогенными образованиями	
Литологический	Зоны, формирование которых связано: с региональным изменением литологического состава и физических свойств коллекторов, выклиниванием их по восстановлению слоев и др.; с песчаными образованиями вдоль прибрежных частей древних морей	Приуроченные к зонам: замещения проницаемых отложений слабопроницаемыми; регионального выклинивания отдельных литолого-стратиграфических комплексов на склонах поднятий и впадин; песчаных валоподобных образований типа бар в прибрежных частях древних морей; песчаных прибрежно-дельтовых образований палеорек
Стратиграфический	Приуроченные к зонам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов относительно непроницаемыми породами	
Литолого-стратиграфический	Приуроченные к зонам выклинивания литолого-стратиграфических комплексов, стратиграфически несогласно перекрытых непроницаемыми отложениями более молодого возраста	

2.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Методические рекомендации по проведению региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ, Москва. 1981.

Проведение региональных геолого-геофизических работ регламентируют следующие **геологические и экономические требования**:

1. **Направленность изучения.** При проведении региональных исследований изучается весь комплекс задач при доминирующем и направляющем значении изучения тектонической структуры и истории формирования территории, в значительной степени определяющих размеры осадочного бассейна, развитие в нем продуктивных отложений и распределение зон нефтегазоаккумуляции.

2. **Глубинность изучения.** Выход нефтегазопоисковых работ в районы сложного геологического строения окраин геосинклинальных областей и платформ, а также морских акваторий, и необходимость изучения глубокозалегающих комплексов отложений требуют проведения глубинных буровых и геофизических исследований. На первой стадии региональных работ изучается земная кора на всю ее мощность по отдельным опорным профильным пересечениям в комплексе с опорным бурением. На второй стадии преимущественно изучается осадочный чехол на всю его мощность по сгущенной сети профильных наблюдений в комплексе с параметрическим и, в меньшем объеме, опорным бурением. Бурение опорных и параметрических скважин проводится на технически достижимую глубину.

3. **Сроки работы.** Перспективное и ежегодное планирование роста добычи и запасов промышленных категорий нефти и газа требует проведения региональных исследований в сроки, опережающие развитие поисковых и разведочных работ на 2-3 года, с целью концентрации их на главных направлениях, обеспечивающих высокую эффективность поисков и разведки.

4. **Ограничение объемов изучения.** Опыт региональных работ в различных нефтегазоносных провинциях, областях и районах показал, что рентабельным является ведение их в объемах, составляющих для опорного, параметрического бурения 10-40% от общего объема глубокого бурения и для региональных геофизических работ 15-25% от общего их объема в зависимости от сложности геолого-геофизических условий и степени геолого-геофизической изученности.

5. **Комплексность исследований,** достигаемая соединением дистанционных (космических) геологических, геофизических, геохимических и гидрогеологических методов изучения земли (тяжелых и легких, прямых и косвенных, рекогносцировочных и детализирующих) при постоянном их совершенствовании и введением в комплекс новых эффективных видов региональных исследований. Комплекс должен предусматривать возможность дополнения и взаимной проверки информации, получаемой разными видами работ. Он должен включать геологические и геофизические методы, обеспечивающие всестороннее изучение всех необходимых геологических особенностей строения и нефтегазоносности осадочной толщи. Эти методы должны объединять как способы непосредственного изучения осадочной толщи (геологическая съемка), так и способы прогнозирования ее строения "сверху" (дистанционная съемка, аэрометоды, структурная геоморфология и неотектоника) и "снизу" (используя весь арсенал геофизических исследований – ГСЗ, КМПВ, МОГТ, гравиразведку, электроразведку, и магниторазведку). Рациональный комплекс применения этих методов, прежде всего геологических и геофизических, обеспечивает эффективность региональных исследований.

6. **Обязательное сочетание системы опорных и облегченных наблюдений.**

Региональные работы включают: точечные (бурение, геофизические зондирования), пунктирные (короткие профильные пересечения), профильные (региональные пересечения буровыми скважинами или геофизическими и геохимическими исследованиями) и площадные (дистанционная, геологическая, структурно-геоморфологическая и геофизическая съемки)

наблюдения. При этом на части объектов исследования ведутся рядом методов по расширенной программе для созданий опорной сети (скважин, профилей), а на остальной части – сети развития или сгущения – с облегченными наблюдениями по отдельным методам, со значительно суженными объемами доставляемой информации, контролируемой данными опорной сети. Плотность наблюдений (кондиция) на опорной и заполняющей сетях устанавливается в зависимости от особенностей и сложности геологического строения региона и экономических предпосылок. Наиболее совершенными видами региональных работ являются площадные систематические съемки (дистанционные, геологические, геофизические) и опорное бурение, которые ведутся во всех осадочных бассейнах по общегосударственным требованиям, обеспечивают примерно равный оптимальный объем достоверной информации и имеют итоговые документы, унифицированные по своему оформлению. Целесообразным является комбинирование более редкой (общей – для выявления перспективных объектов) и сгущенной сетей наблюдений на перспективных объектах – поднятиях, зонах разломов и т.д.

7. Научное обобщение результатов региональных геолого-геофизических работ и составление плана этих работ на перспективу.

Типовой комплекс региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ включает:

дистанционную (космическую), геологическую и структурно-геоморфологическую съемки;

геохимические, гидрогеологические и другие исследования;

электроразведку, аэромагнитную и гравиметрическую съемки;

сейсморазведку в различных модификациях в зависимости от особенностей геологического строения региона по системе опорных профильных пересечений;

бурение опорных, параметрических и структурно-профильных скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях с проведением геофизических исследований в них и отбором керна;

научно-исследовательские работы по обобщению результатов регионального изучения с оценкой перспектив нефтегазоносности, обоснованием прогнозных ресурсов нефти и газа под групп D_2 и D_1 и выделением первоочередных районов для постановки поисковых работ.

В зависимости от геологических условий комплекс региональных работ и их последовательность могут быть скорректированы.

2.2. КОМПЛЕКС РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Дистанционные съемки

При исследовании нефтегазоносных территорий используются материалы дистанционных съемок (космические снимки).

Дешифрирование космических снимков является начальным этапом любого вида региональных геолого-геофизических работ. При дешифрировании космических снимков используется масштабный ряд изображений глобального, регионального, локального и детального уровней генерализации, выполненных в различных диапазонах спектра электромагнитных волн.

На первой стадии региональных работ, при общем прогнозе нефтегазоносности территорий используются космические снимки глобального, континентального (м.б. до 1:2500000 включительно) и регионального (м.б. 1:1000000, реже 1:500000) уровней генерализации. Такие снимки позволяют уточнить границы нефтегазоносных провинций, областей, районов, произвести тектоническое и неотектоническое районирование, составить карту главных разрывных нарушений. Космические снимки регионального уровня генерализации дают возможность детализировать строение основных тектонических структур, выявить структуры более высоких порядков, районировать регион в соответствии с неотектонической активностью, выявить новые разрывные нарушения более низких порядков.

На второй стадии региональных работ при прогнозе зон нефтегазоаккумуляции используются космические снимки локального и детального уровней генерализации, позволяющие детализировать тектоническое строение территорий (выявлять структуры более низких порядков, в том числе локальные и новые малоамплитудные разрывные нарушения), выделять зоны развития трещинных коллекторов, оценивать неотектоническую активность отдельных структурных элементов.

Интерпретация результатов дешифрирования осуществляется на основе комплекса имеющихся геолого-геофизических материалов.

Материалы интерпретации результатов дешифрирования космических снимков используются при планировании региональных работ, а также при обобщении результатов всех последующих видов региональных работ.

Геолого-съёмочные работы

Геолого-съёмочные работы проводятся в соответствии с инструкциями по организации и производству геологосъёмочных работ.

Геологическая съёмка масштаба 1:200000 обязательна для всех районов нефтегазопромысловых работ. Геологическая съёмка более крупного масштаба (1:50000, 1:100000) производится для детализации строения отдельных крупных геоструктурных элементов (валов, прогибов, крупных поднятий и систем поднятий) в условиях удовлетворительной обнаженности и предполагаемого соответствия структурных планов верхних и глубоких горизонтов осадочного покрова. Наряду с составлением кондиционной геологической карты проводятся структурное картирование по выдержанным и надежным реперам, геоморфологические, гидрогеологические и геохимические наблюдения. Они должны отличаться от общегеологической съёмки глубиной направленностью, обязательным использованием имеющихся материалов геофизических исследований, бурения, данных аэрогеологической и космической съёмки с наземным дешифрированием, геохимических обобщений, обеспечивающих общую региональную оценку перспектив нефтегазоносности региона.

Геолого-съёмочные работы должны проводиться в начальной стадии регионального изучения крупных территорий и предшествовать широкому развороту дорогостоящих видов исследований: опорного и параметрического бурения, методов сейсморазведки и др.

Структурно-геоморфологические исследования

Структурно-геоморфологические исследования проводятся для предварительной оценки новейшей региональной тектоники нефтегазоносных бассейнов и выявления крупных локальных структур на слабоизученных закрытых территориях.

В качестве исходных материалов используются топографические карты масштаба 1:50000-1:500000, материалы дистанционных съёмок (космические снимки локального и детального уровней генерализации), аэрофотоматериалы, среднемасштабные геологические карты, а также все имеющиеся материалы геофизических исследований и бурения скважин.

Основным итоговым документом структурно-геоморфологических исследований является структурно-геоморфологическая карта масштаба съёмки, содержащая выделенные новейшие структурные элементы с подразделением их по достоверности и с показом результатов их сопоставления с данными геолого-геофизических работ.

Важнейшим условием применимости метода является соответствие новейшего структурного плана структурному плану по более глубоким перспективным горизонтам.

Геохимические и битуминологические исследования

Геохимические и битуминологические исследования (изучение битумов, органического вещества и общей геологической обстановки) проводятся с целью установления общей геохимической обстановки в недрах, благоприятной или неблагоприятной для образования и сохранения залежей и определения их прямых признаков в породах и в водах в виде растворенных органических веществ и битумов.

Для решения этих задач используются пробы воды, керн скважин, данные газового

каротажа и материалы, получаемые в шурфах, картировочных скважинах и обнажениях.

При региональных геохимических исследованиях проводится изучение следующих компонентов, характеризующих геохимическую среду, наблюдаемую в районе осадочных отложений:

распространение в породах и в водах органического вещества и битумов;

современное окислительно-восстановительное состояние пород путем непосредственного замера ОВП;

водно-растворимый и солевой комплекс для определения геохимического типа бассейна седиментации;

тип окислительно-восстановительной обстановки на основании изучения аутигенно-минералогических форм железа и серы;

в отдельных случаях изучаются растворенные в водах газы, особенно метан, тяжелые углеводороды, сероводород, уголекислота, аргон и гелий.

Битумно-люминесцентная съемка. Этот вид исследования, разработанный в 1954 г. В.Н. Флоровской, позволяет в полевых условиях определять с высокой точностью (до $10^{-5}\%$) содержание и состав битумов в почвах, породах, в кернах скважин по цвету спектров и интенсивности люминесценции, которые фиксируются при облучении ультрафиолетовыми лучами образцов пород. Битумно-люминесцентная съемка позволяет устанавливать свиты с повышенным содержанием битумов.

Гидрогеологические исследования

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. Под редакцией А.А. Бакирова. Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Высшая школа, 1976.

Гидрогеологические исследования и наблюдения являются обязательным элементом в комплексе геолого-съёмочных работ и должны дать характеристику солевого состава подземных вод территории съёмки с целью оценки перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям.

Гидрогеологические и гидрохимические методы поисков и разведки скоплений нефти и газа основаны на изучении региональных и локальных особенностей гидродинамических систем и состава подземных вод, с эволюцией которых в недрах тесно связано формирование и разрушение залежей углеводородов.

Исследования производятся путем опробования водоносных горизонтов в различных скважинах, а также водных источников, колодцев и др. При этом изучаются: 1) гидродинамические условия водоносного бассейна; 2) химический состав вод (содержание солей и органических веществ; состав и давление насыщения растворенных газов); 3) геотермические условия; 4) палеогидрогеологические условия.

В обязательный комплекс гидрогеологических исследований входит и определение растворенных в водах газов и органических веществ.

Для решения гидрогеологических задач должно быть проведено обследование всех естественных и искусственных водопунктов (родников, колодцев, скважин).

В районах, где проектом предусматривается бурение картировочных скважин, часть из них подвергается специальному гидрогеологическому опробованию.

Особенности гидродинамики вод раскрываются определением установившихся статических (пьезометрических) уровней или пластового давления при испытании водоносных горизонтов в скважинах и построением карт гидроизопьез отдельных водоносных горизонтов и комплексов. По картам гидроизопьез определяются гидравлические уклоны и направление движения пластовых вод. При движении пластовых вод в область разгрузки (зоны меньших пластовых давлений) наблюдается наклон газовой и водонефтяных контактов и смещение залежей в пласте (рис. 2.2.1).

Величины наклонов контактов зависят от степени разности пьезометрических напоров, разности удельных весов воды, нефти и газа (формула В. П. Савченко). Условием со-

хранения залежей в структурной ловушке является превышение углов падения пластов на крыльях поднятий над углом наклона водонефтяного или газонефтяного контакта. Например, при гидравлических уклонах 0,001 и 0,01, удельных весах воды 1, нефти 0,8 и газа 0,001 газовая залежь сохранится при углах падения крыльев структуры соответственно $0^{\circ}03'$, $0^{\circ}30'$, а нефтяная залежь – при углах падения $0^{\circ}15'$ и $2^{\circ}30'$ (А.А. Карцев, 1963).

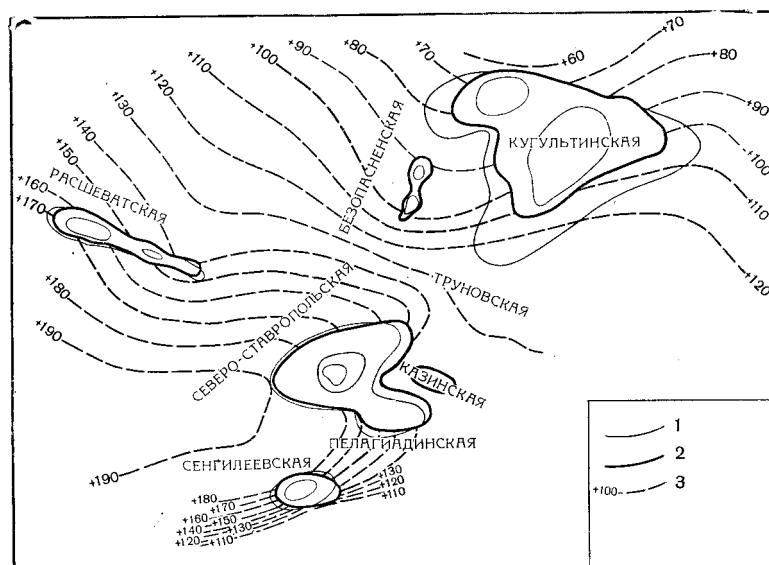


Рис. 2.2.1. Смещение контуров газоносности хадумских залежей под воздействием пьезометрических напоров в Центральном Ставрополье (по В.П. Савченко и др.):

- 1 – изогипсы по кровле хадумского горизонта; 2 – контуры газоносности;
- 3 – гидроизопьезы (по В.Н. Корценштейну с изменениями Л.С. Темина)

Карты гидроизопьез в отдельных случаях могут быть использованы для поисков локальных структур, зон нарушений, литологических экранов и др. В ряде районов на картах они характеризуются сгущением или разрежением гидроизопьез ("пьезометрические минимумы" или "пьезометрические максимумы"). Сгущением гидроизопьез выделяются некоторые скопления нефти и газа, например Северо-Ставропольская газовая залежь в хадумском горизонте. К пьезометрическим минимумам приурочены залежи Каганского района Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области (В.А. Кудряков, 1960). Эта приуроченность обусловлена связью залежей с очагами разгрузки ("переточные минимумы") или литологическими и тектоническими экранами ("преградные минимумы").

В процессе гидрохимических исследований по данным детального химического состава проб вод строятся карты, на которых выделяются следующие аномалии: общей минерализации (М); типов вод; значений основных генетических коэффициентов Na/Cl , Cl/Br ; содержания и распространения в водах отдельных минеральных ионов и солей (кальция, магния, стронция, йода, брома, фтора, радия, сульфатов); состава и количества растворенных газов (гомологов метана, углекислоты, сероводорода, гелия, аргона); органических веществ (нафтенат-ионов, жирных анионов, фенолов, аммония, органического углерода, органического азота Нобщ). При этом учитываются: подвижные формы азота ($N_{подв}$) – соединения азота, отщепляемые в щелочной среде; устойчивые формы азота ($N_{уст}$) – соединения азота, разлагаемые серной кислотой; перманганатная окисляемость ($O_2_{перм}$), дающая представление о количестве легко окисляющихся органических веществ; иодатная окисляемость ($O_2_{ид}$), характеризующая сумму окисляющихся компонентов.

При интерпретации данных исследований можно использовать соотношения перечисленных выше компонентов: Ca/Sr , Sr/M , SO_4^{4-}/Cl , Cl/Br ; $O_2/O_2_{перм}$, $O_2/Сорг$, $Сорг/Нобщ$, $N_{уст}/Нобщ$ и др.

Возможность выделения аномалийных зон по солевому составу, комплексу органических веществ и растворенных газов в составе глубинных вод определяется специфичностью

их химического состава и концентраций благодаря генетической взаимосвязи с залежами углеводородов. Для каждого нефтегазоносного района должны быть подобраны комплексы гидрохимических показателей, свойственных данному району.

Среди подземных вод нефтегазоносных районов преобладают два типа: хлоркальциевый и гидрокарбонатно-натриевый (по классификации В.А. Сулина). Появление в зоне активного водообмена вод повышенной минерализации, вод хлормагнежевого типа обычно свидетельствует о подтоке глубинных высокоминерализованных вод хлоркальциевого типа и смешении их с гидрокарбонатно-натриевыми или сульфатно-натриевыми водами дневной поверхности. По данным Е.А. Барс (1964), высокие числовые значения отношений $O_2/O_2\text{перм}$, $O_2/Сорг$ говорят об увеличении в водах концентрации высоковосстановленных органических соединений нефтяного ряда. Для поверхностных вод это отношение близко к единице. Высокие концентрации йода, брома (при очень низком хлорбромном коэффициенте), биогенного азота, аммония, фенолов, высокая относительная хлоридность и высокий гелий – аргоновый коэффициент, бессульфатность, отсутствие углекислоты и сероводорода в водах обычно являются показателями благоприятных условий сохранения газонефтяных залежей в недрах.

На рис. 2.2.2 показан пример гидрохимической аномалии по минерализации, выявленной в процессе структурно-картировочного бурения в Арлано-Дюртюлинской зоне Башкирии. Указанной аномалии соответствуют крупные месторождения нефти в нижнем карбоне (В.А. Кротова, 1963). Часто на резкие изменения минерализации подземных вод оказывают экранирующее влияние разломы, например Бухарский разлом Бухаро-Каршинской нефтегазоносной области (М.Г. Лубянская, 1970).

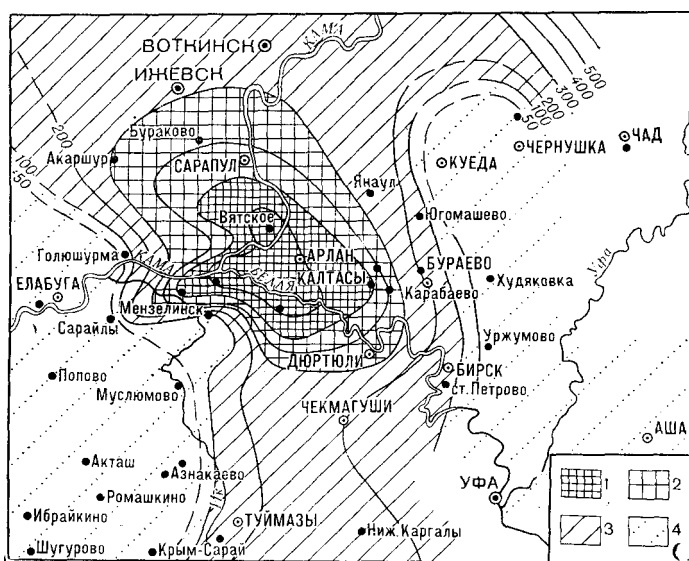


Рис. 2.2.2. Гидрохимические аномалии нижней перми в низовье р. Белой (по В.А. Кротовой, 1963)

Аномалия по минерализации в милли-эквивалентах на 100 г:
1) > 500; 2) 500-300; 3) 300-100; 4) < 100

При оценке нефтегазоносности выявленных ловушек углеводородов большую помощь может оказать изучение углеводородного состава и упругости газов, растворенных в подземных водах. Выделение газа из воды в свободную фазу и формирование залежи, если существует ловушка, обычно происходят при превышении давления насыщения растворенных газов над гидростатическим давлением пластовых вод.

К зонам относительно высокой упругости растворенных газов и повышенного содержания тяжелых углеводородов в ряде районов приурочены газовые залежи, например Северо-Ставропольское, Пелагиадинское в хадумском горизонте (рис. 2.2.3); газовые залежи в юрском базальном горизонте Березовского района в Западной Сибири и другие залежи. Од-

нако существует и обратная картина. Так установлено, что уникальные газовые залежи севера Западной Сибири располагаются в зоне существенного дефицита упругости газов, растворенных в воде (Н.М. Кругликов, 1965; Ю.С. Шилов, 1969), достигающего на Тазовской, Уренгойской и Губкинской площадях величин 92, 82, 22 кг/см².

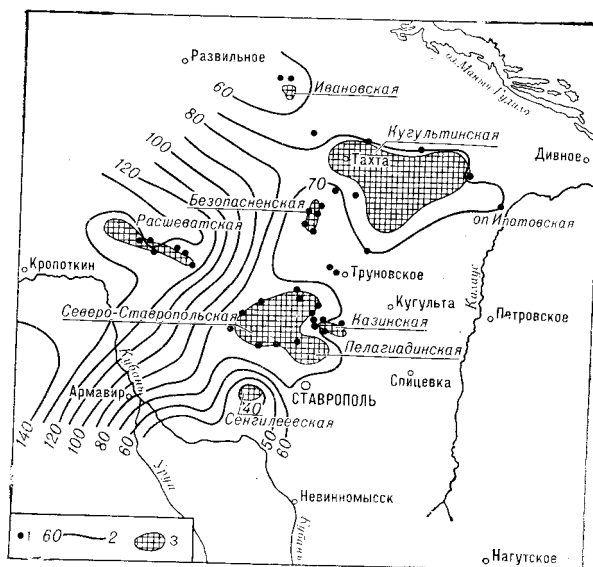


Рис. 2.2.3. Схема изменения общей упругости растворенных газов в водах хадумского горизонта (пи В.Н. Корценштейну):
1 – наиболее важные опытные скважины; 2 – изолинии общей упругости (ата);
3 – газовые залежи

Большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности исследуемых районов имеют палеогидрогеологические исследования. Эти исследования позволяют выяснить гидрогеологическую историю, условия образования подземных вод, процессы формирования их состава и на этой основе изучить условия формирования и разрушения скоплений нефти и газа.

В основе палеогидрогеологических исследований лежит разделение гидрогеологической истории изучаемого района на гидрогеологические циклы и этапы во времени и пространстве. Гидрогеологический цикл в пределах любой территории начинается первоначально тектоническим опусканием и трансгрессией морского бассейна, в результате чего происходит осадконакопление и образование седиментационных вод. При регрессии морского бассейна, происходящей в фазы развития движений воздымания, водоносные горизонты выходят на поверхность и начинается их денудация. На этом заканчивается седиментационный и начинается инфильтрационный этап гидрогеологического цикла, на протяжении которого происходит замена седиментационных вод инфильтрационными (А.А. Карцев, 1961). Заканчивается гидрогеологический цикл новой морской трансгрессией, в результате которой происходит перекрытие выходов водоносных пород и прекращается инфильтрация.

В течение последующих гидрогеологических циклов состав подземных вод, сформировавшихся на ранних гидрогеологических циклах, может изменяться. При хорошей изоляции более древних гидрогеологических комплексов от денудации и инфильтрации метеорных вод в результате возобновления выжимания из глинистых пород в коллекторы инфильтрационные воды, попавшие в водоносные породы в предыдущих циклах, будут замещаться седиментационными водами.

Наиболее благоприятные палеогидрогеологические условия для формирования и сохранения скоплений нефти и газа будут приурочены к отрезкам геологической истории, характеризующимся большой длительностью седиментационных этапов и большим числом циклов седиментационного водообмена при небольших скоростях движения пластовых вод.

Наоборот, при большом количестве циклов инфильтрационного водообмена и большой их длительности исследуемые районы по палеогидрогеологическим показателям должны считаться менее перспективными для нефтегазопромысловых работ.

Большое значение при воссоздании палеогидрогеологических условий и древней гидродинамики имеет знание состава древних вод, а также направлений и скорости их движения. Методики гидрогеологических и гидродинамических исследований при нефтегазопромысловых работах подробно рассмотрены в работах Карцева А.А., Вагина С.Б., Шугрина В.П., Табасаранского З.А., Корценштейна В.Н. и др.

Гидрогазобактериологические и газобактериологические почвенные исследования

Гидрогазобактериологические и почвенные газобактериологические исследования проводятся с целью выявления участков или структур, характеризующихся повышенными концентрациями углеводородных газов и бактерий в грунтовых водах, а также в водах верхних от поверхности водоносных горизонтов и в породах, выходящих на дневную поверхность.

Газобактериальная съемка как дополнительный метод исследования проводится в слабозабуренных районах, нефтегазонасыщенность которых изучена недостаточно.

В процессе газобактериальной съемки проводится отбор проб воды и пород для анализа растворенных и почвенных газов, химического состава вод, бактерий и растворенных битумов.

По результатам комплексных геологических исследований составляются карты (геологические, как правило, по двум поверхностям – современной и древней; четвертичных отложений, геоморфологическая, геотектоническая, структурная, гидрогеологическая, полезных ископаемых) с обязательной запиской к каждой из них.

Геотермические методы исследований

Геотермические исследования проводятся для решения задач, связанных с изучением термического режима земной коры, условий миграции в ней углеводородов, формирования подземных вод и т. д. Эти исследования могут применяться в процессе как региональных исследований, так и детальных геолого-поисковых работ.

Температурные наблюдения в скважинах проводят, как правило, в процессе опробования отдельных водоносных горизонтов и при электрокаротажных работах. Полученные данные служат исходным материалом для построения геотермических карт и профилей. Геотермические карты могут быть трех видов: изотерм, термоизогипс и равных геотермических градиентов (ступеней).

Использование геотермии для структурного картирования основано на появлении геотермических повышенных аномалий над очагами разгрузки водоносных комплексов, которыми обычно являются локальные структуры и зоны нарушений. Геотермические исследования должны проводиться в комплексе с другими видами исследований.

Региональные геотермические карты, освещая распределение глубинных температур на больших площадях, дают возможность выработать критерии для сравнительной оценки температурных условий в пределах отдельных районов, характеризующихся различной геотермической обстановкой. При интерпретации таких карт следует в первую очередь учитывать связь геотермии с геолого-структурным планом исследуемой территории. Например, на геотермической карте Русской платформы отчетливо видна область регионального охлаждения недр, соответствующая участкам приподнятого залегания кристаллического фундамента в пределах Балтийского и Украинского щитов и Воронежского массива.

Данные геотермии хорошо характеризуют области питания и сноса, режим и динамику подземных вод артезианских бассейнов и другие гидрогеологические особенности исследуемых территорий. Региональные геотермические исследования на обширных площадях артезианских бассейнов позволяют изучать условия формирования и динамику подземных вод, судить о литологических и структурно-тектонических особенностях бассейнов и определять возможные глубины синклиналильных прогибов, находящихся между областями питания и разгрузки.

Большое практическое значение имеет изучение глубинной тектоники по данным геотермических исследований. В отечественной и зарубежной практике известны многочисленные примеры выявления по этим данным погребенных структурных поднятий. Так, по карте равных геотермических ступеней в майкопских отложениях при сопоставлении с изогипсами кровли палеозоя Центрального Предкавказья установлено, что изолинии геотермической ступени в майкопских отложениях повторяют очертания изогипс палеозойского фундамента и отчетливо отражают основные черты Ставропольского сводового поднятия.

На детальных геотермических картах местами могут оконтуриваться структуры. Это обусловлено тем, что обычно в приподнятых зонах наблюдается повышение плотности теплового потока и величины геотермического градиента по сравнению с опущенными районами.

Дьяконов Д.И. показал, что по данным геотермических исследований мелких скважин можно выявлять и изучать антиклинальные складки, соляно-купольные поднятия и погребенные выступы карбонатных, метаморфических и магматических пород, изучать закономерные связи между строением рельефа фундамента и платформенного чехла и определять принадлежность исследуемого района к тем или иным крупным структурным элементам.

2.3. ГЛУБИННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ КОРЫ

Глубинное исследование осадочного чехла и континентальной коры не входит непосредственно в комплекс работ на нефть и газ, однако роль этих работ для выяснения тектоники нефтегазоносных регионов становится очень значительной.

В комплекс глубинных исследований входят:
сейсмологическое и гравитационное зондирование,
сейсмическое зондирование,
сверхглубокое (научное) бурение.

2.3.1. Сейсмологическое и гравитационное зондирование консолидированной части коры и верхней мантии

В.В. Удоротин, Н.В. Конанова. Глубинное строение литосферы по профилю МЕЗТИМРЕСН. /Отечественная геология, 2000, с. 44-50.

В конце 80-х годов в Институте геологии КНЦ УрО РАН были начаты исследования по изучению глубинного строения литосферы Печорской и Западно-Сибирской плит по методике гравитационного зондирования, а в 1996 г. введена в эксплуатацию сейсмологическая станция "Сыктывкар". Геофизическая обсерватория Института геологии КНЦ ведет наблюдения за сейсмическим режимом территории юга Республики Коми тремя сейсмологическими комплексами, два из которых цифровые. На основе комплексного анализа геолого-геофизических данных по структуре платформенного чехла, результатов сейсмологического и гравитационного зондирования консолидированной части коры и верхней мантии построена модель литосферы вдоль регионального профиля МЕЗТИМРЕСН (пересекающего южные части Мезенской синеклизы (МЕЗ), Тиманской гряды (ТИМ) и Печорской синеклизы (РЕСН)). Сейсмологические исследования западной части субширотного профиля МЕЗТИМРЕСН (Сыктывкар – Усть-Нем) проводились с применением метода обменных волн от землетрясений (МОВЗ). В 1997 г. был отработан западный участок профиля протяженностью 215 км от северо-восточной оконечности Сысольского свода через северную часть Кировско-Кажимского авлакогена и Вычегодский прогиб (рис. 2.3.1).

По профилю МЕЗТИМРЕСН в 1998 г. проведена экспресс-интерпретация поля силы тяжести по методике гравитационного зондирования, которая заключалась в оценке глубин залегания основных структурно-вещественных комплексов земной коры и верхней мантии. Результаты интерпретации представлены в виде обобщенного плотностного разреза. Грави-

метрический профиль протяженностью около 750 км пересекает структуры: Сысольский свод и Кировско-Кажимский прогиб Волго-Уральской антеклизы, Вычегодский прогиб Мезенской синеклизы, Тиманскую гряду, Ижма-Печорскую моноклиналию юга Печорской синеклизы, Предуральский желоб и Уральский кряж.



Рис. 2.3.1. Обзорная схема района работ MEZTIMPESH: границы структур: 1 – надпорядковых, 2 – первого порядка; 3 – сейсмологический профиль Сыктывкар – Усть-Нем с пунктами наблюдений; 4 – гравиметрический профиль MEZTIMPESH

По данным сейсмологических исследований был построен геолого-геофизический разрез литосферы до глубины приблизительно 120 км и выделен ряд сейсмических границ. Опорными границами обмена являются горизонты Ф (поверхность дорифейского фундамента), А, К (поверхность гранулитометабазитового комплекса), М (поверхность Мохоровичича), M_1 .

Поверхность Мохоро выделена с глубинами залегания 36-42 км. Горизонт M_1 в верхней мантии так же, как и граница Мохоровичича, отчетливо отражается в волновом поле, иногда даже более интенсивно. Он залегает на глубинах 44,9-48,2 км и по форме повторяет поведение горизонта М.

В разрезе верхней мантии выделяются границы на глубине 55-65 км и 98-99 км. На глубинах 105-118 км выделяются отдельные площадки обмена, которые предположительно можно объединить в общую границу.

Установлена вертикальная расслоенность консолидированной земной коры, которая интерпретируется как первичная региональная стратификация, отвечающая этапам формирования крупных структурно-вещественных геологических комплексов, выделяемых в качестве сейсмо-структурных этажей – ССЭ. Каждый этаж, имеющий гетерогенное строение по латерали и характеризующийся определенными физическими параметрами, отражающими структурно-вещественный состав и особенности внутренней структуры, выделяется относительно выдержанными сейсмическими границами раздела.

Материалы проведенных сейсмологических работ позволили выделить глубинные зоны разрывных нарушений двух категорий: предположительно глубинные разломы; границы разнородных блоков коры или верхней мантии (пограничные зоны).

Результаты интерпретации гравитационного поля представлены в виде обобщенного геолого-плотностного разреза по профилю MEZTIMPESH (рис. 2.3.2). Протяженность гравиметрического профиля 750 км, глубина исследований около 120 км.

Первая гравиактивная граница, отождествляемая с поверхностью консолидированной коры, находится на глубине 2-8 км. Данная поверхность наиболее погружена в пределах Вычегодского прогиба и Тимана и протягивается, по гравиметрическим данным, до Восточно-Уральской структурно-формационной зоны Уральского кряжа.

Следующая гравиактивная граница, отождествляемая с подошвой гранитогнейсового подкомплекса (кровлей диорит-гнейсового подкомплекса), наблюдается, по гравиметри-

ческим данным, на глубине 10-20 км. *Диорит-гнейсовый* структурно-вещественный подкомплекс верхней коры имеет перерывы в сплошности распространения в пределах исследуемой территории. Вероятно, нижняя часть верхней коры выклинивается в пределах Тиманской гряды. Наиболее приближен к поверхности данный комплекс в Восточно-Уральской структурно-формационной зоне, наименее – в Волго-Уральской антеклизе.

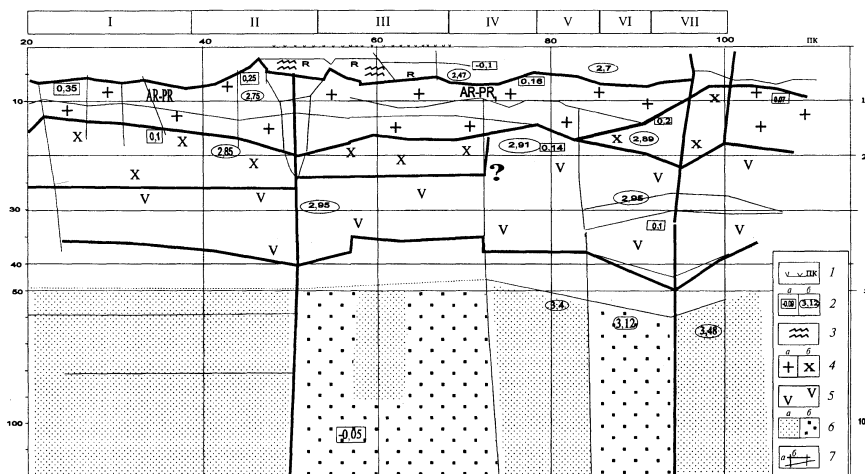


Рис. 2.3.2. Обобщенный геолого-плотностной разрез по профилю MEZTIMPESH:

1 – линия профиля с пикетами (пк) гравиметрических и сейсмологических точек наблюдения, пикеты расположены через 10 км; 2 – аномальная (а) и эффективная (б) плотности, г/м³; 3 – верхнепротерозойский структурно-вещественный комплекс; 4 – гранитогнейсовый (а) и диорит-гнейсовый (б) слои; 5 – гранулитобазитовый слой; 6 – уплотненные (а) и разуплотненные (б) породы верхней мантии; 7 – основные геоплотностные границы (а) и разломы (б); I, 111 – Мезенская синеклиза; II – Волго-Уральская антеклиза; IV – Тиманская гряда; V – Печорская синеклиза; VI – Предуральский желоб; УП – Уральский кряж

Кровля *гнейсогранулитового* структурно-вещественного комплекса – наиболее «капризная» гравиактивная граница, с точки зрения неоднозначности геологической интерпретации гравиметрического поля. Кровля гнейсогранулитового слоя залегает на глубине 26 км, по гравиметрическим данным, в Волго-Уральской антеклизе, а в районе Вычегодского прогиба Мезенской синеклизы поднимается до глубины 23 км. Минимальные отметки залегания кровли данного слоя, по гравиметрическим данным, вероятно, будут приурочены к границе Тиманской гряды и Печорской синеклизы. В Предуральском прогибе и на Урале гнейсогранулитовый слой фиксируется на глубине около 20 км.

Поверхность *Мохоровичича*, по гравиметрическим данным, залегает на глубине 35-50 км в пределах исследуемой территории. Максимальный (до 35 км) подъем данной поверхности наблюдается в пределах Вычегодского прогиба Мезенской синеклизы, а наиболее погружена поверхность Мохо (до 50 км) в пределах Уральского кряжа. Ниже данной поверхности на глубине 50-60 км практически на всей территории прослеживается еще одна поверхность, залегающая параллельно поверхности М и повторяющая ее по форме залегания.

Сысольский свод Волго-Уральской антеклизы характеризуется большой мощностью консолидированной части земной коры с преобладанием в разрезе гранитного слоя и нормальной мощностью базальтового слоя. Верхняя мантия обладает повышенной плотностью и тенденцией к погружению мантийных блоков. В земной коре этот процесс должен сопровождаться подъемом земной поверхности.

Вычегодский прогиб Мезенской синеклизы имеет выступы архейского фундамента, сокращенную мощность консолидированной коры и разуплотненные породы верхней мантии, обладая тенденцией подъема мантийных флюидов до поверхности М₁. В земной коре данный процесс сопровождается прогибанием поверхности фундамента и, возможно, наличием зон «волноводов», которым свойственно частичное плавление вещества земной коры.

Тиманская гряда отличается сокращенной мощностью консолидированной коры и наличием в верхней мантии блока пород повышенной (до 3400 кг/м³) плотности, залегающего на глубине 46-49 км. В районе Тиманской гряды происходит выклинивание нижнего слоя гранитогнейсового и, вероятно, диорит-гнейсового структурно-вещественных подкомплексов, что может свидетельствовать о более сильной базификации земной коры Тиманской гряды.

Ижма-Печорская моноклираль южной части Печорской синеклизы и Предуральский желоб характеризуются сложным строением консолидированной части земной коры с присутствием клина пород диорит-гнейсового структурно-вещественного подкомплекса, а также наличием в разрезе пород гранитогнейсового структурно-вещественного подкомплекса нормальной мощности, несколько сокращенной в Предуральском желобе.

Уральский кряж имеет довольно простое глубинное строение, граница Конрада здесь залегает на глубине 18-20 км, отсутствуют (или полностью переработаны) породы гранитогнейсового структурно-вещественного подкомплекса в Восточно-Уральской зоне и выклиниваются в гранитогнейсовом подкомплексе в пределах Западно-Уральской зоны. Для Восточно-Уральской зоны характерен мощный (до 14 км) диорит-гнейсовый слой, залегающий на глубине 8 км, а породы гранитогнейсового структурно-вещественного подкомплекса отсутствуют или они полностью переработаны. Земная кора Урала имеет увеличенную мощность (до 49 км). Верхняя мантия Восточно-Уральской зоны представлена блоком пород с повышенной плотностью.

2.3.2. Глубинное сейсмическое зондирование. Программа "Глобус".

Наливкина Э.Б. (ВСЕГЕИ). *Сверхглубокие скважины России и сопредельных регионов. Геологические аспекты, 2000.*

В 60-х годах был создан Межведомственный научный совет ГКНТ по проблеме "Изучение недр Земли и сверхглубокое бурение". Этим советом была составлена программа комплексных геологических, геофизических и геохимических исследований, которая должна была обеспечить развитие каркасной сети региональных профилей ГСЗ (рис. 2.3.3), бурение глубоких и сверхглубоких скважин, комплексную интерпретацию и обработку полученной новой информации. Первостепенное значение придавалось комплексному изучению керна таких скважин, а также окружающего пространства.

В пределах ТПП отработано 6 региональных профилей ГСЗ, в т. ч. два профиля ГСЗ-КМПВ:

- профиль "Агат-I", проходящий по побережью Ледовитого океана от о. Сенгейский на западе до восточной части Югорского полуострова;
- профиль "Агат-II", Белое море – Воркута, пересекающий Тиман и выходящий на западный склон Урала, к юго-востоку от Воркуты. Глубина исследованного интервала разреза 40-50 км;
- профиль "Кварц" Мурманск – Кызыл, проходящий от Мурманска через Мезенскую синеклизу до восточного склона Урала с глубиной получения материалов 40-50 км;
- профиль Кинешма – Воркута (ГСЗ-МОВ), пересекающий регион от западного склона Тимана до Воркутского поперечного поднятия в Предуральском прогибе.

Кроме того, отработаны два взаимопересекающихся профиля ГСЗ-КМПВ с глубиной исследования до 50-60 км по линиям:

- широтный от Мезенской синеклизы (Нижняя Пёша) до центральной (осевой) части Коротайхинской впадины;
- субмеридиональный, пересекающий Хорейверскую впадину от р. Черной до Макариха-Салюкинского вала.

По мнению ряда специалистов, занимающихся изучением глубинной тектоники региона и вещественным составом разреза, подстилающего осадочный чехол, признается, что качество материалов первых трех профилей ГСЗ достаточно для интерпретации и создания моделей строения доосадочных образований.

Качество материалов профиля Кинешма – Воркута неоднозначно, а качество материалов профилей ГСЗ-КМПВ низкое: на них представлены практически только кромки самой верхней и самой нижней части доосадочного комплекса образований.

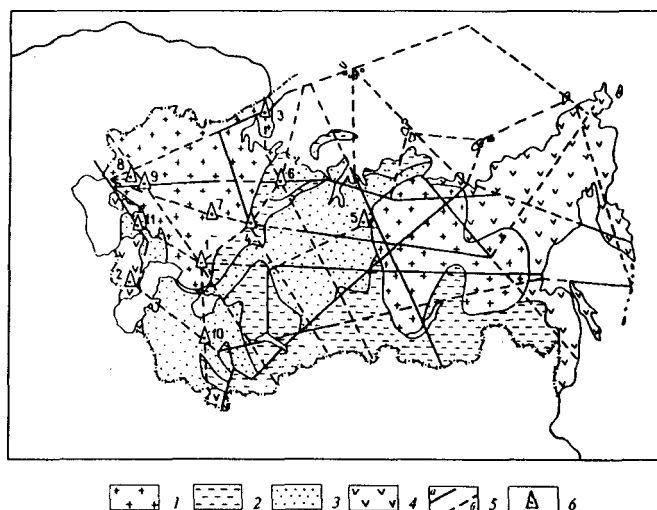


Рис. 2.3.3. Система геотравверсов и сверхглубоких скважин на территории СССР [Козловский Е.А., 1982]:

1 – области древних платформ; 2 – области байкальской, каледонской и герцинской складчатости; 3 – области молодых плит; 4 – области мезозойской и кайнозойской складчатости; 5 – глубинные сейсмические профили первого класса (а – выполненные, б – планируемые); 6 – скважины сверхглубокие (1 – Прикаспийская, 2 – Саатлинская, 3 – Кольская, 4 – Уральская, 5 – Тюменская, 6 – Тимано-Печорская, 7 – Ново-Елховская, 8 – Криворожская, 9 – Днепровско-Донецкая, 10 – Мурунтауская, 11 – Кубанская)

2.3.3. Исследование осадочного чехла и континентальной коры с помощью сверхглубокого бурения

Ехлаков Ю.А., Горбачев В.И., Карасева Т.В., Богацкий В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по результатам исследования Тимано-Печорской глубокой опорной и Колвинской параметрической скважин). – Пермь: КамНИИКИГС, 2000 г. – 330 с.

Глубокое и сверхглубокое бурение в России является составной частью комплекса геолого-геохимических и геофизических исследований с целью изучения глубинного геологического строения основных нефтегазоносных и рудных регионов страны для решения прикладных и теоретических проблем в геологии.

Необходимость таких работ была очевидна. На территории России, а также за рубежом, в ряде нефтегазоносных провинций мощность осадочного чехла достигает 8-10 и более километров. В то же время в большинстве провинций промышленные скопления нефти, конденсата и газа в основном выявлены до глубин 4-4,5 км. В ряде нефтегазоносных районов залежи выявлены в интервале глубин 4,5-6,2 км. Рекордные глубины нахождения залежей газа установлены в США: бассейн Анадарко (8,1 км, месторождение Милз-Ранч) и бассейн Делавэр (7 км, месторождение Гомес).

Была создана единая программа, по которой разбуривались различные тектонические структуры, соединенные профилями ГСЗ (рис. 2.3.3). За рубежом также разработан ряд программ по исследованию континентальной коры с помощью сверхглубокого бурения. Их осуществление начато в США, ФРГ, Швеции. В 1988 г. Е.А.Козловским был представлен проект "Глобус", по которому предполагалось объединить усилия разных стран в изучении глубинного строения земной коры континентов.

Другое научное направление – комплексное исследование континентальной коры с помощью сверхглубокого бурения начало развиваться в 70-е годы и оформилось в 80-е годы. Комплексное исследование континентальной коры с помощью сверхглубокого бурения – область научного прорыва в геологии, т.к. впервые на основании прямых данных изучения керна удалось подойти к оценке глубинного строения земной коры. До сих пор глубинное строение изучалось преимущественно геофизическими методами, что давало весьма дискуссионные данные. Примером тому является факт, что ни один проектный разрез СГС не отвечает полученному при бурении.

Большая часть сверхглубоких скважин была пробурена в нефтегазоносных районах по осадочным породам для поиска нефти и газа как в России, так и за рубежом.

Первой пробуренной сверхглубокой скважиной в России стала Кольская (забой 12261 м). В настоящее время она является геологической лабораторией. В настоящее время на территории России пробурено четыре скважины (Воротилковская, Тынъяузская, Тимано-Печорская, Колвинская) и две находятся в бурении (Уральская, Тюменская).

Тимано-Печорская глубокая опорная скважина (забой 6903,5 м) и Колвинская глубокая параметрическая скважина (забой 7057 м) пробурены в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Первая находится на территории Республики Коми, а вторая – в Ненецком автономном округе Архангельской области.

Для ведения работ по бурению глубоких и сверхглубоких скважин было создано ПГО "Недра", в настоящее время Федеральное государственное унитарное предприятие "Научно-производственный центр по сверхглубокому бурению и комплексному изучению недр Земли" (ФГУП НПЦ "Недра") в г. Ярославле, а для научного обеспечения – в его составе Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин (КамНИИКИГС) в г. Перми.

Научное сверхглубокое бурение кристаллической земной коры было начато в 1965 г. в СССР, а в США получило развитие научное морское бурение. Скважины, пробуренные по кристаллической коре, обычно не глубоки. Наиболее глубокие из них (кроме скважин в СССР) – Сильянская в Швеции глубиной 6000 м и сверхглубокая КТВ в ФРГ. В настоящее время в Японии, Великобритании, Канаде, США, России обсуждается ряд проектов сверхглубокого бурения кристаллической земной коры на глубину 7-12 км.

В настоящее время уже получены глубинные геологические разрезы кристаллической коры для разнотипных и разновозрастных геологических структур по СГС: Кольской (AR-PR₁) в палеорифтовой структуре Балтийского щита, до глубины 12 261 м; Криворожской (PR₁) в прогибе межгеоблокового шва Украинского щита, до глубины 5432 м; Уральской (PZ) в геосинклинальном прогибе Урало-Монгольского подвижного пояса, до глубины 5320 м; Мурунтауской (R-PZ) в прогибе межгеоблокового шва, до глубины 4300 м; Саатлинской (MZ-KZ) в межгорной впадине Средиземноморского подвижного пояса, до глубины 8267 м.

Наиболее полный разрез раннедокембрийской земной коры получен по Кольской СГС (Балтийский щит) до возраста 3-1,6 млрд. лет. Фрагменты раннедокембрийской коры вскрыты скважинами: Миннибаевская, Туймазинская (фундамент Русской платформы), Криворожская (Украинский щит), Мичиганская (Канадский щит), Сильянская (Балтийский щит).

По изученным СГС получены разрезы кристаллической континентальной коры, на основании прямых данных исследования керна и районов заложения СГС – в структурах прогибов и межгеоблоковых швов. Вскрыты породы с возрастными интервалами формирования земной коры раннего архея, раннего протерозоя, рифея, палеозоя, мезокайнозоя.

2.4. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Региональные геофизические исследования являются одной из важнейших составных частей поисково-разведочного процесса на нефть и газ. В геологически закрытых районах

они должны опережать все виды геолого-разведочных работ, являясь вместе с данными геологической съемки, опорного и параметрического бурения основой для разработки научно обоснованных направлений дальнейших поисковых работ на нефть и газ.

Региональные геофизические исследования на **стадии оценки зон нефтегазоаккумуляции** концентрируются в пределах крупных тектонических элементов, проводятся в масштабе 1:500000 и крупнее.

Задачей этих исследований является уточнение местоположения и строения крупных тектонических элементов, намечившихся по геолого-геофизическим данным первой стадии региональных работ.

Геофизическими работами на второй стадии региональных работ уточняется местоположение и изучается строение отдельных крупных тектонических элементов: тектоника осадочного чехла в целом или его отдельных структурных комплексов, в том числе зон стратиграфического выклинивания и замещения литолого-стратиграфических комплексов, рельеф, структура и вещественный состав фундамента.

На этой стадии регионального изучения основное значение приобретают сейсмические методы исследований и бурение параметрических скважин. Объем региональных работ и комплекс применяемых методов находятся в прямой зависимости от сложности строения региона в характера решаемых геологических задач.

Результаты региональных работ должны представляться в виде карт и геолого-геофизических разрезов в масштабах и с сечениями, предусмотренными действующими инструкциями по геофизическим работам и комплексными программами региональных работ. Материалы геофизических исследований должны включаться в итоговые документы по проблеме поисков нефти и газа.

Комплекс региональных геофизических исследований на суше включает все четыре метода полевой геофизики: магнитометрический, гравиметрический, электроразведочный и сейсмический.

Выбор рационального комплекса региональных геофизических работ на нефть и газ должен учитывать специфику геолого-геофизических условий и обеспечивать получение максимальной геологической информации по изучаемой территории при наименьших экономических затратах.

Региональные геофизические исследования должны комплексироваться с региональными геологическими работами (дешифрирование материалов дистанционных съемок, а также геологической, геохимической, аэрогеологической съемок), параметрическим и опорным бурением, а геофизические профили «привязываться» к разрезам глубоких скважин, в которых выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований (электрокаротаж, ВСП, индукционный каротаж и др.)

В первую очередь в процессе региональных геофизических работ проводятся **аэромагнитная и гравиметрическая съемки** масштаба 1:200000 (в отдельных районах масштаба 1:500000). Густота сети съемок, расположение и точность пунктов наблюдений, точность определения аномалий устанавливаются в соответствии с действующими инструкциями по магнито- и гравиразведке и в зависимости от поставленных геологических задач. Детальные магнитометрическая и гравиметрическая съемки на стадии оценки зон нефтегазоаккумуляции проводятся в наиболее перспективных районах

Магниторазведка. Метод основан на изучении особенностей магнитного поля, связанных с различными магнитными свойствами горных пород. Изменение магнитных свойств и разные формы залегания магнитных пород создают различные магнитные аномалии, т. е. отклонения напряженности геомагнитного поля в данном районе от нормальных его значений для данной области.

Магниторазведка широко используется при производстве региональных исследований для изучения региональной тектоники, определения мощностей осадочных образований платформенного чехла и глубины залегания складчатого фундамента, выявления и трассирования зон региональных разрывных нарушений и в отдельных районах для поисков локальных структур, соляных куполов и др.

Магниторазведка на территориях платформ в основном применяется при региональных исследованиях. Магнитное поле древних платформ обусловливается рельефом и составом кристаллического фундамента. Это дает возможность выделять крупные выступы, впадины, а иногда и зоны поднятий, определять глубины и составлять схемы рельефа фундамента. Большое влияние на магнитное поле оказывает петрографическая неоднородность фундамента. Четкими магнитными аномалиями выделяются интрузии изверженных пород основного состава (габбро-диабазы, амфиболиты), внедрившиеся по расколам фундамента. Характер магнитных аномалий дает возможность проследить погребенные продолжения структур складчатого обрамления платформенных областей, выделить блоки древней консолидации как участки сравнительно однообразного магнитного поля, облекаемые полосами магнитных аномалий. Горизонтальные сдвиги на участках погребенного фундамента можно определить по смещению полос магнитных аномалий в плане. Границы крупных регионов, окаймленных разломами, устанавливаются по резкой смене характера магнитного поля (например, границы Уральской складчатости, Русской платформы).

В настоящее время аэромагнитные исследования нашли широкое применение при проведении геофизических исследований в морских условиях, в частности, для изучения геомагнитного поля в Каспийском, Азовском, Аральском, Охотском и других морях.

Гравиразведка. Метод основан на изучении естественного поля силы тяжести на земной поверхности, что позволяет выявлять аномалии гравитационного поля, обусловленного изменением плотности.

Гравиразведка широко применяется на стадиях региональных работ. Она используется для решения многих геологических задач, в том числе для: изучения регионального геологического строения недр; геотектонического районирования строения складчатого фундамента и изучения его крупных структурных элементов; поисков крупных структур в осадочном чехле платформенных областей; поисков зон развития рифовых образований и соляно-купольных структур; выявления и трассирования региональных разрывных нарушений.

Гравиметрические работы в настоящее время широко применяются в пределах акваторий морей и океанов. Региональные гравиметрические работы на море ведутся при помощи специальных гравиметров на борту корабля и донными гравиметрами.

Гравитационное поле, как правило, отображает глубинную тектонику: крупным положительным структурным элементам обычно соответствуют крупные гравитационные относительные максимумы, а отрицательным – относительно малые гравитационные минимумы. Однако в ряде областей, наоборот, минимумам силы тяжести соответствуют поднятия поверхности фундамента, а максимумам – впадины. Это объясняется тем, что на характер гравитационного поля платформ большое влияние оказывают петрографический состав пород и глубинное строение фундамента. Отрицательные гравитационные аномалии обычно характерны для гранитных интрузий. Положительные аномалии вызываются участками фундамента, сложенными гнейсами, обогащенными габбро-норитами, амфиболитами и другими породами с повышенной плотностью. Все это должно учитываться при анализе результатов гравиметрических исследований. В связи с этим при интерпретации региональных гравиметрических исследований необходимо использовать дополнительные данные (результаты опорного и параметрического бурения, данные сейсморазведки).

Геологическая эффективность применения поисковых гравиразведочных работ в районах с различным тектоническим строением неодинакова. Большая эффективность применения гравиразведки при поисках нефтегазоносных структур отмечается при рациональном комплексировании гравиразведки с другими геофизическими методами (сейсморазведкой или совокупности электроразведки и магниторазведки).

Большое практическое значение имеет выделение на платформах по гравитационным аномалиям зон развития флексур, которые обычно соответствуют разломам фундамента и ограничивают отдельные его блоки.

Лучшие результаты дает гравиразведка при изучении складчатых областей. Краевые прогибы, характеризующиеся глубоким залеганием фундамента, выделяются обычно большими отрицательными аномалиями силы тяжести. Крупные региональные минимумы характерны также для межгорных впадин, например Ферганской. В этих областях гравиразведка успешно применяется для выявления различных структурных зон.

Карты аэромагнитной и гравиметрической съемок должны являться основой для предварительного тектонического районирования территории: выделения платформенных территорий и геосинклинальных областей, приближенного определения глубины залегания фундамента, выделения крупных поднятий и впадин, трассирования разломов, изучения вещественного состава фундамента.

**Задачи гравиметрических работ при региональных исследованиях
в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции**
Программа региональных работ в ТПП на 2001-2005 годы. 2000 г.

В **Республике Коми** неизученными территориями, где проведение гравиметрической съемки обязательно, являются Мезенская синеклиза, глубинные области Тиманского складчатого поднятия и Западно-Уральская складчато-надвиговая зона.

На территории Мезенской синеклизы планируется проведение гравиметрической съемки масштаба 1:50000 вдоль планируемых региональных сейсмических профилей. По этим же линиям планируется проведение электроразведочных (по методике ВЭЗ) и магниторазведочных работ.

На Тиманском складчатом поднятии проведение переинтерпретации гравиметрических данных по современным технологиям сейсмогравитационного моделирования необходимо с целью разработки общей структурной модели Тиманского аллохтона, оценки глубины залегания поверхности срыва в области ее выполаживания и поиска крупных антиклинальных структур в автохтоне для обоснования постановки региональных и поисковых сейсморазведочных работ.

В Тимано-Печорской провинции комплексные исследования, основанные на совместном использовании гравиметрической и сейсморазведочной информации должны выполняться, *во-первых*, при уточнении тектонического районирования. Выполненное в середине 80-х годов тектоническое районирование, основанное, главным образом, на морфологическом анализе производных гравиметрического поля и разномасштабных структурных картах, в некоторых участках оказалось не достаточно корректно. Это проявилось, например, в отнесении Верхне-Возейского блока к Хорейверской впадине.

Проведенные работы региональных профилей РС позволили по-новому осветить геологическое строение крупных структурных элементов провинции, но вместе с этим возникли и новые проблемы, которые невозможно решить средствами только лишь сейсморазведки. К таким задачам относится существование Косью-Роговского и Коротаихинского аллохтонов и их пограничной структуры – гряды Чернова, глубинного строения Печоро-Колвинского авлакогена, определение вещественного и структурного состояния допалеозойских образований Вычегодского прогиба и т. д.

Поэтому в первую очередь необходимо вести комплексную переинтерпретацию данных сейсмогравиметрии на региональных профилях РС по технологиям сейсмогравитационного моделирования. Необходимо по этим профилям провести гравиметрическую съемку 1:100 000 и 1: 50000. Необходимо не только дополнение методами гравиразведки с использованием современных интерпретационных технологий, но и широкомасштабное проведение магниторазведки и электроразведки.

Во-вторых, на сложных в геологическом отношении участках, где до настоящего времени еще не проведены поисковые сейсморазведочные работы, необходимо выполнить обоснование постановки этих работ с целью поиска зон тектонического дробления, погребенных грабенов, рифогенных образований и т.д.

В состав этих исследований необходимо включить разработку методических приемов выявления и анализа сложных тектонических и седиментационных форм, таких как рифовых объектов, зоны тектонического сучивания, многоярусной складчатости, погребенных грабенов, зон тектонической трещиноватости и т. д. Вопросы геологической интерпретации аномального волнового поля разрабатывались на протяжении многих лет и усилиями многих специалистов. Необходимо произвести адаптацию этих методических разработок для условий комплексной и гравиметрической интерпретации.

Комплексная интерпретация гравитационных и сейсмических материалов необходима в условиях, где волновые поля недостаточно разрешены и однозначны. К этим условиям необходимо отнести территории с развитием многоярусной тектонической складчатости и участки сложного структурного состояния пород осадочного чехла.

Для сложно построенных зон внутренней складчато-надвиговой зоны **Верхнепечорской впадины** необходима разработка структурных моделей. Основными объектами исследования должны являться территория Сарьюдинской складчато-чешуйчатой зоны, Курьинской антиклинальной зоны и Патраковской складчато-покровной зоны. Основная задача исследований состоит в прогнозировании размещения надвиговых дислокаций, их вещественного состава, развития трещинно-эродированных зон в нижнепалеозойских отложениях. Должны быть проведены гравиметрические работы масштаба 1:25000. Комплексная переинтерпретация должна сопровождаться переобработкой сейсмических материалов.

На **Среднепечорском поперечном поднятии** необходимо выполнить крупномасштабную (1:25000) гравиметрическую съемку на всей его территории совместно со структурами южного замыкания Большесынинской впадины. Результатом этих исследований будут являться структурно-тектонические модели по субширотным направлениям через всю территорию Предуральского прогиба, выполненные по линиям существующих сейсмических профилей.

На территории **Большесынинской впадины** основным объектом исследования для гравиразведки являются территории Большеаранецкой антиклинали, Мичабичевникской тектонической пластины, Улдоркыртинской антиклинали и Среднешугорской тектонической пластины. Имеющиеся материалы позволяют прогнозировать существование автохтонных структур на перечисленных площадях. Основная задача первого этапа комплекса интерпретационных гравиметрических работ состоит в выявлении автохтонных и параавтохтонных структур и подготовки обоснования для выполнения крупномасштабной гравиметрической съемки и проведения сейсморазведочных исследований с последующей комплексной их интерпретацией.

В **Косью-Роговской впадине** волновые поля на площадях внутренней складчато-надвиговой зоны содержат обширные участки отсутствия регулярной записи и допускают многовариантность интерпретации. На этих территориях необходимо выполнять совместную интерпретацию сейсмических и гравиметрических материалов. Независимую интерпретацию гравиметрических данных необходимо выполнить в тыловой области Кожимской складчатой зоны, где намечено существование ранее не выявленных надвиговых складок. Аналогичные объекты существуют и между Интинскими и Кожимскими дислокациями.

Гряда Чернышева является пограничным образованием между Косью-Роговской впадиной Предуральского передового прогиба и субплатформенной структурой Хорейверской впадины. Поэтому однозначная структурно-стратиграфическая интерпретация геолого-геофизических данных на гряде Чернышова возможна только при комплексировании интерпретации сейсмических и гравиметрических материалов.

В **Коротаихинской впадине** по результатам интерпретации материалов региональных сейсмостратиграфических профилей 04 РС и 15 РС было установлено, что во внутренней области Коротаихинской впадины размещен крупный структурный элемент вдвигово-

поддвигового типа. Сверху он перекрыт сложной структурой дислокаций Сабриягинской и Пестаншорской складчато-надвиговых зон, а с восточной стороны его тыловая часть обрезана тектонической пластиной, сформированной нижнепалеозойскими (?) карбонатными (?) образованиями. Решение вопроса о вещественном составе как покрывающих тектонических пластин, так и автохтонных и параавтохтонных структур различного генезиса без привлечения аппарата интерпретации гравиметрической информации, практически невозможно.

Электроразведочные работы. На первой стадии региональных работ ведутся маршрутные и мелкомасштабные исследования, в основном, магнитотеллурическим методом (модификации теллурических токов (ТТ), магнитотеллурического профилирования (МТП), магнитотеллурического зондирования (МТЗ)) с задачей изучения рельефа фундамента или перекрывающих его высокоомных горизонтов и расчленения осадочной толщи на крупные комплексы с различной проводимостью.

Проводятся также работы методами вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), дипольного электрического зондирования (ДЭЗ) и др.

Региональные электроразведочные работы целесообразно вести до выполнения региональной сейсморазведки или в сочетании с минимальным ее объемом для количественного истолкования данных электроразведки.

При изучении рельефа непроводящего основания (фундамента), подстилающего литологически разнородный осадочный чехол, мощностью до 6-10 км и более, применяется магнитотеллурическое зондирование (МТЗ). Если на исследуемой территории имеются одна или несколько глубоких скважин, маршруты должны проходить через эти пункты бурения, в каждом из которых необходимо выполнять МТЗ. В результате работ составляются: карта суммарной продольной проводимости (S) осадочных отложений, и в благоприятных условиях – профили и карты мощностей осадочного чехла (рельефа непроводящего основания).

Для регионального изучения верхней (3,0-3,5 км) части разреза, в которой нередко развиты экранизирующие промежуточные высокоомные образования (галогенные, карбонатные осадки, эффузивы значительной мощности), целесообразно применение метода ЗС (ЗСТ). Исследование в тех же точках МТЗ по маршрутам позволит не только проследить рельеф высокоомной промежуточной толщи, но и при наличии опорных скважин расчленить исследуемую часть разреза на отдельные крупные комплексы по значениям их продольной проводимости и тем самым получить представление о строении верхней части осадочного чехла.

При неглубоком (до 2,0-2,5 км) залегании поверхности промежуточного высокоомного экрана для регионального прослеживания его поверхности применяется модификация ТТ. Карта средней напряженности E поля ТТ качественно характеризует рельеф высокоомной экранизирующей толщи.

При региональной электроразведке рельефа непроводящего основания на глубинах до 3-5 км, перекрытого достаточно однообразными осадочными отложениями небольшого сопротивления, могут быть применены упрощенные модификации МТЗ – магнитотеллурическое профилирование (КМТП) с опорным МТЗ.

Электроразведочные работы на стадии оценки зон нефтегазонакопления проводятся выборочно на тектонических элементах, где геоэлектрический разрез является благоприятным для выявления крупных структур.

Сейсмические региональные работы на первой стадии включают сейсмогеологические наблюдения, КМПВ в комплексе с МОВ-МОГТ по отдельным опорным профилям большой протяженности до нескольких десятков, а иногда и сотен километров, расположенным на расстоянии друг от друга 50-100 км и более. Особенно большое значение при региональных исследованиях принадлежит КМПВ, который успешно применяется для изучения поверхности фундамента, глубинного зондирования, трассирования нарушений.

При региональных исследованиях с помощью сейсморазведки проводится изучение общих черт геологического строения исследуемых территорий для выявления и изучения

крупных структурных элементов, определения глубин залегания и характера рельефа фундамента, мощности осадочной толщи, выделения зон нарушений и др.

При выборе местоположения профилей КМПВ используются данные магнитной и гравиметрической съемок, которые позволяют выбирать наиболее интересные в геологическом отношении районы.

Для изучения более глубоких слоев применяется метод глубинного сейсмического зондирования (МГСЗ).

Региональные сейсмические наблюдения проводятся по методике многократного профилирования МОВ, МОГТ и МПВ ОГП на опорных протяженных профилях.

Положение и ориентировка опорных профилей определяются данными предыдущих геологических и геофизических исследований. Опорные профили должны пересекать основные крупные структурные элементы и увязываться со скважинами глубокого бурения.

Рекомендуется совмещать сейсмические профили с другими геофизическими профилями (гравиразведочными, магниторазведочными, электроразведочными и др.) с целью облегчения совместной комплексной интерпретации всех геофизических материалов.

Региональные сейсмические исследования проводятся по системе линейных профилей, располагающихся вкрест простирания крупных тектонических элементов. Густота сети профилей и их протяженность выбираются с учетом размеров изучаемых геологических объектов, орографических особенностей местности и в зависимости от требуемого масштаба и точности съемки. В областях, характеризующихся относительной однородностью геолого-геофизических условий (при наличии сети опорных профилей), с целью ускорения геолого-разведочного процесса и удешевления региональных работ на их ранней стадии могут применяться точечные наблюдения – зондирования (ТЗ, МПВ).

Рекомендуемые расстояния между сейсмическими профилями при региональных работах – 10-50 км.

Региональными сейсмическими работами изучается земная кора на всю ее мощность (с большей детальностью до фундамента и в общих чертах до поверхности Мохо). На основе этих работ, с учетом данных других геофизических методов, выделяются крупные тектонические элементы земной коры (поднятия и впадины), уточняется схема тектонического районирования, определяется общая мощность осадочного чехла и его региональное строение, изучается строение и вещественный состав фундамента и более глубоких слоев земной коры, трассируются крупные разломы.

Сейсмические работы на стадии оценки зон нефтегазонакопления выполняются КМПВ в комплексе с МОГТ по отдельным профилям рядовой сети, расположенным между опорными профилями. Расстояние между ними не должно превышать 25-30 км, протяженность профилей может составлять 75-100 км.

Первый этап региональных сейсмических исследований в **Тимано-Печорской провинции** был выполнен в 1960-80-х годах, когда сейсморазведкой (МОВ, КМПВ и на последнем этапе МОГТ) была отработана каркасная сеть взаимопересекающих региональных профилей (профили системы "Ф" и "L") через всю территорию региона (рис. 1). Всего отработано **31 профиль** общим объемом **4130 пог. км**. Совместно с пробуренными параметрическими и отдельными поисковыми скважинами этот комплекс региональных работ позволил представить современную модель геологического строения провинции и оценить ресурсную базу углеводородного сырья.

Второй этап региональных сейсморазведочных исследований на территории Тимано-Печорской провинции начался с разработки единой целевой программы. Основная цель работ – создание сейсмостратиграфической модели провинции на базе региональных сейсмостратиграфических (РС) профилей. На первом этапе предполагалось выполнить серию исследований по линиям сейсмических профилей, а в дальнейшем по результатам интерпретации заложить несколько глубоких параметрических скважин.

Начало работ в виде согласования генеральной схемы размещения региональных сей-

сморатиграфических профилей на карте масштаба 1:100000 было положено в 1988 г. В ее разработке принимали участие геологические организации провинции – ПГО "Ухтанефтегаз-геология", ПГО "Печорагеофизика", ГП "Севергазпром", ТПО ВНИГРИ, Коми филиал УрО АН СССР. Генеральная схема профилей разработана так, чтобы все крупные структурные элементы второго порядка имели 3-4 пересечения и опирались на скважины, вскрывшие фундамент. Первоначально предполагалось исследовать региональными профилями территорию, расположенную только к востоку от Тиманских дислокаций. Однако в процессе выполнения работ появился интерес к строению самого Тимана и Предтиманского прогиба, и исследования были распространены на эти объекты.

Первые полевые работы проведены в зимний сезон 1988-1989 гг. на восточной части профиля 15РС от Печоро-Колвинского авлакогена до отрогов Пай-Хойского складчатого сооружения. Они показали, что выдерживать проектное положение профилей на практике не удастся. При проектировании последующих работ профили прокладывались в проектном створе с уклоном 10-20 км.

Региональной программой 1989 г. было предусмотрено отработать в пределах ТП НПП и Мезенской синеклизы взаимоувязанную сеть из **31 профиля РС** субширотного и субмеридионального простирания, в большинстве своем опирающихся на ранее пробуренные глубокие скважины. Общий объем предусматривался в **12260 пог. км** (8580 пог. км, или 70% в Республике Коми, 3680 пог. км, или 30% в Ненецком Автономном округе и Архангельской области). Работы планировалось завершить в 1997 г.

По состоянию на 01.01.2000 г. отработано из утвержденного программой объема **5681 км** (46,3 % запланированного объема), из них 3141 км (11 профилей) 30% в Ненецком Автономном округе и Архангельской области и 2540 км в Республике Коми. На территории Республики Коми завершена отработка 13 профилей (12, 13, 15 и 17-РС, 33 – 41 РС), 11 профилей отработаны частично, 10 профилей не начаты отработкой. Таким образом, пока не приходится говорить о наличии какой-то взаимоувязанной системы профилей РС на территории Республики Коми.

2.5. ОПОРНОЕ БУРЕНИЕ

Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Опорные скважины бурятся для изучения геологического строения, гидрогеологических и геохимических условий крупных геоструктурных элементов (регионов), определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазообразования, с целью выбора перспективных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Основными задачами опорных скважин являются:

стратиграфическое расчленение разреза пород (определение геологического возраста этих пород и их мощности);

стратиграфическая корреляция вскрытого скважиной разреза с разрезами соседних районов и установление фациальных особенностей горизонтов;

уточнение геотектонического строения района заложения опорной скважины (с учетом комплекса имеющейся геологической и геофизической информации);

выявление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности пород во вскрытом скважиной разрезе;

оценка перспектив нефтегазоносности района и его гидрогеологических условий по результатам изучения керна и опробования скважин; получение сведений о других полезных ископаемых (угле, руде и др.).

Опорные скважины в зависимости от геологической изученности региона и сложно-

сти решаемых задач подразделяются на две группы.

Первая группа – скважины, закладываемые в районах, не исследованных бурением, с целью всестороннего изучения разреза осадочного чехла и установления возраста и вещественного состава фундамента.

При бурении этих скважин осуществляется комплекс геолого-геофизических и лабораторных исследований, предусмотренный "Инструкцией по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения" (1962 г.).

Вторая группа – скважины, закладываемые в относительно изученных районах с целью всестороннего изучения нижней части разреза, ранее не вскрытой бурением, освещения отдельных принципиальных вопросов, уточнения в целом геологического строения и перспектив нефтегазоносности района и повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Комплекс исследований этой группы скважин для неизученной части разреза также определяется указанной выше "Инструкцией по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения".

Как правило, опорные скважины закладываются в благоприятных условиях. Бурение их осуществляется до фундамента, а в области глубокого его залегания – до технически возможных глубин.

Бурение опорных скважин утверждается Советом по региональным геолого-геофизическим работам и опорному бурению, осуществляется по индивидуальным техническим проектам и индивидуальным геолого-техническим нарядам (ГТН), определяющим условия проводки, объем, виды и интервалы проведения геолого-геофизических исследований, а также интервалы и методы опробования и испытания скважин.

При бурении опорных скважин проводят:

сплошной отбор керна;

отбор шлама через 1-5 м проходки;

геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования;

опробование и испытание пластов в процессе бурения приборами на каротажном кабеле или пластоиспытателем на трубах с отбором проб нефти, газа, воды;

испытание в колонне нефтегазоносных горизонтов, выделенных по данным геолого-геофизических исследований, с отбором проб нефти, газа, воды.

Обобщение результатов комплексной обработки материалов по опорной скважине осуществляется высококвалифицированными специалистами, из числа которых специальным приказом назначаются ответственные исполнители.

Результаты бурения и научной обработки материалов опорных скважин используются для выяснения общих закономерностей геологического строения региона и оценки перспектив его нефтегазоносности, а также для подсчета прогнозных запасов нефти и газа.

Результаты комплексной обработки материалов опорного бурения, проводимой научно-исследовательскими коллективами, оформляются в виде отчета, который представляется в федеральный орган управления фондом недр или его территориальные органы.

В результате бурения опорных скважин проводится:

построение литолого-стратиграфического разреза осадочного чехла;

определение геолого-геофизических характеристик вскрытого разреза для интерпретации геофизических данных;

установление наличия в разрезе нефтегазоперспективных толщ.

Опорное бурение в ТП НГП проводилось, в основном, в период 1950-71 гг. В это время пробурено 17 опорных скважин (14 в Республике Коми, 3 – в Архангельской области). Из 14 скважин в Республике Коми (таблица 2.2) 13 расположены в пределах ТП НГП и 1 (№ 1-Кажим) в пределах Кажимского прогиба Волго-Уральской НГП. Позднее, в 1985-93 гг., в Республике Коми пробурена еще одна опорная сверхглубокая скважина (забой 6904 м в отложениях D₁) – № 1 – Тимано-Печорская, заложенная по программе глубинного изучения недр страны.

Таблица 2.2.

Площадь (месторождение)	№№ скв.	Альтитуда, в м	Категория скв.	Год бурения	Забой скв.	Вскрытый горизонт
Сынинская	1	125,5	опорная	1966-68	3608,6	P _{1a}
Среднемакарихинское	1	111,3	опорная	1970-71	3822,7	S _{1dz}
Кочмесская	1	62	опорная	1966-71	3968	D _{1op}
Нарьян-Марская	1	6,7	опорная	1960-64	3721,8	S _{2gi}
Мутноматериковая	1	31,2	опорная	1953-55	2197,3	D _{2st}
Андроновская	671	81,9	опорная	1964-65	1134,5	P _{1k}
Тимано-Печорская	1	144,95	опорная	1985-	6904	D _{1l}
Возейское	240	50	опорная	1965-66	1100,8	T _{1cb₁}
Усинское	1	52	опорная	1960-62	2958,3	D _{3el}
Харьгинское	1	70	опорная	1966-70	3951	D _{2om}
Шапкинское	79	42	опорная	1965	1004	T _{1h}
Сев.Мылвинская	1	119,2	опорная	1954-56	1781,3	V
Нижняя Омра	1	181,9	опорная	1950-52	1970,1	V
Зеленецкая	1		опорная	1950-51	927,1	V

2.6. ПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ

Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Параметрические скважины бурятся с целью изучения глубинного строения, геолого-геофизической характеристики разреза, выявления в комплексе с геофизическими исследованиями возможных районов и зон нефтегазонакопления наиболее перспективных для постановки детальных геолого-поисковых работ.

В районах со сложными геологическими условиями, в порядке исключения (при низкой достоверности картирования геофизическими методами глубоких горизонтов), параметрическое бурение может иметь целью уточнение строения локальных поднятий по перспективным комплексам.

Бурение параметрических скважин в настоящее время является ведущим видом региональных геолого-геофизических исследований на нефть и газ. В отличие от опорных скважин параметрические скважины бурятся в относительно изученных районах по более густой сетке с сокращенным отбором керна. От поисковых параметрические скважины отличаются возможностью их заложения без предварительной детальной подготовки площади, значительно повышенными требованиями к отбору керна и объему исследований.

В соответствии с целевым назначением параметрические скважины решают определенные **задачи**, основными из которых являются следующие:

уточнение данных о стратиграфическом расчленении разреза и, в первую очередь, регионально-нефтегазоносных, (определение геологического возраста вскрытых пород, их литологического состава, фаунистической и палинологической характеристик, мощности отдельных стратиграфических комплексов);

создание районного эталонного геолого-геофизического разреза путем комплексной детальной корреляции смежных опорных, параметрических и других скважин;

получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки геофизических разделов (отражающих, преломляющих, плотностных, электрометрических, магнитных и т. п.) и исходных данных о физических свойствах пород, необходимых для обоснованной интерпретации сейсмо-, электро-, грави-, магниторазведочных и промыслово-геофизических исследований;

выяснение в сочетании с данными геофизических исследований условий залегания пород и уточнение тектоники района с выявлением глубинных структур, благоприятных для скопления нефти и газа;

выявление и исследование изменений литолого-фациальной обстановки региона с установлением основных закономерностей геологического развития отдельных структурно-фациальных зон;

выделение возможных региональных зон выклинивания, фациального замещения и стратиграфических несогласий;

выявление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности пород разреза; обеспечение сравнительной оценки перспектив нефтегазоносности;

выделение возможно продуктивных свит и горизонтов;

уточнение прогнозных запасов нефти и газа;

изучение коллекторских свойств пород, пористости, проницаемости, трещиноватости с выделением пластов-коллекторов и непроницаемых перекрытий;

исследование гидрогеологических условий региона, химического состава, радиоактивности, температуры, гидродинамической характеристики, состава водно-растворенных газов, органического вещества, микрофлоры и других показателей подземных вод с выделением горизонтов и районов перспективных на нефть, газ и другие полезные ископаемые по этим показателям, а также питьевых, термальных, промышленных, минеральных и т. п. вод, пригодных для использования в энергетике, химической, пищевой промышленности и сельском хозяйстве;

получение сведений о других полезных ископаемых (угли, горючие сланцы, железные и марганцевые руды, цветные и редкие металлы, алюминиевое, химическое, неметаллическое и другое сырье).

Параметрические скважины планируются как одиночными, так и в виде профиля на региональных сейсмических пересечениях в тесной увязке с другими видами региональных геолого-геофизических исследований. Количество скважин, их размещение и очередность бурения должны обеспечить скорейшее выявление перспективных зон и определяются размерами исследуемого региона, особенностями его геологического строения, возможной перспективностью на нефть и газ и экономической рентабельностью.

Параметрические скважины закладываются в различных структурных условиях, по возможности в наиболее оптимальных, вследствие чего региональные геофизические работы должны, как правило, опережать бурение. Исключением являются скважины, необходимые для получения данных о физических параметрах разреза. Скважины этой категории следует закладывать в пределах локальных структур или на сейсморазведочных профилях, на генеральных или рядовых сейсмических пересечениях, а также в пределах аномалий, выявленных площадными исследованиями.

Бурение параметрических скважин осуществляется за счет капитальных вложений на поисково-разведочное бурение. Планирование и отчетность по этой категории скважин ведется отдельно от опорного, поискового, разведочного или структурного бурения на нефть и газ. Проводка этой категории скважин и объем исследовательских работ регламентируются "Инструкцией по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин" (1973 г.). На опорное и параметрическое бурение прирост запасов нефти и газа не планируется.

Бурение параметрических скважин производится по индивидуальным геолого-техническим нарядам (ГТН), определяющим условия проводки, объем, виды и интервалы проведения геолого-геофизических исследований, а также интервалы и методы опробования и испытания скважин.

Проектная глубина параметрических скважин, как правило, должна обеспечивать вскрытие пород кристаллического фундамента или быть пробуренной до технической возможной глубины.

Бурение скважин должно сопровождаться всесторонним комплексным исследованием вскрытого разреза и научной обработкой всей полученной от скважины геологической информации, с учетом результатов проведенных в районе геологических, геофизических и других работ.

При бурении параметрических скважин проводят:

отбор керна в размерах, обеспечивающих установление и уточнение границ стратиграфических подразделений и изучения вещественного состава и физических характеристик комплексов отложений, слагающих разрез до горизонтов включительно, но не менее 20% от глубины скважины;

геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования; ВСП и сейсмокаротаж.

Помимо указанных исследований, в интервале возможного вскрытия нефтегазоперспективных горизонтов проводят:

сплошной отбор керна;

отбор шлама через 1-5 м проходки;

отбор образцов пород боковыми грунтоносами (при необходимости);

опробование и испытание пластов в процессе бурения приборами на каротажном кабеле или пластоиспытателем на трубах с отбором проб нефти, газа, воды;

испытание в колонне нефтегазоносных горизонтов, выделенных по данным всех видов геолого-геофизических исследований, с отбором проб нефти, газа, воды.

Результаты комплексной обработки материалов параметрического бурения оформляются в виде отчета, который представляется в федеральный орган управления фондом недр или его территориальные подразделения для апробации и утверждения.

В результате бурения параметрических скважин с учетом других видов региональных исследований проводят:

уточнение стратиграфического разреза и глубинного строения района;

изучение геолого-геофизических характеристик пород вскрытого разреза для интерпретации геофизических данных;

установление наличия нефтегазоносных свит и горизонтов, в комплексе с геофизическими работами – выделение зон и структур, благоприятных для скопления нефти и газа; оценку перспектив нефтегазоносности района, уточнение прогнозных ресурсов.

Параметрическое бурение в ТП НГП начато с 1952 г. (скв. № 1 – Эжвадор и Ньюмолга-Вож) в районе восточного Тимана. Ранее, в 1938-42 гг., на территории Мезенской синеклизы была пробурена скважина № 1-Большепорожская глубиной 1301,6 м. Всего по состоянию на 1.10.95 г. в провинции пробурено 176 параметрических скважин, из них 112 в Республике Коми и 64 в Ненецком автономном округе. Кроме того, 3 параметрические скважины пробурены в Мезенской синеклизе на территории Республики Коми (№№ 1-Большепорожская, 1-Сторожевская, 1-Сереговская), 2 на Западном Тимане (№ 1-Синдор и № 1-Весляна) и 3 в Кажимском прогибе Волго-Уральской НГП (№№ 1-Сысола, 1-Грива и 1-Лопыдино). Самая глубокая из параметрических скважин № 1-Колва сверхглубокая (забой 7057 м в отложениях S_1), пробуренная также по программе глубинного изучения недр страны.

Данные, полученные при проведении региональных работ в 1950-60-х годах, позволили уточнить геологическое строение провинции, провести ее тектоническое и нефтегазо-геологическое районирование, разработать детальную стратиграфическую схему расчленения осадочного чехла, дать количественную оценку перспектив нефтегазоносности, определить основные направления дальнейших поисково-разведочных работ на нефть.

Материалы параметрического бурения 70-80-х годов позволили, прежде всего, выяснить перспективы нефтегазоносности одного из самых нижних комплексов осадочного чехла – верхнеордовикско-нижнедевонского, разработать модель строения верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса, определить первоочередные направления поисков залежей нефти и газа в этих комплексах, на которые в 80-х годах уже пришелся основной прирост промышленных запасов нефти.

2.7. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

Методические рекомендации по проведению региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ, Москва 1981

Региональные работы осуществляются по генеральным, перспективным (пятилетним) и ежегодным планам, которые составляются местными научными и производственными организациями под руководством региональных подразделений головных институтов, курирующих данную территорию.

Генеральные и многолетние научно и экономически обоснованные планы региональных геолого-геофизических работ составляются для каждого крупного региона (осадочного бассейна, его части или группы мелких бассейнов) и отражают задачи, глубинность, детальность изучения в зависимости от геолого-экономических особенностей территории и состояния ее изученности, рекомендуемый рациональный комплекс методов исследований, очередность и объем работ, необходимые технические средства и ассигнования на региональные работы, набор итоговых документов, распределение работ между отдельными организациями-исполнителями и примерные сроки выполняемых исследований, ожидаемые результаты.

Все виды региональных работ производятся по индивидуальным или групповым проектам по приказам организаций, утверждающих проекты геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Проекты на буровые региональные работы составляются и утверждаются до начала обустройства площади в соответствии с "Инструкцией по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин".

Перед составлением технического проекта даются геологические обоснования, разрабатываемые с учетом действующих инструкций ("Инструкция по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения", "Инструкция по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин").

Региональные геолого-геофизические исследования финансируются за счет госбюджетных ассигнований на геолого-разведочные работы на нефть и газ.

Планирование и отчетность по региональным геолого-геофизическим исследованиям, опорному, параметрическому и структурно-профильному бурению ведутся отдельно от работ других стадий поискового и разведочного процесса на нефть и газ.

По всем видам работ, проводимых на этапе региональных исследований, составляются годовые и окончательные отчеты, которые оформляются и сдаются в фонды в соответствии с требованиями "Инструкции о содержании и порядке составления геологических отчетов".

2.7.1. Оптимальный объем региональных геолого-геофизических работ в регионах, различных по степени изученности и сложности строения

Геолого-разведочные работы на нефть и газ проводятся в регионах различной степени изученности и сложности геологического строения. В зависимости от этих показателей изменяются задачи региональных исследований и их типовой комплекс.

По степени изученности на перспективной в отношении нефтегазоносности территории в укрупненном виде выделяются три типа регионов.

Первый тип. Регионы неизученные (центральная часть Тунгусской синеклизы Восточная Якутия, акватории северных морей), без однозначной оценки перспектив нефтегазоносности.

Второй тип. Регионы со слабой изученностью глубинного строения (большинство нефтегазоносных и нефтегазоперспективных районов, в том числе Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция).

Третий тип. Регионы хорошо изученные (Балтийская синеклиза, Припятская впадина, отдельные районы Волго-Уральской области и др.).

В регионах первого типа проводится весь комплекс работ, необходимый для решения задач первой и второй стадий регионального изучения территории.

В регионах второго типа завершаются в отдельных районах работы первой стадии регионального изучения, а основные объемы исследований закладываются на решение геологических задач второй стадии.

В регионах третьего типа региональные работы не проводятся или выполняются в небольшом объеме на отдельных участках, решая частные геологические задачи (изучение перспектив нефтегазоносности на глубинах свыше 5-6 км или глубоких горизонтов, ранее считавшихся малоперспективными, выявление и оконтуривание зон нефтегазонакопления неантиклинального типа и т.д.)

В укрупненном виде **по сложности геологического строения** все нефтегазоносные и нефтеперспективные регионы разделяются на три группы:

- регионы простого строения (Балтийская и Вилуйская синеклизы). По всему разрезу отмечается удовлетворительное совпадение структурных планов. Имеется хорошая выдержанность сейсмических горизонтов, что обеспечивает надежное их прослеживание и построение структурных карт с необходимой точностью;

- регионы сложного строения (Прикаспийская и Московская синеклизы, Днепровско-Донецкая впадина, Ангаро-Ленская и Непско-Ботуобинская антеклизы, отдельные районы Волго-Уральской антеклизы). В разрезе наблюдаются несоответствие структурных планов двух и более структурных комплексов, проявление соляной тектоники, малые амплитуды структур. Разрез характеризуется высокими и невыдержанными значениями скоростей сейсмических волн, наличием изменчивой по мощности и скоростям зоны пониженной скорости (ЗПС). Поверхностные условия являются сложными. Имеются волны-помехи;

- регионы весьма сложного строения (Тунгусская синеклиза, районы Закавказья и др.). Разрез характеризуется несоответствием структурных планов. Среди осадочных толщ развиты трапповые формации, образующие сплошные покровы значительной мощности. Локальные структуры имеют сложное строение. Дифференциация разреза по физическим свойствам слабая. Сейсмические горизонты в разрезе не выдержаны, наблюдаются интенсивные волны-помехи. Поверхность фундамента характеризуется слабой эффективной плотностью.

Платформенные районы Тимано-Печорской провинции и внешняя зона Предуральского краевого прогиба относятся ко второй группе – сложного строения. Районы внутренней зоны Предуральского краевого прогиба относятся к третьей группе – очень сложного строения.

В перспективных районах простого геологического строения выявление и оконтуривание основных зон нефтегазонакопления в ловушках антиклинального типа проводится геологической съемкой, электро- и сейсморазведочными работами и бурением сети опорных и параметрических скважин. При этом решение задач достигается минимальным объемом региональных работ при плотности сети секущих сейсмических профилей **до 10 км** ($0,1 \text{ км/км}^2$), опорного и параметрического бурения – одна скважина на $800-1000 \text{ км}^2$.

В перспективных районах сложного и весьма сложного геологического строения допускается этажность регионального изучения основных зон нефтегазонакопления по отдельным продуктивным комплексам, решение задач осуществляется всем комплексом видов региональных геолого-геофизических работ при резком возрастании объемов трудоемких дорогостоящих сейсморазведочных работ (МОГТ, КМПВ) и бурения опорных и параметрических скважин. Большое значение приобретают опытно-методические исследования по оптимальному комплексированию различных геофизических методов и бурения для получения необходимой геологической информации о строении отдельных продуктивных комплексов. Плотность региональной сети секущих сейсмических профилей на основных зонах нефтега-

зонакопления возрастает до 5 км (0,5-1,0 км/км²), а параметрического бурения – до одной скважины на 500, а местами на 100-200 км² (1,5-5,0 м на км²).

Региональные работы по выявлению и оконтуриванию зон нефтегазонакопления в неструктурных условиях, как правило, должны вестись одновременно с исследованиями по обнаружению антиклинальных залежей. Исключение могут составлять районы, где фонд локальных структур практически исчерпан. В этом случае региональные работы на выявление зон развития неструктурных ловушек проводятся после поисково-разведочных работ на антиклинальных структурах. При этом вся геологическая информация, полученная от поисково-разведочных работ (особенно по изменению литолого-фациальных и палеотектонических характеристик), тщательно обрабатывается и обобщается.

2.7.2. Геолого-экономическая оценка результатов региональных геолого-геофизических работ

Основными результатами региональных геолого-геофизических работ первой стадии (прогноза нефтегазоносности) являются качественная оценка нефтегазоносности, которая отражается на картах перспектив нефтегазоносности, где выделяются земли различной степени перспективности, и обоснование районов для проведения региональных работ второй стадии.

Эффект от проведения региональных работ первой стадии определяется по величине приращенной площади перспективных земель и удельным затратам на изучение 1 км² перспективных земель.

По итогам региональных работ второй стадии (оценки зон нефтегазонакопления), с учетом данных поисковых и разведочных работ, дается или уточняется количественная оценка перспектив нефтегазоносности регионов отдельных областей и районов в их пределах с выделением прогнозных ресурсов углеводородов группы Д.

Анализ результатов данной стадии региональных работ осуществляется по следующим показателям:

величина приращенных прогнозных ресурсов углеводородов группы Д;

изменение соотношения прогнозных ресурсов углеводородов подгрупп Д₁ и Д₂;

удельные затраты на приращение одного млн т прогнозных ресурсов углеводородов подгрупп Д₁ и Д₂.

Показателем косвенной оценки эффективности работ этой стадии могут служить затраты на 1 км² изученной территории.

2.8. КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

2.8.1. Принципы и методы количественного прогноза нефтегазоносности

Цель количественного прогноза нефтегазоносности – это определение общей величины, пространственного распределения ресурсов УВ, а также их внутренней структуры (фазовое и агрегатное состояния скоплений УВ, распределение месторождений по крупности и глубинам залегания, содержанию попутных компонентов, геолого-промысловым характеристикам и т.д.).

Методы прогноза – это совокупность процедур, включающих выбор критериев и объектов прогноза, способы оперирования с критериями (экспертные, графические, математические и др.), приводящие к решению поставленной задачи. Методы прогноза в большой степени зависят от масштаба (размеров) прогнозируемого объекта и должны обеспечивать разделение области прогноза на отдельные участки, существенно отличающиеся друг от дру-

га по плотности ресурсов углеводородов. Суммарная количественная оценка ресурсов всей области прогноза при этом складывается из оценок входящих в нее участков. Методы или способы прогноза ресурсов, не обладающие дифференцирующим свойством, а дающие только их интегральную оценку, могут использоваться как вспомогательные. Вместе с тем на ранних этапах изученности региона они являются единственно возможными.

Задача всех видов прогноза нефтегазоносности – с помощью аппарата прогноза распространить данные о нефтегазоносности, установленные на относительно хорошо изученных эталонных участках, на менее изученные (расчетные). Для количественной характеристики действительности прогнозирующего аппарата (моделей, зависимостей, функций и т.д.) часть эталонов в процессе его конструирования ("обучения") не участвует, а остается для контроля ("экзамена").

Состояние геолого-геофизической изученности района и возможности прогноза ресурсов углеводородного сырья тесно взаимосвязаны. При низкой изученности района в результате решения основной задачи прогноза оцениваются удельные на площадь или объем ресурсы всей суммы углеводородов. При возрастании степени изученности удельные ресурсы нефти и газа должны оцениваться отдельно уже при решении основной задачи.

Требования практики к большой детальности результатов – отдельный учет запасов нефти, газа, конденсата, учет низкодебитных и высокодебитных ресурсов, учет ресурсов в залежах различного размера и т.п. – осуществляются решением дополнительных задач прогноза, таких, как прогноз фазовых состояний, прогноз размеров залежей и других, то есть определением структуры ресурсов.

Существуют два принципа решения задач количественного прогноза нефтегазоносности:

А. Прогноз на основе установления зависимостей между концентрацией ресурсов и геологическими, геофизическими и геохимическими параметрами.

Б. Прогноз на основе установления зависимостей между показателями динамики и характеристиками процесса освоения ресурсов.

Задачи типа "А" решаются с использованием принципа геологической аналогии, предусматривающего вычисление количественных мер сходства между эталонной выборкой и объектом расчета. По особенностям использования общей теоретической модели нефтегазонакопления способы решения задачи прогноза первого типа объединяются в метод сравнительных геологических аналогий, а также объемно-статистический, объемно-балансовый, объемно-генетический методы.

Метод сравнительных геологических аналогий (МГА) подразделяется на две группы способов прогнозирования. Первая из них – группа геологических способов. Они отличаются тем, что в них количественно анализируют ограниченное число (4-6) геолого-геофизических переменных. Эти способы дают частично зависимые друг от друга результаты. Особенности каждого отражены в их названиях:

а) удельных плотностей запасов на единицу площади;

б) удельных плотностей запасов на единицу объема.

Общность геологических способов метода сравнительных аналогий состоит в применении единой меры сходства эталонного и расчетного участков – так называемого коэффициента аналогии, который учитывает изменения наиболее существенных для каждого способа подсчетных параметров.

К группе геологических способов МГА с некоторой условностью можно отнести **объемно-статистический и объемно-балансовый методы** прогнозной оценки слабоизученных территорий. Они основаны на положении о том, что ресурсы нефти и газа не только генетически, но и пространственно связаны с осадочными породами. Принцип геологической аналогии реализуется в переносе объемной плотности ресурсов углеводородов на объем неметаморфизованного осадочного выполнения, установленной в изученном нефтегазоносном бассейне, который принимается за внешний эталон, на неизученную, но геологически сход-

ную территорию. Как правило, эти методы используются на ранних стадиях геологического прогноза.

Вторая группа реализации принципа МГА – **способы многомерного математического моделирования**. Они используют возможности математического аппарата и компьютерных технологий для обработки больших объемов геолого-геофизической информации и выведения зависимостей между концентрацией ресурсов и параметрами геологической среды. Принцип аналогии здесь реализуется в оценке на эталонной выборке степени долевого участия различных переменных в формировании плотности ресурсов и перенесении его на объекты прогноза в виде коэффициентов уравнений регрессии, факторных нагрузок и т.п. с использованием оценки меры сходства условий нефтегазоносности эталонов и объектов прогноза различными методами (регрессионный анализ, метод распознавания образов и др.).

Обособленное положение по отношению к методам геологической аналогии занимает **объемно-генетический метод (ОГМ)**, заключающийся в оценке общего объема УВ, эмигрировавших из нефтегазоматеринских толщ источника генерации, и потерь УВ в процессе их миграции и аккумуляции. Метод использует балансовую модель нефтегазонакопления. Определение количества эмигрировавших УВ – наиболее точная и объективная часть объемно-генетической оценки. Определение же потерь на путях миграции от очага генерации до объекта первичной аккумуляции и при транзите через зоны аккумуляции, а также в результате переформирования и разрушения залежей, вносит определенные погрешности. Наиболее эффективно применение ОГМ для оценки крупных территорий со слабо разведанными ресурсами. Оценка с помощью ОГМ объектов, которым свойственна значительная изменчивость системных характеристик, обуславливает необходимость применения специфических методических приемов, в том числе и выделения расчетных и эталонных участков, то есть сближения с методом сравнительных аналогий. Это все более полно проявляется по мере снижения ранга оцениваемого объекта.

Задачи прогноза типа "Б" решаются **историко-статистическим методом**, который основан на принципах ретроспективного анализа и экстраполяции показателей динамики освоения природных ресурсов УВ. Этот метод дает интегральные оценки ресурсов крупных хорошо изученных объектов. Используются парные зависимости вида: "запасы-время", "добыча-время", "прирост запасов-объем бурения", "добыча-запасы" и т.д. Эти зависимости аппроксимируются линейными или нелинейными моделями. Соответственно различаются линейные и нелинейные способы историко-статистического прогнозирования. В обоих случаях эталонами служат установленные к моменту прогноза ряды динамики показателей освоения ресурсов.

Современный количественный прогноз нефтегазоносности должен основываться на одновременном использовании комплекса методов и способов оценки. Целесообразность применения различных методов связана прежде всего со спецификой их результатов. Каждый из описанных методов и способов прогноза с разной детальностью анализирует отдельные стороны общего процесса нефтегазонакопления или освоения ресурсов УВ. Так, объемно-генетический метод подчеркивает генерационный и консервационный потенциалы расчетных участков, историко-статистический – вероятностный характер выявления и исходного распределения скоплений УВ в объектах прогноза и т.п.

Оценки прогнозных ресурсов УВ одного и того же геологического объекта разными методами, безусловно, зависят друг от друга в связи с использованием одних и тех же эталонов, некоторых общих подсчетных параметров, схожих моделей прогноза и т.п. Эти зависимости имеют косвенный или опосредованный характер. В то же время качественные и количественные различия используемых данных и аппарата сравнительной геологической аналогии обычно бывают столь велики, что относительно объективный результат прогноза может базироваться только на совокупности оценок, полученных разными методами. Воз-

возможность применения того или иного метода определяется исходной информационной базой прогнозирования.

На основании вышеизложенного *при выборе общей модели, способа и параметров прогнозирования рекомендуется соблюдать следующие основные принципы:*

- 1) использование максимального объема имеющейся информации,
- 2) соответствие набора моделей и методов этапу изучения, в котором находится исследуемый регион,
- 3) доказательство действенности модели на материалах "обучения" и "экзамена",
- 4) оптимизация модели по числу и характеру включаемых параметров,
- 5) вероятностное представление результатов прогноза.

Согласно *первому принципу* во всех случаях следует отдавать предпочтение тем методам или способам прогнозирования, которые позволяют использовать максимальный объем имеющейся на момент прогноза (геологической, геохимической, геофизической, а также ресурсно-статистической) информации.

Согласно *второму принципу* по мере повышения детальности поисково-разведочных работ следует применять все более развитые модели и методы количественного прогноза нефтегазоносности. Так, например, если на этапе регионального изучения объекта, как правило, используются методы удельных плотностей запасов на единицу площади или объема, объемно-статистический, простейшие математические модули с "внешними" эталонами и т.д., то на этапе поиска и детализации возможно применение также усложненных математических. На завершающих стадиях освоения ресурсов "центр тяжести" прогноза смещается к историко-статистическим методам. Возможность использования все более сложных методов не исключает, а, наоборот, предопределяет необходимость контроля и пополнения их результатов более простыми способами.

Согласно *третьему принципу* действенность любой выбранной модели должна быть доказана на материалах эталонной выборки. В геологических способах метода аналогий и в объемно-генетическом методе, когда число эталонных участков ограничено, для доказательства действенности моделей может применяться "внутренний" прогноз с эталона на эталон. В способах многомерного моделирования и историко-статистическом методе действенность моделей обосновывается оценками достигнутой тесноты связи изучаемых переменных на обучающей выборке, а также ошибками на контроле.

Согласно *четвертому принципу* в способах многомерного математического моделирования оптимальной считается такая модель, которая содержит наименьшее число слабо зависящих друг от друга параметров и дает допустимые погрешности прогноза на всех элементах эталонной выборки. Оптимизация моделей достигается за счет: а) исключения параметров, плохо обеспеченных результатами наблюдений, б) учета парных корреляционных зависимостей между параметрами, в) оценки статистической значимости каждого переменного в модели и включения только наиболее информативных из них, г) факторизации переменных, а также ряде других приемов.

Согласно *пятому принципу* результаты разделения области прогноза на отдельные зоны, различающиеся по плотности прогнозных (или начальных) ресурсов углеводородов, даются в виде интервальных оценок. Для каждой такой зоны с выбранной доверительной вероятностью устанавливаются минимальная, средняя (или медианная) и максимальная оценки.

2.8.2. Принципы выделения и требования к эталонным и расчетным участкам

Как отмечено выше, принцип сравнительной геологической аналогии является главенствующим в оценке ресурсов углеводородов неисследованных территорий. Суть этой универсальной методологии заключается в двух операциях:

- а) выделении хорошо изученного нефтегазоносного объекта, принимаемого за эталон,
- б) переносе установленной плотности ресурсов УВ с эталона на прогнозируемый

(расчетный) участок на основании разработанной процедуры и с учетом необходимых поправок (коэффициентов) на меру геологического сходства (аналогии) эталонного и прогнозируемого участков.

Эталонный участок (ЭУ) – объект в геологическом пространстве, выделяемый в объеме нефтегазоносных пород и содержащий (или не содержащий) залежи углеводородов. Необходимым условием выделения эталонного объекта является относительно хорошая его изученность, в первую очередь бурением, и, следовательно, наличие комплекса информативных картируемых геолого-геофизических и геохимических характеристик объекта.

Граница эталонного участка проводится между месторождениями или посередине между структурой и месторождением таким образом, чтобы в эталон вошли только изученные территории (месторождения, пустые площади и структуры), а со стороны менее изученных территорий – на среднем расстоянии от месторождений и структур, включенных в эталон. Поэтому площадь эталона существенно зависит от расстояния между объектами, а значит, и от изученности территории геофизическими методами.

В реальных условиях зачастую невозможно добиться, чтобы эталон по всему периметру контролировался парами "структура-месторождение". Отдельные участки примыкающих территорий недостаточно исследованы, и на них граница может быть произвольно сдвинута в ту или другую сторону. Поскольку никакие характеристики эталона, кроме площади, при этом не изменяются, одним и тем же параметрам могут быть поставлены в соответствие различные плотности запасов, что обусловлено только неоднозначностью положения границ. Для тех участков, границы которых не контролируются парой "структура-месторождение", нужно проводить границу на таком расстоянии от вошедших в эталон объектов, которое соответствовало бы среднему значению этого расстояния между соседними структурами или месторождениями.

Совокупность эталонных объектов должна наиболее полно отражать разнообразие геологических условий в оцениваемом регионе, выраженное в геолого-геофизических и геохимических параметрах эталонов. Последние должны описывать максимальный диапазон их изменчивости в пределах оцениваемого региона, а область определения оценок плотностей запасов должна быть максимальной, чтобы охватить все условия, встречающиеся на подсчетных (оцениваемых) участках.

Эталонные объекты в разрезе должны выделяться для каждого объекта оценки прогнозных ресурсов. К таковым относятся нефтегазоносные комплексы и крупные резервуары. Границы эталонных участков для разных комплексов могут совпадать или не совпадать в плане.

Изученность эталонного участка должна обеспечивать возможность надежного определения плотности запасов на эталоне, для определения которых используются: накопленная добыча (суммарных УВ, нефти, жидких УВ, газа и т.д. – в зависимости от того, что оценивается), **текущие запасы категорий А, В, С₁ и С₂ месторождений**.

Необходимо учитывать, что абсолютно разведанных и изученных эталонов нет, вследствие чего большинство реальных эталонов, как правило, сохраняют ту или иную часть нереализованных прогнозных или перспективных ресурсов. Во-первых, запасы открытых месторождений всегда определены с большей или меньшей погрешностью, во-вторых, разведка территории производится всегда какой-то определенной сетью профилей, скважин, методами с конечной разрешающей способностью, вследствие чего месторождения, меньшие определенного размера, оказываются пропущенными. Поэтому необходимо оценить возможные результаты доразведки и открытия новых залежей, то есть добавить ресурсы категории С₃ и Д₁. Величина добавленных (по сравнению с балансом) на эталоне ресурсов не должна превышать 30 % всех запасов эталона, Д₁ не должна превышать 15%.

Расчетный (подсчетный) участок (РУ) – элементарный объект оценки неразведанных ресурсов, выделяемый в плане территории в соответствии с масштабностью (уровнем) прогноза.

Расчетный участок, как и эталонный, может занимать различное геоструктурное положение (располагаться на вершине свода, на склоне и т.д.), по-разному располагаться отно-

сительно непроницаемых барьеров. Положение подсчетного участка предопределяет и характер перераспределения углеводородов. Площадь эталонного участка должна быть соразмерна с площадью расчетного участка.

Число типов подсчетных участков определяется исходя из требований практики, полноты использованных моделей, охарактеризованностью различных условий эталонами.

Существенные ограничения на размер и форму подсчетных участков накладываются в зависимости от характера распределения в его пределах подсчетных параметров. Обычно, чем больше по площади подсчетный участок, тем больше разброс параметров. Если используемые в количественной формуле параметры независимы и распределены нормально, то увеличение площади не ведет к искажению подсчета. Однако в большинстве реальных случаев это далеко не так: большая или меньшая коррелируемость параметров неизбежна.

2.8.3. Геологические способы метода сравнительных геологических аналогий

Сущность методологии заключается в определении на эталоне средней удельной плотности ресурсов углеводородов, приходящейся на:

а) единицу площади,

б) единицу объема с последующим ее переносом на подсчетные участки с помощью коэффициента геологической аналогии. Последний определяется частными коэффициентами аналогии, которые выбираются исходя из особенностей геологического строения региона и набора информативных параметров в соответствии с принципами, изложенными в предыдущем разделе. Коэффициенты аналогии в общем виде должны иметь значения в пределах $0,5 < K_{ан} < 2$.

Способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади

Специфика способа определяется его названием. Расчетные формулы имеют вид:

$$q_э = Q_э / S_э,$$

$$Q_p = q_э * S_p * k_{ан},$$

где $Q_э$, Q_p – ресурсы эталонного и расчетного участков;

$q_э$ – плотность ресурсов на единицу площади пород эталонного участка;

$S_э$, S_p – площади пород эталонного и расчетного участков;

$k_{ан}$ – сводный коэффициент аналогии.

При отсутствии открытых месторождений на расчетных участках следует использовать предполагаемое отношение площади залежей к площади всех структур с учетом принятого коэффициента успешности или коэффициента заполнения ловушек по площади, равного частному от деления суммы площадей залежей на сумму площадей всех ловушек на участке.

При оценке приуроченных к разломам зон, характеризующихся распространением пластовых залежей главным образом тектонически экранированного типа, не всегда удается надежно определить ширину, а следовательно, и площадь примыкающих к разлому перспективных расчетных участков. Судя по результатам поисково-разведочных работ в различных районах страны, ширина залежей этого типа, как правило, колеблется в небольших пределах. Поэтому ее условно можно принять одинаковой на эталонном и расчетном участках.

Основным фактором, определяющим выбор того или иного метода оценки НСР УВ, является исходная информационная база прогнозирования, т.е. степень изученности территории. По степени изученности, в соответствии с Методическими указаниями (1983 г.), *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция* находится на IV этапе: большая часть крупных локальных структур в пределах регионально приподнятых зон детализирована и разбурена, все больше вводится в бурение сложно построенных нетрадиционных объектов (ловушки комбинированного типа, на больших глубинах и т.д.), открываются в основном мелкие и реже крупные месторождения, в больших масштабах ведутся геофизические работы и глубокое бурение, эффективность поисково-разведочных работ резко упала.

Исходя из существующей степени изученности региона, определяющим методом для количественной оценки перспектив нефтегазоносности ТПП выбран **метод сравнительных геологических аналогий** (способ средних удельных плотностей запасов на единицу перспективной площади). Выбор эталонных участков производится в соответствии с "Методическими указаниями".

Qэт – сумма всех начальных суммарных ресурсов на эталонном участке включает:

- запасы нефти, газа (свободного и растворенного) и конденсата категорий А, В, С₁ и С₂, учтенных госбалансом по состоянию на 1.01.01 г.;

- локализованные ресурсы УВ категорий С₃ и Д₁ на подготовленных к бурению объектах. Они принимаются с учетом коэффициента достоверности ресурсов на подготовленных структурах, в среднем по ТПП 0,596;

- локализованные ресурсы категории Д₁ на выявленных объектах. Они принимаются с учетом коэффициента достоверности ресурсов на подготовленных структурах и умножения его на 0,8;

- забалансовые запасы нефти и газа (при их наличии).

В случае недостаточной изученности эталонов в полученную величину его НСР (**Qэт**) вводится поправка за недоразведанность.

Прогнозная оценка ресурсов расчетного участка **Qр.у.** определяется по формуле :

$$Q_{p.u.} = \rho_{эт} \times S_{p.u.} \times K_{ан.},$$

где **Sр.у.** – площадь расчетного участка;

Kан – коэффициент аналогии.

В большинстве случаев выбранные эталонные участки являются внутренними, т.е. принадлежат к одному и тому же нефтегазоносному району или тектоническому элементу 2-го порядка, что и расчетные участки. Однако в отдельных случаях для оценки ресурсов используются и внешние эталоны, особенно на территории Предуральяского краевого прогиба, а также экспертные оценки (в этом случае учитываются как НСР запасы локального фонда расчетного участка с поправкой на недоразведанность).

Для расчета коэффициентов аналогии используются поправочные коэффициенты, учитывающие различие по сравнению с эталоном коллекторских свойств пород (**K₁**),

мощности комплекса и доли коллекторов в разрезе (**K₂**),

качества флюидоупора (**K₃**) и

структурности (**K₄**).

Величина **Kан** определяется как произведение вышеуказанных коэффициентов. Для определения величины последних на каждом из расчетных участков используются карты нефтегазогеологического и тектонического районирования, карты важнейших критериев нефтегазоносности, отражающие качество коллекторов и покрышек, структурные карты и карты районирования по фазовому составу УВ и их качеству для каждого из выделяемых нефтегазоносных комплексов.

Способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу объема

Способ применяется в условиях средней изученности расчетных участков, при которой известны общие объемы осадочного выполнения и различных его составляющих, а также объективные геолого-геофизические параметры, необходимые для подсчета сводных коэффициентов аналогии.

Оцениваемые этим способом нефтегазоносные комплексы должны характеризоваться в области прогноза относительно однородным строением и почти повсеместным распространением.

Расчеты производятся по формулам:

$$q_b = Q_b / V_b,$$

$$Q_p = q_b * V_p * K_{ан.},$$

где: **Q_b**, **Q_p** – ресурсы эталонного и расчетного участков;

q_b – плотность ресурсов на единицу объема пород эталонного участка;

V_s, V_p – объемы пород эталонного и расчетного участков;
 $K_{ан}$ – сводный коэффициент аналогии.

В относительно хорошо изученных глубоким бурением районах, где на эталонных и прогнозируемых участках исследованы параметры коллекторских толщ, может быть использован способ расчета по удельным плотностям запасов, приходящимся на единицу объема пород-коллекторов. Однако во многих случаях сохраняется опасность принципиальной ошибки. Если, например, от крыльев к сводам локальных структур мощности коллекторских толщ уменьшаются, а доля скважин, пробуренных на сводах структур расчетного участка, значительно больше, чем на эталоне, то средняя мощность пород-коллекторов на расчетном участке будет занижена. В этом случае рекомендуется предварительно разделить все скважины расчетного участка на однородные в структурном отношении группы ("сводовые", "крыльевые", "межструктурные" и т.п.) и взвешивать средние мощности каждой группы на ту часть площади, которую она характеризует. Основные закономерности изменения мощности и веса групп определяются по наиболее хорошо изученным эталонам. Коэффициент аналогии будет учитывать изменения средней взвешенной мощности коллекторов, их пористости и других параметров.

2.8.4. Объемно-генетический метод

Объемно-генетический метод (ОГМ) количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата разработан на основе осадочно-миграционной теории генезиса нефти и газа.

Прогнозные ресурсы углеводородов определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов, обуславливающих образование нефти и газа из органического вещества материнских пород, эмиграцию углеводородов из материнских пород в резервуары, дальнейшую миграцию нефти и газа в коллекторах и аккумуляцию их в ловушках.

Прогнозные ресурсы нефти и газа определяются с учетом количества генерированных и эмигрировавших из материнских пород жидких и газообразных углеводородов за вычетом потерь нефти и газа при их миграции в коллекторах и аккумуляции в ловушках.

Последовательность исследований при использовании объемно-генетического метода включает:

1. Изучение распределения концентраций ОВ и его генетических типов в основных литолого-стратиграфических комплексах осадочного чехла изучаемого объекта. Завершается построением карт распределения концентраций и генетического типа ОВ (Сорг) в основных комплексах.

2. Изучение катагенетической зрелости ОВ материнских пород в основных комплексах отложений осадочного чехла исследуемого объекта. Завершается построением карт катагенетической зрелости ОВ материнских пород.

3. Изучение закономерностей превращения нерастворенной части ОВ (керогена) и его сингенетичных битумоидных и газовых компонентов материнских пород на последовательных этапах катагенеза. Завершается созданием эмпирических моделей превращения керогена, битумоидных и газовых компонентов ОВ на последовательных этапах катагенеза.

4. Выделение изучаемого объекта на основе построенных эмпирических моделей нефтематеринских отложений, в которых на определенных грациях катагенеза и глубинах погружения проявилось обусловленное генерацией нефти значительное возрастание концентрации битумоида и нефтяных углеводородов в ОВ, а затем обусловленное нарастанием эмиграции нефти падение концентрации битумоида и нефтяных УВ в ОВ, т.е. имело место проявление главной фазы нефтеобразования (рис. 2.8.1.).

5. Создание на основе эмпирических моделей превращения ОВ и проведения теоретических расчетов балансовых моделей, количественно описывающих генерацию и эмиграцию нефти и УВ газа на последовательных этапах катагенеза ОВ материнских пород.

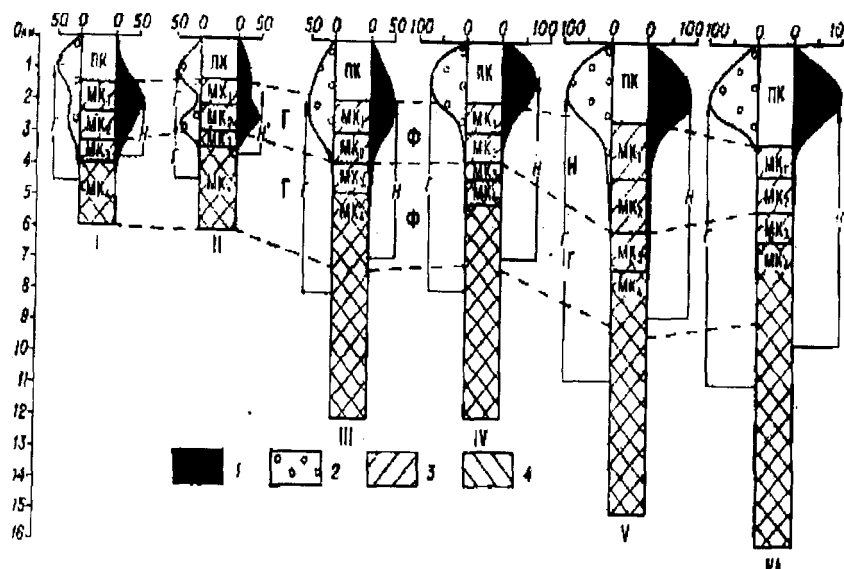


Рис. 2.8.1. Глубинная зональность катагенеза, нефте- и газообразования и распределения нефти и газа в бассейнах разного типа и возраста.

I и II – платформы: I – эпигерцинские, II – древние; III – краевые системы; IV – авлакогены; V – краевые синеклизы с мощным соленаккумуляцией; VI – альпийские прогибы и впадины; 1 – нефть; 2 – газ; 3, 4 – отложения, прошедшие стадию: 3 – ГФН, 4 – ГФГ.

6. Построение с учетом количественных моделей генерации нефти и газа и необходимых параметров нефтегазоматеринских пород (плотность, мощность, тип, концентрация, катагенетическая зрелость ОБ) карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа.

7. Выделение на палеоструктурных картах, построенных на геологическое время, проявления активного нефте- и газообразования, зон проявления главных фаз нефте- и газообразования, нефте- и газосборных площадей и связанных с ними зон аккумуляции углеводородов, т.е. выделение автономных генерационно-аккумуляционных систем, для которых целесообразно оценивать прогнозные ресурсы нефти и газа.

8. Моделирование миграции и расчет миграционных потерь нефти и газа на путях миграции от материнских пород до зон аккумуляции и отдельных ловушек, существовавших на время проявления активного нефте- и (или) газообразования.

9. Количественную оценку прогнозных ресурсов нефти и газа по разности между количеством эмигрировавших нефтяных и газовых углеводородов и их потерями на путях миграции и при аккумуляции в ловушках.

В древних отложениях и в зонах сильной тектонической нарушенности важной является хотя бы приближенная оценка потерь УВ из залежей за время их существования после формирования месторождений.

При наличии необходимых геохимических данных по составу керогена, битумоида, нефтяных УВ и газовых компонентов ОБ для каждой выделенной в разрезе осадочного чехла нефтегазоматеринской свиты изучаемого объекта создается своя количественная модель генерации нефти и газа. Эти модели затем используются для расчетов и построения карт плотностей генерации и эмиграции нефти и газа. По многим нефтематеринским отложениям нефтегазоносных бассейнов России такие модели были разработаны специалистами ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС, ИГНиГ СО РАН.

При недостатке геохимических данных и невозможности создания количественной модели генерации нефти и газа для материнских пород изучаемого объекта можно использовать обобщенные модели, разработанные для типичных разностей сапропелевого и гумусового ОБ.

При наличии в нефтематеринских отложениях изучаемого объекта смешанных форм ОБ генерационные коэффициенты для нефти и газа могут быть рассчитаны с использованием этих таблиц пропорционально соотношениям гумусовых и сапропелевых компонентов в ОБ пород изучаемых отложений.

Глава 3. СТАДИИ ВЫЯВЛЕНИЯ СТРУКТУР И ПОДГОТОВКИ СТРУКТУР К БУРЕНИЮ

Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Цель геолого-разведочных работ на стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению – выявление и подготовка локальных объектов (таблица 3.1) для ввода их в поисковое бурение.

Объектами проведения работ **стадии выявления структур** являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью.

Типовой комплекс работ включает:

дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровней генерализации;

структурно-геологическую (структурно-геоморфологическую съемки);

гравиразведку, магниторазведку и электроразведку;

сейсморазведку по системе взаимосвязанных профилей;

бурение структурных скважин;

специальные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам.

По материалам геолого-геофизических работ по выявлению объектов поискового бурения составляются отчеты о геологических результатах работ и оценке прогнозных локализованных ресурсов Д_{1л} с обязательным приложением следующих основных графических документов:

обзорная карта района;

карта геолого-геофизической изученности;

схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин;

сводный геолого-геофизический разрез площади работ;

геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы;

геолого-геофизические разрезы структурных скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;

структурные карты по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов;

карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований.

Объектами проведения работ **стадии подготовки объектов к поисковому бурению** являются выявленные ловушки.

Типовой комплекс работ включает:

высокоточную гравиразведку и детальную электроразведку; детальную сейсморазведку;

бурение структурных скважин.

По материалам геолого-геофизических работ по подготовке объектов к поисковому бурению составляется отчет о геологических результатах работ и паспорт на подготовленную структуру с оценкой перспективных ресурсов категории С₃ с обязательным приложением следующих основных графических документов:

обзорная карта района;

карта геолого-геофизической изученности;

схема расположения профилей, физических точек наблюдений и скважин;

сводный геолого-геофизический разрез площади работ;

геологические профили, временные, сейсмогеологические, геоэлектрические и другие разрезы;

геолого-геофизические разрезы структурных скважин с выделением продуктивных, маркирующих, опорных горизонтов;

структурные карты по целевым горизонтам с выделением первоочередных объектов;

карты неантиклинальных ловушек, совмещенные со структурными картами по продуктивным или близким к ним горизонтам, с контурами предполагаемых залежей;
карты сопоставления результатов всех видов геолого-геофизических исследований;
информационные карты по выявленным нефтегазоперспективным объектам, паспорта по объектам, подготовленным к поисковому бурению.

Таблица 3.1

Основные генетические типы местоскоплений нефти и газа
по Бакирову А.А. (1976)

Класс	Группа и подгруппа местоскоплений, приуроченных
Структурный	1) к антиклинальным и куполовидным структурам простого и ненарушенного строения; 2) к антиклинальным и куполовидным структурам с несоответствием структурных поверхностей отдельных стратиграфических подразделений: а) к структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; б) к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; 3) к антиклинальным и куполовидным структурам, осложненным разрывной дислокацией; 4) к антиклинальным и куполовидным структурам, осложненным соляной тектоникой; 5) к антиклинальным и куполовидным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом; а) к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; б) к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; б) к антиклинальным структурам и куполовидным поднятиям, осложненным вулканогенными образованиями: а) к моноклиналям; б) к синклиналям
Рифогенный	1) к одиночным рифовым массивам; 2) к группе (ассоциации) рифовых массивов
Литологический	1) к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированные); а) к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; б) к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми запечатанными образованиями асфальта; 2) к песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей; а) к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек; б) к прибрежным валоподобным песчаным образованиям ископаемых бар; 3) к гнездообразно залегающим пластам-коллекторам
Стратиграфический	1) к участкам стратиграфических несогласий на антиклинальных и куполовидных структурах; 2) к участкам стратиграфических несогласий на моноклиналях; 3) к стратиграфическим несогласиям на участках эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфически несогласно проницаемыми отложениями более молодого возраста

Работы по выявлению и подготовке объекта завершаются включением этого объекта в фонд выявленных или подготовленных для поисков нефти и газа.

На основании материалов геолого-геофизических работ по выявлению и подготовке объектов составляют отчеты о геологических результатах работ и оценке прогнозных (Д_{1л}) ресурсов выявленных ловушек и перспективных (С₃) ресурсов подготовленных для глубокого бурения площадей.

3.1. КОМПЛЕКС ГРР НА СТАДИЯХ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ ОБЪЕКТОВ

Основной задачей стадии является создание фонда перспективных локальных объектов и оценки их ресурсов для выбора и определения очередности ввода их в поисковое бурение. Методика картирования объектов поисков как нефти, так и газа одинакова.

Комплекс работ, выполняемых на стадии выявления объектов, должен включать виды исследований, которые позволяют локализовать объекты детальных исследований и выявлять объекты.

Методы локализации объектов детальных исследований включают:

геологические и структурно-геологические съемки,
аэрокосмогеологические,
аэромагнитные,
гравиметрические,
электроразведочные,
геохимические и
морфометрические съемки, позволяющие наметить участки развития локальных поднятий.

Условия и методика проведения этих исследований изложены в соответствующих руководствах и указаниях.

Основными методами выявления и подготовки объектов являются структурное бурение и сейсморазведка.

3.1.1. Геологические методы

Геологическая и структурно-геологическая съемки проводятся в масштабах от 1 : 100000 до 1 : 10000. Целью их является изучение геологического строения отдельных районов, площадей и структур для постановки дальнейших детальных поисковых работ (геофизических, буровых и др.).

Указанные съемки обычно являются инструментальными. В закрытых областях с мощным покровом четвертичных отложений они сопровождаются значительными объемами мелкого бурения и горными выработками (шурфами, канавами и др.). Кроме этого, проводятся также структурно-геоморфологические исследования.

Аэрокосмогеологические съемки локального уровня генерализации, а также материалы радиолокационной аэросъемки могут успешно оконтуривать пликативные структуры, трассировать элементы разломной тектоники, выявлять погребенные рифы.

Как свидетельствует опыт космогеологических исследований, по материалам съемок из космоса геологи получают главным образом информацию о структуре горных пород. В свою очередь, среди элементов структуры земной коры, отражающихся на космических снимках, на первом месте стоят разрывные нарушения разного таксономического ранга: от планетарной трещиноватости, в понимании С.С. Шульца, до трансрегиональных разрывных нарушений протяженностью в сотни и тысячи километров.

Следует отметить, что геологи-нефтяники имели все основания правильно оценить полезность этой информации. Сравнительно давно установлено, что в зоне разломов создаются предпосылки для накопления углеводородов как непосредственно вследствие дезинтеграции горных пород, так и благодаря созданию приразломных антиклиналей. Так, например, в качестве перспективных на нефть и газ указываются участки пересечения зон разрывных нарушений в Непском районе.

Возможности использования космоснимков при поисках локальных структур убедительно показаны на примере юго-западной Туркмении, в пределах Скифской и Туранской плит и в других районах страны.

Материалы космических и аэровысотных съемок успешно применяются и при выборе первоочередных объектов и детализации их строения для подготовки к поисковому бурению.

Роль дистанционных методов в этом случае заключается в установлении размеров ловушек, прогнозировании их типов, установлении структурных факторов, осложняющих ловушки. Кроме того, среди большого количества перспективных структур могут быть выделены структуры, идентичные по отражению в ландшафте тем, в пределах которых нефтегазоносность уже установлена, что позволит ускорить ввод в действие новых нефтегазоносных площадей.

Структурно-геоморфологические исследования применяются при поисках зон региональных поднятий и локальных структур. Наибольшее значение они имеют в слабообнаженных районах, где позволяют значительно сократить объемы геофизических работ и структурно-картировочного бурения за счет рационального размещения последних.

Применение геоморфологических исследований основывается на том, что во многих районах крупные структурные элементы и локальные структуры продолжают унаследованно формироваться в новейшее время и поэтому нередко фиксируются в современном рельефе.

Геоморфологическое выделение структурных форм производится на основе изучения современного рельефа, его генезиса и истории развития в связи с новейшими и более древними тектоническими движениями и геологическим строением слагающих его пород. При этом производится анализ современных рельефоформирующих процессов, гидросети, почвенно-растительных и озерно-болотных ландшафтов, а также морфометрический и морфографический анализы новейшего этапа тектонического развития. При геоморфологических исследованиях используются: топокарты крупного и среднего масштаба; аэрофотоматериалы; геологические, геоморфологические, почвенно-геоботанические и другие специальные карты; данные по геологии неоген-четвертичных отложений.

В каждом районе можно найти ряд геоморфологических признаков современных поднятий даже при тектонических деформациях земной поверхности небольших амплитуд в областях с интенсивной аккумуляцией, когда структура, не проявляясь в рисунке горизонталей рельефа, отражается в радиальном расположении гидрографической сети, в усилении овражно-балочной деятельности, отклонении русел рек. При этом часто имеет место сужение и спрямление речных потоков, огибающих рисунок элементов рельефа и ландшафтов. Иногда на наличие поднятия указывают перехваченные участки речных долин, висячие и мертвые долины, резкие изменения в форме продольных русел рек и другие признаки.

Анализ взаимного расположения прямолинейных участков речных долин, линейно-грядового рельефа, спрямленных границ и простирающихся озер, болот, шаров, такыров и других элементов ландшафтов часто позволяет выявить дизъюнктивные дислокации и зоны планетарно-тектонической трещиноватости осадочного чехла и фундамента.

При геоморфологических исследованиях большое значение имеет анализ данных топографических карт и аэрокартограмм (морфометрический анализ). Морфометрический метод, разработанный В.П. Философовым в "Кратком руководстве по морфометрическому методу поисков тектонических структур" (изд. Саратовского университета, 1960), позволяет камерально, по топокартам, выявить тектонические особенности районов. При морфометрическом анализе составляются следующие карты: порядка долин; асимметрии долин и между-речий; базисных поверхностей; остаточного рельефа (остаточных высот); вершинной поверхности (верхнего базиса денудации); сноса (удаленных объемов горных пород); разностей базисных поверхностей.

Карты базисных поверхностей составляются по высотам долин того или иного порядка: долина первого порядка не принимает ни одного притока; долина второго порядка возникает в результате слияния двух долин первого порядка; долина третьего порядка образуется от слияния двух долин второго порядка и т. д.

Карта остаточного рельефа составляется путем графического вычитания из изолиний топографической карты отметок базисной поверхности.

В ряде нефтяных районов локальные структуры более четко отражаются в четвертичном рельефе и в уменьшении мощностей четвертичных отложений (например, Доно-Медведицкие поднятия). Эта закономерность позволяет вести поиски локальных структур путем детального

анализа стратиграфии, литологии, мощности элювиально-делювиальных четвертичных и современных отложений в обнажениях и структурно-картировочных скважинах.

3.1.2. Геофизические методы

Основные геологические задачи, стоящие перед геофизическими исследованиями при детальном поисковых работах, сводятся к следующему:

- 1) поиски зон структур и отдельных локальных поднятий по различным структурным этажам;
- 2) поиски и прослеживание зон стратиграфических несогласий, тектонических нарушений, зон выклиниваний коллекторов и их фациального замещения;
- 3) детализация строения локальных поднятий и подготовка отдельных площадей для постановки поискового бурения с выяснением структурных соотношений отдельных литолого-стратиграфических комплексов в пределах исследуемой структуры или площади.

Указанные задачи должны решаться комплексом геофизических методов исследований, среди которых ведущее место принадлежит сейсморазведке. Отдельные вопросы в некоторых областях успешно могут решаться также другими геофизическими методами разведки (гравиразведкой, электроразведкой и в отдельных случаях магниторазведкой).

В последние годы геофизическими работами подготавливается к глубокому бурению основное количество структур во всех нефтегазоносных областях страны.

Геофизические исследования имеют особенно большое значение в районах распространения погребенных структур и на площадях, характеризующихся значительным смещением сводов поднятий, т. е. на территориях, где структурное бурение является малоэффективным.

Среди геофизических исследований на стадии детальном поисковых работ решающее значение принадлежит сейсморазведке МОВ, МОГТ и РНП. Эти методы позволяют решать вопросы поисков и структурного картирования зон поднятий и отдельных локальных структур с целью подготовки их к бурению. Для этого проводятся в основном площадные исследования в масштабах от 1 : 100000 до 1 : 25000.

При детальном поисках проводятся электроразведочные работы в различных модификациях в масштабах исследований от 1 : 200 000 до 1 : 25 000. В ряде областей детальная гравиразведка позволяет выявлять валоподобные и отдельные локальные структуры, рифовые массивы и соляные купола. В отдельных районах доказана высокая эффективность применения высокоточной гравиразведки для детализации строения отдельных поднятий, рифов и др., которая проводится в более крупном масштабе. В последнее время проводятся также опытные работы по использованию детальной гравиразведки для прямых поисков скоплений нефти и газа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых районов определенное значение имеют геохимические исследования. Чаще всего используется газовая съемка, которая применяется в двух разновидностях: газовая съемка по свободному газу и газокерновая съемка.

Рассмотрим основные геофизические методы исследований, применяемые при поисково-разведочных работах на нефть и газ.

Магниторазведка. Метод основан на изучении особенностей магнитного поля, связанных с различными магнитными свойствами горных пород. Изменение магнитных свойств и разные формы залегания магнитных пород создают различные магнитные аномалии, т. е. отклонения напряженности геомагнитного поля в данном районе от нормальных его значений для данной области.

В некоторых платформенных районах при благоприятных геологических условиях магниторазведка может использоваться для поисков зон поднятий. Для этого необходимо изучение по уже известным районам связи между тектоникой и характером магнитного поля и распределением магнитных аномалий.

Краевые предгорные прогибы, выполненные мощными толщами осадочных, практически немагнитных пород, в общем плане обычно характеризуются региональными минимумами, которые могут осложняться в зонах разломов и внедрения по ним изверженных пород отдельными положительными магнитными аномалиями.

При благоприятных геологических условиях по данным магниторазведки могут выделяться крупные структурные зоны и производится трассирование зон нарушений.

Магниторазведка успешно применяется в областях развития соляной тектоники для поисков соляных куполов. Она была эффективно использована в Днепровско-Донецкой впадине, где соляные купола выносят с больших глубин обломки сильно магнитных диабазов и поэтому характеризуются четкими магнитными аномалиями (до 500-1000 у). Магниторазведка может также применяться для поисков соляных куполов, исходя из диамагнитных свойств соли.

При поисках нефти и газа применяется в основном аэромагнитная съемка. Наилучшая эффективность магниторазведки отмечается при комплексном проведении магниторазведки с другими геофизическими методами. Магниторазведка обычно эффективно комплексировается с гравиметрической съемкой. Большим преимуществом этого метода является возможность исследовать обширные территории с затратой сравнительно малого времени, особенно при применении аэромагниторазведки.

Гравиразведка. Метод основан на изучении естественного поля силы тяжести на земной поверхности, что позволяет выявлять аномалии гравитационного поля, обусловленного изменением плотности.

Гравиразведка применяется на стадиях детальных нефтегазопромысловых работ для поисков зон развития рифовых образований и соляно-купольных структур; выявления и трассирования региональных разрывных нарушений.

В последние годы в ряде районов успешно применяется высокоточная гравиразведка, которая нередко позволяет выявлять локальные структуры с подготовкой их к глубокому бурению. Высокоточная гравиразведка может быть использована также и для прямых поисков скоплений нефти и газа.

Локальные структуры в большинстве платформенных территорий ввиду небольших размеров создают небольшой гравитационный эффект и потому на гравиметрических картах не фиксируются или отображаются в виде изгибов изоаномал, их разрядки и др. В этом случае значительный эффект для выявления локальных поднятий дают различные трансформации наблюдаемых полей, в результате чего локальные поднятия четко характеризуются локальными остаточными аномалиями. Примером может служить рис. 3.1.1, на котором видно, что после исключения регионального фона в Крымско-Абинском районе на южном борту Западно-Кубанского прогиба четко фиксируется ряд положительных и отрицательных остаточных аномалий, соответствующих локальным поднятиям и разделяющим их прогибам.

С гравитационными аномалиями, как правило, связываются и зоны развития локальных структур.

Большинство структурных зон и отдельных локальных поднятий складчатых областей обычно выражаются максимумами силы тяжести, например в Грозненской области, Западной Туркмении, Кировабадском районе. Однако часть локальных структур может выделяться также локальными минимумами.

Высокая эффективность поисковой гравиразведки отмечается в соляно-купольных областях (Прикаспийская впадина, Днепровско-Донецкая впадина и др.). Соляные купола выделяются локальными минимумами силы тяжести, величина которых зависит от размеров соляного тела, глубины его залегания, литологии и мощности каменной шляпы (кепрока), покрывающей соль.

Успешно используется гравиразведка в комплексе с электроразведкой при поисках рифовых массивов, которые в большинстве случаев отмечаются локальными максимумами.

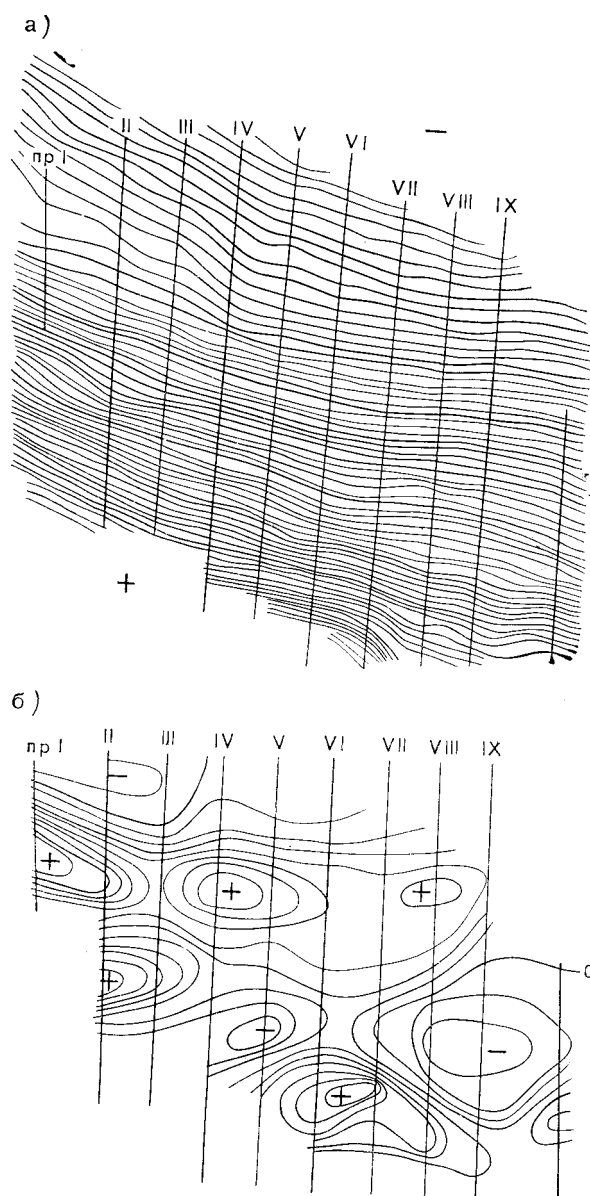


Рис. 3.1.1. Гравитационные аномалии над структурами в осадочной толще на южном борту Западно-Кубанского прогиба (по Н.Б. Сажиной):
 а – наблюдаемые аномалии силы тяжести в редукции Буге;
 б – локальные (остаточные) аномалии силы тяжести на том же участке

Электроразведка. Метод основан на изучении естественных и искусственных электромагнитных полей, возникающих в земной коре под воздействием источников постоянного и переменного тока. Электрические методы разведки применяются для решения задач структурной геологии при поисках нефтяных и газовых местоскоплений.

Основной объем электроразведочных работ выполняется на стадии детальных нефтегазопроисковых работ. При этом с помощью электроразведки в благоприятных геологических условиях могут успешно решаться следующие задачи: геологического картирования районов, покрытых наносами, в том числе морских площадей при глубинах моря не более 200 м; поисков валоподобных поднятий и отдельных локальных структур, перспективных на нефть и газ, с амплитудами не менее 10-15% от глубины залегания опорного горизонта; структурного картирования для изучения строения отдельных структурных зон, выявления и трассирования зон нарушений и т. д.

При детальных нефтегазопроисковых исследованиях применяются следующие методы электроразведочных работ: метод теллурических токов (метод ТТ), метод вертикального электрического зондирования (метод ВЭЗ), электрического профилирования. В последнее время все больше применяется электроразведка методом петли, методом двусторонних зондирований и др.

Метод ТТ, основанный на изучении естественных электрических полей, может успешно применяться при наличии в исследуемом районе достаточно интенсивных вариаций теллурических токов. Метод теллурических токов успешно используется для тектонического районирования. Кроме того, он позволяет производить структурное картирование и поиски локальных структур, которые на картах выделяются повышенными значениями средней напряженности поля теллурических токов.

Наилучшие условия для решения задач детальных поисков методом ТТ отмечаются при резко выраженном рельефе опорного горизонта и хорошей выдержанности разреза. В этих условиях при проведении крупномасштабных съемок можно обнаруживать локальные поднятия с амплитудами не менее 10% от глубины залегания основного горизонта. Метод ТТ в последние годы в значительных объемах применяется в различных платформенных и складчатых областях страны для картирования рельефа фундамента, выделения крупных структурных элементов и отдельных локальных структур.

Методы зондирования и профилирования основаны на изучении искусственно создаваемых электрических полей и производятся с помощью постоянного тока. **Метод ВЭЗ** дает возможность изучать геологический разрез в различных точках исследуемой территории и определять глубины залегания выбранного опорного электрического горизонта, что достигается измерением на поверхности земли кажущихся удельных сопротивлений пород при помощи установки последовательно изменяющейся длины, т. е. при постепенном увеличении расстояния между питающими электродами. Этот метод дает наилучшие результаты в районах развития пологой складчатости при наличии в разрезе опорных электрических горизонтов и отсутствии экранирующих надпорных горизонтов. Метод ВЭЗ показал высокую эффективность при структурном картировании в различных районах Русской платформы, Средней Азии, Предкавказья, Сибири, при поисках рифов в Предуральском прогибе и др.

Метод профилирования, наоборот, применяется при более крутых углах падения и наличии зон нарушений. С его помощью производится исследование изменения по площади кажущихся удельных сопротивлений пород на некоторой средней глубине. Для этого исследования производятся с постоянной установкой, т. е. при постоянном разnose электродов. В результате строится карта равных сопротивлений, которая позволяет судить об особенностях геологического строения района на определенной глубине, соответствующей размерам установки.

На электропрофилях или картах удельных сопротивлений над антиклинальными структурами наблюдается увеличение кажущихся сопротивлений в том случае, когда структура сложена породами высокого сопротивления. Если сводовые части структур сложены породами пониженного сопротивления по сравнению с породами, слагающими крылья, то на профилях или картах удельных сопротивлений будет наблюдаться обратная картина.

Метод электропрофилирования может применяться в различных районах как платформенных, так и складчатых областей. На рис. 3.1.2 приведена карта, построенная по данным электропрофилирования.

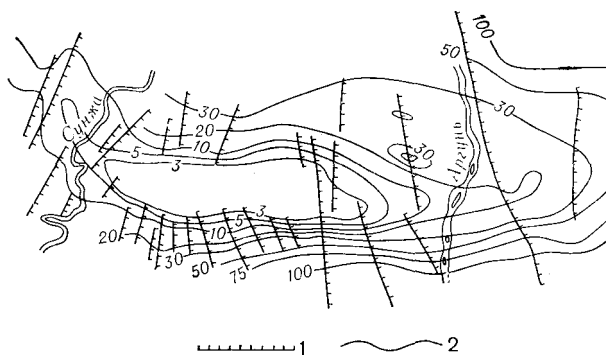


Рис. 3.1.2. Карта кажущихся сопротивлений по данным электропрофилирования на одной из структур Северо-Западного Кавказа:
1 – профиль измерения; 2 – линии равных удельных сопротивлений

Сейсморазведка.

Инструкция по сейсморазведке. Министерство геологии СССР, Москва. 1986.

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.

Сейсмическая разведка представляет собой совокупность методов исследования геологического строения (структуры, вещественного состава и динамического состояния) земной коры, основанный на использовании упругих волн, возбуждаемых искусственно. Сейсмическая разведка является важнейшим геофизическим методом при поисках и разведке полезных ископаемых, инженерных изысканиях, изучении глубинного строения Земли и может применяться самостоятельно или в комплексе с другими геофизическими, геологическими и геохимическими методами исследования земных недр.

Основные методы сейсмической разведки определяются видом регистрируемых и преимущественно используемых волн:

- метод отраженных волн (МОВ),
- метод преломленных (головных) волн (МПВ).

В свою очередь МОВ и МПВ подразделяют на моноволновые методы, основанные на регистрации волн одного типа (продольных, поперечных или обменных), и многоволновые, предусматривающие совместное использование волн разных типов.

В последнее время основное значение приобретают методы общей глубинной точки (МОГТ) и регулируемо-направленного приема (МРНП), способ управляемого плоского фронта (УПФ) и др.

Метод отраженных волн основан на регистрации волн, отраженных от поверхности раздела, для горизонтов пород, обладающих различными волновыми сопротивлениями.

Корреляционный метод преломленных волн (КМПВ) основан на регистрации волн, образующихся при падении упругой волны на границу раздела сред под критическим углом.

В основе МРНП лежит учет фазового сдвига отражений, записанных на сейсмограммах, обусловленных неодинаковым направлением прихода отраженных волн. Это позволяет разделить на сейсмограммах интерферирующие колебания, возникающие в районах сложной тектоники, наличия нарушений, несогласий и др. В последние годы в нарастающих объемах широко применяется сейсморазведка по способу общей глубинной точки (МОГТ), позволяющая при соответствующих системах наблюдений и обработке результатов на аналоговых и цифровых вычислительных машинах получать достоверную информацию о строении глубокозалегающих и сложно построенных комплексов. В отличие от МОВ способ МОГТ позволяет ослабить влияние кратных волн, более эффективно анализировать характер волнового поля и природу регистрируемых волн. Так, например, метод МОГТ на территории Предкавказья позволил значительно увеличить глубины исследований, получить данные о строении нижних структурных этажей осадочного чехла, а также наметить зоны стратиграфических несогласий и выклинивания.

По разрешающей способности и глубинности ведущая роль среди всех геофизических методов принадлежит сейсморазведке МОГТ.

В зависимости от условий проведения работ, характера решаемых задач, приемов регистрации, обработки и интерпретации волнового поля различают сейсморазведку: сухопутную и морскую, наземную и скважинную, профильную и площадную, двумерную и трехмерную (объемную), многокомпонентную и поляризационную.

Сейсморазведка является составной частью комплекса геолого-разведочных работ. По целевому назначению различают сейсморазведку нефтегазовую, рудную, угольную и инженерно-геологическую.

По степени детальности исследований и их назначению выделяют следующие **этапы работ**:

1. Региональные сейсмические работы, предназначенные для общего изучения геологического строения обширных территорий, общей оценки перспектив нефтегазоносности,

выявления и регионального прослеживания нефтегазоперспективных комплексов пород, выделении районов, представляющих интерес для постановки поисковых работ.

2. Поисковые сейсмические работы, проводимые для выявления и локализации объектов, перспективных на нефть и газ, с целью их подготовки под поисковое бурение.

3. Детальные сейсмические работы, проводимые для изучения формы, строения и структурно-формационных характеристик выявленных объектов с целью подготовки и передачи их под разведочное бурение или для доразведки объектов в процессе разведочного и эксплуатационного бурения.

Основные задачи поисковых сейсмических работ следующие: поиски зон развития региональных поднятий и отдельных локальных структур, перспективных на нефть и газ; обнаружение возможных дизъюнктивных нарушений, несогласий между различными горизонтами и в некоторых случаях резких литологических изменений отдельных толщ и комплексов и границы их выклинивания. Поисковые сейсмические работы производятся по разреженной сетке профилей или системе зондирования обычно с использованием метода отраженных волн.

Основная цель детальных сейсмических исследований – детализация строения отдельных локальных структур для подготовки их к поисковому бурению. Детальными сейсмическими исследованиями могут решаться также вопросы соотношения структурных планов по отдельным горизонтам, выяснение закономерностей смещения сводовых частей поднятий и изменения мощностей в пределах различных частей структуры. Эти данные во многом помогают установить характер структуры, условия ее формирования и степени перспективности в нефтегазоносном отношении. Детальные сейсмические работы проводятся на основании результатов поисковых работ по сгущенной системе профилей, как правило, МОГТ.

Сейсмические исследования в различных геологических регионах страны имеют неодинаковую эффективность. На территориях древних платформ (Русская и Восточно-Сибирская) сейсморазведка в настоящее время для большинства районов позволяет выявлять локальные структуры амплитудой более 10 м. Однако в отдельных районах она не обладает достаточной эффективностью и точностью. Например, до последнего времени в отдельных сильно дислоцированных областях сейсморазведка не всегда успешно решает задачи структурного картирования и выявления погребенных пологих локальных поднятий. Для труднодоступных районов хорошие результаты при поисковых работах дают речные сейсморазведочные исследования.

Хорошие результаты дают детальные сейсмические исследования в солянокупольных областях Прикаспийской и Днепровско-Донецкой впадин для выяснения строения надсолевых отложений и формы соляного массива. При благоприятных условиях сейсморазведкой выясняется также строение подсолевых отложений.

В отдельных районах со сложными сейсмогеологическими условиями более надежные результаты дает применение сейсморазведки методом регулируемо-направленного приема (РНП).

Сейсмические исследования широко применяются при нефтегазопоисковых работах в пределах передовых прогибов и межгорных впадин. Эти территории характеризуются разнообразием форм локальных структур, сильной тектонической нарушенностью и сложным характером сейсмогеологического разреза. Все это обуславливает различную эффективность и разную методику проведения сейсмических исследований.

В передовых прогибах сейсморазведка МОГТ позволяет выявлять и изучать сравнительно просто построенные структуры. На структурах, характеризующихся сильной дислоцированностью и нарушенностью, удовлетворительные результаты дает сейсморазведка РНП.

Сейсмические исследования успешно применяются для изучения акваторий многих морей. В акватории Южного Каспия сейсморазведкой было выявлено большое количество локальных структур. Однако изучение строения их сводовых частей затрудняется широким развитием тектонических нарушений, благодаря чему они выделяются как "слепые зоны", т. е. зоны отсутствия отражений.

Сейсмические работы выполняются в основном методом отраженных волн по способу общей глубинной точки (МОГТ).

Методика полевых работ должна отвечать требованиям инструкции по сейсморазведке и рекомендациям по методике получения сейсмической записи повышенной разрешающей способности, с учетом опыта предыдущих работ на прилегающих территориях.

Выбор **системы наблюдений** определяется геологической задачей и связанными с ней требованиями к сейсмическим работам (по глубинности исследований, разрешенности записи, уровню отношений сигнал/помеха и др.), орографическими и сейсмогеологическими условиями, а также экономическими факторами.

Определяющее значение при выборе систем наблюдения отводится обеспечению уверенности прослеживания на временных разрезах основных отражающих горизонтов во всем полезном временном интервале. Полевые работы при подготовке малоразмерного объекта к поисково-разведочному бурению желательнее осуществлять одной и той же сеймостанцией. При необходимости работы несколькими сеймостанциями должна быть обеспечена идентичность характеристик аппаратуры, параметров регистрации.

При всех видах сейсмических наблюдений профили, зондирования или площадные системы разбиваются таким образом, чтобы пикеты возрастали в направлении с запада на восток и с юга на север. При расстановке сейсмоприемников меньшим пикетам должны соответствовать меньшие номера каналов.

В исключительных случаях в простых сейсмологических условиях могут применяться упрощенные модификации МОВ с профильными и пространственными системами наблюдений с малой кратностью перекрытий. В остальных случаях применяется многократное профилирование и пространственные системы наблюдений. Последние применяются в районах сложной тектоники, с высоким уровнем боковых волн, при решении задач, требующих определения пространственного положения отражающих границ.

При непрерывном профилировании МОВ пункты взрыва располагаются через постоянные расстояния (взрывные интервалы). Взрывной интервал выбирается таким, чтобы обеспечивалось при выбранной системе наблюдений прослеживание всех волн, подлежащих изучению.

Многократное непрерывное профилирование МОВ (МОГТ) является эффективным средством увеличения глубинности, детальности и надежности сейсмической разведки. Системы наблюдений МОГТ обычно отрабатываются при одновременном перемещении ПВ и приемной расстановки по профилю в одну и ту же сторону.

В МОГТ обычно применяются следующие системы наблюдений:

- а) фланговые – с пунктами возбуждения, расположенными по одну сторону базы приема на ее конце или за пределами (с выносом);
- б) встречные – с пунктами возбуждения, расположенными на обоих концах базы приема или с двух сторон за ее пределами (с выносом);
- в) центральные – с пунктом возбуждения в центре базы приема;
- г) комбинирование – комбинации систем а), б), в).

Применяемая система наблюдений должна, по возможности, обеспечивать не только изучение целевых горизонтов, но и получение информации о покрывающей толще, что необходимо для учета искажающих влияний ее скоростной неоднородности на кинематические и динамические параметры волн и глубинные построения, а также для прогнозирования и вычитания многократных отраженных волн.

Параметры системы наблюдений МОГТ (кратность прослеживания, шаг между каналами, величина выноса, максимальное расстояние взрыв – прибор) рассчитываются на основании имеющихся сведений об относительной интенсивности помех и их кинематических параметрах с помощью известных приемов теории интерференционных систем.

Системы наблюдений уточняются в результате отработки опытного профиля по избыточной системе.

Пространственные системы наблюдений применяются для получения трехмерных представлений о сложно построенных объектах. Наиболее распространенными являются системы, сочетающие параллельные продольные и непродольные профили. Совместное применение продольного и непродольного профилирования обеспечивает экономию затрат на буровзрывные работы.

Системы наблюдений МПВ определяются конкретными задачами работы и сейсмогеологическими условиями (в частности, интервалом прослеживаемости преломленной волны). Рекомендуется применять системы многократного непрерывного профилирования, обеспечивающие накопление сигналов по способу общей глубинной площадки (ОГП). Системы наблюдений должны, по возможности, обеспечивать многократное прослеживание и накопление изучаемых волн в зоне, прилегающей к первым вступлениям волн, включая область начальных точек.

Расположение **сети наблюдений** определяется задачами работ, глубинными и поверхностными сейсмогеологическими условиями.

Сети наблюдений должны быть увязаны со скважинами, расположенными на площади исследований (или вблизи нее). В сеть профилей могут включаться специальные профили, проходящие через скважину.

Выбор оптимальной плотности сети сейсмических профилей при выявлении и подготовке перспективного объекта предлагается осуществлять согласно методике, разработанной в ЦГЭ МНП. Для практического решения задачи выбора оптимальной плотности сети профилей предложен ряд формул и построена совокупность номограмм. Методика позволяет для конкретного заданного района одновременно выбирать следующие три параметра: плотность сети сейсмических профилей при выявлении объектов – ρ_v , плотность при подготовке их к поисково-разведочному бурению – ρ_n (результатирующая плотность $\rho = \rho_v + \rho_n$), процент g объема погонных километров сейсмических профилей, затрачиваемых на выявление объектов, от общего объема на выявление и подготовку объектов.

Рекомендуемые расстояния между сейсмическими профилями:

при поисковых работах – 2-10 км, при детальными работами – менее 2 км.

При поисковых сейсмических работах плотность наблюдений должна быть такой, чтобы выявление локального объекта обеспечивалось его пересечением не менее чем двумя профилями. Расстояние между соседними профилями должно находиться в указанных выше пределах, но не превышать 0,5 км предполагаемой длины большой оси структуры в сложных сейсмологических условиях и 0,7-0,8 км – в простых сейсмологических условиях.

При детальными сейсмических работах густота сети выбирается такой, чтобы обеспечивалась достаточная точность отображения структуры (объекта) в плане. Не следует сгущать профили выше предела, за которым ошибка интерполяции уже не влияет на точность карты. При изучении структур, расчлененных на отдельные блоки, каждый блок должен быть исследован с помощью самостоятельной сети наблюдений.

Для уточнения геологического строения отдельных участков допускается проведение дополнительных детализационных работ.

Профильные наблюдения рекомендуется вести по прямым линиям. Исключение составляют работы, проводимые в условиях сложного рельефа или густонаселенной местности, где допускается использование криволинейных (ломаных) профилей. В точках излома и пересечения профилей рекомендуется помещать пункты взрыва.

Площадные наблюдения при решении задач объемной сейморазведки проводятся, по возможности, по регулярной сети распределения пунктов возбуждения и приема с обязательным обеспечением равномерного распределения по площади глубинных точек отражений. Плотность наблюдений выбирается с учетом геологических задач и требований последующей трехмерной обработки данных, в том числе пространственной миграции в ортогональных направлениях.

При повторном проведении работ с применением новой техники или технологии, проектируемая сеть профилей должна частично или полностью включать ранее отработанные профили.

Оптимальность методики полевых работ следует оценивать, исходя из пригодности полевого материала для построения скоростной модели среды и решения задач прогнозирования геологического разреза (ПГР).

Обязательны специальные работы по изучению параметров зоны малых скоростей (ЗМС) и зоны переменных скоростей (ЗПС). Изучение верхней части разреза (ВЧР) проводится с целью определения скоростей распространения упругих волн в верхних слоях для выбора наиболее благоприятных условий возбуждения колебаний, для определения статических поправок за неоднородности верхней части разреза и исключения ее влияния на глубинное волновое поле.

Систематические погрешности сейсмических поправок должны быть не менее чем в два раза меньше амплитуды поднятия. Расстояние между пунктам приема, как правило, не должно превышать 50 м. Поднятие должно прослеживаться не менее чем на 12 трассах временного разреза.

С помощью формул и номограмм при различных значениях плотности сети сейсмических профилей при выявлении и подготовке площадей рассчитываются ожидаемые качественные и количественные показатели результатов сейсморазведочных работ: вероятность подтверждения подготовленного объекта глубоким бурением, вероятность пропуска нефтегазоперспективного объекта, число выявленных и подготовленных объектов, величина подготовленных ресурсов углеводородов категории С₃. Считается, что качество подготовки нефтегазоперспективных объектов определяется обеими стадиями, а за пропуск объектов ответственна только стадия выявления). При этих ограничениях выбирается плотность сети профилей, обеспечивающая наибольшую величину подготовки ресурсов С₃. При планировании работ необходимо, чтобы, с одной стороны, не иссякал фонд выявленных объектов, а с другой, хватало погонных километров профилей для проведения качественной подготовки к глубокому бурению необходимого числа выявленных объектов.

При обработке материалов необходимо применять граф обработки сейсмических данных с сохранением истинных соотношений амплитуд, обычно используемых в работах ПГР, миграцию. Расчет эффективных и интервальных скоростей – обязательная часть обработки. Эти процедуры должны выполняться в наиболее полном объеме. Визуализацию временных разрезов следует производить на нескольких усилениях в двух полярностях с тем, чтобы наилучшим образом можно было оценить динамику и рисунок сейсмической записи. Из специальных процедур ПГР с целью динамического анализа как минимум на двух ортогональных профилях, ближе всего расположенных к своду поднятия, обязательным является применение программы НИСВ (динамический анализ комплексных трасс) с целью получения разрезов мгновенных амплитуд, фаз, частот. Дополнительно может быть проведено псевдо-акустическое преобразование при наличии скважинных данных.

3.1.3. Структурное бурение

Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.

Задачи структурных скважин включают:

выявление и подготовку площадей (структур) к поисковому бурению, где решение этих задач полевыми геофизическими методами затруднено или экономически нецелесообразно;

в сложных геологических условиях в комплексе с полевыми геофизическими методами уточнение деталей строения площади, прослеживание нарушений, перерывов в осадконакоплении и др.;

в комплексе с полевыми геофизическими методами установление возраста разреза, а также получение данных о его физических параметрах, проверку положения опорных горизонтов, выделенных по данным полевым геофизическим исследований.

Методика структурного бурения должна основываться на особенностях геологического строения разреза, морфологии и ожидаемых типов объектов и разбуренности территории.

Размещению объемов структурного бурения должно предшествовать:

- проведение районирования территории по соотношению структурных планов маркирующих горизонтов (МГ) и продуктивных комплексов;
- проведение дистанционных и детальных морфометрических исследований с целью локализации объемов структурного бурения;
- составление прогнозных карт локальных объектов по всем имеющимся геолого-геофизическим материалам с использованием математического моделирования.

Основным критерием оптимальности при выборе плотности сети скважин является размерность предполагаемых к выявлению поднятий. Для объективного определения технико-экономических показателей и оптимальных объемов структурного бурения следует применять расчетно-аналитические методы нахождения сети структурных скважин.

В районах с высокой степенью изученности территории структурным бурением целесообразно использовать методику равномерно-уплотненного размещения скважин.

Расчет оптимальной плотности размещения скважин и расстояний между ними должен производиться, исходя из наименьших размеров структур с установленной нефтеносностью, выявление и подготовка которых рентабельна для постановки нефтепоисковых работ (примерно 1,0-1,5 км²).

Методика равномерно-уплотненного разбуривания территории включает размещение структурных скважин по ползущей равномерной треугольной сети с шагом **0,75 км**, обеспечивающей оптимальную плотность 0,55-0,65 км²/скв.

В районах, относительно слабо изученных структурным бурением, и в районах со средней степенью изученности структурное бурение проводится в два этапа.

На первом этапе целесообразно бурение по сравнительно разреженной сети с целью изучения тектонического строения площади и определения основных элементов выявленных поднятий. Скважины размещаются профилями вкрест простирания намечающихся структурных зон и предполагаемых поднятий. *Расстояние между профилями скважин рекомендуется от 2 до 3 км, а между скважинами в профилях 1-1,5 км.*

На втором этапе – при детализации поднятий сеть скважин сгущается. *Расстояние между профилями сокращается (рекомендуется) до 1-0,75 км, а между скважинами (рекомендуется) до 0,5-0,75 км.*

Картирование малоразмерных и малоамплитудных структур предъявляет повышенные требования к точности отбивки отметок и гипсометрической привязки опорных горизонтов. В связи с этим во всех структурных скважинах необходимо обязательное проведение комплекса НГК, ГК, КС и других видов промысловых геофизических исследований, позволяющих выделять во вскрываемых стратиграфических интервалах четко прослеживаемые геофизические реперы.

В районах со сложным геологическим строением (например, структурный план с глубиной смещается) поднятия, подготовленные по неглубокозалегающим маркирующим горизонтам, целесообразно проверять дополнительно путем бурения 1-3 скважин на более надежные нижезалегающие реперы.

Отдельные структурные скважины должны использоваться в качестве параметрических для решения задач сейсморазведки.

Структурные скважины обычно бурятся на опорных профильных геофизических пересечениях для уточнения строения геологически сложных участков, привязки и корреляции сейсмических отражений или электрических реперов, получения данных о литологофизических параметрах разреза для более надежной интерпретации геофизических материалов. Глубина скважин определяется в зависимости от глубины залегания маркирующих горизонтов, характеризующих строение перспективных отложений, но не должна превышать 2-2,5 км.

На бурение структурных скважин составляются типовые ГТН для группы скважин, решающих определенную задачу на профильном пересечении или на определенной площади.

При бурении структурных скважин осуществляют:
отбор и исследование керна в объеме, обеспечивающем построение разреза и определение его характеристик;
геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования;
опробование и испытание объектов в открытом стволе и колонне (при наличии в разрезе нефтегазоперспективных горизонтов).
Результаты комплексной обработки материалов структурного бурения оформляются в виде отчета.

3.2. МЕТОДИКА ПОИСКОВ СТРУКТУР РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Г.А. Габриэлянц. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

Выявление и подготовку объектов к поисковому бурению проводят в самых разнообразных геологических условиях — в пределах древних и молодых платформ, в краевых прогибах и геосинклинальных областях, в зонах развития соляно-купольной тектоники и траппового вулканизма, в породах промежуточного структурного этажа и др. Особенности геологического строения региона, в котором проводятся поисковые работы, существенным образом влияют на методику работ по выявлению и подготовке объектов к поисковому бурению.

3.2.1. Выявление и подготовка объектов в районах развития соленосных отложений

В осадочном разрезе соляно-купольных районов выделяются три структурных этажа: подсолевой, соленосный, надсолевой. Отложения верхнего надсолевого этажа осложнены интенсивными дислокациями, связанными с развитием соляных куполов.

Подсолевой структурный этаж характеризуется, как правило, спокойным залеганием пород и наличием структур платформенного типа.

Локальными объектами поисковых работ в надсолевом разрезе являются: антиклинальные структуры различных размеров, облекающие соляные купола, структуры примыкания к крутым стенкам соли, экранированные козырьками, а также связанные с карнизами соляных куполов, а в подсолевом – антиклинали и рифы.

Скорости и плотности в галогенных образованиях существенно зависят от их состава: максимальные скорости – 5,2-6 км/с и плотности 2,6 г/см³ имеют сульфатно-карбонатные разности, средние значения 4,2-4,7 км/с и 2,12-2,2 г/см³ – каменная соль (преимущественно галит), а минимальные значения 4-4,6 км/с, 2,12-2,15 г/см³ – калиево-магниевые разности. Бишофиты и их карналлитовые оторочки характеризуются скоростями до 3 км/с. Однако в целом соляные тела характеризуются существенно пониженной плотностью и увеличенной скоростью распространения упругих колебаний по сравнению с отложениями надсолевой толщи. Особенно резко, на 2-3 порядка, отличаются они по электрическому сопротивлению.

Поиски и подготовка объектов к глубокому бурению как в надсолевых, так и в подсолевых отложениях проводятся комплексом геофизических методов, основным среди которых является сейсморазведка МОГТ.

Для **выявления объектов примыкания к соляным диапирам** необходимы прослеживание границ в надсолевых осадках и изучение границы, отвечающей поверхности соли. Их пересечение (при условии воздымания коллектора, перекрытого крышкой, к стенке соли) определяет искомую структуру примыкания. Границы в надсолевых отложениях изучаются сейсморазведкой МОГТ, рельеф соли – электроразведкой ТТ и МТЗ, гравиразведкой, а также сейсморазведкой КМПВ. Гравиразведку используют для обнаружения погруженных соляных куполов, которым соответствуют надкупольные структуры.

Задача **выявления подсоловых структур** решается сейсморазведкой МОГТ, а также в комплексе с электроразведкой ЗСБЗ.

Сейсмические исследования МОГТ на стадии выявления надсоловых и подсоловых объектов проводятся по ортогональной по отношению к соляным телам сети профилей (она может быть и радиальной) с плотностью 0,6-0,8 км/ км².

Отраженные **волны надсолового комплекса** хорошо выделяются в пределах мульды. В присводовых зонах куполов корреляция волн нарушается и крутые стенки куполов сейсморазведкой не прослеживаются, но наличие их устанавливается качественно по прекращению прослеживания надсоловых границ. При интерпретации сейсморазведочных материалов границы надсолового комплекса строят с использованием обобщенных зависимостей интервальной скорости от глубины.

Для картирования поверхности соли используются электро-, гравиразведка, сейсморазведка КМПВ.

Электроразведка выполняется комплексом методов ТТ и МТЗ. Методом ТТ детально исследуются сводовые части соляных куполов путем сгущения сети региональных съемок на этих участках до 1 зондирования на 1 км², а в межкупольных мульдах выполняются площадные работы методом МТЗ со средней плотностью 1 зондирование на 4 км².

Погрешность определения глубины до кровли соли составляет 5-10% при глубинах поверхности соли 0,5-1,5 км и 10-20% – при глубинах 2-3 км и более.

Гравиметрическая съемка выполняется в масштабе 1 : 50 000 по сети профилей с расстояниями между ними 1 км и шагом пунктов наблюдений по профилю 200-300 м, с погрешностью определения аномалии 0,1 мГал.

Точность изучения рельефа поверхности соленосной толщи методами электроразведки и гравиразведки примерно одинакова, хотя расхождения в определении ими глубин на склонах соляных тел могут достигать нескольких сотен метров. Данные электроразведки предпочтительнее при глубинах изучаемой поверхности до 1,5 км.

При поисках надкупольных структур и изучении сводов куполов применяют также гравиразведку и сейсморазведку КМПВ в случаях, когда исследования МОГТ не обеспечивают устойчивого прослеживания границы.

Подготовка структур к бурению в подсоловых отложениях является наиболее трудной задачей. Достаточно сложно как получение временных разрезов, на которых возможна непрерывная корреляция подсоловых горизонтов, так и построение по ним структурных карт. Проверка глубоким бурением свидетельствует о необходимости учитывать преломления падающих и отраженных волн на промежуточных границах при наличии существенных laterальных изменений пластовых скоростей между ними. Задачу можно решить путем применения особых методических приемов при полевых работах, обработке материалов, комплексирования с другими геофизическими методами, а в наиболее сложных случаях – с параметрическим бурением.

При подготовке структур сеть профилей сгущается до 1-2 км/км². С целью определения значений и направления бокового сноса и отбраковки волн, распространяющихся в не-вертикальных плоскостях, применяют методику широкого профиля (ШП). Используют несколько линий возбуждения и линий приема, образующих простейшую пространственную систему наблюдений. Поперечная база системы составляет 800-200 м. Специальная обработка, включающая миграцию и другие приемы, необходимые для учета отклонения лучевой плоскости от вертикали, позволяет восстанавливать истинные формы отражающих границ как в плоскости профиля, так и в его окрестностях.

3.2.2. Выявление и подготовка структурно-литологических ловушек, связанных с погребенными рифами

Собственно рифовые тела подразделяются на три основных типа.

1. **Барьерные рифовые системы** – это зональные тела протяженностью в десятки и сотни километров, шириной 1,5-2,5 км, мощностью от 150 до 2000 м, контактирующие во

внешней части с толщами компенсации. Барьерные рифы асимметричны, с крутыми (15-45°) высокоамплитудными глубоководными и пологими малоамплитудными шельфовыми склонами. По простиранию рифовых гребней локализуются локальные вершины амплитудой от нескольких метров до 200 м и размерами (0,5-1)х(1-4) км. Подрифтовые отложения залегают часто моноклинально или флексуобразно. Надрифтовые отложения образуют выполаживающиеся вверх по разрезу пологие поднятия, "носы", флексуры, осложненные локальными куполами. На пересечениях с антиклиналями барьерные рифы образуют комбинированные ловушки, обычно более перспективные, чем внеструктурные участки рифов.

2. **Одиночные внешние рифы** окружены со всех сторон компенсирующей толщей, подразделяются на: а) конусовидные и подковообразные рифы ("пиннаклы") большой мощности (до 350 м), с малой площадью основания [(1-2)х(2-8) км] и крутыми склонами, от единиц до десятков градусов, они часто образуют цепочки и связки; б) плосковершинные и атоллвидные (кольцевые) рифы – округлые массивы часто большой площади и с центральной лагуной, окруженной локальными органогенными постройками. Одиночные рифы, как правило, сопровождаются азональными локальными структурами облекания (уплотнения).

3. **Одиночные шельфовые органогенные постройки**, расположенные среди мелководных карбонатных и карбонатно-хемогенных отложений, представляют линзовидные и холмовидные тела небольших размеров [(0,5)-(1х1-4 км)] и амплитуды (10-80 м), часто связаны с антиклиналями, горстовидными блоками, флексурами и сопровождаются малоамплитудными структурами облекания, во многих случаях более перспективными, чем сами органогенные постройки.

Физические свойства рифовых тел существенно отличаются от окружающих их отложений, что создает благоприятные предпосылки для формирования аномалий в геофизических полях.

Удельное электрическое сопротивление рифогенных образований в 2-4 раза выше, чем бассейнового комплекса, но соизмеримо с сопротивлением шельфового и эвапоритового компенсирующего комплексов. Терригенные и терригенно-карбонатные отложения компенсирующего комплекса имеют пониженное сопротивление.

Плотность рифогенных образований изменяется от 2,4 до 2,77 г/см³ в зависимости от пористости и доломитизации. При полной доломитизации плотность скелета породы возрастает с 2,72 до 2,83 г/см³. Увеличение плотности пород на 1-4% отмечается и для надрифовых структур уплотнения. Глинисто-карбонатный бассейновый и карбонатный мелководно-шельфовый комплексы имеют пониженную (на 0,02-0,18 г/см³) плотность по сравнению с рифами (в случае их доломитизации). Плотность существенно изменяется: при терригенном составе компенсирующий комплекс имеет плотность менее 2,5 г/см³; при эвапоритовом составе тот же комплекс может иметь как повышенную, так и пониженную по отношению к рифу плотность в зависимости от соотношения в разрезе ангидритов (2,8 г/см³) и солей (2,15 г/см³).

Скорость распространения сейсмических волн в рифогенных образованиях зависит от ряда факторов, в том числе от пористости, плотности и доломитизации. В сильно доломитизированных известняках пластовые скорости достигают 6,1-6,5 км/с. Установлены значительные колебания скорости (3,5-6,1 км/с) в известняках различных типов.

В отложениях бассейнового комплекса пластовые скорости в рифовых отложениях обычно более низкие (3,8-5 км/с), а в терригенных, терригенно-карбонатных и соляных компенсирующих комплексах ниже на 0,5-1,5 км/с, чем в рифогенном. Однако при преобладании в эвапоритах ангидритов скорости в рифогенном и компенсирующем комплексах могут быть близкими или даже более высокими в последнем. Повышение скорости на 3-9% отмечается для надрифовых структур уплотнения.

Магниторазведка не является поисковым методом при выявлении рифов, так как рифовые массивы не магнитны и не формируют аномалии в магнитном поле, однако ее результаты следует привлекать для прогнозирования рифовых объектов. В ряде районов отмечается приуроченность рифовых тел к очагам платформенного магнетизма или к зонам глубинных разломов, которым соответствуют линейные магнитные максимумы. Установ-

лена приуроченность одиночных атоллов к относительным локальным максимумам магнитного поля.

Электроразведка используется в комплексе с другими методами для выявления бортовых зон палеопрогибов и в некоторых случаях для поисков локальных рифов и прямой оценки их нефтегазоносности. В бассейнах с терригенным выполнением (Камско-Кинельская система) центральные части прогибов отображаются по результатам методов ТТ, МТЗ, ВЭЗ, ЗСБЗ аномалиями, а бортовые уступы – зонами наибольших градиентов изменения параметров ρ_k , S .

В определенных геологических условиях положительные результаты при поисках рифов дает **гравиразведка**. Наибольшая избыточная плотность ($0,34 \text{ г/см}^3$) и максимальный аномальный эффект наблюдаются, когда вмещающими риф породами являются соли. Аномальный эффект может достигать $0,5 \text{ мГал}$ на каждые 100 м высоты рифа (в зависимости от глубины его залегания и площади). Если вмещающие породы представлены терригенными образованиями, избыточная плотность рифов не превышает $0,15\text{-}0,2 \text{ г/см}^3$ и рифовые массивы создают незначительные аномалии, до $0,7 \text{ мГал}$. Наиболее четко отображаются седиментационные рифовые уступы, которым соответствуют линейные зоны высоких градиентов убывания аномалий силы тяжести или их производных. Так, седиментационному уступу Прикаспийской впадины отвечает гравитационная ступень амплитудой около 40 мГал . Однако для однозначной интерпретации геологической породы гравитационных ступеней необходимо их пересечение региональными сейсмическими профилями и параметрическими скважинами.

Для выделения рифовых тел применяется и **термометрия**. В тепловом поле рифу, залегающему в терригенных породах, может соответствовать положительная аномалия вследствие более высокой теплопроводности известняков. Уменьшением температурного градиента отмечается атолл Хорсшу в Пермском бассейне, барьерный риф Эдварде в Техасе.

Наиболее информативными методами при поисках и картировании рифов в бассейнах любого типа являются **сейсморазведка МОГТ** и ее комплекс со скважинными методами (МОГ, ВСП, акустический каротаж). Для выделения рифов используют сейсмические разрезы и карты по надрифовым границам, карты Δt_0 предположительно рифогенных, компенсирующих и перекрывающих их толщ, карты пластовых и интервальных скоростей, графики и карты различных параметров, отображающих аномалии динамических характеристик колебаний, синтетические сейсмограммы и графики скоростей. Выделяемые аномалии позволяют прогнозировать местоположение рифа, рельеф его кровли, иногда мощность, характер выклинивания компенсирующих толщ и перекрывающих риф отложений, однако дают недостаточную информацию о границах замещения рифовых фаций нерифовыми, т.е. о литологических границах ловушек. Разрешающая способность сейсморазведки понижается в высокоскоростном разрезе, так как при $v_{\text{инт}}=5,5 \text{ км/с}$ во временном интервале $0,05 \text{ с}$ укладывается карбонатное тело мощностью 130 м .

Повышение информативности сейсморазведки возможно путем комплексирования полевых (МОГТ) и скважинных (МОГ) методов и использования пространственных наблюдений МОГ. Для выделения рифов в ряде случаев, в частности при их залегании под мощными соляными, ангидритовыми и глиняными телами, может быть эффективен КМПВ.

Для опознавания рифов необходимо использовать комплекс признаков, так как ряд особенностей волнового поля может быть присущ и другим геологическим телам – глинистым и соляным диапирам, эрозионным выступам, интрузиям и т. п.

Поиски и подготовка рифов к глубокому бурению должны проводиться поэтапно.

На первом этапе трассируются бортовые зоны некомпенсированных прогибов и их рифовых трендов, выявляются локальные аномалии физических полей, возможно связанных с рифами, проверяется их природа, вырабатываются критерии опознавания рифов. Поиски рифов осуществляются преимущественно сейсморазведкой МОГТ в комплексе с высокоточной грави-, электро- и сейсморазведкой с параметрическим бурением. Сейсмические профили задаются по результатам гравиразведки и электроразведки вкрест простирания ано-

мальных зон, предположительно связанных с бортами некомпенсированных прогибов и рифовыми телами. Расстояние между профилями определяется возможными размерами объектов и составляет от 2 до 5 км, целесообразно применение продольно-непродольного профилирования МОГТ.

На втором этапе подготавливаются к глубокому бурению рифы, надрифовые структуры облекания, оценивается реальность существования подрифовых поднятий и проводится их подготовка к бурению, прогнозируется тип рифового тела и его нефтегазонасыщенность. Основным методом подготовки рифовых ловушек к бурению – сейсморазведка, применяется также комплекс с бурением, скважинной сейсморазведкой МОГ и скважинной гравиметрией. Плотность сети сейсмических профилей от 1,5 до 2,5 км/км² и более, расстояние между профилями до 300-500 м. Системы профилей (в зависимости от формы рифовой аномалии) могут иметь различный характер – ортогональные или радиальные. Концы профилей должны выходить в разнофациальные зоны с увязкой контуров отдельно в пределах органогенного тела и в смежных фациальных зонах.

3.2.3. Выявление и подготовка неантиклинальных ловушек в терригенных отложениях

В последние годы все большую роль в поисковых и разведочных работах на нефть и газ стали играть залежи в неантиклинальных ловушках. Разнообразие обстановок терригенного осадконакопления определяет сложность выявления и подготовки к поисковому бурению неантиклинальных ловушек.

Эти задачи решаются комплексом геофизических методов, ведущим среди которых является сейсморазведка МОГТ с учетом АК, СК, ВСП, ГГК и других методов геофизических исследований в пробуренных скважинах. В ряде случаев сейсморазведка комплексировается с электроразведкой в различных модификациях и с высокоточной гравиразведкой.

Сейсморазведкой МОГТ решаются структурные задачи картирования кровли и подошвы ловушки (при ее достаточной мощности) и задачи определения состава терригенных отложений и его латеральных изменений в пределах и в окрестности предполагаемых ловушек. Структурные задачи решаются традиционными методами, литологические – методом прогнозирования геологического разреза. Под прогнозированием геологического разреза (ПГР) понимается комплекс приемов углубленной обработки материалов сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения с целью получения информации о вещественном составе и флюидонасыщении изучаемых объектов.

Формирование неантиклинальных ловушек связано с выклиниванием коллекторов. Наиболее успешно по данным сейсморазведки прослеживаются зоны выклинивания литолого-стратиграфических комплексов на склонах крупных сводов и в бортовых частях прогибов и впадин. Однако достигнутая разрешающая способность сейсморазведки не обеспечивает во многих случаях выявления в пределах этих зон локальных объектов, особенно в сложных сейсмогеологических условиях и при малых углах схождения выклинивающихся границ.

Разрешающая способность сейсморазведки МОГТ повышается за счет расширения диапазона частот сейсмических колебаний и за счет более полного использования динамических параметров записи. Для интерпретации используются амплитудные параметры (изменение амплитуд, их огибающих, изменение средних амплитуд или энергии в интервале регистрации выклинивающихся горизонтов и др.) и спектральные характеристики отраженных волн. Способы, основанные на использовании спектральных характеристик, обеспечивают более высокую разрешающую способность и достаточно широко применяются на практике.

Для определения вещественного состава и флюидонасыщения исследуемых объектов применяют **электроразведку**. Анализ теоретических кривых кажущегося сопротивления показывает, что появление в разрезе проводящего слоя или слоя высокого сопротивления, су-

щественно отличающегося от сопротивления вмещающей среды, вызывает заметное изменение формы кривой.

Различные методы электроразведки применяют для решения геологических задач, связанных с выделением литофациальных комплексов отложений. На Северном Сахалине исследования МТЗ позволили выделить по значениям сопротивлений глинистые, песчанистые породы в разрезе нижнего – среднего миоцена и наметить локальные объекты поисков.

Методы ЭСМ и ЧЗ применяют в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с целью прослеживания зон резкого изменения мощности терригенных отложений и, в частности, выявления эрозионных врезов, выполненных терригенными породами, к которым приурочены неантиклинальные ловушки. Резкие изменения мощности низкоомных терригенных отложений в карбонатном разрезе вызывают значительное увеличение продольной проводимости всего разреза. В пределах Камско-Кинельской системы прогибов это дает возможность картировать локальные турнейские врезы, заполненные песчаными отложениями, к которым приурочены залежи нефти.

Для выявления и особенно для подготовки "нетрадиционных" объектов или объектов в сложной геологической обстановке необходимо комплексирование геофизических методов и глубокого бурения, использование высокоразрешающей сейсморазведки с учетом данных АК, СК, ВСП и ГГК в специальных параметрических скважинах. Результатом таких работ является картирование объекта, прогнозирование литологического состава (а в некоторых случаях и его продуктивности) и моделирование условий осадконакопления при формировании ловушек нефти и газа.

3.2.4. Поиски структур в складчато-надвиговых зонах

Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Научные основы поисков нефтегазоносных структур. Уфа, ИГ Башкирский ФАН СССР, 1983.

Выявлять надвиги, благодаря их большой протяженности (сотни и тысячи километров), значительно легче, чем локальные складки, размеры которых обычно не превышают 7-15 км по длинной оси. Это дает возможность открывать нефтегазоносные структуры по принципу: от общего – к частному. Методика включает в себя выявление и трассирование в первую очередь региональных надвигов, а затем картирование осложняющих их антиклинальных ловушек. Поиски структурной пары: надвиг-складка могут производиться с помощью полевой геофизики, геологической и геоморфологической съемок, изучения особенностей неотектоники, дистанционными методами, а также бурением картировочных и поисковых скважин.

Из геофизических методов могут быть рекомендованы **сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОГТ)** в комплексе с гравиметрией, а в областях развития соляной тектоники и с электроразведкой. Сейсморазведка МОГТ позволяет обнаруживать зоны надвиговых нарушений в тех районах, где разрез представлен литологически разнородными толщами, например, переслаивающимися пачками карбонатных и терригенных пород. В условиях однообразного разреза осадочных образований положительные результаты могут быть получены с помощью комплекса сейсморазведки и гравиметрии.

Гравиметрические аномалии, совпадающие с положительными структурами, выявленными сейсморазведкой, намечают положение зон надвигов, трассирующихся вдоль крутых крыльев гравиметрических "поднятий". По строению крыльев этих «поднятий» можно определить и направление наклона надвига, погружающегося в сторону пологого крыла структуры. При этом следует учитывать, что к фронтальным зонам надвигов приурочены линейные антиклинальные складки с крутыми крыльями, а к тыловым частям пластин – пологие куполовидные поднятия платформенного облика.

Новым перспективным методом поисков нефтегазоносных структур является **дистанционный метод**, внедрение которого в практику нефтегазописковых работ должно существенно повысить эффективность последних и явиться качественно новым этапом в их проведении. Эмпирически установлено, что одним из основных достоинств аэро- и космиче-

ских снимков является "просвечивание" на них глубинной тектоники. Анализ тектонического развития структур показал, что "просвечивание" их на поверхности земли объясняется унаследованным развитием тектонических дислокаций, их длительным ростом, продолжающимся нередко с древнейших геологических эпох до наших дней (Яншин, 1953; Пейве, 1956; Камалетдинов, Постников, 1979, и др.) Благодаря этому рельеф земной поверхности повторяет элементы тектоники, контрастно выраженные в складчатых областях и в ослабленном виде – на платформах. Слабо проявленные формы рельефа доступны для фиксирования лишь с помощью аэро- и космических снимков.

Унаследованное развитие дислокаций и поднятий рельефа обеспечивается долго живущими надвиговыми нарушениями, чутко реагирующими на процессы горизонтального сжатия земной коры: при каждом новом сжатии происходит дополнительное тектоническое скучивание аллохтонных пластин осадочного чехла, что и вызывает формирование положительных форм рельефа. Благодаря этому новейший и современный этап развития земной коры континентов характеризуется оживлением движений по старым надвигам, интенсификацией процессов рельефообразования. Причем омоложение рельефа, также как и развитие структур, происходит унаследованно, согласуясь с ранее заложенными тектоническими элементами.

Вследствие того, что на платформах активность тектонических процессов ослаблена, поднятия рельефа здесь образуются весьма медленно и успевают нивелироваться денудацией и пенеplanationизацией. Рост поднятий местами столь незначителен, а разрушение форм рельефа настолько активно, что на космических снимках удается наблюдать лишь слабо выраженные реликты положительных структур, подчеркнутые фототонами той или иной интенсивности, которые другими методами обнаружить практически не представляется возможным.

Наиболее четко дистанционными методами выявляются надвиговые нарушения, выступающие на поверхность земли. Лобовые части таких надвигов даже в пределах платформ нередко выражены горным рельефом с крутыми склонами поднятий. Ярким примером сказанному может служить Жигулевский надвиг, выраженный в среднем течении р. Волги Жигулевскими горами. Необходимо иметь в виду, что региональные надвиги на платформах, в отличие от орогенных зон, представлены не протяженными горными хребтами, а прерывисто расположенными невысокими поднятиями рельефа, маркирующими в виде пунктира положение надвига на местности. Кроме того, тектоническая раздробленность непосредственно фронтальных частей надвиговых нарушений, облегчая их размыв, приводит к формированию оврагов, балок и речных долин. Следует также учитывать, что тектонически скученные зоны подвержены изостатическому погружению, вызывающему образование перед фронтом шарьяжей прогибов разных масштабов.

Современные горные хребты Урала, Тянь-Шаня, возникшие в процессе новейших и современных горизонтальных перемещений, связаны с надвигами и шарьяжами варисцийского возраста. Нередко варисцийские дислокации сами оказываются возрожденными более древними каледонскими и байкальскими аллохтонными структурами.

Связь современных форм рельефа и альпийской складчатости с надвиговыми дислокациями варисцийского возраста наиболее хорошо проявлена в пределах южной и северной периклиналей Урала, где складчатые сооружения погружаются под мезозой-кайнозойский чехол молодых эпипалеозойских платформ.

А.Л. Яншин (1953), исследуя Северное Приаралье, выяснил, что ядра альпийских антиклиналей здесь представлены размытыми палеозойскими поднятиями, непосредственно продолжающими варисцийские складчатые сооружения Мугоджар. Длительный унаследованный рост этих структур фиксируется сокращением мощности мезозойско-кайнозойских осадков на сводах антиклиналей, а также их более мелководным составом. В современном рельефе ко всем положительным структурам приурочены горные хребты и возвышенности.

Это важное геологическое открытие получило объяснение с позиций шарьяжного строения складчатых областей. Сейчас установлено, что антиклинальные складки Урала, и в том числе Южных Мугоджар, погребенные под мезозойско-кайнозойские отложения Север-

ного Приаралья, представляют аллохтонные структуры, связанные с надвиговыми и шарьяжными дислокациями, заложенными еще в вариссийскую эпоху складчатости. Активные движения по этим надвигам возобновлялись неоднократно, проявляясь вплоть до современной эпохи, чем и обусловлено формирование здесь горного рельефа.

Анализ соотношения тектонических структур со скульптурой современной земной поверхности, проведенный в ряде районов, позволяет заключить, что шарьяжи и надвиги являются структурными элементами, создающими положительные формы рельефа и обеспечивающими его унаследованное развитие с предшествовавших геологических эпох. При этом принципиальная схема формирования поднятий рельефа в орогенных поясах и на платформах совершенно одинакова, различия сводятся лишь к масштабу проявления горизонтальных движений: чем больше их амплитуда, тем выше рельеф. Поскольку механизм проявлений в рельефе надвиговых дислокаций всюду одинаков, для всех районов можно применять единую методику поисков нефтегазоносных структур с помощью аэро- и космических снимков. При этом необходимо учитывать, что линейно вытянутые формы поднятий рельефа даже небольшой высоты так же, как и горные хребты, свидетельствуют о развитии надвигов, а следовательно, и антиклинальных складок, которые к ним приурочены.

Поверхности надвигов, как правило, погружаются под более крутые склоны поднятий и хребтов, подчеркнутые со стороны разрывов развитием рек и глубоких оврагов. В тех же районах, где поднятий рельефа не происходит (например, в условиях тектонического покоя), надвиговые нарушения могут иметь отражение в виде отрицательных форм рельефа значительной протяженности.

Мы видим, что шарьяжи и надвиги являются важнейшими структурами земной коры, которым подчинено происхождение складчатости, орогенеза.

Следует отметить, что в практике поисково-разведочных работ некоторых районов СССР и за рубежом (США, Канада, Мексика) учитывается линейное размещение в плане продуктивных складок. Но выявление этой важной особенности структуры происходит "вслед за долотом", после бурения многих сотен скважин. Например, американские нефтяные фирмы в Поясе надвигов Скалистых гор безуспешно вели поиски углеводородов начиная с 1924 по 1975 г., пробуравив более 500 "сухих" скважин и практически не сделав никаких открытий. Наконец, в 1975 г. поисковые работы, настойчиво продолжавшиеся 51 год, увенчались открытием на северо-востоке штата Юта месторождения Пайнвью с начальными извлекаемыми запасами нефти до 31 млн тонн и газа 35 млрд м³. Названное месторождение приурочено к фронтальной антиклинальной складке, образованной крупным региональным надвигом, погружающимся к западу. Углеводороды содержатся в песчаниках и известняках юрского возраста.

Когда выяснилось линейное расположение складок в плане, в последующие пять лет (с 1975 по 1980 г.) было открыто еще 19 нефтяных и газовых месторождений. Сейчас Пояс надвигов Скалистых гор представляет один из главных объектов поисково-разведочных работ в США, Канаде и Мексике.

Знание генезиса складчатости существенно ускоряет расшифровку строения структурных зон. Геолог-нефтяник может уверенно прогнозировать строение структурной зоны, основываясь на анализе даже небольшого количества данных, если он вооружен правильными представлениями о происхождении дислокации. Иначе говоря, если известен сам «образ», распознать его можно даже по слабозаметным незначительным признакам и элементам.

О методике поисков фронтальных антиклинальных складок. Линейные антиклинали, приуроченные к фронтальным зонам региональных надвигов, характеризуются асимметричным строением с более крутыми внешними крыльями, нередко большой протяженностью (до ста и более километров), часто хорошо проявлены в рельефе в виде гряд, хребтов и возвышенностей. Поиск таких структур можно осуществлять геологической съемкой, полевой геофизикой (сейсмо-, грави- и электроразведка), дистанционными методами и бурением скважин.

По морфологии антиклинали можно наметить местоположение порождающего ее надвига, который закономерно располагается со стороны крутого крыла. Соседние по простиранию складки, продолжающие данную линейную зону в обе стороны, обычно вытянуты в том же направлении и имеют аналогичные размеры.

Отмеченные предпосылки позволяют прогнозировать характер распределения на местности других складок данной надвиговой зоны. Следует иметь в виду, что обнаружение одной антиклинальной складки означает открытие структурного вала, так как складки не могут существовать поодиночке, порознь, а группируются в линейно-вытянутые зоны, состоящие из десятков локальных структур. Между тем и сейчас, нередко обнаружив складку, приуроченную к тому или иному антиклинальному валу, поиски новых структур ведут, не принимая во внимание указанных закономерностей их пространственного размещения.

Картирование антиклинальных складок следует осуществлять на висячем (аллохтонном) крыле надвига вдоль всей длины разрывного нарушения. В связи с этим геофизические исследования с задачей поисков и трассирования линии складок целесообразно нацеливать на узкую полосу, представляющую продолжение по простиранию предполагаемой зоны дислокации. Это рациональнее, чем проводить площадную съемку на всей территории, как практикуется сейчас.

Необходимо иметь в виду, что своды асимметричных складок с глубиной смещаются в сторону падения поверхности надвига, а иногда выколаживаются до полного исчезновения. Следует также учитывать развитие поперечных сдвигов, нарушающих линейное размещение антиклинальных складок в плане.

Залежи нефти и газа во фронтальных антиклиналях могут быть связаны как с пористыми песчаными, так и с трещиноватыми карбонатными коллекторами. Скопления углеводородов обычно приурочены к сводам структур, а иногда непосредственно к зонам надвигов. В сводовых частях антиклинальных складок нередко развиваются различной мощности биогермные постройки, содержащие самостоятельные залежи нефти и газа.

Следует помнить, что фронтальные складки, как правило, распространены в областях, имеющих сложное покровное строение с многоярусным размещением нефтегазоносных структур. Для поисков поднадвиговых антиклинальных зон в таких областях целесообразно бурение глубоких опорных и параметрических скважин в комплексе с сейсмическими исследованиями. Из прямых поисковых методов может быть рекомендована газовая съемка по линии надвига.

О методике поисков тыловых антиклинальных складок. Поиски таких антиклиналей должны осуществляться в зоне, простирающейся параллельно фронтальным складкам. Поскольку тыловые структуры располагаются там, где толщина тектонической пластины существенно возрастает, они характеризуются относительно небольшой высотой и изометричностью формы в плане. Поэтому их обнаружение представляет более сложную задачу, чем выявление линейных складок. При поисках тыловых структур дистанционными методами необходимо помнить то, что они слабее проявлены в рельефе, но располагаются вдоль контрастно выраженных фронтальных антиклиналей со стороны орогенной зоны.

На космических снимках эти складки могут иметь вид так называемых кольцевых структур.

Кроме дистанционных методов, поисковый комплекс может включать геологическую и геоморфологическую съемки, полевую геофизику и бурение скважин.

О методике поисков навешенных (бескорневых, дисгармоничных) антиклинальных складок. Одной из важных проблем, возникающих при освоении новых нефтегазоносных площадей, является проблема соотношения структур различных стратиграфических горизонтов. Обычно соотношение структурных планов выясняется в течение длительного времени, нередко в завершающие этапы поисково-разведочных работ при анализе данных большого количества скважин.

В Волго-Уральской области выделяется несколько горизонтов пластичных пород (глины, аргиллиты, соли), расслаивающих осадочную толщу палеозоя: кыновский горизонт франского яруса, задонско-елецкие слои фаменского яруса верхнего девона, верейский горизонт среднего карбона и кунгурский ярус нижней перми. По всем этим горизонтам осуществлялись латеральные тектонические скольжения вышележащих отложений, вызывая формирование навешенных дисгармоничных складок (Камалетдинов, Казанцев, Казанцева, 1979, 1981).

Знание роли пластичных пород позволяет прогнозировать в новых районах этажи дисгармонично смятых толщ. Такой прогноз очень важен для выработки рациональной методики буровых работ, т. к. он позволяет выбрать маркирующий горизонт наиболее целесообразный для структурно-поискового бурения и, следовательно, сократить материальные затраты и время на открытие месторождений нефти и газа.

Существуют достаточно четкие закономерности развития дисгармоничной структуры осадочного чехла, знание которых особенно важно в начальные этапы освоения нефтегазовых площадей:

Во-первых, чем пластичнее породы и чем больше их мощность, тем интенсивнее проявляются горизонтальные движения и дисгармония структуры в породах аллохтона и постели и тем больше высота навешенных антиклиналей.

Во-вторых, чем больше мощность жестких пород, покрывающих горизонт пластичных слоев, тем меньше высота навешенных структур, развитых в этих породах и тем слабее проявлена в них линейность.

О методике поисков поднадвиговых (подпокровных) структур. Поиски таких структур представляют собой наиболее трудную задачу. Поднадвиговые складки обычно не отражаются в рельефе и, следовательно, не могут быть обнаружены дистанционными методами, они не картируются геологической съемкой и не выявляются геоморфологическими исследованиями. В данных условиях особенно важно вооружиться правильными теоретическими представлениями, помогающими расшифровать глубинную структуру по скудным и, казалось бы, противоречивым геолого-геофизическим данным. Шарьяжно-надвиговая концепция генезиса складчатости должна служить руководством при интерпретации материалов геофизики и глубокого бурения, проводимых в таких зонах. Необходимо учитывать, что все подпокровные складки в свою очередь подчинены надвиговым нарушениям большой протяженности и, следовательно, для их поисков могут быть использованы те же методические приемы, что и при поисках структур (фронтальных, тыловых, сквозных и навешенных) верхнего этажа.

Наиболее результативными пока являются сейсморазведка и глубокое бурение.

Необходимо подчеркнуть, что выявление поднадвиговых (подпокровных) структур представляет большой резерв для открытия новых продуктивных антиклинальных зон, для приращения к перспективным на нефть и газ землям новых обширных территорий.

3.3. ФОНД СТРУКТУР

Положение о порядке приема и учета нефтегазоперспективных структур и объектов аномалий типа залежи (АТЗ) и подготовки их характеристик для ввода в ЭВМ. 1979.

Нефтегазоперспективная структура или объект АТЗ могут находиться в одной из следующих **пяти стадий учета:**

- 1 – выявленная,
- 2 – подготовленная к глубокому бурению,
- 3 – находящаяся в поисково-разведочном бурении,
- 4 – выведенная из поисково-разведочного бурения,
- 5 – выведенная из фонда подготовленных к бурению.

Структура – это геологический объект (элементарная ловушка или группа сближенных элементарных ловушек), ограниченный по высоте пределами структурного этажа, а по площади замкнутой изогипсой или замкнутым контуром, образованным изогипсой и сбросом, изогипсой и границей выклинивания (замещения) проницаемых пород, внутри которого может сформироваться месторождение углеводородов.

Аномалии типа залежи (АТЗ) – это аномалии в геофизических и геохимических полях, создаваемые залежью углеводородов (нефти, газа, газоконденсата), ее ореолом и влиянием измененных под действием залежи вмещающих пород. АТЗ могут быть зарегистрированы на дневной поверхности, в скважинах и в воздухе.

Объекты АТЗ – это предполагаемая залежь и (или) ее ореол, пространственное положение которого устанавливается в результате интерпретации геологических, геофизических и геохимических материалов.

Под **выявленной нефтегазоперспективной структурой или объектом АТЗ** понимается геологический объект в нефтегазоперспективных отложениях, наличие и контуры которого подтверждаются, как минимум, одним из следующих видов или комплексов работ:

1. Сейсморазведкой по пересекающимся профилям;
2. Бурением структурных скважин по пересекающимся профилям или сочетаниям отдельных скважин с сейсмическими профилями;
3. Геологической или геоморфологической съемками, данные которых подтверждены сейсмическими профилями по перспективным отложениям;
4. Площадной гравиметрической, магнитной съемками или электроразведкой, выявившими аномалии, связь которых в районе с локальными структурами или нефтегазонасными залежами подтверждена сейсморазведкой или бурением;
5. Другими комплексами геологических, геофизических и геохимических работ, если они позволяют оконтурить структуру или объект АТЗ по нефтегазоперспективным отложениям.

Нефтегазоперспективная структура или объект АТЗ включается в годовой статистический "Отчет о фонде структур для поисков нефти и газа" по форме 03-ГР организацией, проводившей ее изучение, после заполнения информационной карты, которые высылаются Министерству республики, организации, на учете которой находится структура или объект АТЗ, и один экземпляр остается в организации, выявившей структуру или объект АТЗ.

Структуры или объекты АТЗ учитываются отдельно.

Под **нефтегазоперспективной структурой или объектом АТЗ, подготовленными к глубокому бурению**, принимаются геологические объекты, для которых составлены карты изогипс по маркирующим (опорным) горизонтам, а для объекта АТЗ, кроме того, карты отдельных или комплексных параметров, позволяющие прогнозировать пространственное положение залежи и (или) её ареала. Указанные материалы должны обеспечить возможность выбора точек заложения поисковых скважин и определить их глубины.

Необходимая детальность и точность проведения геофизических, геохимических и геологических работ для подготовки структуры или объекта АТЗ и глубокому бурению регламентируется технологическими инструкциями и указаниями по методам и проектами работ.

Структурные карты, карты изолиний отдельных или комплексных параметров и др. на структуру или объект АТЗ, подготовленные к глубокому бурению, следует представлять в зависимости от размера объекта и сложности его строения в **масштабах 1 : 25000 или 1 : 50000**. Карты изолиний отдельных или комплексных параметров АТЗ должны представляться в том же масштабе, что и структурные карты. На карте должны быть нанесены все скважины, использованные при построениях. Отметки глубин (времен) на сейсмопрофилях должны быть показаны на карте не реже чем через 1 см.

Подготовка структур по условным сейсмическим горизонтам может проводиться в исключительных случаях.

Материалы по структуре и объекту АТЗ, передаваемые для проектирования скважин глубокого бурения, должны составляться по результатам **окончательной обработки** геофизических, геохимических и геологических наблюдений.

Площадь подготовленных к глубокому бурению объектов является одним из основных показателей их характеристики и подсчитывается следующим образом:

Площадь антиклинальной структуры определяется по изогипсе с отметкой

$$H = H_0 + 1/2C,$$

где H – отметка изогипсы, используемой для подсчета площади,

H_0 – отметка предельно-глубокой замкнутой изогипсы,

C – сечение изогипс, принятое на структурной карте и соответствующее точности работ.

Площадь структур измеряется в км².

Для случаев, когда структура ограничивается контуром, образованным изогипсой и сбросом или изогипсой и границей выклинивания (замещения) проницаемых пород, площадь структуры подсчитывается по контуру, ограниченному изогипсой с отметкой $H = H_0 + 1/2C$ и сбросом или границей выклинивания (замещения).

Для случаев, когда структура по всему периметру ограничена выклиниванием (замещением) проницаемых пород, площадь объекта подсчитывается по контуру выклинивания (замещения).

Площадь подготовленного к глубокому бурению объекта АТЗ подсчитывается по контуру предполагаемой залежи.

Амплитуда подготовленной структуры определяется по превышению абсолютной отметки экстремальной точки ее свода над абсолютной отметкой замкнутой изогипсы, используемой для подсчета площади. Амплитуда измеряется в метрах.

Плотность наблюдений на подготовленных структурах определяется:

а) для структур, подготовленных сейсморазведкой, – по отношению протяженности профилей в км в контуре подготовленной структуры к ее площади в км² и измеряется в км/км²;

б) для структур, подготовленных структурным бурением, – по отношению количества скважин, вскрывших маркирующий горизонт, к площади структуры в км² и измеряется в скв/км.

Для структур, подготовленных сейсморазведкой, используется понятие **информативная плотность наблюдений**. При ее определении учитывается протяженность лишь тех участков сейсмических профилей в пределах структуры, на которых удовлетворительно зарегистрированы отражения от изучаемого (целевого) горизонта.

Глубина освещения разреза характеризуется замыкающей изогипсой нижнего (целевого) горизонта, по которому построена структурная карта. Все вышеуказанные сведения определяются в результате анализа паспорта на структуру и графических приложений к нему.

Величина случайной ошибки построения карты при подготовке структуры сейсморазведкой устанавливается геофизической организацией и указывается в соответствующем отчете.

Качество подготовки структуры по данным сейсморазведки обусловлено двумя факторами: величиной вероятности P (надежностью) существования структуры, подготовленной сейсморазведкой ("сейсмической структуры"), и конформностью горизонтов, по которым построены структурные карты, соответствующие перспективным на нефть и газ горизонтам.

Значения P , отражающие вероятностный характер данных сейсморазведки, определяются либо на ЭВМ по программам ОДПК (оценка достоверности построения карт), разработанным Центральной геофизической экспедицией Миннефтепрома, либо аналитическим способом, разработанным ВНИИгеофизикой.

Структура считается кондиционно подготовленной только в том случае, если

$$P > K_{\text{подтв.}}$$

где $K_{\text{подтв.}}$ – коэффициент подтверждаемости структур глубоким бурением в исследуемом районе.

$$K_{\text{подтв.}} = N_{\text{подтв.стр.}} / N_{\text{опоиск.стр.}}$$

где $N_{\text{подтв.стр.}}$ – количество подтвержденных глубоким бурением структур;

$N_{\text{опоиск.стр.}}$ – количество опоискованных глубоким бурением структур.

Если рассматриваемая структура характеризуется $P < K_{подтв}$ но она расположена на перспективных землях, то необходимо рекомендовать ее перевод из фонда подготовленных в фонд выявленных (табл. 1).

По значениям P выделяются четыре категории подготовки:

I категория: $P - 0,91 - 1,0$, структура весьма надежная;

II категория: $P - 0,71 - 0,90$, структура надежная;

III категория: $P - 0,55 - 0,70$, структура вероятная;

IV категория: $P < 0,55$, структура маловероятная.

По соотношению горизонтов, по которым подготовлена структура, с нефтегазоперспективными горизонтами выделяются три группы структур:

группа А – структура подготовлена по одному (если в разрезе один) или нескольким перспективным горизонтам (внутри перспективной толщи);

группа Б – структура подготовлена по одному или нескольким выше- и (или) нижележащим горизонтам относительно перспективных в условиях принципиального сохранения структурных планов;

группа В – структура подготовлена по выше- и (или) нижележащим горизонтам относительно перспективных при отсутствии совпадения и неизвестном соотношении структурных планов перспективного и картируемого горизонтов.

Приведенные категории подготовки по показателю P и выделенные группы определяют качество подготовки структуры (таблица 3.2).

Таблица 3.2.

Категория	Группа		
	А	Б	В
I	Отличное	Хорошее	Неудовлетворительное
II	Хорошее	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
III	Удовлетворительное	Удовлетворительное	Неудовлетворительное
IV	Неудовлетворительное	Неудовлетворительное	Неудовлетворительное

Подготовленные структуры получают отличную, хорошую или удовлетворительную оценку подготовки только при условии $P > K_{подтв}$.

Структуры, подготовленные неудовлетворительно и входящие в группу В, рекомендуются к исключению из фонда подготовленных независимо от перспективности региона.

Структуры, расположенные на перспективных землях, подготовленные неудовлетворительно и входящие в категорию IV, рекомендуются к переводу из фонда подготовленных в фонд выявленных.

В каждом нефтегазоносном районе устанавливаются минимальные размер структур и объектов АТЗ, представляющих интерес для подготовки их к глубокому бурению на данной стадии изученности района.

В районах со сложным геологическим строением в пределах одной площади могут быть установлены несколько структур или объектов АТЗ, относящихся к разным структурным этажам, каждая из которых, как правило, требует специального изучения и выбора места заложения глубоких скважин. Учет таких структур и объектов АТЗ осуществляется раздельно. Перечень структурных этажей для каждого нефтегазоносного района устанавливается местными геологическими и геофизическими организациями и утверждается.

На каждую подготовленную к глубокому бурению структуру или объект АТЗ составляется паспорт и информационная карта.

В паспорт качества подготовленного объекта включаются следующие показатели:
Наименование нефтегазоносного района (НГР),
Наименование объекта, отражающий горизонт,
Год подготовки,
Стратиграфическая приуроченность горизонта, глубина (м),
Площадь объекта,
Амплитуда объекта,
Размеры объекта км/км,
Плотность сети профилей км/км²,
Коэффициент прослеживаемости,
Точность построений,
Радиус корреляционной погрешности,
Априорная вероятность структуры,
Вероятность существования структуры,
Погрешность положения свода,
Погрешность определения амплитуды.

По мере проведения дополнительных работ показатели по выявленной и подготовленной структуре или объекту АТЗ изменяются один раз в год при составлении отчета по форме 03-гр. Периодичность обновления информационной карты 5 лет.

Передача структуры или объекта АТЗ для заложения на них скважин глубокого бурения оформляется актом, который составляется организацией, подготовившей структуру или объект АТЗ.

Паспорт, информационная карта и акт передачи являются документами, подтверждающими подготовленность структуры или объекта АТЗ для постановки глубокого бурения. Документы на подготовленную к глубокому бурению структуру или объект АТЗ направляются в вышестоящую организацию немедленно после их подписания, экземпляр остается у организации, подготовившей нефтегазоперспективный объект.

До составления паспорта, информационной карты и акта передачи включать структуру или объект АТЗ в фонд подготовленных к глубокому бурению (форма №03-гр) запрещается.

Подготовленные структуры и объекты АТЗ учитываются отдельно.

Вновь подготовленные структуры и объекты АТЗ составляют резервный фонд нефтегазоперспективных объектов, который находится на строгом учете.

Геолого-разведочные организации при составлении проектов на глубокое бурение должны учитывать рекомендации, изложенные в паспорте структуры или объекта АТЗ. В случае существенных расхождений точек зрения по размещению скважин и их характеристике, руководитель геолого-разведочной организации обязан специально рассмотреть данный вопрос с участием представителей организации, подготовившей структуру или объект АТЗ к бурению, и оформить его протоколом.

В случае неподтверждения наличия структуры или объекта АТЗ глубоким бурением организацией, подготовившей структуру или объект АТЗ, проводится анализ материалов, с целью установления причин неподтверждения структурных построений или отсутствия залежи по данным АТЗ. На неподтвердившуюся структуру или объект АТЗ составляется акт о выводе их из фонда подготовленных. Факт неподтверждения указывается также в годовом отчете о фонде структур по форме 03-гр, на основании которой решается вопрос о списании данного объекта из числа подготовленных и соответствующем уменьшении объема выполнения плана подготовки нефтегазоперспективных объектов за прошедший год.

Вывод из фонда подготовленных структур или объектов АТЗ без постановки глубокого бурения оформляется актом. Акты подписывают руководители и главные геологи организаций, подготовивших нефтегазоперспективные объекты, а также принявших эти объекты для глубокого бурения.

В результате подготовки поисковых объектов (структур) под глубокое бурение создается фонд подготовленных локальных объектов, каждый из которых отличается различной степенью концентрации ресурсов категории С₃, приуроченностью к разным нефтегазоносным зонам и т.д. В условиях ограниченности ресурсов для дальнейшего освоения объектов возникает задача их ранжирования, т.е. определения очередности ввода в поисковое бурение в зависимости от величины ресурсов категории С₃, перспективности зон, глубины залегания возможно продуктивных горизонтов, площади и амплитуды поднятий, их удаленности от существующих баз поисково-разведочных работ, потребителей и т.д.

Выявление преимущественной ценности того или иного объекта по величине его ресурсов категории С₃ позволяет более рационально распределять объемы глубокого бурения и вести поиск новых месторождений с максимальной эффективностью для данного региона.

До 80-х гг. главным показателем результатов этих работ выступало число подготавливаемых объектов (структур), но он не учитывал количества ресурсов нефти (газа) категории С₃ как базы для планирования прироста запасов промышленных категорий и позволял проводить геолого-разведочные работы вне зависимости от перспективности территории. Начиная с 1983 г. в СССР стали использоваться и другие показатели оценки результатов геолого-поисковых работ. В системе Мингео стала учитываться площадь подготовленных структур, а в Миннефтепроме – количество ресурсов нефти категории С₃. Эти показатели используются для оценки сейсморазведочных работ и в настоящее время.

3.3.1. Анализ фонда структур

Методические указания по анализу фонда структур и уточнению оценки их нефтегазоносности, Москва, 1983.

К методике оценки результатов и планирования геолого-поисковых работ. А.А. Плотников, Н.Ф. Медведев, Д.А. Плотников (ВНИИГаз) /Геология нефти и газа. 7, 1997. С. 39-42.

Общий фонд структур, учитываемый на начало каждого года, включает:

- а) фонд подготовленных структур, еще не введенных в поисковое бурение (резервный фонд);
- б) фонд структур, находящихся в поисковом (параметрическом) бурении или консервации (исследуемый фонд);
- в) фонд структур, выведенных из поискового (параметрического) бурения (освоенный фонд), в котором выделяются месторождения и непродуктивные объекты;
- г) структуры, выведенные из фонда по ревизии.

Анализ резервного фонда проводится с целью:

- оценки качества подготовки структур, в том числе структур, подготовленных к глубокому бурению в предшествующем году;
- ревизии фонда и отбраковки бесперспективных или недостаточно качественно подготовленных структур;
- оценки и уточнения перспективных ресурсов углеводородного сырья;
- определения очередности ввода структур резервного фонда в поисковое (параметрическое) бурение.

В результате анализа фонда структур устанавливаются:

- общие закономерности размещения подготовленных объектов (структур) различных размеров по поисковым направлениям и территории в целом;
- минимальные размеры ловушек;
- подтверждаемость объектов;
- обеспеченность заданных приростов запасов промышленных категорий ресурсами категории С₃ и восполняемость введенных в бурение структур фондом подготовленных объектов (структур);

успешность глубокого поискового бурения на объектах, подготовленных в районах, характеризующихся различным геологическим строением и т.д.

Соответствующие коэффициенты подтверждаемости, обеспеченности, восполнения, успешности учитываются при расчетах ресурсов категории C_3 , формирующих прирост запасов нефти и газа промышленных категорий, и подготовке необходимого числа структур под глубокое бурение.

Структуры резервного фонда до ввода в бурение классифицируются по их размерам: площади, амплитуде и перспективным ресурсам (категории C_3).

В качестве прочих показателей оценки эффективности геолого-поисковых работ могут быть использованы:

обеспеченность объемов глубокого бурения фондом подготовленных структур;
трудоемкость подготовки одной структуры и 1 км^2 ее площади;
стоимость подготовки одной структуры и 1 км^2 ее площади и др.

Анализ обеспеченности и восполняемости структур и ресурсов

Оценка результатов геолого-поисковых работ по числу структур допускается только в районах с невыясненной нефтегазоносностью.

При определении числа объектов, необходимых для подготовки заданного количества ресурсов категории C_3 в районах с растущей добычей нефти и газа, должен обязательно соблюдаться принцип опережающих темпов их подготовки. Опережающие темпы подготовки ресурсов категории C_3 и поисковых объектов (с учетом их подтверждаемости) должны соответственно превышать как темпы прироста запасов промышленных категорий, так и темпы выявления новых месторождений. Это превышение необходимо потому, что не все площади, оцениваемые как перспективные, даже размещенные в основных нефтегазоносных районах, содержат промышленные залежи нефти или газа.

Коэффициент обеспеченности структурами $K_{об}$ – отношение количества структур резервного фонда N_p к количеству вводимых в бурение за год $N_{вб}$:

$$K_{об} = N_p / N_{вб}.$$

Коэффициент восполняемости структур K_v – отношение количества структур, подготовленных за год (N) к количеству структур, вводимых в бурение за год $N_{вб}$:

$$K_v = N / N_{вб}.$$

По состоянию фонда подготовленных структур оцениваются перспективы развития поисковых работ в регионе. Анализ фонда структур показал, что наибольшая эффективность поисковых работ достигается при $K_{об} = 4-5$, т. е. когда фонд структур обеспечивает развитие поискового бурения на 4-5 лет, и $K_v = 1,1-1,2$, т. е. восполнение фонда структур происходит с большим темпом, чем его вовлечение в поисковое бурение.

Учет величины подготавливаемых ресурсов категории C_3 особенно важен в современных условиях, поскольку наряду с другими показателями от количества и степени концентрации этих ресурсов на поисковых объектах во многом зависит рентабельность их освоения, а значит, и стоимость лицензионных участков. Поэтому при проведении геолого-поисковых работ должны учитываться и закономерные изменения ресурсов категории C_3 на локализованных объектах, ибо по мере изученности территории их величина уменьшается, как и размеры самих объектов, вовлекаемых в поисково-разведочный процесс.

Ранжирование объектов по величине ресурсов категории C_3 и технико-экономический расчет рентабельности ввода каждого объекта в глубокое бурение, исходя из максимально возможных объемов добычи нефти (газа), обуславливают повышение эффективности геолого-разведочных работ в целом. Поэтому при выборе первоочередных объектов под глубокое бурение прежде всего следует учитывать величину ресурсов категории C_3 .

В основе расчета числа структур, необходимых для подготовки ресурсов категории C_3 на перспективу, лежит связь эффективности геолого-поисковых работ с уровнем освоенности начальных потенциальных ресурсов. Анализ материалов по различным нефтегазоносным провинциям и областям показал, что величина средних ресурсов нефти (газа) подготов-

ленной структуры изменяется в зависимости от разведанности ресурсов аналогично изменению удельных приростов запасов промышленных категорий на 1 м бурения. Эта связь является статистической и при высокой степени разведанности ресурсов позволяет достаточно уверенно прогнозировать средние размеры ресурсов категории С₃ перспективных площадей. На основе этой средней величины определяется минимальное число объектов, необходимое для реализации задания по подготовке запасов на короткий срок (3-5 лет) и более длительную перспективу.

Оценка подтверждаемости и достоверности ресурсов

Подтверждаемостью оценки ресурсов называется отношение ее последнего значения к первоначальному, исследуемому:

Подтверждаемость = Оценка последняя / Оценка начальная.

При подтверждаемости, равной единице, исследуемая оценка ресурсов истинна, при превышающей единицу – завышена, при подтверждаемости, меньшей единицы – занижена.

Абсолютной ошибкой (Δабс) оценки ресурсов называется разница между ее последним значением и начальным:

Δабс = оценка последняя – оценка начальная.

Относительной ошибкой (Δотн) начальной оценки ресурсов называется отношение ее абсолютной ошибки к величине последней оценки:

Δотн = абсолютная ошибка / последняя оценка.

Анализируемые выборки объектов исследуемой начальной оценки ресурсов могут как включать только те объекты (структуры), на которых проводились работы, приведшие к изменению уровня разведанности ресурсов в них (ограниченная выборка), так и представлять собой всю совокупность исследуемых объектов (структур) (полная выборка).

Качество оценки, зависящее лишь от правильности определения подсчетных параметров, определяется подтверждаемостью начальной оценки по ограниченной выборке. Качество оценки, зависящее также от степени вовлечения объектов (структур) в разведку или от проведения на них дополнительных геолого-поисковых работ определяется достоверностью начальной оценки ресурсов всей совокупности объектов.

Достоверность оценки ресурсов структур зависит не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от результативности опосредования и подтверждаемости самих структур. Таким образом, достоверность исследуемой оценки ресурсов – это подтверждаемость ее по всей начальной совокупности объектов.

Начальные ресурсы структур после проведения последующих работ приобретают различную степень разведанности, соответствующую уровням накопления добычи, промышленных и предполагаемых запасов открытых залежей, либо сохраняются в нескрытых горизонтах, либо не подтверждаются. Отношение последней оценки более высокого уровня разведанности ресурсов к начальной исследуемой их оценке называется коэффициентом перевода.

При переводе начальной оценки ресурсов всех горизонтов структур на более высокий уровень разведанности (в более высокие категории) коэффициенты подтверждаемости и достоверности (для всей начальной совокупности структур) равны коэффициенту перевода.

Качество подсчета перспективных ресурсов категории С₃ зависит от правильности определения подсчетных параметров. Оно определяется **коэффициентом подтверждаемости (Кпдт)** – отношением последней оценки начальных запасов залежей открытых месторождений (**Mt**) (суммы запасов всех категорий) к оценке их ресурсов на дату ввода структуры в глубокое бурение (**ΣС₃**):

Кпдт С₃ = Σ (Q+A+B+C1+C2) Mt / ΣС₃.

Достоверность оценки ресурсов категории C_3 всей выборки подготовленных структур зависит не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от результативности опоискования их. Она определяется коэффициентом достоверности запасов (**Кдост.**) – отношением последней оценки начальных запасов залежей открытых месторождений (суммы запасов всех категорий) к оценке ресурсов полной выборки проверенных структур (выведенных из фонда) на дату ввода их в бурение (или проверки) ($\Sigma C_3 \text{выв.}$):

$$\text{Кдост } C_3 = \frac{\Sigma (Q+A+B+C1+C2) Mt}{\Sigma C_3 \text{выв.}}$$

Абсолютная ошибка оценки ресурсов категории C_3 , зависящая от правильности определения подсчетных параметров, т.е. абсолютная ошибка оценки по ограниченной выборке (**Дабс.огр C_3**), определяется как разница между суммой последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений и суммой оценок ресурсов категории C_3 в подготовленных структурах на дату ввода их в поисковое бурение:

$$\text{Дабс.огр } C_3 = \Sigma (Q+A+B+C1+C2) Mt - \Sigma C_3.$$

Относительная ошибка оценки ресурсов категории C_3 ограниченной выборки определяется как отношение абсолютной ошибки их оценки к сумме последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений:

$$\text{Дотн.огр } C_3 = \frac{\Sigma (Q+A+B+C1+C2) Mt - \Sigma C_3}{\Sigma (Q+A+B+C1+C2) Mt} = 1 - \frac{1}{\text{Кпдт } C_3}$$

В отличие от вышеизложенного абсолютная ошибка оценки ресурсов категории C_3 , зависящая не только от правильности определения подсчетных параметров, но и от степени подтверждаемости структур и результативности их опоискования, т.е. абсолютная ошибка оценки по полной выборке (**Дабс.полн C_3**), определяется как разница между суммой последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений и суммой оценок перспективных ресурсов категории C_3 всей выборки структур, включая и неподтвердившиеся и пустые структуры:

Относительная ошибка оценки ресурсов категории C_3 полной выборки определяется как отношение абсолютной ошибки их оценки к сумме последних оценок начальных запасов залежей открытых месторождений:

$$\text{Дотн.полн } C_3 = \frac{\Sigma \Delta \text{полн } C_3}{\Sigma (Q+A+B+C1+C2) Mt} = 1 - \frac{1}{\text{Кдост } C_3}$$

Следует иметь в виду, что в случае неподтверждения ресурсов категории C_3 , они не переходят в группы нелокализованных ресурсов более низких категорий.

Неполная подтверждаемость ресурсов категории C_3 объясняется рядом причин: отсутствием продуктивного пласта; наличием водоносных горизонтов; пустой непродуктивной ловушкой; неточным определением подсчетных параметров, значения которых принимаются по аналогии с известными (например, по картам плотностей); неподтверждением структур и др.

Прирост промышленных запасов нефти и газа в первую очередь должен обеспечиваться соответствующими объемами подготовки ресурсов категории C_3 . Ресурсы этой категории, являющиеся резервом для подготовки запасов промышленных категорий, необходимо рассчитывать с учетом коэффициента подтверждаемости (перевода) ресурсов категории C_3 , определенного на задаваемый отрезок времени.

При проведении глубокого бурения на кондиционных локальных объектах в пределах высокоперспективных нефтегазоносных зон, где все ловушки продуктивны и средние ресурсы категории C_3 на структуру изменяются незначительно, **коэффициент обеспеченности может варьировать от 1,2 до 1,4**, т.е. в таких районах подготовка ресурсов категории C_3 и поисковых

объектов может дозироваться объемами глубокого поискового бурения с превышением, достаточным для их возможного роста. В случае увеличения коэффициента обеспеченности резко возрастет фонд непоискованных объектов, замедлится оборот денежных средств и, следовательно, снизится эффективность геолого-поисковых работ и повысится их стоимость. При нормальном, сбалансированном соотношении геолого-поисковых и поисково-разведочных работ коэффициент выполнения не должен быть ниже 1,2, поскольку при меньшем его значении в глубокое бурение вынужденно вводятся неподготовленные объекты.

Оценка эффективности подготовки структур и поискового бурения

Одним из показателей эффективности являются коэффициент подтверждаемости структур глубоким бурением **Кподтв**, коэффициент успешности поисковых работ на разбуренных структурах **Кусп.** и коэффициент успешности поисковых скважин **Кусп.скв.**:

$$\text{Кусп.} = \text{Nмест.} / \text{Ноцен.стр.} = \text{Nмест.} / \text{Nмест.} + \text{Нотр.стр.},$$

где **Nмест.** – количество структур, на которых открыты месторождения, учтенные в государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР (нефть, газы горючие, конденсат),

Ноцен.стр. – количество оцененных глубоким бурением структур, составляющих сумму структур, на которых открыты месторождения и которые выведены из бурения с отрицательными результатами,

Нотр.стр. – указаны в пояснительной записке к форме 03-ГР;

$$\text{Кусп.скв.} = \text{Nпродукт.скв.} / \text{Nпробурен. скв.} = \text{Nпродукт.скв.} / \text{Nпродукт.скв.} + \text{Nнепродукт.скв.},$$

где **Nпродукт.скв.** и **Nнепродукт.скв.** – количество продуктивных и непродуктивных скважин.

Вышеуказанные коэффициенты определяются для нефтегазоносных районов, областей и провинций за определенный анализируемый период или с начала постановки поисковых работ.

За анализируемый год:

— определяется динамика коэффициентов **Кподтв**, **Кусп**, **Кусп.скв** и подтверждаемости ресурсов в нефтегазоносных районах и областях со сходным геологическим строением с учетом и без учета результатов поисковых работ на выявленных структурах;

— оцениваются величины дисперсии случайных ошибок сейсмических построений при картировании целевых горизонтов в сходных геолого-геофизических условиях;

— определяется продолжительность поисковых работ при подготовке структур и их опоисковании, среднее количество поисковых скважин на месторождениях и непродуктивных структурах;

— выдаются рекомендации по совершенствованию методики подготовки структур и размещению поисковых скважин на них, а также возобновлению поисковых работ на площадях, необоснованно выведенных из бурения с отрицательными результатами.

Высокая **успешность** в поисковом бурении обеспечивается: высокой достоверностью прогноза нефтегазоносности при выборе первоочередных объектов глубокого бурения; высокой результативностью геолого-поисковых работ и, как следствие, достаточно точными сведениями о строении подготовленных структур по перспективным отложениям (кондиционностью подготовки объектов). В расчетах прироста запасов нефти (газа) и подготовки структур к глубокому бурению необходимо учитывать не только успешность поисково-разведочных работ, достигнутую в предыдущие годы, но и тенденции ее изменения. **Коэффициент успешности поисков нефтяных месторождений в настоящее время находится в интервале 0,25-0,30.**

Однако высокая успешность открытия еще не предопределяет адекватно высокой эффективности работ по приросту запасов, поскольку она не связана прямо с величиной открываемых месторождений. При высокой успешности не исключена относительно низкая эффективность работ по приросту запасов, если они ведутся на небольших объектах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами продуктивных пластов.

Определение направлений и объемов геолого-поисковых работ должно базироваться на анализе их результатов не менее чем за 5 предыдущих лет, поскольку за это время, как правило, обновляется весь фонд структур. При этом учитывается:

состояние общего фонда выявленных перспективных структур на конец анализируемого периода;

состояние общего фонда подготовленных структур на ту же дату с разделением их по методам подготовки, глубинам залегания опорных горизонтов, площадным размерам и амплитудам объектов;

объем имеющихся ресурсов категории C_3 суммарно и в среднем на структуру, степень заполнения ловушки;

соотношение числа структур, исключенных из фонда и включенных в него в результате пересмотра геолого-геофизических материалов;

число структур, выведенных из опоискования по отрицательному результату и с его обоснованием;

подтверждаемость структур глубоким бурением, подготовленных различными методами по конкретным тектоническим элементам и стратиграфическим комплексам;

динамика фонда подготовленных структур и ресурсов категории C_3 ;

ежегодный прирост подготовленных перспективных площадей и ресурсов категории C_3 .

3.4. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВЛЕННЫХ СТРУКТУР И ПРЯМЫЕ ПОИСКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

3.4.1. Геофизические методы оценки перспективности структур

В последние годы большое внимание уделяется исследованиям по применению геофизических методов для прямых поисков с целью выявления и оконтуривания залежей нефти и газа с поверхности Земли до начала бурения поисковых скважин. С этой целью делаются попытки использовать сейсмические, гравиметрические и электроразведочные методы.

Сейсморазведка. Возможность применения сейсморазведки для непосредственных поисков нефтяных и газовых залежей основывается на двух поисковых признаках:

- наличии отражения от практически горизонтальных зеркально отражающих контактов ВНК, ГВК, ГНК на фоне наклонных геологических границ и

- увеличении коэффициента поглощения сейсмических волн газовыми и нефтяными залежами.

Проведенные Л.А. Сергеевым, И.Я. Баллахом и другими лабораторные исследования показывают, что поверхность водонефтяного или газонефтяного контакта является отражающей границей. Величина коэффициента отражения от контактов может достигать 10-20%, что в ряде случаев дает возможность их фиксировать современной сейсмической аппаратурой для прямых поисков залежей и их оконтуривания. Следует отметить, что коэффициент отражения от контактов с увеличением пористости продуктивных пластов возрастает.

Кроме этого, границы контактов обычно являются горизонтальными и относительно более гладкими, зеркальными по сравнению с геологическими границами, которые акустически неоднородны и более шероховаты. В результате проведенной проверки возможности использования сейсморазведки МОВ для прямых поисков залежей нефти и газа на Мухановском месторождении Куйбышевской области были зарегистрированы отражения от

водонефтяных контактов залежей в девонских, каменноугольных и пермских отложениях. Намеченные контуры нефтеносности по сейсмическим материалам в основном совпадают с положением контуров по данным разведочного бурения. На рис. 3.4.1 показан профильный сейсмический разрез Мухановского месторождения, на котором четко отмечаются отражения от водонефтяных контактов в нижнекаменноугольных и девонских отложениях.

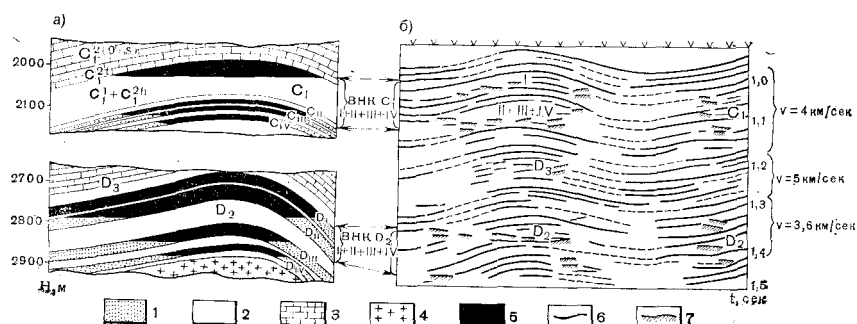


Рис. 3.4.1. Обнаружение сейсмическим методом водонефтяного контакта на нефтяном месторождении Муханово (по М.Ф. Мирчинку, И.Я. Баллаху): а – геологический разрез; б – сейсмический разрез. Породы: 1 – терригенные; 2 – карбонатно-глинистые; 3 – известняки; 4 – кристаллические; 5 – нефтенасыщенные; 6 – отражения от границ раздела в осадочной толще; 7 – отражения от водонефтяных контактов (ВНК)

На ряде площадей значительную эффективность для прямых поисков показал метод РНП, который позволяет выделить отражения от контактов по принципу их горизонтальности и зеркальности на фоне более акустически неоднородных и геометрически шероховатых наклонных геологических границ.

Использование описанного поискового признака малоэффективно в районах, характеризующихся тонкослоистым и неоднородным разрезом, небольшими залежами с нечетко выраженными контактами, а также при больших глубинах залегания залежей.

При использовании второго поискового признака для прямых поисков залежей исходят из того, что скопления нефти и особенно газа по сравнению с водонасыщенной частью продуктивных пластов характеризуются пониженными скоростями распространения и повышенным поглощением энергии сейсмических волн. Поэтому в участках наличия залежей наблюдается уменьшение глубины исследований МОВ, затухание записи, сокращение числа отражений, ухудшение корреляции и появление "слепых" зон. Вместе с этим следует заметить, что повышенное поглощение сейсмических волн не является особенностью только залежей газа и нефти, а может вызываться и другими причинами.

Высокоточная гравиразведка. С целью прямых поисков залежей нефти и газа применяется также метод высокоточной гравиразведки. Предпосылкой для использования этого метода является различие плотностей между нефте- и газонасыщенными породами по сравнению с теми же породами, насыщенными водой. Указанное различие зависит от физических особенностей коллекторов, физического состояния нефти и газа и плотности пластовой воды. Названные факторы создают локальные минимумы силы тяжести, которые фиксируются при высокоточной гравиметрической съемке.

Гравитационный эффект, вызванный газовой залежью, согласно теоретическим расчетам и опытно-методическим полевым съемкам, может колебаться от нескольких сотых миллигала до 1,5-2,5 мгл. Эффект от нефтегазовых и нефтяных залежей измеряется величиной от сотых миллигала до 1,5 мгл. Современная гравиметрическая аппаратура при точности съемки $\pm 0,02-0,03$ мгл позволяет уверенно регистрировать указанные аномалии.

Теоретические предпосылки использования высокоточных гравиметрических исследований были проведены на значительном количестве площадей в различных регионах стра-

ны. Залежи нефти и газа в большинстве случаев фиксируются появлением небольшого минимума на фоне общего гравитационного максимума, вызванного структурой, либо выполаживанием этого максимума.

Высокоточные гравиметрические исследования с целью прямых поисков могут использоваться для месторождений с большими суммарными газонасыщенными (>50 м) и нефтенасыщенными (>200 м) мощностями до глубины 3000 м. Однако следует отметить, что появление локальных минимумов силы тяжести в сводах локальных структур может быть связано не только с газонефтеносностью разреза, но также с разуплотнением в присводовых частях поднятий, наличием зон трещиноватости и повышенной пористости. Кроме этого, к осложняющим факторам могут относиться гравитационные влияния, обусловленные плотностной неоднородностью поверхностного слоя, осадочной толщи, тектонических нарушений, а также плановое несоответствие структурных этажей. Указанные факторы сильно затрудняют применение гравиметрических исследований при прямых поисках залежей газа и нефти. Повышение эффективности высокоточной гравиметрии для прямых поисков может быть достигнуто с внедрением скважинных высокоточных гравиметров, которые могут дать полную плотностную характеристику разреза над залежью и вне контура и решить вопросы о структурном эффекте, литологическом строении разреза и о разуплотнении пород над сводовыми частями структур.

Электроразведка. При прямых поисках залежей нефти и газа делается попытка использования также метода электроразведки. Предпосылкой для этого является значительное различие электрических свойств газо- и нефтенасыщенных коллекторов и вмещающих их пород. Для многих местоскоплений нефти и газа электропроводность газоносных коллекторов в десять раз, а нефтяных в три раза меньше, чем водоносных пород. В силу вышеуказанного над газовыми и нефтяными залежами кривые вертикального зондирования характеризуются локальным увеличением кажущегося сопротивления. Как показывают проведенные опытно-методические работы в различных регионах, наиболее дифференцированные кривые получаются при замерах постоянным током при дипольных зондированиях (ДЭЗ, ТЭЗ и др.). Метод частотного зондирования на переменном токе (ЧЗ) имеет меньшую разрешающую способность и небольшую глубину проникновения тока. При современном развитии методов электроразведки можно обнаруживать только крупные залежи мощностью более 100 м на глубинах до 2 км в районах с простым низкоомным геоэлектрическим разрезом. В районах со сложным геоэлектрическим разрезом, представленным чередованием терригенных и карбонатных пород, проведение работ значительно осложняется.

Для прямых поисков может быть также использован метод вызванной поляризации. Основанием для этого является то, что залежи углеводородов обычно сопровождаются аномальным распространением сопутствующих сульфидных минералов, обуславливающих повышенные значения вызванной поляризации.

Магниторазведка

Выявление аномалий типа "залежь" по магнитному полю. В.А. Безукладнов, В.Г. Мавричев. /Геология нефти и газа, 7, 1997. С. 21-24.

Из практики геолого-геофизических исследований известно, что над месторождениями нефти и газа развиты ореолы рассеяния флюидов УВ, воздействие которых на вмещающие и перекрывающие залежь породы приводит к изменению их первичного состава за счет развития эпигенетических минералов [1-4]. Это, соответственно, отражается на физических свойствах пород, что служит обоснованной геологической предпосылкой применения геофизических методов для прямого прогнозирования нефтегазонасыщенности.

В качестве примера воздействия УВ на вмещающие породы залежи можно привести Бавлинское месторождение (Республика Татарстан). Здесь отмечается переход красноцветных покрывающих образований в пестроцветные, отражающий, по-видимому, превращение соединений окисного железа в закисное вследствие диффузии УВ с глубины. Ферромагнит-

ные минералы отложений за пределами залежи в меньшей степени подвергаются химическим воздействиям и сохраняются в первоначальном виде. Такие эпигенетические преобразования пород приводят к перераспределению намагниченности отложений в сводовой части структуры и на ее флангах, что создает благоприятные предпосылки для ее отражения в магнитном поле. Аналогичные изменения отмечаются и на Пашнинском месторождении в Тимано-Печорской провинции и ряде других структур (Куликов Г.Н., Мавричев В.Г., 1995).

Новопортовское месторождение характеризуется многоэтажностью нефтегазоносности – более 10 залежей, распределенных по разрезу от доюрского основания до сеномана включительно. Залежи газовые и газоконденсатные с нефтяной оторочкой. Общий контур нефтегазоносности 10x35 км. В морфологии магнитного поля область отрицательных значений в виде кольцевой аномалии приурочена к периферийным частям контура нефтегазоносности при равномерном знакопеременном поле АТ по площади центральной части месторождения (рис. 3.4.2). Некоторые отмечаемые отличия в амплитуде аномалий объясняются тем, что интенсивность процессов изменения первичного состава пород и, соответственно, магнитных свойств в разных частях ореола различна, отсюда вариации в морфологии магнитного поля и его значениях над объектами нефти и газа при сохранении в целом картины, отражающей результаты моделирования.

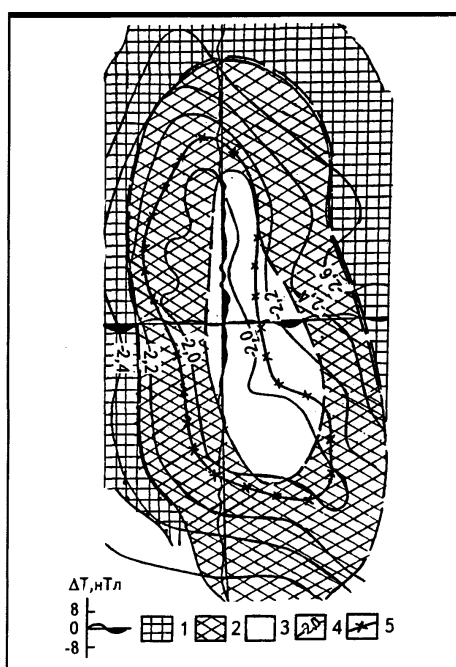


Рис. 3.4.2. Морфология магнитного поля над Новопортовским месторождением
Область значений магнитного поля: 1 – повышенных, 2 – пониженных, 3 – знакопеременных;
4 – изогипсы опорных отражающих горизонтов верхней юры, км; 5 – контур залежи
по данным бурения

Размеры ореола измененных пород месторождения в магнитном поле рекомендуется определять по нулевой линии трансформированного поля, совпадающей с переходом поля АТ в положительную область, т.е. нулевая линия ограничивает внешний контур ореола измененных под влиянием флюидов УВ пород и поэтому ее следует принимать как контур аномалии типа "залежь" (АТЗ).

Подобная картина изменения магнитного поля отмечается и над Мало-Ямальским месторождением газа, расположенным на том же Новопортовском валу. Месторождение однопластовое. Залежь приурочена к сеноманской части разреза. Установленная однотипность отражения в морфологии магнитного поля двух разноплановых месторождений (Новопортовского и Мало-Ямальского) свидетельствует об едином процессе миграции флюидов УВ

через толщу осадочных образований, возможно, из глубины до дневной поверхности. В одном случае создается многопластовое, в другом – однопластовое месторождения, определяемые, по-видимому, условиями формирования ловушек УВ.

В результате обработки материалов аэромагнитной съемки по технологии, примененной на Новопортовском месторождении (см. рис. 3.4.2), на Хариусной площади выделена АТЗ, практически совпадающая с положением "яркого пятна" по данным МОГТ (рис. 3.4.3).

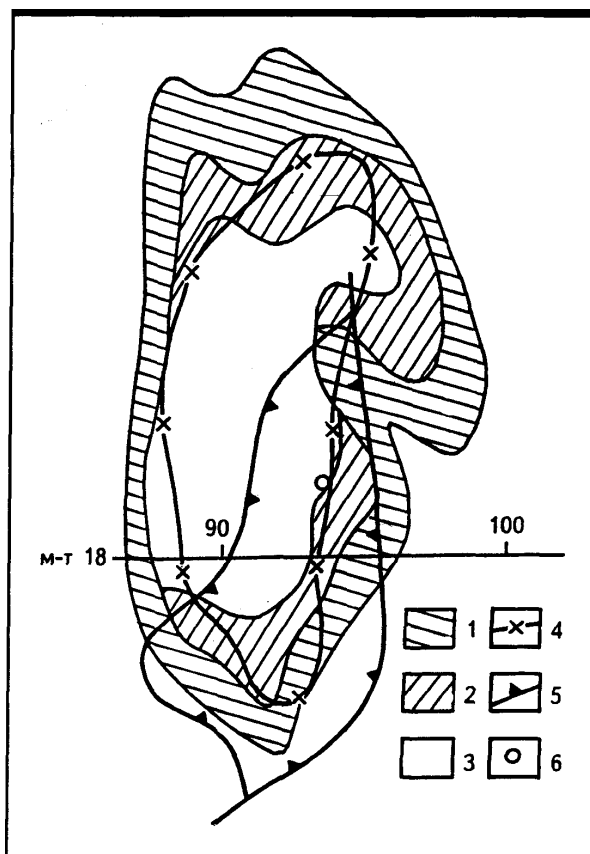


Рис. 3.4.3. Магнитное поле над ловушкой Хариусной площади

Область значений магнитного поля: 1 – повышенных, 2 – пониженных, 3 – знакопеременных; 4 – АТЗ по данным переинтерпретации сейсморазведки МОГТ; 5 – контур первоначально прогнозированной структурно-литологической ловушки в отложениях нижнего мела; 6 – скважина

Попутно отметим, что в морфологии магнитного поля в виде аномалии типа "уступ" выделяется граница выклинивания отложений терригенного состава, в которых прогнозируется структурно-литологическая ловушка. Данная граница прослеживается в магнитном поле и за пределами Хариусной площади в юго-западном направлении более чем на 15 км (до границы выполненной аэромагнитной съемки). Этот факт является дополнительным доказательством возможности использования аэромагнитной съемки для решения задач нефтегазовой геологии.

Радиоволновой метод. В последние годы делаются попытки использовать для прямых поисков радиоволновой метод, исходя при этом из возможности получения отражений радиоволн от водонефтяных и газонефтяных контактов. Эффективность этого метода пока не выяснена. Некоторые положительные результаты получены за рубежом.

Радиометрические исследования. Среди прямых методов поисков нефтяных и газовых скоплений уделяется также внимание радиометрическим исследованиям, которые про-

водятся путем наземной и воздушной радиометрических съемок. Результаты проведенных исследований во многих нефтегазоносных районах страны показывают, что нефтяные и газовые скопления на картах гамма-съемки характеризуются пониженными значениями по отношению к законтурным частям. Зоны пониженного естественного гамма-поля в плане в общих чертах совпадают с находящимися на глубине залежами, при этом разница в перепадах гамма-активности над залежами и законтурных частях достигает 15-25%.

Указанные небольшие величины аномалий значительно затрудняют интерпретацию радиометрических исследований. Часто аналогичные колебания гамма-активности могут быть вызваны другими причинами (литологическая и возрастная смена пород; наличие источников грунтовых вод; засоленность почвы; морфология местности и др.), которые при интерпретации радиометрических исследований должны тщательно учитываться.

Наличие зон пониженных значений величин гамма-активности над залежами одни исследователи объясняют экранирующим влиянием нефтяных и газовых залежей на направление диффузионного потока водяных паров. Вода, поступающая при вертикальной миграции вместе с углеводородами в зону испарения, приносит с собой растворенные соли, в том числе урановые, которые накапливаются в зонах относительно высокого испарения. Такими зонами могут являться периферийные части нефтяных и газовых залежей, так как углеводороды препятствуют миграции на поверхность водяных паров. Другие исследователи, занимающиеся изучением природы радиоактивных аномалий над нефтяными и газовыми залежами, считают, что распределение гамма-поля отображает только литолого-фациальные особенности верхнего покрова, наличие антиклиналей, разрывов, а не геохимические процессы, связанные с залеганием скоплений нефти и газа на глубине.

3.4.2. Геохимические методы оценки перспективности структур

Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. /Под редакцией А.А. Бакирова. Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., Высшая школа, 1976.

Геохимические методы основаны на прямом обнаружении углеводородов, мигрирующих из залежей, исходя из их физико-химических свойств, а также на изучении изменений горных пород, подземных вод, почв и условий жизнедеятельности растительных и животных организмов, возникающих под влиянием углеводородов. Благодаря миграции углеводородов, растворенных в воде и находящихся в свободном состоянии, по системам трещин и разрывным нарушениям, латеральной фильтрации через пористые породы (эффузия), их диффузии через толщу покрывающих залежи пород над нефтяными и газовыми залежами образуются локальные геохимические поля, достигающие дневной поверхности и создающие геохимические аномалии. Наиболее надежными геохимическими признаками являются углеводородные газы, следы легких фракций нефти и битума "нефтяного" происхождения в почвах, породах и подземных водах, концентрации которых превышают фоновые значения. В настоящее время применяют различные методы геохимических исследований: газовой съемки; битумно-люминесцентный; микробактериальный; окислительно-восстановительного потенциала; радиохимический; газовый каротаж.

Перечисленные методы исследований, которые могут производиться путем изучения газового, битумного, бактериального состава и других свойств пород и вод, выходящих на поверхность и получаемых на глубине из буровых скважин, разделяются на:

1) поверхностные площадные геохимические исследования (газовая съемка, битумная съемка, газобактериальная съемка и др.), которые обычно применяются при региональных работах в новых слабо изученных районах и площадных поисковых работах;

2) глубинные геохимические исследования (газокерновая съемка, газовый каротаж, битумный каротаж и др.), проводимые при бурении опорных, параметрических, структурных и поисковых скважин. При глубинных геохимических исследованиях выбираются опорные горизонты, из которых отбираются образцы пород, пробы воды. Практика глубинных геохи-

мических исследований показывает, что наиболее устойчивые геохимические поля над залежами нефти и газа приурочены к верхним водонапорным горизонтам разреза на глубинах порядка 100-500 м.

Геохимические методы наиболее эффективны при применении их в комплексе с геологическими и геофизическими исследованиями. При этом особенно важен комплекс с сейсмическими работами, позволяющими получить более надежные геохимические данные из большого количества сейсмических скважин.

Газовая съемка. Газовая съемка предложена В.А. Соколовым в 1929-1930 гг. В настоящее время известны следующие виды газовой съемки:

- по свободному газу;
- по водно-растворимому газу;
- по газу, сорбированному породой.

Метод газовой съемки заключается в изучении состава и распределения углеводородных газов на исследуемой площади в верхних слоях осадочных отложений, в водных источниках, колодцах и т. д. Пробы свободного газа, пробы пород или вод отбираются с глубин 1-4 м, а при повышенном газовом фоне – с глубин 6-10 м с последующим извлечением из них газов. По мере углубления газовые аномалии становятся более контрастными, поэтому при бурении большого числа сейсмических и структурных скважин желательнее проводить "глубинную" газовую съемку по площади и по разрезу.

Все разновидности газовой съемки основаны на определении микроконцентраций метана, этана, пропана, бутана, пентана, содержащихся в породах и подземных водах. Для их обнаружения в 1940-1950 гг. использовалась газохроматографическая аппаратура, а в настоящее время применяются хроматографические газоанализаторы с плазменно-ионизационным детектором, дающие стабильные показания при чувствительности до 10^{-5} - 10^{-6} % (В.А. Соколов, 1962).

Исследования показывают, что метан является прямым признаком нефтяного или газового месторождения. Он также является компонентом каменноугольных и "болотных" газов. Однако фоновая концентрация их в почвенном воздухе, по данным В.А. Соколова, чаще всего имеет величину порядка 10^{-4} %. Тяжелые газообразные углеводороды C_3 - C_4 характерны только для нефтяных и газовых местоскоплений и являются основными показателями при интерпретации газовой съемки. Их фоновые значения не превышают величины 10^{-8} %. Интерпретацию результатов газовой съемки необходимо проводить с учетом всех имеющихся сведений о геологическом строении района, его нефтегазоносности и истории геологического развития.

Примеры площадных и профильных газовых аномалий в поверхностных слоях на газонефтеносных площадях в пределах различных областей приведены на рис. 3.4.4.

Интересными являются примеры так называемых кольцевых аномалий с минимальными значениями концентраций углеводородов над залежами нефти и газа и повышенными значениями на их периферии. Одной из основных причин их возникновения может являться то, что газовый миграционный поток на своде встречается с покрывками, обладающими малой проницаемостью и большой газоемкостью, способными снижать его интенсивность в присводовых частях структур, в то время как на крыльях отмечаются повышенная трещиноватость пород, разрывные нарушения и др. Асимметричный характер некоторых аномалий и несовпадение их с контуром нефтегазоносности часто связаны с наклоном пластов, смещением сводов структур и движением вод в вышележащих водоносных горизонтах.

Съемка по газам, сорбированным породами коренных отложений, известна под названием **газокерновой съемки**. Главной особенностью съемки является отбор кернов из скважин глубиной 3-20 м с помощью специальных отборников. Затем газы извлекают из породы путем десорбции или вакуумом и определяют их количество и состав. Этот метод более точный, но и более трудоемкий по сравнению со съемкой по свободному газу. Его применение оказалось успешным на ряде площадей Туркмении, Саратовского Поволжья и др.

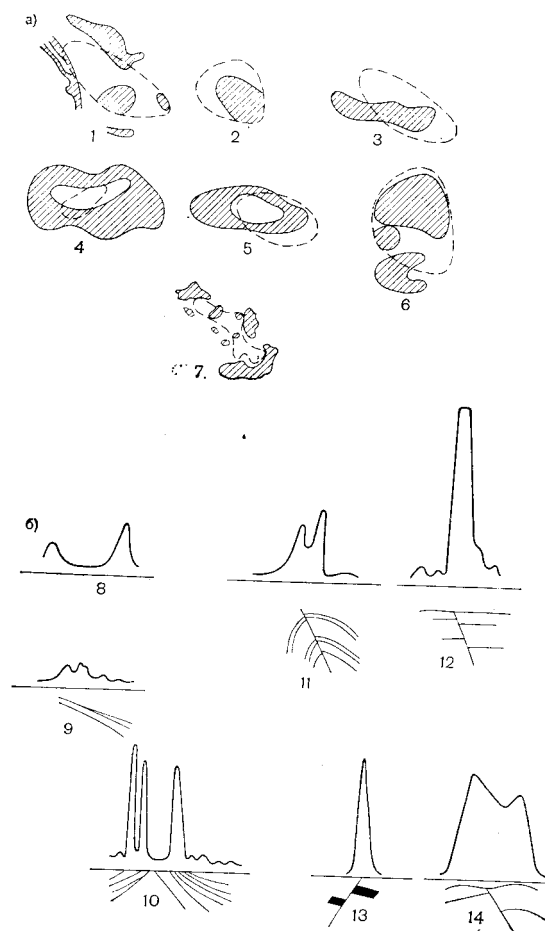


Рис. 3.4.4. Примеры газовых аномалий в поверхностных слоях на газонефтеносных площадях (по В.А. Соколову):

а – площадные газовые аномалии: 1 – Шебелинская; 2 – Кумдагская; 3 – Ключевская; 4 – Кожемякинская; 5 – Жуковская; 6 – Яблоневская; 7 – Ишимбайская; б – профильные газовые аномалии: 8 – Калининская; 9 – Зыбзинская; 10 – Верхне-Чекупская; 11 – Андижанская; 12 – Маштаги; 13 – Сахалин; 14 – Печорский край

Бактериальный метод. С помощью этого метода обнаруживают геохимические аномалии, вызванные углеводородными газами, в пределах которых наблюдается повышенное содержание бактерий, избирательно окисляющих метан, пропан и другие углеводороды. Над чисто газовыми залежами обычно преобладают метанооксиляющие бактерии, а газонефтяным залежам, как правило, соответствуют аномалии, представленные метан- и пропанооксиляющими бактериями.

Для обнаружения бактерий производится стерильный отбор проб воды из родников, артезианских скважин (водно-бактериальная съемка), образцов почв, грунтов (грунтовая бактериальная съемка) из канав, расчисток, мелких скважин глубиной до 1-2 м, а в районах развития террас и аллювиальных отложений – глубиной не менее 3-4 м. Образцы в герметической посуде отправляются для анализа в лабораторию.

Существуют манометрический и пластиночный способы изучения бактерий. При первом способе определенное количество грунта, породы в специальном приборе помещают в газовую смесь (40% метана или этана и 60% воздуха). Поддерживая постоянную температуру в приборе 30° в течение 30 дней, производят отсчеты поглощенного газа по манометру через каждые пять дней. При втором способе сухой порошок почв, пород порциями по 0,1 г распыляют на агар-агаре, покрывающем пластинку. Пластинка помещается в эксикатор на 20-30 дней с отмеченной выше газовой смесью, где поддерживается постоянная температура 30°. Метанооксиляющие бактерии образуют на пластинке колонии в виде желто-коричневой пленки; бактерии, окисляющие пропан, образуют белую пленку. Вид бактерий определяется под микроскопом, а их количество – по толщине пленки.

На рис. 3.4.5 приведен пример комплексной гидрогазобиохимической съемки, проведенной на Леляковской площади Днепрово-Донецкой впадины. Леляковское нефтяное месторождение четко фиксируется кольцевой аномалией вблизи поверхности по растворенному в грунтовых водах метану и тяжелым углеводородам. Средняя концентрация метана в аномалийной зоне $0,20460 \text{ см}^3/\text{л}$, а за ее пределами $0,01696 \text{ см}^3/\text{л}$. Контрастность аномалии составляет 12,1. Концентрация тяжелых углеводородов в аномалийной зоне достигает величины $0,01320 \text{ см}^3/\text{л}$, а интенсивность развития метанооксиляющих бактерий достигает значений 170-200 усл.ед., тогда как за пределами аномалии она равна 7,5 усл. ед. Контрастность аномалии равна 6,6. Отмеченная контрастность аномалии вызвана повышенным углеводородным потоком по серии нарушений

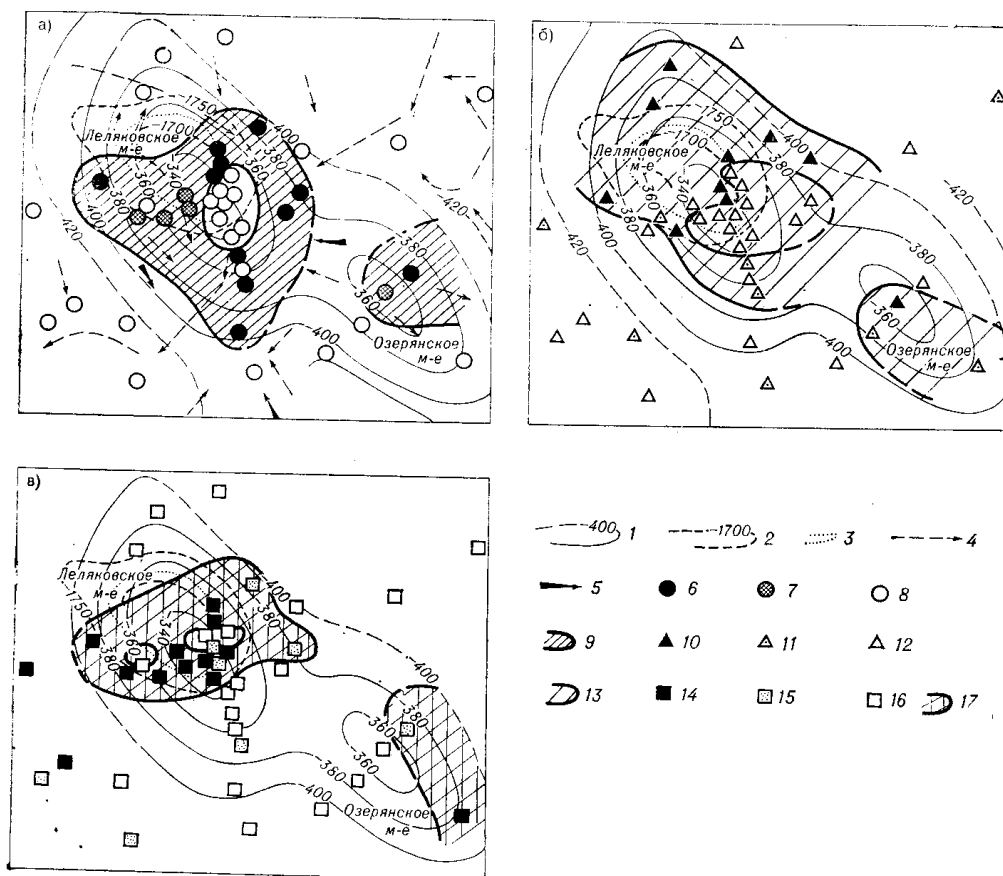


Рис. 3.4.5. Схема гидрогазобиохимической съемки Леляковского нефтяного месторождения (по М.И. Субботе, С.Г. Жукову):

а – карта растворенного метана; б – карта растворенных тяжелых углеводородов; в – карта метан-оксиляющих бактерий; 1 – структурные изогипсы по кровле сеноманского яруса; 2 – изогипсы по пересажской свите (Π_2); 3 – контур нефтеносности по C_3 - P_2 ; 4 – основные направления стока поверхностных вод; 5 – ориентировочные направления движения грунтовых вод; 6 – содержание растворенного метана $>0,10 \text{ см}^3/\text{л}$; 7 – содержание растворенного метана от $0,10$ до $0,50 \text{ см}^3/\text{л}$; 8 – содержание растворенного метана $<0,050 \text{ см}^3/\text{л}$ (фон); 9 – аномалийная зона по растворенному метану; 10 – содержание растворенных тяжелых углеводородов от $0,01320$ до $0,00020 \text{ см}^3/\text{л}$; 11 – содержание растворенных тяжелых углеводородов от $0,00020$ до $0,00010 \text{ см}^3/\text{л}$; 12 – содержание растворенных тяжелых углеводородов $<0,00010 \text{ см}^3/\text{л}$; 13 – ориентировочные контуры газовой аномалии; 14 – содержание метанооксиляющих бактерий >20 усл. ед; 15 – содержание метанооксиляющих бактерий от 20 до 5 усл. ед.; 16 – содержание метанооксиляющих бактерий <5 усл. ед. (фон); 17 – аномалийная зона по развитию бактерий Леляковской складки, придающих ей блоковое строение

Радиогеохимические методы

И.С. Соболев, Л.П. Рихванов (Томский политехнический университет), Н.Г. Ляшенко (ГЭЦ ГП "Березовгеология"), М.С. Паровинчак (ОАО "Томскгаз") Геохимические исследования, прогнозирование и поиски месторождений нефти и газа радиогеохимическими методами. //Геология нефти и газа, 7-8, 1999. С. 19-24.

Метод радиометрической съемки для поисков нефтяных месторождений впервые был применен Л.Н. Богоявлинским и А.А. Ломакиным в 1926 г. в Майкопском нефтеносном районе. Используя ионизационную камеру, они получили аномальное поле радиоактивности над нефтяной залежью, не связанной со структурой (шнурковая залежь).

Теоретические предпосылки возможности применения методов радиогеохимии при прогнозировании и поисках месторождений нефти и газа, сформулированные рядом российских и иностранных ученых (Х. Лаунберг, С. Хаддет, Л. Миллер, У. Кревс, Д. Пирсон, Д. Сикка, А.Ф. Алексеев, Р.П. Готтих и др.), основываются на теории вертикальной миграции УВ из залежей.

Продукты распада УВ – углекислый газ, вода, сероводород и другие мигрирующие в результате диффузии и фильтрации из залежи газы и воды – стимулируют эпигенетические процессы, приводящие к изменению физико-химических параметров среды, что выражается в преобразовании пород надпродуктивного комплекса, возникновении специфических минеральных ассоциаций, нарушении окислительно-восстановительных обстановок и перераспределении некоторых химических элементов, в том числе радиоактивных.

Под воздействием эпигенетических процессов, вызванных влиянием УВ-залежей, над месторождениями нефти и газа на протяжении длительного геологического времени происходит формирование специфического радиогеохимического поля, характеризующегося своеобразными полями распределения общей радиоактивности, уровнями накопления радиоактивных элементов и характером их взаимосвязи.

Практика показывает, что радиационная производная (мощность экспозиционной дозы) над и вокруг залежей УВ варьирует в незначительном диапазоне по сравнению с фоновыми значениями. В свое время этот факт во многом обусловил ограничение применения радиогеохимических методов. Появление современной лабораторно-аналитической базы и измерительной аппаратуры, новых типов детекторов и методических приемов, позволяющих выявлять слабые изменения радиогеохимического поля, возродило интерес к применению радиогеохимических методов для прогнозирования и поисков месторождений нефти и газа.

Комплекс радиогеохимического картирования включает термолюминесцентную, радиометрическую и гамма-спектрометрическую съемки по поверхности. Плотность измерений выбирается согласно решаемым геологическим задачам, детальности исследований, масштабу объекта.

Методика термолюминесцентной радиометрической съемки разработана в Институте разведочной геофизики и геохимии (КНР). В качестве измерительных элементов применяются поликристаллические термолюминесцентные дозиметры (ТЛД) на основе LiF, позволяющие фиксировать суммарную составляющую радиоактивности (α , β , γ) и обладающие высокой чувствительностью. Применяемые для измерений ТЛД помещаются в водонепроницаемую упаковку. Для получения статистически достоверных результатов число дозиметров на точке измерений равно 10. Все дозиметры предварительно калибруются по чувствительности. Термолюминесцентные дозиметры на точках измерения устанавливаются на глубину 0,5-0,7 м. Время экспозиции измерительных элементов в среднем составляет 15-30 сут.

Гамма-спектрометрическая съемка проводится с применением полевых гамма-спектрометров-концентраторов типа РКП-305М, РСР-101М. Измерения осуществляются в точках установки ТЛД с определением содержания К, U (по ^{226}Ra), Th. Для статистической достоверности на каждой точке опробования производится трехкратное измерение параметров.

Пункты исследований привязываются с помощью топографических карт и GPS-приемника. Ведется необходимая геологическая документация.

Полученные в результате радиогеохимической съемки данные проходят многоцеле-

вую статистическую обработку. Значения интенсивности термолюминесценции градуируются и нормализуются. Строятся карты дозовых вариаций поля радиоактивности и распределения радиоактивных элементов, но, как правило, эти карты носят вспомогательный характер.

В качестве основных критериев при выделении прогнозных участков нефтегазоносности используются:

торий-урановое отношение (Th/U);

показатель интенсивности перераспределения естественных радионуклидов;

интенсивность термолюминесценции.

Построение прогнозных схем нефтегазоносности осуществляется по комплексному радиогеохимическому показателю, рассчитываемому по оригинальной методике. По степени перспективности нефтегазоносности выделяются три типа участков: с высокими, средними и низкими перспективами нефтегазоносности.

Результаты комплексного радиогеохимического картирования показывают, что радиогеохимическое поле в пределах исследованных нефтегазоносных структур имеет довольно ярко выраженные специфические особенности распределения анализируемых радиоэлементов и их интегрированного показателя – интенсивности термолюминесценции. Необходимо отметить, что поля анализируемых параметров каждого объекта при наличии ряда общих закономерностей в характере распределения радиогеохимических показателей имеют и отличительные особенности, что в каждом случае требует индивидуального подхода. Эти различия в значениях радиогеохимических показателей вызваны как размерами и глубиной залегания залежей, а соответственно, и степенью интенсивности эпигенетических преобразований пород надпродуктивного комплекса, так и литолого-ландшафтными особенностями территорий, тектоническим строением, гидродинамическим режимом подземных вод и другими факторами.

Поля концентраций радиоактивных элементов над нефтегазовыми месторождениями характеризуются высокой степенью дифференциации в распределении K , Th , U и имеют более сложное строение, чем за их границами.

В пределах исследованных площадей четко фиксируются оси, относительно которых намечается радиогеохимическая зональность. Учитывая довольно выдержанный литолого-фациальный состав подпочвенных геологических образований, можно с большой долей уверенности сказать, что строение радиогеохимического поля на участке локализации УВ-залежей в первую очередь обусловлено особенностями глубинного строения (в том числе тектонического) и проявленностью эпигенетических процессов (прежде всего окислительно-восстановительного характера). Тем не менее, анализ только моноэлементных карт не позволяет с высокой степенью достоверности оконтуривать положение УВ-залежей.

Более четко неоднородности строения радиогеохимического поля, вызванные влиянием УВ-залежей, просматриваются при анализе основных компонентов комплексного радиогеохимического показателя – Th/U , интенсивности перераспределения естественных радионуклидов и интенсивности термолюминесценции.

Существование зон, характеризующихся аномальными значениями Th/U , по всей видимости, связано с резкими изменениями физико-химических параметров среды, произошедшими в результате эпигенетического воздействия мигрирующих из залежи жидких и газообразных компонентов. Изменение окислительно-восстановительных обстановок в свою очередь послужило причиной перераспределения урана.

Выявленные зоны высокой интенсивности перераспределения естественных радионуклидов, пространственно совпадающие с полями аномальных значений Th/U , также подтверждают существование геохимических барьеров и, очевидно, фиксируют структуры, вмещающие залежи УВ.

Наиболее контрастно области проявления наложенных процессов, связанных с воздействием нефтегазовых залежей, отражаются в полях интенсивности термолюминесценции.

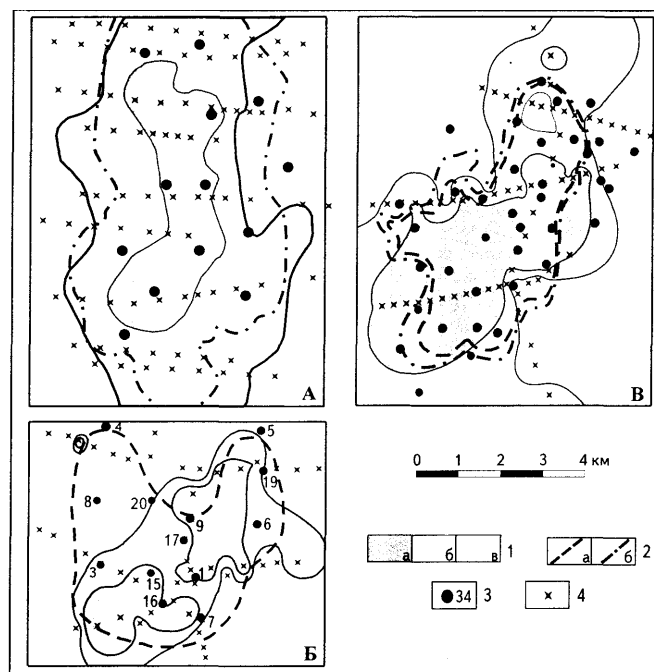


Рис. 3.4.6. Прогнозная схема нефтегазоносности по данным радиогеохимического картирования Западно-Полуденной (л), Северо-Васюганской (б) и Мыльджинской (в) площадей 1 – перспективность нефтегазоносности: а – высокая, б – средняя, в – низкая; 2 – газо- (а) и водонефтяной (б) контакты по данным геолого-геофизических исследований; 3 – разведочная скважина и ее номер; 4 – точка комплексного радиогеохимического исследования

Необходимо отметить, что линейные размеры выделяемых аномалий в некоторых случаях превосходят горизонтальные проекции залежей. Это связано с концентрацией элементов-индикаторов в горизонте опробования, определяемой интенсивностью окислительно-восстановительных реакций в зоне миграции УВ.

Учитывая эпигенетическую природу радиогеохимических аномалий, формирующихся над местами локализации УВ-залежей, можно говорить, что по значениям радиоактивной производной будут фиксироваться нефтегазоносные залежи любого типа (в том числе литологически и тектонически экранированные).

Выполненные исследования показали, что комплексное радиогеохимическое картирование с применением методов полевой термолюминесцентной радиометрии и гамма-спектрометрии позволяет с высокой степенью вероятности выявлять нефтегазоносные структуры.

Радиогеохимическое поле над нефтегазовыми месторождениями характеризуется высокой степенью неоднородности. Максимальные вариации содержаний анализируемых радиоэлементов и значений комплексных показателей в большинстве случаев фиксируются в пределах ГВК, ГНК, ВНК и областях локализации основных запасов УВ.

Анализ моноэлементных карт не позволяет четко выделять границы зон влияния УВ-залежей. Для обнаружения участков скоплений УВ с максимальной вероятностью их выявления ($> 0,7$) целесообразно применять комплексные радиогеохимические показатели, учитывающие поведение всех радиоэлементов.

При интерпретации результатов необходимо учитывать различные особенности ландшафтов (в частности, условия заболоченности и др.). Наличие локальных вариаций значений содержаний элементов и интенсивности термолюминесценции, совпадающих с профилями исследований, позволяет говорить о том, что в более крупном масштабе радиогеохимическое поле имеет более сложный характер. Локальные дифференциации значений различных показателей, на наш взгляд, вызваны неоднородностями строения залежи УВ и различной проницаемостью экранирующих пород. По-видимому, при проведении крупномасштабных работ 1:25 000 – 1:10000 возможен более локальный прогноз, более точное выделение ГВК, ГНК, ВНК и ориентировочное определение глубины залегания залежей.

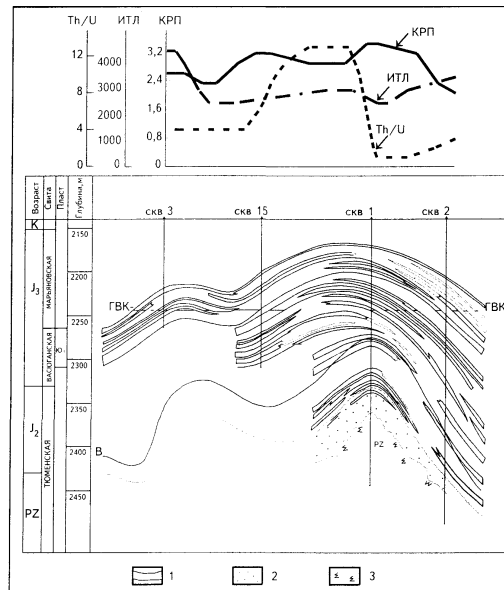


Рис. 3.4.7. Характер изменения комплексных радиогеохимических показателей по профилю Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения (геологический разрез по Шарабуровой В.И., 1988)

1 – продуктивный пласт Ю₁; 2 – кора выветривания; 3 – палеозойский фундамент; В – отражающий горизонт; ИТЛ – интенсивность термолюминесценции; КРП – комплексный радиогеохимический показатель

Материалы радиогеохимического картирования показывают, что благоприятные предпосылки для получения положительных результатов существуют и в варианте аэрогамма-спектрометрической съемки, которая могла бы быть поставлена на стадии средне- и мелкомасштабных поисково-прогнозных работ.

Геоэлектрохимические методы

Зональность "наложенных" ореолов рассеяния металлов над нефтяными залежами. С.Г. Алексеев, С.А. Вешев, Н.А. Ворошилов, К.И. Степанов (ВИРГ-Рудгеофизика). // Отечественная геология, 2000. С. 40-43.

Исследования, ранее выполненные в различных регионах (Западная Сибирь, европейская часть России), показали возможность применения геоэлектрохимических методов для поисков нефтегазовых месторождений. Нефтегазовые месторождения выявляются по "наложенным" ореолам рассеяния химических элементов-индикаторов нефти, сформированным в различных почвенных горизонтах. Ореолы рассеяния, как правило, кольцеобразной формы и увязываются с контуром проекции нефтяной залежи на дневную поверхность.

Многообразие процессов, происходящих при эволюции залежи и образовании "наложенных" ореолов рассеяния, приводит к усложнению и нарушению приконтурных кольцевых аномалий. При этом аномалии одних элементов могут смещаться относительно аномалий других, иметь различные протяженность и интенсивность. Вещественный состав и пространственное положение аномалий, выявляемых разными геоэлектрохимическими методами над одной залежью, часто не совпадают друг с другом, что обусловлено различными механизмами миграции и трансформации форм нахождения химических элементов вокруг залежи.

Изучались **металлоорганические формы нахождения элементов (МПФ) и формы, сорбированные на гидроксидах железа (метод ТМГМ)**, применялся метод **ЧИМ (метод частичного извлечения металлов)**. Графики распределения концентраций металлов и мультипликативных коэффициентов МПФ и ТМГМ по одному из профилей приведены на рис. 3.4.8.

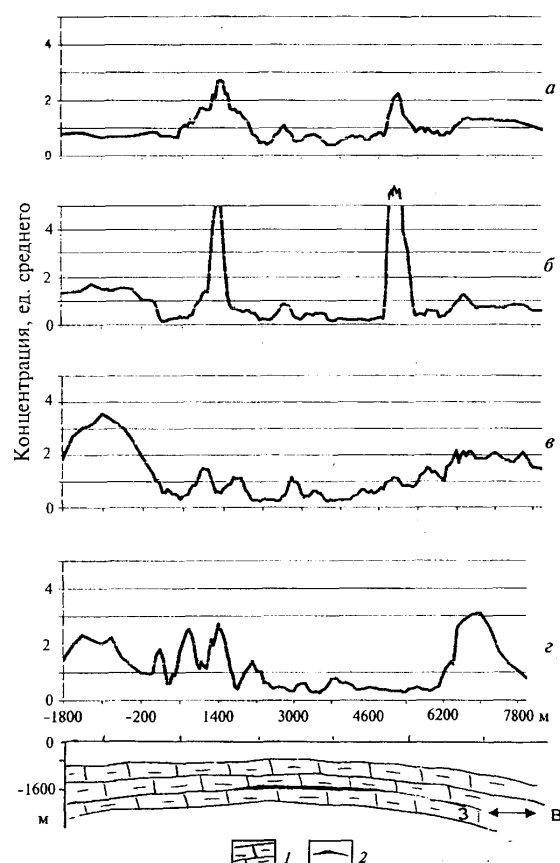


Рис. 3.4.8. Результаты наблюдений геоэлектрохимическими методами на Южно-Радовском месторождении, Уфимско-Оренбургская нефтегазоносная область. Графики распределения концентраций микроэлементов и мультипликативных показателей: а – Ni–МПФ, б – NiCo–МПФ, в – CuPb₃–МПФ, з – NiCoMn–ТМГМ; 1 – нижнепермские известняки и доломиты; 2 – нефтяная залежь

Пространственное разделение элементов приводит к формированию концентрической зональности аномального геохимического поля. В большинстве изученных месторождений краевые части нефтяных залежей выделяются повышенными концентрациями никеля и кобальта МПФ и никеля ЧИМ. Указанные элементы формируют приконтурную кольцевую аномальную зону. На некотором удалении от края залежей фиксируются пространственно совмещенные аномалии меди и свинца МПФ, образующие внешнюю аномальную зону. Аномалии никеля, кобальта и марганца ТМГМ обычно тяготеют к внешней аномальной зоне меди и свинца МПФ или фиксируются в той и другой структурной позиции. Менее типичны геоэлектрохимические аномалии над внутренней частью залежей. Они отмечаются для многоярусных месторождений и месторождений со структурными осложнениями строения антиклинальных ловушек.

Смещения аномалий относительно контура залежей наиболее отчетливо проявлены в ловушках, расположенных на склонах региональных поднятий. При этом аномалии закономерно смещаются в сторону восстания осадочных толщ, перекрывающих залежь. Наряду с выявленной тенденцией зонального распределения элементов-индикаторов нефтяных залежей на некоторых месторождениях устанавливается закономерное смещение аномальных зон относительно контура залежей. На Тетеревском месторождении геоэлектрохимические аномальные зоны смещены в направлении свода крупного выступа фундамента, на склоне которого локализована нефтяная залежь.

Отмеченная зональность распределения форм нахождения элементов-индикаторов нефти в настоящее время не имеет теоретического обоснования. Предварительно можно выделить две группы факторов, приводящих к разделению элементов в аномальном геохимическом поле.

К первой следует отнести эндогенные факторы, связанные с процессами окисления и дессипации залежей углеводородов. Эти факторы могут приводить к переводу в подвижные формы микроэлементы, содержащиеся в нефтях и приконтурных водах и их миграции к поверхности в потоке паров воды, углеводородных газов, углекислого газа и азота. Различия в концентрациях микроэлементов в нефтях, битумах и приконтурных водах могут приводить к формированию отмеченной зональности аномальных геохимических полей относительно контакта залежи. Выявленная зональность также может быть связана с миграцией химических элементов с различными газами (углеводородами, азотом, углекислым газом и т.д.). В данном случае металлы, образующие устойчивые комплексные органические соединения (никель, кобальт), могут мигрировать с углеводородными газами и, поглощаясь органическими комплексами почв, образовывать аномалии МПФ. Более широкий круг элементов, мигрирующий с неорганическими газами и парами воды, поглощаясь железомарганцевыми соединениями почв, будет образовывать аномалии ТМГМ. Смещение аномальных зон относительно контура залежи может происходить за счет отклонения потока глубинных флюидов по направлению регионального поднятия осадочных толщ и вдоль наклонных зон повышенной трещиноватости на склонах антиклинальных ловушек.

Ко второй группе относятся процессы, связанные с воздействием зонального флюидного потока на почву. При этом связанные формы нахождения элементов могут переходить в различные подвижные формы с последующим их закреплением на геохимических барьерах.

Комплексное применение нескольких геоэлектрохимических методов, ориентированных на селективное выделение определенных форм нахождения химических элементов в совокупности с анализом на более широкий круг элементов-индикаторов нефти, позволит увеличить надежность оценки перспективности изучаемых участков и более точно определить местоположение предполагаемой залежи.

3.4.3. Геологические методы оценки перспективности структур

Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре (методические указания) – М.: ВНИГНИ, 1986, – 68 с.

Простые приемы, на основе которых делаются предположения о возможной нефтегазоносности выявленных локальных объектов в двучленном природном резервуаре, давно сложились и повсеместно применяются на практике. Однако в последнее время было установлено, что в нефтегазоносных областях, наряду с резервуарами двучленного строения, широко распространены трехчленные природные резервуары, включающие в себя не только коллектор и истинную покрышку, но еще и так называемую "ложную покрышку". Для таких резервуаров традиционные приемы прогноза оказались непригодными, попытки применения их приводили к существенным ошибкам в определении направлений поисково-разведочных работ.

Следует отметить, что разработанные приемы в полной мере применимы только к прогнозированию залежей в верхней части трехчленного резервуара непосредственно под межрезервуарной и ложной покрышками. Методика прогнозирования залежей внутри резервуара, под внутррезервуарными покрышками, требует дальнейшей разработки, так как у этих покрышек способность экранировать залежи УВ меняется при изменении геологических условий в очень широком диапазоне.

Необходимым условием прогноза является наличие достоверной структурной карты по продуктивному горизонту или подошве истинной покрышки и данных о литологии и петрофизических свойствах отложений, непосредственно перекрывающих пласты-коллекторы продуктивного горизонта. Из этого следует, что прогноз нефтегазоносности локальных объектов может проводиться в районах с достаточно высоким уровнем геологической изученности, когда известно распределение в разрезе продуктивных пластов-коллекторов и пластов-покрышек, обеспечено высокое качество подготовки локальных поисковых объектов к бурению и могут быть выделены составные элементы природных резервуаров.

Геологические основы прогноза нефтегазоносности локальных объектов

В практике поисково-разведочных работ на нефть и газ изучению, в основном, подвергаются породы-коллекторы продуктивных горизонтов. Остальным породам, в том числе и непосредственно перекрывающим продуктивные горизонты, уделяется значительно меньше внимания. В тех случаях, когда под ними на локальных объектах обнаруживают в породах-коллекторах залежи УВ, их рассматривают в качестве покрышек (флюидоупоров). Такой подход привел к общепринятому представлению о двучленной структуре природного резервуара, составными элементами которого являются порода-коллектор и порода-покрышка. Если это сочетание пород образует локальное поднятие, то оно рассматривается как перспективный для поиска залежей УВ объект. На основе таких представлений о природном резервуаре и ловушке понятие "локальное поднятие" обычно отождествляется с понятием "ловушка", а высота поднятия по кровле коллектора в замкнутом контуре принимается за высоту ловушки. Наблюдаемые в практике поисково-разведочных работ случаи заполнения УВ только части высоты локальных поднятий до последнего времени объяснялись либо нехваткой УВ, либо изменением высоты поднятия после того, как в нем прекратилось формирование залежей УВ, либо нарушением непроницаемости покрышки, либо сочетанием вышеуказанных факторов. Недозаполненность поднятий рассматривается как один из критериев масштабов генерации, региональной миграции УВ и формирования залежей.

Исследования последних лет показали, что эти широко распространенные представления нуждаются в существенном пересмотре. Можно считать установленным, что среди пород, рассматриваемых в качестве флюидоупоров, широко распространены породы, обладающие флюидопроводностью, но из-за своей незначительной емкости не являющиеся коллекторами. В этих породах проводящими каналами служат трещины, чаще всего не наблюдаемые в образцах керна. В случае залегания этих пород над коллекторами они образуют так называемые "ложные покрышки", которые не являются экранами для УВ. Наличие таких пород было отмечено Б.В.Филипповым еще в 1963г. Использование понятия "ложных покрышек" для объяснения формирования ловушек УВ привело к пересмотру традиционного представления о природном резервуаре как о двучленной системе (коллектор-покрышка).

Установлено, что природный резервуар часто состоит не из двух, а из трех равнозначных элементов: коллектора, ложной и истинной покрышки. Введение в практику представлений о трехчленном строении природных резервуаров заставляет по иному взглянуть на проблему флюидоупоров.

До настоящего времени большинством исследователей под покрышкой или флюидоупором понимается порода, которая для данного флюида при определенном перепаде давления и данной температуре является практически непроницаемой. Признается, что диффузия и фильтрация по порам и трещинам настолько низки, что порода задерживает значительные скопления УВ в перекрываемом коллекторе. При этом качество флюидоупора не учитывается, он рассматривается в общем, без подразделения на группы.

Представляется целесообразным выделять среди истинных покрышек (флюидоупоров) межрезервуарные и внутрирезервуарные.

Межрезервуарные покрышки состоят из пород, через которые до их разрушения возможна лишь весьма ограниченная фильтрация УВ только в диффузионном виде. Они имеют региональное распространение по площади и ограничивают собой комплекс проницаемых и слабопроницаемых осадочных пород, для которого характерно наличие гидродинамической связи между пластами коллекторов. Вследствие своих текстурно-структурных особенностей межрезервуарные покрышки являются самыми надежными флюидоупорами. Микропоровое (субкапиллярное) строение емкостного пространства обуславливает существование высоких капиллярных давлений на границе раздела порода-вода-УВ, что является препятствием для вертикальной фильтрации УВ в непрерывной фазе по порам и существенным затруднением для диффузии их через покрышку. В связи с плохой проводимостью пород для межрезервуарных покрышек, как правило, характерны максимальные градиенты поровых давлений. В случае, если давление поровых флюидов достигает значений предела

прочности породы, происходит хрупкое разрушение покрышек с образованием трещиноватости. При этом истинная покрышка либо вообще теряет свои экранирующие свойства, либо частично становится снизу ложной покрышкой (если трещины появляются только в ее нижней части). После образования трещиноватости через покрышку осуществляется вертикальный переток УВ, происходит расформирование залежи и ловушки. Очевидно, возникает гидродинамическая связь между бывшими двумя резервуарами, и из них формируется один природный резервуар. При давлении поровых флюидов меньше предела прочности породы межрезервуарные покрышки являются надежными флюидоупорами вследствие очень низких скоростей диффузии через них. Соизмеримость, а часто и незначительность размеров поровых каналов по сравнению со свободной длиной пробега молекул газа обеспечивают небольшое рассеивание УВ и способствуют формированию под указанными покрышками самых крупных залежей нефти и газа.

Внутрирезервуарные покрышки имеют локальное или зональное распространение по площади. Это или линзы флюидоупоров или пласты пород, через которые только на ограниченных участках в определенном диапазоне геологических условий (перепад давления, температура) практически не происходит фильтрация УВ в непрерывной фазе.

Внутрирезервуарные покрышки, по сравнению с межрезервуарными, формировались из более неоднородного материала, что сказывается на строении их емкостного пространства. Наряду со значительным количеством субкапиллярных пор, в них присутствуют капиллярные поры, по которым осуществляется основное движение поровых флюидов. При давлении в залежи, превышающем капиллярное давление в порах, через внутрирезервуарную покрышку начинается фильтрация УВ из залежи в непрерывной фазе, т.е. переток УВ в вышележащий пласт-коллектор. Наличие пор капиллярной размерности и довольно свободный отток поровых флюидов приводит к тому, что для внутрирезервуарных покрышек не характерны высокие градиенты поровых давлений и под ними не формируются залежи УВ такой же высоты, как под межрезервуарными покрышками. Поэтому локальные поднятия, выделенные по подошве внутрирезервуарной покрышки в замкнутом контуре, далеко не всегда бывают полностью (до уровня критической седловины) заполнены УВ; в определенных условиях такая покрышка вообще не удерживает под собою УВ, и залежи, следовательно, не образуются.

В связи с выделением различных типов флюидоупоров расширяется и само **понятие природного резервуара**. В случае, если в толще пород, заключенной между двумя межрезервуарными покрышками, имеется несколько пластов-коллекторов и разделяющих их внутрирезервуарных покрышек, их следует объединять в один природный резервуар. Обязательным условием выделения единого природного резервуара является существование гидродинамической связи между всеми пластами-коллекторами и наличие перекрывающих и подстилающих межрезервуарных покрышек.

На основании вышесказанного под природным резервуаром понимается следующее.

Природный резервуар – это геологическое тело, состоящее из пластов-коллекторов, часто содержащее также пласты и линзы слабопроницаемых пород внутрирезервуарных покрышек и проницаемых пород – неколлекторов, образующих единую гидродинамическую систему и ограниченное сверху и снизу межрезервуарными покрышками. Среди проницаемых пород-неколлекторов, то есть пород, обладающих проницаемостью, но не имеющих существенной емкости, наиболее важное значение имеют породы, залегающие под межрезервуарной покрышкой и образующие ложную покрышку. На этом основании по строению различаются двучленные и трехчленные природные резервуары простого и сложного строения. Резервуары простого строения содержат залежи массивного, массивно-пластового и однопластового типов. В данных методических указаниях представлены рекомендации по прогнозу нефтегазоносности локальных объектов в трехчленных природных резервуарах простого строения.

В трехчленном резервуаре в отличие от двучленного выделяется третий элемент – ложная покрывка, залегающая между коллектором и межрезервуарной покрывкой.

Ложной покрывкой (иногда ее называют флюидопроводящей толщей, проницаемым неколлектором, полупокрывкой, промежуточной толщей рассеивания, неэффективной покрывкой) могут быть слои или толщи любых плотных пород, если они обладают трещинной флюидопроводностью и залегают между коллектором и истинной покрывкой. Наиболее часто свойством трещинной флюидопроводности обладают слои и толщи массивных ангидритов, чистых массивных и слоистых плотных известняков, аргиллитов, неразбухающих глин.

По физическим свойствам сами указанные породы являются непроницаемыми для углеводородов и могли бы быть покрывками, если бы не текстурные особенности (наличие трещин, слоистость, сланцеватость) всей толщи, делающие ее флюидопроводящей, не способной экранировать залежи углеводородов.

Ложные и внутрирезервуарные покрывки имеют большое внешнее сходство, так как представлены плотными породами, но принципиально отличаются типом емкостного пространства, по которому осуществляется фильтрация флюидов (УВ). В ложных покрывках этот процесс идет по системам открытых трещин, в которых совсем не действуют силы капиллярного натяжения, тогда как во внутрирезервуарных покрывках фильтрация происходит по системам поровых каналов и затруднена капиллярными силами.

Основанием для выделения ложных покрывок и отделения их от истинных покрывок являются следующие факторы:

- наличие в керне редких трещин, иногда заполненных битумом, окисленной нефтью;
- газопоказания в интервале плотных пород над пластом-коллектором на диаграммах газового каротажа;
- содержание в породе миграционного битума и определенная доля низкомолекулярных углеводородов в составе углеводородов;
- данные временных замеров электрических методов ГИС;
- данные гамма-спектрального каротажа;
- нефтегазопроявления при опробовании скважин.

Кроме того, могут быть использованы и косвенные признаки. Так, недозаполненность УВ поднятия под межрезервуарной покрывкой косвенно указывает на наличие ложной покрывки между коллектором и истинной покрывкой. Наблюдаемые на диаграммах геофизических исследований скважин изменения уровней записи также позволяют намечать ложную покрывку в интервале перехода от пласта-коллектора к покрывке .

Выделение между коллектором и истинной покрывкой флюидопроводящей ложной покрывки существенно меняет **представление об объеме ловушки**. Раньше за объем сводовой ловушки принимался объем коллекторов, заключенный в локальном поднятии, выделенном по кровле коллекторов, а высотой ловушки считалась высота этого поднятия. В трехчленном природном резервуаре между коллектором и истинной покрывкой залегают ложная покрывка, не способная экранировать залежь УВ, поэтому поднятие, выделенное по кровле коллекторов, в направлении регионального подъема слоев на участке "критической седловины" (КС) оказывается частично раскрытым и может удерживать залежь УВ лишь в своей верхней части, выше уровня отметки кровли ложной покрывки (подошвы истинной покрывки) на участке критической седловины. Только эта часть локального поднятия и является ловушкой УВ (рис. 3.4.9).

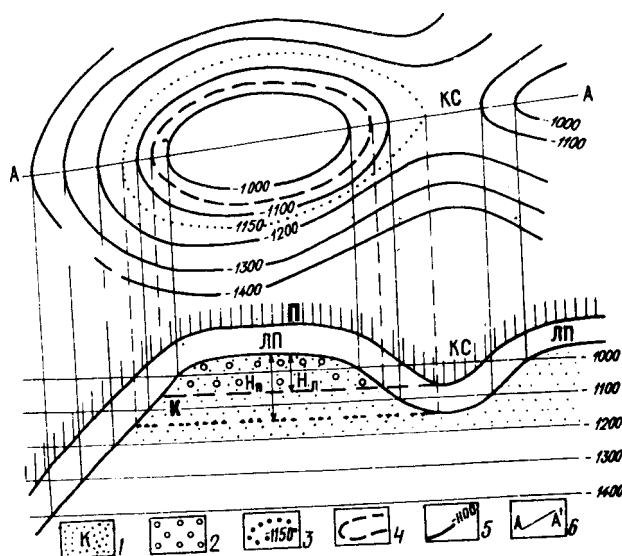


Рис. 3.4.9. Схематическое изображение в поперечном разрезе и в плане ловушки в простом трехчленном природном резервуаре

1 – коллектор; 2 – залежь УВ; 3 – граница площади структуры по кровле продуктивного горизонта, неправильно отождествляемая с площадью ловушки; 4 – граница площади истинной ловушки, выделенная с учетом толщины ложной покрывки; 5 – изогипсы поверхности продуктивного горизонта; 6 – линия геологического профиля. Буквами на схеме обозначены: П – истинная покрывка; ЛП – ложная покрывка; Нп – высота поднятия, неправильно отождествляемая с высотой ловушки; Нл – высота истинной ловушки, определенная с учетом толщины ложной покрывки; КС – критическая седловина; К – коллектор

Таким образом, для выделения ловушки и определения ее высоты в трехчленном резервуаре необходимо знание морфологии не одной поверхности (кровли продуктивного пласта), а двух разобщенных поверхностей – кровли коллекторов и подошвы истинной покрывки. Только в этом случае могут быть определены на поднятии ловушка и ее высота (Нл), которая равна разности между высотой поднятия по кровле коллекторов (Нп) и толщиной (мощностью) ложной покрывки (Тлп) на участке критической седловины (КС) или разности между абсолютными отметками поверхности коллекторов в своде поднятия и подошвы истинной покрывки на участке критической седловины. При таком новом подходе ловушка УВ на площади локального поднятия существует при условии: $Нл > Тлп$.

Высота ловушки в этом случае определяется по формуле: $Нл = Нп - Тлп$.

Наличие ложной покрывки существенно меняет и общепринятые представления о причинах различной степени заполненности поднятий УВ. Анализ этого параметра в разных нефтегазоносных районах показал, что во всех случаях положение ГВК (ВНК) совпадает с уровнем подошвы истинной покрывки (кровли ложной покрывки) на участке критической седловины локального поднятия. Следовательно, ловушки, выделяемые с учетом толщины ложной покрывки, заполнены нефтью (газом) до замка, то есть полностью. При этом из-за изменения толщины ложной покрывки на участке критической седловины при полном заполнении ловушки углеводородами степень заполнения локальных поднятий, выделенных по кровле коллекторов, может быть самой различной (рис. 3.4.10).

Высота локального поднятия по кровле коллекторов (Нп) в трехчленном резервуаре всегда больше высоты ловушки (Нл), а высота ловушки равна высоте залежи (Нз):

$$Нп > (Нл = Нз)$$

Открытие факта повсеместной предельной заполненности ловушек УВ позволяет при наличии данных о региональных и локальных изменениях толщины пород ложной покрывки судить о наличии ловушки на выявленном поднятии и, следовательно, о возможной его нефтегазоносности.

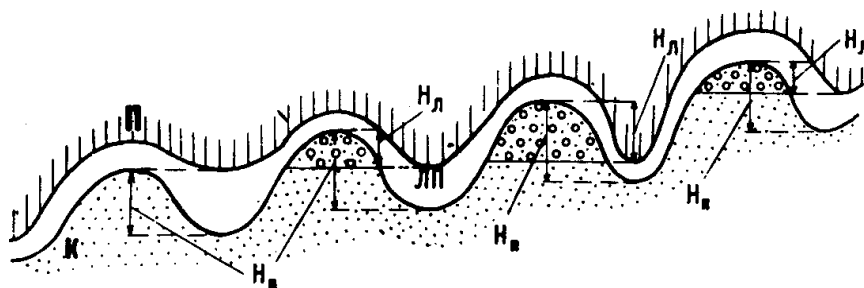


Рис. 3.4.10. Локальные поднятия с различной степенью заполнения УВ в зависимости от толщины ложной покрывки. Условные обозначения см. на рис. 3.4.9

Выделение ложных покрывок важно не только для определения истинных размеров ловушек и обоснованного анализа закономерностей их заполнения в каждом регионе, но и для прогноза нефтегазоносности локальных объектов по результатам бурения первой скважины, а в ряде районов и до начала глубокого бурения.

Прогноз нефтегазоносности локальных объектов базируется на трех геологических предпосылках.

1. Природные резервуары по своему строению трехчленны, третий элемент – ложная покрывка.

2. Ловушкой в трехчленном природном резервуаре является не весь объем локального поднятия в замкнутом контуре по кровле коллектора, а лишь его верхняя часть, высота которой равна разности, между высотой поднятия по кровле коллектора и толщиной ложной покрывки на участке критической седловины.

3. В нефтегазосодержащих комплексах, как правило, все ловушки, выделенные с учетом толщины ложной покрывки, заполнены углеводородами до замка, то есть полностью.

Выделение основных элементов трехчленного природного резервуара и районирование региона по особенностям строения ложной покрывки.

Главным при решении данной задачи является выделение ложной покрывки, установление закономерностей изменения ее толщины в пределах региона и проведение районирования на основе соотношения средних высот локальных поднятий (по кровле коллекторов) и средних значений толщины покрывки. При этом используются также имеющиеся данные о коэффициентах заполнения локальных поднятий УВ, косвенно указывающие на толщину ложной покрывки.

Наиболее распространенными породами, перекрывающими коллекторы нефти и газа в разрезе месторождений, являются сульфатно-галогенные и глинистые. Основными параметрами, от которых зависят свойства покрывок, являются их толщина, однородность, гранулометрический и минералогический состав, сорбционные свойства глинистых минералов, наличие органического вещества, структурно-текстурные особенности пород, структура порового пространства, наличие разрывных нарушений и свойства жидкостей, насыщающих породу.

Толщина является важным фактором, влияющим на качество покрывок, хотя корреляционной зависимости между толщинами покрывок и высотами залежей не существует. Неоднородность глинистых покрывок оценивается суммарной толщиной песчаников, алевролитов и других пород, выраженной в процентах от толщины покрывок, а также количеством таких прослоев. Если содержание указанных прослоев превышает 25%, то покрывку следует считать неоднородной. Чем неоднороднее покрывка, тем, как правило, хуже ее экранирующие свойства. Наличие песчаной и алевроитовой примеси в глинах искажает ориентированный характер укладки глинистых минералов. Это увеличивает пористость и проницаемость глинистых пород, резко снижает их флюидоупорность.

Минералогический состав пород покрывок в значительной степени влияет на их экранирующие способности вследствие различных дисперсности и величины емкости поглощения глинистых минералов. Высокими экранирующими свойствами обладают монтмориллонит или монтмориллонит-гидролюдистые смешанослойные образования, связанные с аградацией монтмориллонита. У каолинистых и гидролюдисто-каолинистых глин фильтрационные способности выше. Такие глины отличаются меньшей пластичностью и прочностью.

Среди хомогенных покрывок широким распространением пользуются гидрхимические породы и глинистые карбонаты. Высокая пластичность каменной соли, в особенности галита, сохраняющаяся в условиях больших глубин, обеспечивает высокие экранирующие способности этих толщ. Гипс по пластическим и экранирующим свойствам близок к каменной соли. По данным В.П. Савченко и Я.А. Берето (1977), объемная прочность каменной соли и гипса примерно одинакова и при боковых давлениях 8,0-20,0 МПа характеризует их как высокопластичные породы. В то же время ангидрит приобретает пластичность при боковых давлениях 25,0-38,0 МПа. При одноосном сжатии и нормальной температуре ангидрит обладает только упругой деформацией, то есть ведет себя как хрупкое тело.

Существующие в земной коре условия неравномерного сжатия, а также высокие скорости деформации, характерные при геодинамических нагрузках, приводят к тому, что ангидритовые, а иногда и галогенные толщи, теряют герметичность и становятся проницаемыми для газовых и нефтяных флюидов. Подобно глинистым отложениям, неоднородность литологического состава сульфатно-галогенных пород, например, наличие примеси карбонатных минералов, может значительно снижать экранирующие свойства этих толщ.

Экспериментальные исследования Н.Н. Павловой показали, что в упруго-хрупких породах на определенных уровнях деформирующих напряжений начинается образование микротрещин и связанное с ними разуплотнение структуры пород. Результаты экспериментов позволили высказать предположение, что в зонах тектонической активности сохранение экранирующих свойств более вероятно у чистых от примесей глин, чем у ангидритов и, возможно, солей. При погружении осадков развиваются условия, затрудняющие отток флюидов, возникают пласты недоуплотненных глин с высокими капиллярными давлениями, создающие так называемые "барьеры давлений" (Фертль, 1980). Эти зоны являются препятствием для вертикальных перетоков и способствуют возникновению латеральной фильтрации.

Дополнительные источники флюидов, создающие АВПД в условиях барьеров проницаемости, возникают в результате фазовых минеральных превращений на глубине. Переход гипса в ангидрит сопровождается выделением значительных объемов воды. Регидратация ангидрита в гипс также повышает давление за счет увеличения объема пород (примерно на 40% в полностью гидратированном состоянии). При переходе монтмориллонита в иллит выделяются значительные порции воды, происходит разуплотнение блоков породы, создаются области повышенной пористости, высоких гидростатических давлений, происходят микро-разрывы, образуются трещины (В.Н. Холодов, 1983).

Созданное за счет затрудненного оттока флюидов, фазовых минеральных превращений и осмотических явлений давление флюидов в глинах может быть равно или превышать давление вышележащих слоев, что ведет к гидроразрыву и диапиризму (Фертль, 1980).

В результате естественного трещинообразования пластичные слои сульфатных и терригенных пород приобретают определенные фильтрационные свойства и могут переходить из группы пород-покрывок в породы-ложные покрывки, а иногда и в трещинные коллекторы.

Выделение ложной покрывки производится в два приема. Первоначально в стратиграфическом комплексе отложений с доказаной нефтегазоносностью или перспективном на нефть и газ, по материалам ГИС, выделяются интервалы, сложенные проницаемыми породами – возможными коллекторами нефти и газа. Затем проводится анализ строения и состава пачек плотных пород, перекрывающих пласты-коллекторы. По данным лабораторных исследований состава и свойств пород и комплекса методов ГИС в толще плотных пород выявляются уровни изменения их петрофизических свойств, обычно

обусловленные изменениями минералогического состава пород или их текстурных особенностей. Эти изменения могут быть связаны с последовательными переходами от песчаных пород к песчано-алевролитоглинистым и чисто глинистым, или от карбонатных к сульфатным и галогенным (рис. 3.4.11 и 3.4.12), и отражаются на диаграммах различных методов ГИС.

В настоящее время не существует какой-либо универсальной, применимой к любым отложениям и районам методики выделения в разрезах истинных и ложных покрышек. Этот вопрос, особенно в сложных разрезах, где коллекторы перекрываются терригенными, терригенно-карбонатными, сульфатно-карбонатными и другими толщами переслаивания, в каждом конкретном случае должен решаться исходя из особенностей геологического строения рассматриваемого природного резервуара и имеющегося комплекса ГИС, а также с учетом данных исследования керна.

Однако есть **несколько общих и совершенно очевидных соображений**, помогающих разделять истинные и ложные покрышки.

1. Необходимым условием отнесения непроницаемого пласта к истинным межрезервуарным покрышкам является его коррелируемость во всех скважинах региона, а к истинным внутррезервуарным – коррелируемость в пределах площади.

2. Ложные покрышки, обладая ничтожно малой полезной емкостью, имеют все-таки определенную проницаемость. Следовательно, можно на качественном уровне разделять встречающиеся в разрезе пласты-неколлекторы на истинные и ложные покрышки по этому признаку.

3. Ложные покрышки над залежами УВ несут признаки нефтегазонасыщенности, истинные покрышки таких признаков не имеют. Трещинная проводимость слоев и толщ плотных массивных пород, например ангидритов, на диаграммах газового каротажа отражается аномалиями в виде единичных пиков, возникающих на участках пересечения стволом скважин флюидосодержащей трещины в породе.

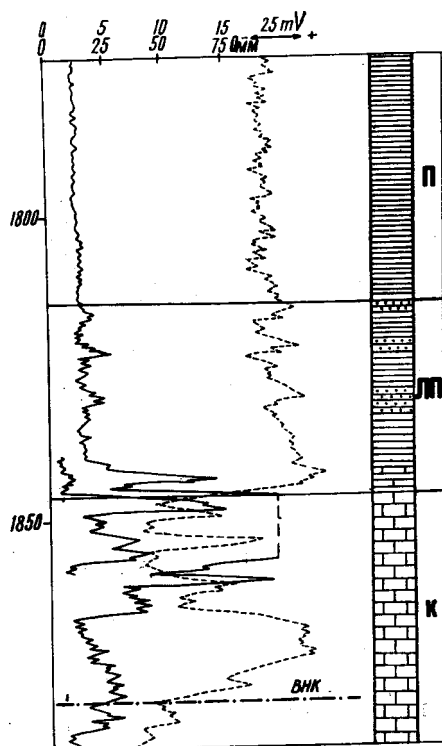


Рис. 3.4.11. Выделение ложной покрышки на диаграммах КС и ПС (пл. Леляки, скв. 6)

Для выделения ложной покрышки, характеризующейся признаками нефтегазонасыщенности, может быть использована установленная Е.С. Ларской (1983) закономерность изменения состава и содержания битумов в породах, перекрывающих продуктивный пласт-

коллектор. Ложной крышкой соответствует интервал пород над коллектором, содержащий миграционный битум.

Проницаемость ложных крышек может быть установлена в ряде случаев по данным временных замеров электрических методов ГИС, например бокового или индукционного каротажа (БК, ИК) в зависимости от того, какая часть разреза рассматривается, высокоомная или низкоомная. В высокоомной части разреза эффективны временные замеры БК.

Более достоверную информацию в низкоомной части разреза дают временные замеры индукционного каротажа.

При наличии на локальной структуре двух скважин, одна из которых находится за контуром нефтегазоносности, задача выделения истинных крышек может решаться сравнением электросопротивлений (или проводимостей) коррелируемых по другим методам ГИС (ГК, НГК, ПС, КВ и др.) пластов. Если при неизменной литологии пласт в законтурной скважине имеет меньшее сопротивление, чем во внутриконтурной, есть основания полагать, что эта разница объясняется наличием углеводородов в гипсометрически более высоком участке пласта. Следовательно, такой пласт истинной крышкой считаться не может. И наоборот, коррелируемый пласт, электросопротивление или проводимость которого не зависит от положения скважины на структуре, может рассматриваться в качестве возможной истинной крышки.

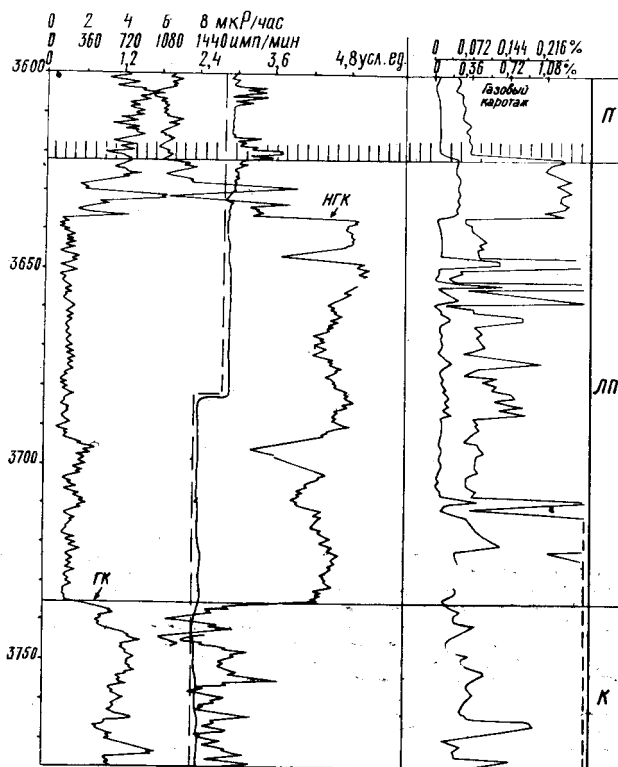


Рис. 3.4.12. Выделение ложной крышки по газовому каротажу (пл. Карачаганак, скв. 2)

В геологических условиях, где в качестве возможных крышек должны рассматриваться как плотные высокоомные, например карбонатные, так и низкоомные терригенные и терригенно-карбонатные отложения, можно рекомендовать совместное проведение в одной и той же скважине временных замеров БК и ИК с целью поиска возможных истинных крышек как в глинистой, так и карбонатной частях разреза. Но в отличие от аналогичных временных замеров, применяемых для выделения коллекторов, при работе на выделение крышек следует применять значительно большие временные интервалы между замерами с тем, чтобы успела сформироваться зона проникновения в слабопроницаемых ложных крышках.

Вопрос о времени между замерами следует решать исходя из конкретных геологических условий и опыта применения временных замеров в данном районе. Например, анализ материалов по рассмотренным выше площадям севера Тимано-Печорской провинции показывает, что временные замеры с интервалом менее полутора месяцев не поддаются однозначной интерпретации при выделении возможных истинных покрывшек, так как изменения проводимостей и сопротивлений в таких случаях в ложных покрывшках соизмеримы с погрешностями измерений.

При оценке истинных и ложных покрывшек в глинистых отложениях эффективным может быть метод спектрометрии естественного гамма-излучения, позволяющий охарактеризовать эти породы с точки зрения их фильтрационно-емкостных свойств и потенциальной нефтегазоносности. По данным гамма-спектрометрии малопроницаемые богатые органическим веществом глины характеризуются высоким содержанием калия, тория и особенно урана. Трещиноватые разности глин отличаются низким содержанием калия и тория и исключительно высокой концентрацией урана.

После выделения в разрезе толщи пород, являющейся ложной покрывшкой, необходимо установить **общие закономерности изменения ее толщины** в пределах региона.

Поскольку от соотношения толщины ложной покрывшки (**Тлп**) на участке критической седловины и высоты поднятия по кровле коллекторов (**Нп**) зависит наличие ловушки в данном поднятии, то, зная особенности распределения толщин ложной покрывшки, можно проводить районирование региона по признакам:

$Нп/Тлп > 1$ и $Нп/Тлп < 1$.

Если в пределах изучаемой территории толщина ложной покрывшки существенно не меняется над сводами и участками критических седловин локальных поднятий, то по указанным признакам обособляются участки, где **$Нп/Тлп > 1$** и, следовательно, имеются ловушки для углеводородов, и где **$Нп/Тлп < 1$** , то есть ловушки отсутствуют.

В тех случаях, когда в пределах изучаемой территории развиты локальные поднятия различного генезиса – тектонические и седиментационные, необходимо учитывать возможность изменения толщины ложной покрывшки от свода к периферии поднятия. Эти изменения на поднятиях рифового типа могут быть весьма значительными.

Например, в Западном Узбекистане толщина пачки нижних ангидритов, являющихся ложной покрывшкой, изменяется от 15-20 м над сводом рифового массива до 120-140 м на участке его критической седловины, что существенно сказывается на высоте ловушки (см. рис. 3.4.10). Над тектоническими поднятиями толщина ложной покрывшки обычно изменяется незначительно, и для расчета ее величина может быть принята по любой известной точке. При выделении ложных покрывшек следует учитывать возможность латерального перехода их в коллекторы или локальные покрывшки. Такие участки следует выделять при районировании территории по соотношению толщины ложных покрывшек и высот локальных поднятий. Из отношения **$Нп/Тлп > 1$** следует, что чем больше высота структуры превышает толщину ложной покрывшки на участке критической седловины, тем больше будет высота (и, следовательно, объем) ловушки и тем вероятнее открытие в ней крупной залежи УВ.

Выделение ловушек среди подготовленных к бурению локальных поднятий.

Задача решается на основе анализа условий, необходимых для наличия на локальном поднятии ловушки, то есть соблюдения правила: **$Нл > Тлп$** .

При наличии достоверной структурной карты локального поднятия по кровле продуктивного горизонта участок критической седловины определяется положением наиболее высокой седловины по подошве истинной покрывшки (см. рис. 3.4.9). При этом необходимо обязательно учитывать возможные изменения толщины ложной покрывшки в пределах анализируемой площади, нередко приводящие к несовпадению в плане участков критической седловины локального поднятия по кровле продуктивного горизонта и критической седловины ловушки, выделенной с учетом толщины ложной покрывшки.

Сравнение высоты поднятия, определенной по структурной карте кровли продуктивного горизонта, с рассчитанной толщиной ложной покрышки на участке критической седловины по подошве истинной покрышки, позволяет однозначно определять наличие или отсутствие на площади ловушки. Если высота поднятия меньше толщины ложной покрышки, то есть $H_{п} < T_{лп}$, ловушка отсутствует, и залежи УВ на этом поднятии не будет. Если высота поднятия больше толщины ложной покрышки, то есть $H_{п} > T_{лп}$, ловушка имеется.

Аналогичным образом решается данная задача и в случае, когда несколько небольших куполовидных поднятий осложняют единое, более крупное поднятие. В этом случае критической седловиной обычно является участок замыкания поднятия со стороны общего регионального подъема отложений.

Более сложно решается задача при наличии на локальном поднятии тектонического нарушения, ибо на многочисленных примерах установлено, что тектонические нарушения и при сохранении целостности истинной покрышки значительно влияют на размеры и формы ловушек, а иногда и на само их существование. Ловушка может полностью расформироваться даже тогда, когда тектоническое нарушение образуется за ее пределами. До введения поднятия о ложной покрышке такие случаи представлялись бы невозможными.

При наличии на поднятии тектонического нарушения для определения положения критической седловины и высоты ловушки необходимо учитывать положение тектонического нарушения, его поднятого и опущенного крыльев, амплитуду смещения пород по плоскости нарушения и рассчитывать по данным бурения на смежных площадях (если нет скважины на анализируемой площади) с какими породами по плоскости нарушения входят в контакт пласты-коллекторы, ложные покрышки и истинные покрышки.

В тех случаях, когда на анализируемом объекте толщина ложной покрышки неизвестна, она может быть принята по аналогии на основе данных бурения по соседним площадям или исходя из установленных общих закономерностей изменения ее мощности в районе. Но в этом случае определенный вывод о наличии или отсутствии ловушки может быть сделан лишь при условии значительной разницы между значением высоты структуры и предполагаемой толщиной ложной покрышки. Разница эта должна превышать значения возможной ошибки высотной привязки маркирующего горизонта и возможные погрешности в оценке толщины ложной покрышки. Если эти условия не могут быть соблюдены, то однозначно вопрос о наличии или отсутствии ловушки не решается.

Определение высоты ловушки (залежи) и положения газоводяного и водонефтяного контактов, площади ловушки и возможной площади залежи.

При наличии структурных карт по подошве истинной покрышки и кровле пласта-коллектора высота ловушки определяется по разности абсолютных отметок кровли коллектора в своде поднятия и подошвы истинной покрышки на участке критической седловины. Если имеется структурная карта только по одной из указанных поверхностей, то высота ловушки рассчитывается по формуле $H_{л} = H_{п} - T_{лп}$.

Определение высоты ловушки является, по существу, определением возможной высоты залежи, так как установлено, что в нефтегазосодержащих комплексах ловушки, выделяемые с учетом толщины ложной покрышки, заполнены УВ полностью. Отсюда следует, что отметка нижней замкнутой горизонтали на карте локального поднятия по подошве истинной покрышки и является возможной отметкой ГВК (ВНК).

Определение возможной площади залежи решается на основе структурных карт по подошве истинной покрышки или по кровле продуктивного горизонта путем графического расчета площади ловушки на уровне предполагаемого ГВК (ВНК). Для этого в масштабе структурной карты строится геологический профиль по двум поверхностям: кровле пласта-коллектора и подошве истинной покрышки. По этому профилю определяется положение ГВК (ВНК) и точки пересечения его плоскости с поверхностью пласта-коллектора сносятся на структурную карту (рис. 3.4.13).

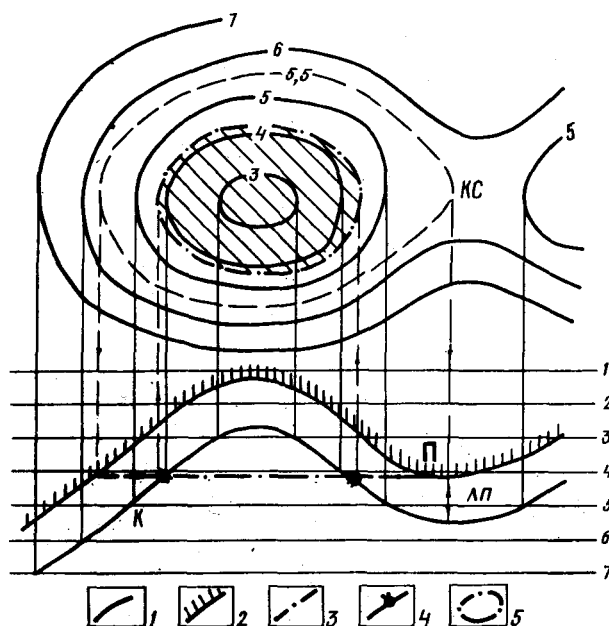


Рис. 3.4.13. Определение возможной площади залежи на структурной карте по кровле пласта-коллектора (продуктивного горизонта)
 1 – изогипсы кровли продуктивного горизонта; 2 – положение подошвы истинной покрышки с учетом толщины ложной покрышки (Тлп); 3 – положение контакта газ (нефть) – вода; 4 – точка пересечения плоскости контакта газ (нефть) – вода с кровлей пласта-коллектора; 5 – возможная площадь залежи УВ

3.5. ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НА СТАДИИ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ СТРУКТУР К БУРЕНИЮ

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М. 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

Временное методическое руководство по подсчету перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата (категории С₃) и порядку их учета. М. 1983.

Положение о порядке приема и учета нефтегазоперспективных структур и объектов аномалий типа залежи (АТЗ) и подготовки их характеристик для ввода в ЭВМ. М. ВИЭМС, 1979.

Прогнозные локализованные ресурсы ловушек, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований, находящиеся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью, **оцениваются по категории Д₁лок.**

Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов реализуется с учетом плотности прогнозных ресурсов категории Д₁ и установленной площади выявленного объекта.

Локализованные прогнозные ресурсы должны отвечать следующим требованиям:

а) структурная, стратиграфическая или литологическая ловушка изучена с детальностью, позволяющей составить технически обоснованные карты изогипс оцениваемого нефтегазоперспективного или нефтегазоносного комплекса (горизонта) с надежностью, отвечающей кондициям структур (объектов), подготовленных к поисковому бурению;

б) продуктивность каждого оцениваемого нефтегазоперспективного комплекса (горизонта) доказана в пределах рассматриваемой структуры I порядка (для категории Д₁) или установлена на структурах I порядка, сходных с рассматриваемой по геологическому строению и характеру критериев нефтегазоносности (для категории Д₂).

Оценка ресурсов структур по удельной плотности ресурсов производится по каждому нефтегазоперспективному или нефтегазоносному комплексу. При этом используется набор карт, составленных при последней оценке перспектив нефтегазоносности: подсчетные

планы каждого из комплексов с указанием оценки ресурсов для каждого подсчетного и эталонного участка и их плотности на них в тыс.т или м³ и карты начальных ресурсов, отражающие распределение удельных плотностей ресурсов. Вследствие того, что на этих картах и подсчетных планах удельные плотности ресурсов распределены на всю площадь, как занятую ловушками, так и расположенную между ними, это должно быть учтено при использовании площади оцениваемой ловушки в качестве расчетной.

Оценка локализованных прогнозных ресурсов с помощью объемного способа подсчета возможна лишь для категории Д₁ и только в тех случаях, когда значения подсчетных параметров могут быть получены интерполяцией и экстраполяцией из области удовлетворительного картирования их значений в район подготовленной ловушки. Так как для ресурсов категории Д₁ характерна неполнота информации о степени заполнения оцениваемых ловушек, оценка объемным методом является верхним пределом прогнозируемого в них количества ресурсов нефти и газа. Более точное решение задачи о степени заполнения возможно путем регрессионного анализа показателей условий формирования залежей эталонной выборки или совокупности эталонных выборок, отвечающих геологическим условиям района оцениваемой структуры (объекта).

В тех случаях, когда для оценки локализованных прогнозных ресурсов объемным способом информации о подсчетных параметрах недостаточно, используются зависимости между показателями условий формирования залежей эталонных выборок и ресурсами в них. В качестве ведущих показателей аккумуляция залежей выступают объем ловушки, отвечающий основным параметрам подготовленных структур (их площади и амплитуде), пористость, проницаемость, мощность коллектора и площадь нефтесбора оцениваемой ловушки. Сохранность залежей определяется экранирующими способностями покрышки, зависящими от ее мощности, проницаемости и регионального наклона. В качестве наиболее информативных признаков, определяющих условия генерации, используются мощность резервуара, содержание Сор_г, степень его преобразованности. В зависимости от специфики района, в котором расположена оцениваемая ловушка, набор признаков, определяемых с помощью регрессионного анализа, может изменяться.

При определении величины прогнозных ресурсов с помощью метода геологических аналогий на расчетные участки переносятся характеристики эталонных участков. Исходя из этого на эталонном участке необходимо установить структурную напряженность, распределение структур по их площади и величине запасов и, перенося эти закономерности на расчетный участок, определить ресурсы оцениваемой ловушки. Расчеты производятся в следующей последовательности:

- а) определение значения коэффициента структурной напряженности эталонного участка как частного от деления суммы площадей структур на общую площадь эталонного участка;
 - б) определение средней площади структуры эталонного участка;
 - в) установление распределения структур эталонного участка по величине их площади;
 - г) установление распределения ресурсов структур эталонного участка в зависимости от их площади;
 - д) определение с помощью коэффициента структурной напряженности общей площади структур на расчетном участке;
 - е) определение с помощью средней площади структуры на эталоне числа структур на расчетном участке;
 - ж) распределение структур расчетного участка по их площади с привлечением зависимости, установленной на эталоне;
- з) определение с привлечением зависимости, установленной на эталонном участке, ресурсов оцениваемой структуры по величине ее площади.

В связи с тем, что в отличие от ресурсов категории Д₁, при оценке ресурсов категории Д₂ используются внешние эталоны, более далекие и даже общие аналогии геологического строения, а ранг эталонов зачастую отвечает структурам I порядка, характеристики структурной напряженности, распределение структур по величине их площади и отвечающих ей ресурсов носят более общий характер.

При оценке локализованных ресурсов категории D_1 и D_2 содержание стабильного конденсата в свободном газе определяется исходя из его среднего потенциального содержания в оцениваемом регионе или устанавливается методом аналогии.

Величина нефтеотдачи принимается равной утвержденной при прогнозной оценке ресурсов нефти рассматриваемого комплекса, коэффициент извлечения свободного газа принимается равным 0,85.

Перспективные ресурсы нефти и газа, подготовленных для глубокого бурения ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района, *оцениваются по категории C_3* .

Перспективные ресурсы категории C_3 выделяются также на разведанных месторождениях в не вскрытых бурением пластах, продуктивность которых установлена на других месторождениях.

Оценка ресурсов структуры, подготовленной к бурению, является суммой оценок всех слагающих ее перспективных горизонтов, и для определения ресурсов этой структуры необходимо произвести оценку ресурсов каждого перспективного нефтегазоносного горизонта.

Подсчет перспективных ресурсов нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений *проводится только объемным методом*.

При подсчете ресурсов нефти используется формула:

$$Q_n = S \cdot h \cdot K_p \cdot K_n \cdot \gamma_{ст.} \cdot K_{пер.},$$

где, Q_n бал. – балансовые ресурсы нефти, тонн,

S – площадь, тыс.м²;

$h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность, м;

K_p – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, ед.;

$\gamma_{ст.}$ – плотность нефти на поверхности, т/м³;

$K_{пер.}$ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, ед.

$$K_{пер.} = 1/v > 1.0,$$

v – объемный коэффициент плотности нефти, ед.,

$$v = v_{пл.} / v_{ст.},$$

$v_{пл.}$ – объем нефти в пластовых условиях, $v_{ст.}$ – объем нефти в стандартных условиях.

$$Q_n_{изв.} = Q_{бал.} \cdot K_{из.н.},$$

где $Q_n_{изв.}$ – извлекаемые ресурсы нефти; $K_{из.н.}$ – коэффициент нефтеотдачи.

При подсчете ресурсов газа используется формула:

$$Q_g_{изв.} = S \cdot h \cdot K_p \cdot K_g \cdot P_{пл.} \cdot 1/z \cdot f \cdot K_{из.г.},$$

где Q_g – извлекаемые ресурсы газа, м³;

S – площадь, тыс.м²;

$h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент пористости, ед.;

K_g – коэффициент газонасыщенности, ед.;

$P_{пл.}$ – начальное пластовое давление, атм (МПах10,197);

z – коэффициент сверхсжимаемости газа, ед.;

f – поправка на температуру, ед.;

$K_{из.г.}$ – коэффициент извлечения газа, ед.

$$f = (T + t_{ст.}) / (T + t_{пл.}),$$

где T – 273° Кельвина;

$t_{ст.}$ – 20°С;

$t_{пл.}$ – пластовая температура °С.

Извлекаемые ресурсы растворенного газа подсчитываются по формуле:

$$V_{p.g.} = Q_{n \text{ изв.}} \cdot \eta_{p.g.},$$

где $\eta_{p.g.}$ – газовый фактор, м³/т;

Киз.к – коэффициент извлечения конденсата, ед.

Извлекаемые ресурсы конденсата подсчитываются по формуле:

$$Q_{k \text{ изв.}} = Q_{g \text{ бал.}} \cdot \eta_k \cdot \gamma_{k \text{ ст.}} \cdot K_{из.к}$$

где **Q_{к изв.}** – извлекаемые ресурсы конденсата, т;

Q_{г бал.} – балансовые ресурсы газа, м³;

η_к – среднее начальное содержание в газе стабильного конденсата, см³/м³;

γ_{к ст.} – плотность стабильного конденсата на поверхности, т/м³;

Киз.к – коэффициент извлечения конденсата, ед.

Перспективные ресурсы категории С₃ должны отвечать следующим требованиям:

на подготовленных для глубокого бурения площадях форма, размер и условия залегания предполагаемой залежи должны быть определены в общих чертах по результатам достоверных для данного района геологических и геофизических исследований; в пределах района степень подтверждаемости размеров и форм этих структур установлены по данным глубокого бурения;

толщина и коллекторские свойства пластов, перекрытых непроницаемыми породами, прогнозируются по данным структурно-фациального анализа, опирающегося на данные бурения;

возможность промышленной нефте- или газонасыщенности коллекторов – по аналогии с изученными месторождениями и по результатам анализа условий формирования нефтяных и газовых месторождений в пределах изученной структурно-фациальной зоны;

состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями;

подсчет ресурсов произведен по отдельным пластам, промышленная продуктивность которых установлена на ряде других, уже изученных, аналогичных по геологическому строению месторождениях, находящихся в пределах этой же структурно-фациальной зоны (района нефтегазонакопления);

величина коэффициента заполнения ловушки принимается по аналогии с месторождениями, разведанными в данной структурно-фациальной зоне.

В не вскрытых бурением пластах разведанных месторождений их параметры могут быть приняты по аналогии с изученными продуктивными пластами в пределах данной структурно-фациальной зоны с учетом выявленных закономерностей тектоники и изменения литологических особенностей пород.

Обоснованию подлежат все параметры подсчета.

Для подсчета используются структурные построения, выполненные по каждому перспективному нефтегазоносному горизонту. В условиях вероятного совпадения структурных планов маркирующего (отражающего) и нефтегазоносного горизонтов могут использоваться отчетные (результативные) структурные построения по данным сейсморазведки или структурного бурения. В условиях несовпадения структурных планов маркирующего и нефтегазоносного горизонтов (плановое или амплитудное несоответствие) выполняются структурные построения с учетом этого несовпадения.

Положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих площадь нефтегазоносности, определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же горизонта или пласта в близрасположенных залежах (по картам изоконтактов) или коэффициентов заполнения этих залежей с учетом известных закономерностей формирования залежей данного нефтегазоносного района. На степень заполнения ловушки оказывают влияние литологические особенности пласта, возможность изменения коллекторских свойств, поэтому к анализу необходимо привлекать карты, отражающие распределение литологического состава и коллекторских свойств.

При определении степени заполнения ловушек учитываются возможности наличия "ложных покрышек", вводятся поправки на их мощность. Степень заполнения ловушки и фазовое состояние содержащихся в ней углеводородов в значительной мере определяются термобарическими условиями, поэтому необходимо использование карт изобар (гидродинамических напоров) и изотерм.

В случаях приуроченности к нефтегазоперспективному объекту геохимической или геофизической аномалии, отождествляемой с залежью нефти или газа (аномалия типа залежь – АТЗ), при условии подтверждаемости АТЗ в исследуемом районе площадь нефтегазоносности определяется площадью предполагаемой залежи.

Эффективная мощность (толщина) нефтенасыщенной части пласта определяется с привлечением сведений о ее значениях в близрасположенных залежах, региональном изменении мощности оцениваемого комплекса, основных характеристиках неоднородности и зависимости между амплитудой ловушки и эффективной мощностью, установленной в районе.

Для определения значения пористости и нефтегазонасыщенности используются сведения по близлежащим залежам и закономерности их изменения.

Плотность нефти, ее газонасыщенность, пересчетный коэффициент на усадку нефти определяются с привлечением закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей, установленных в районе.

При оценке объема свободного газа температурная поправка для приведения к стандартной температуре определяется по пластовой температуре, установленной по карте изотерм, либо по отношению средней глубины залегания оцениваемого горизонта к среднему геотермическому градиенту, а среднее пластовое давление принимается по карте изобар, либо (для районов с нормальным гидродинамическим градиентом) приравнивается условному гидростатическому давлению.

Содержание стабильного конденсата в свободном газе определяется исходя из газоконденсатных характеристик, установленных для района, и закономерностей их изменения.

Для оценки величины нефтеотдачи необходимы сведения о литологии коллектора, ожидаемых значениях вязкости нефти в пластовых условиях и проницаемости пласта, которые определяются по близлежащим залежам либо по региональным закономерностям изменения физико-химических свойств нефтей и коллекторских свойств пластов. Затем по зависимостям от гидропроводимости и плотности сетки, имеющим место в районе для карбонатных и терригенных пластов, определяется нефтеотдача.

Коэффициент извлечения свободного газа принимается равным 0,85.

Коэффициент извлечения стабильного конденсата принимается по аналогии с изученными месторождениями данного района.

Учет перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата объектов, подготовленных к глубокому бурению, осуществляется в государственном балансе запасов.

Глава 4. СТАДИЯ ПОИСКА И ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.

Объектами проведения работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) являются подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи), подготовленные для глубокого бурения, в соответствии с действующими требованиями комплексом геолого-геофизических исследований, с подсчитанными перспективными ресурсами категории С₃.

Первоочередными объектами поискового бурения являются:

- поднятия, расположенные в пределах главных направлений поисково-разведочных работ, определяемых по совокупности геолого-геофизических материалов (по комплексному проекту);

- поднятия с максимальными ресурсами по категории С₃;

- поднятия, признанные кондиционными, т.е. уверенно закартированные по нескольким маркирующим горизонтам, а также отвечающие требованиям "Методических указаний по критериям кондиционности и подтверждаемости объектов ...". По ним должна быть составлена обоснованная геолого-геофизическими данными структурная карта, позволяющая выбрать оптимальные точки заложения поисковых скважин;

- при изучении группы поднятий первоочередными являются те из них, изучение которых позволяет подтвердить нефтегазоносность всей площади;

- при выборе первоочередных объектов необходимо производить технико-экономический расчет рентабельности ввода каждого объекта в глубокое бурение, исходя из условий максимально возможных объемов добычи нефти, экономического эффекта от затрат на поисково-разведочное бурение на площади поднятия. Аналогичный расчет необходим и для группы мелких поднятий, вводимых в бурение в виде самостоятельного объекта.

Решение о вводе объектов (площадей) в поисковое бурение принимается при наличии проекта поискового бурения. На каждую площадь оформляется паспорт, а на каждую скважину – дело, которые являются первичными документами долговременного хранения и ведутся по единой установленной форме.

Типовой комплекс работ включает:

бурение и испытание поисково-оценочных скважин;

детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку;

специальные работы и исследования по изучению геологического разреза, положения контуров залежей и элементов ограничения залежи.

На этой стадии материалы космических съемок могут быть использованы для изучения геологического строения конкретных площадей. При помощи космических снимков локального уровня генерализации, а также по материалам мелкомасштабных аэровысотных съемок, в том числе радиолокационной, проводятся оконтуривания площадей, деление их на блоки, изучение связи этих площадей со смежными локальными структурами, а также трассирование разломов, контролируемых экранированными залежами.

В необходимых случаях одновременно с бурением поисковых скважин на основе специальных проектов на площади проводятся дополнительные детализационные геофизические исследования.

В процессе поиска месторождений (залежей) **решается задача** установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. Основной задачей поисковых скважин является определение во вскрытом разрезе всех возможно нефтегазонасыщенных пластов, открытие промышленно нефтегазоносных залежей и выделение среди них базисной. В случае открытия месторождения (залежи) подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на Государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на государственный баланс.

В процессе оценки решаются следующие вопросы:

установление фазового состояния углеводородов и характеристик пластовых углеводородных систем;

изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;

изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;

определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;

установление коэффициентов продуктивности скважин и добычных возможностей;

предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям C_2 и C_1 .

В отдельных случаях при оценке месторождений с целью уточнения промысловых характеристик коллектора проводится опытная эксплуатация пробуренных в рамках данной стадии единичных скважин. Опытная эксплуатация проводится по индивидуальным проектам, в которых определяются сроки проведения и максимальные объемы отбора нефти и газа. Проекты опытной эксплуатации скважин проходят экспертизу и утверждаются в установленном порядке.

Поисково-оценочные скважины бурят на площадях, подготовленных поисковыми работами, с целью открытия новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и оценки их промышленной значимости.

В поисково-оценочных скважинах производятся исследования с целью получения информации о геологическом строении и оценки нефтегазоносности вскрытого разреза отложений.

Поисково-оценочные работы осуществляются по проектам, в том числе по комплексным проектам (КП), которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями.

Объемы работ и виды геолого-геофизических исследований, а также их методика определяются проектом, а для каждой скважины – геолого-техническим нарядом, составленными и утвержденными в установленном порядке.

Методика работ, обеспечивающая открытие месторождения (залежей), должна базироваться на минимально-оптимальном числе скважин. Размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ.

Глубина поисковых скважин должна обеспечивать изучение всего перспективного разреза площади с учетом технических возможностей бурения.

Комплекс исследований и работ в поисковых скважинах включает:

отбор керна (сплошной в интервалах предполагаемого залегания нефтегазоносных горизонтов, а также на границах стратиграфических подразделений);

отбор шлама через каждые 1-5 м в интервале нефтегазоперспективных горизонтов;

геолого-технологические, геохимические и промыслово-геофизические исследования скважин;

опробование и испытание в процессе бурения перспективных нефтегазоносных комплексов (пластоиспытателями на бурильных трубах с геофизическим сопровождением и локализацией продуктивных пластов приборами на каротажном кабеле) с отбором проб пластовых флюидов, при необходимости — поинтервальное опробование и испытание;

испытание в колонне нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части за-

лежи) пластов, при необходимости – поинтервальное испытание объектов с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;

специальные исследования скважин;

работы по интенсификации притоков углеводородов из пластов, представленных сложными коллекторами, с сопровождением их специальными методами ГИС;

Отбор керна в оценочных скважинах в интервалах залегания продуктивных пластов проводится в объеме, обеспечивающем представительность определений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, изменений петрофизических параметров по разрезу и площади месторождений (залежи) и обоснование подсчетных параметров по данным ГИС.

Поиск месторождений или залежей может быть приостановлен в следующих случаях:

а) установлено несоответствие структурных построений, полученных по данным геофизических исследований и поискового бурения, и требуется проведение дополнительных геолого-геофизических работ на площади;

б) установлена необходимость применения технических средств или методических приемов, не предусмотренных проектом.

Возобновление поискового бурения на площади должно осуществляться по специальным проектам (или КП), учитывающим новую информацию и технические возможности.

По завершении поискового бурения оценивается эффективность и обосновываются предложения по дальнейшему проведению или прекращению работ.

Поисковое бурение считается завершенным при следующих условиях:

- получены положительные результаты, т.е. получен промышленный приток нефти и газа;

- установлены непромышленные скопления углеводородов, вследствие чего продолжение поисковых работ является экономически нецелесообразным;

- однозначно установлена бесперспективность площади (отсутствие ловушек, обводненность коллекторов, отсутствие их в разрезе и т.д.).

В случаях, когда первая скважина дала воду, вопрос о продолжении поисков решается с учетом данных переинтерпретации всего геолого-геофизического материала, положенного в основу выбора места заложения первой скважины, проведенной при необходимости повторной или дополнительной сейсморазведки по новой сети профилей; гидрохимических и др. исследований водорастворенных газов, вод и др. с целью оценки нефтегазоносности окоскважинной зоны.

По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ.

В случае открытия месторождения (залежи) проводится подсчет геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов в соответствии с действующими нормативными документами:

- подсчитываются выявленные запасы нефти и газа категорий C_1 и C_2 , устанавливается их соотношение;

- производится учет запасов открытого месторождения и отдельных его залежей (по величине и категориям запасов, глубинам залегания, составу углеводородов и т.д.);

- открытое месторождение нефти и газа включается в отчетном году в государственный баланс и принимается на учет;

- дается геолого-экономическое заключение относительно целесообразности проведения разведочных работ;

- составляется проект разведки месторождения или проектно-сметная документация на передачу месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию или консервацию.

В случае получения отрицательных результатов после поискового этапа составляется отчет о проведенных исследованиях с анализом полученных результатов и выводами.

Эффективность работ на поисковом этапе определяется следующими показателями:

- успешностью открытия месторождений (Ку), в т.ч. и месторождений, открытых на новых структурах разведочными или эксплуатационными скважинами;
- количеством поисковых скважин, включая ликвидированные по геологическим и техническим причинам, затраченных на опоискование объекта;
- продолжительностью поисковых работ на площади (от даты заложения первой поисковой скважины до даты завершения опоискования площади, в т.ч. и вывода её из бурения с отрицательными результатами);
- отношением запасов категорий $C_1 + C_2$ по открытым месторождениям (залежам) к затратам, которые потребовались на их открытие. Указанные показатели используются при сравнительном анализе поисковых работ на других площадях.

4.1. СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОИСКОВЫХ СКВАЖИН

Методические рекомендации по выбору систем размещения поисковых скважин. М., ВНИГНИ, 1982.

1. Заложение поисковых скважин в своде складки

На рубеже XIX-XX вв., когда антиклинальная теория залегания нефти и газа получила общее признание, *первую (поисковую) скважину стали закладывать по данным геологической съемки в своде антиклинальной складки. Вторую скважину (если первая оказывалась продуктивной) закладывали так, чтобы вскрыть по возможности обширную площадь, не выходя вместе с тем за пределы залежи. Цель второй скважины – выяснить размеры нефтеносной площади.*

В начале 30-х годов в работах А.И. Косыгина, И.О. Брода, М.В. Абрамовича и М.И. Гутмана отмечалось, что в процессе разбуривания структур с недостаточно выясненным разрезом отложений при вскрытии и испытании продуктивных горизонтов нельзя ограничиваться бурением одной лишь глубокой скважины в своде. В случае аварии или осложнения в этой скважине поисковую задачу не удастся решить даже при наличии двух скважин на крыльях складки, если они окажутся за контуром залежи. В аналогичных структурных условиях, т. е. в сводовых частях складок, рекомендовалось закладывать минимум две скважины, чтобы опыт бурения первой скважины и знание разреза отложений, вскрытых ею, можно было использовать для удачного проведения второй скважины.

Таким образом, при заложении двух скважин в сводовой части структуры, особенно в случае вытянутой формы залежи, повышается надежность решения задачи поисков, возрастает объем информации для постановки разведочных работ на площади, так как залежь вскрывается более чем в одной точке. Таким методом в начале века осуществлялись поиски нефтяных месторождений в Азербайджане.

2. Заложение поисковых скважин на асимметричных складках

Выбор места заложения первой поисковой скважины на пологом крыле косоасимметричной складки был принят большинством геологов начиная с 10-х годов XX в.

Для вскрытия и опробования глубоких продуктивных горизонтов *на асимметричных складках* К.П. Калицкий, К. Крэг, А.И. Косыгин, М.В. Абрамович *предлагали закладывать первую поисковую скважину на более пологом крыле видимого перегиба слоев.* Это предложение основывалось на наблюдаемом с глубиной смещении сводов перспективных горизонтов в сторону пологого крыла, причем "...пологое крыло представляет собой более обширное поле для эксплуатации с более медленно меняющимися глубинами залегания" [26, с. 33], на которых можно быстрее обнаружить залежь.

Расстояние от видимого свода до предполагаемого места заложения поисковой скважины предлагалось определять по формуле Пэско $l = L * tg \alpha + K$, где l – расстояние от скважины до свода;

L – глубина скважины; α – угол наклона плоскости, проходящей через вершины пластов складки; K – расстояние между геометрическими местами вершин (мест перегиба) и сводов (горизонтальных частей пластов, образующих данную асимметричную складку).

Принцип заложения поисковых скважин на складках подобного типа получил дальнейшее развитие. Поиски залежей на структурах, характеризующихся наличием узкого крыла с крутым падением слоев и широкого пологого крыла, занимающего обширную площадь, проводятся профилем из двух-трех скважин (в зависимости от размеров складки), проходящим от свода складки на ее пологое крыло. При наличии структурной карты по верхним опорным горизонтам первую скважину задают в некотором удалении от свода в сторону пологого крыла, последующие скважины бурятся в этом же направлении до установления газо-жидкостного или водонефтяного контакта и замка ловушки. Заложение профиля скважин в таком направлении обусловлено, как отмечалось выше, смещением сводов глубокозалегающих горизонтов в сторону пологого крыла, а также большей вероятностью определения местоположения контакта, поверхность которого имеет здесь значительные размеры.

Рассматриваемый метод заложения скважин применяется в практике поискового бурения в настоящее время и может использоваться для предварительной оценки открытого месторождения.

3. Заложение поисковых скважин по профилю вкрест простирания структуры

Метод размещения скважин по профилю вкрест простирания структуры был разработан в 20-е годы для поисков основных объектов того периода – неглубоко погруженных "закрытых" антиклинальных складок. В настоящее время он применяется для подтверждения наличия складки на глубине и открытия залежей нефти в практике поисковых работ. При такой системе *первые скважины (как правило, три) размещают по линии вкрест простирания пород таким образом, чтобы одна из них попала в свод складки, а две другие – на противоположные крылья*. Как отмечает М.Ф. Мирчинк, на антиклинальных складках необходимо "заложение сразу нескольких скважин, одна за другой, в каком-либо определенном направлении (например, в сторону крыла складки), не дожидаясь окончания предыдущих" [26, с. 34].

Бурение одного поперечного профиля поисковых скважин рекомендуется в случае брахиантиклинальных и антиклинальных структур небольших размеров, а также новых тектонических зон, еще не освоенных бурением, поскольку такое размещение скважин позволяет решать поисковую задачу даже при условии недостаточно изученных закономерностей в поведении структурных планов различных стратиграфических подразделений.

Профильное заложение скважин осуществляется также при поисках залежей нефти и газа, не связанных с антиклинальными структурами. Например, для обнаружения залежей стратиграфических и литологических, выклинивающихся вверх по восстанию пород, когда по данным сейсморазведки нельзя получить точного представления о характере залегания пластов и месте их выклинивания, как правило, закладывают профиль из двух-четырех глубоких скважин вкрест простирания пластов в районе предполагаемого выклинивания продуктивных отложений.

В настоящее время установлено, что метод заложения поисковых скважин по поперечному профилю не может считаться универсальным, поскольку он имеет определенные ограничения. Его нецелесообразно использовать в условиях небольшого для данного района коэффициента заполнения ловушек, при разбуривании структур, положение крыльев которых достоверно устанавливается сейсмическими методами разведки, на узких, линейно вытянутых складках.

Применение этого метода не оправдано также при смещении структурных планов вдоль длинных осей поднятий.

4. Крест поисковых скважин

В 20-е годы наряду с разведкой по профилю возникла система заложения пяти поисковых скважин. Одно из немногих в области поискового бурения положений, по которому существует почти полное единство мнений, следующее: если нельзя ограничиться одной-двумя скважинами, закладываемыми в своде, последующие поиски на антиклинали осуществляют по профильной системе. ***В первую очередь бурят скважины по профилю вдоль короткой оси складки, а во вторую – две скважины на периклиналильных окончаниях, в результате чего образуется классический крест.***

Скважины предлагалось располагать на различных гипсометрических отметках, а интервалы между скважинами вычислять путем деления предполагаемой высоты залежи на количество скважин без одной. Определив абсолютную отметку сводовой скважины, легко вычислить отметки остальных. Предлагалось также крыльевые поисковые скважины закладывать в непосредственной близости от последней замкнутой изогипсы.

Ввиду того, что залежи нефти и газа в литологических и стратиграфических ловушках распространены по существу во всех нефтегазоносных районах и по всему разрезу осадочного чехла, многие исследователи рекомендуют в поисковый период проектировать до пяти поисковых скважин по указанной системе при разбуривании крупных структур, на погружениях которых вероятнее всего можно встретить наиболее крупные скопления УВ. Первую поисковую скважину закладывают в своде структуры в целях установления сводовых пластовых залежей нефти и газа, две последующие – на крыльях для выявления литологически и стратиграфически экранированных залежей и, наконец, две последние скважины – на периклиналильных окончаниях структуры для детализации геологического строения и обнаружения залежей.

Метод нерационален при поисковом разбуривании асимметричных, куполовидных и узких, линейно вытянутых антиклинальных складок.

5. Заложение скважин по методу клина

Первая из известных систем разбуривания рукавообразных залежей нефти предусматривала скорее оконтуривание уже открытых залежей, чем их поиски. Окончательное завершение система размещения скважин по методу клина получила в 1930 г. Сущность метода заключается в следующем. На площади, где ожидается наличие залежи, закладывают первую скважину (рис. 4.1.1, а). При установлении в ней нефти перпендикулярно к предполагаемому положению оси закладывают еще две скважины (скв. 2 и 3) по обе стороны от первой для уточнения положения оси залежи. С учетом полученных данных бурят четвертую скважину на оси залежи вниз по падению продуктивных отложений. В зависимости от результатов ее бурения вкрест простирания оси задают следующие две скважины и т. д. Такая система позволяет последовательно наращивать площадь нефтеносности вдоль оси залежи.

В ряде случаев описанная схема разбуривания рукавообразных залежей нефти незначительно видоизменялась (см. рис. 4.1.1, б, в) при сохранении основного принципа: последовательного прослеживания оси залежи вниз по падению пород. Последнее обстоятельство было обусловлено тем, что почти все залежи аналогичного типа в 30-е годы обнаруживались у естественных выходов нефти на дневную поверхность.

Данный метод разбуривания рукавообразных залежей, получивший название "разведки клином", успешно применялся при прослеживании рукавообразного вида залежи нефти на Войвожском месторождении.

В настоящее время метод клина, по мнению многих исследователей, применим при разбуривании нешироких полосообразных залежей. Метод используется как для предварительной оценки открытого месторождения, так и для его разведки.

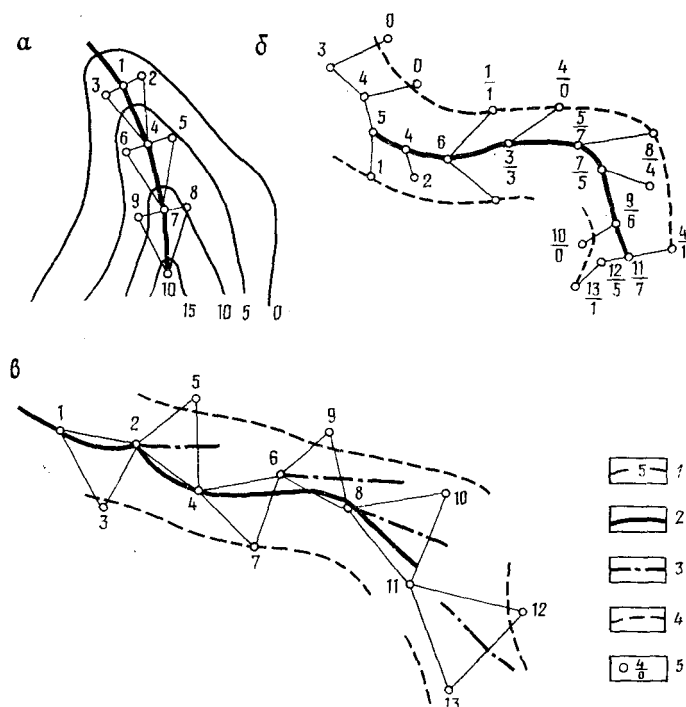


Рис. 4.1.1. Варианты системы размещения скважин по методу клина:

1 – изопахиты, м; 2 – ось нефтяной залежи; 3 – предполагаемое направление оси залежи; 4 – линия выклинивания пород-коллекторов; 5 – скважина: в числителе номер скважины, в знаменателе вскрытая мощность продуктивных отложений, м

6. Треугольная система расположения поисковых скважин

Треугольная система расположения поисковых скважин широко применялась в 30-е годы на нефтяных месторождениях района Баку.

Суть системы заключается в следующем. *При наличии на площади продуктивной поисковой скважины следующие две скважины задают на равном расстоянии от первой, в вершинах треугольника. В дальнейшем скважины бурят по равномерной треугольной сетке в шахматном порядке.* Каждую новую скважину закладывают в вершине равностороннего треугольника, в двух углах которого были расположены продуктивные скважины. Расстояния между скважинами выбирают кратными расстояниям в сетке будущих эксплуатационных скважин.

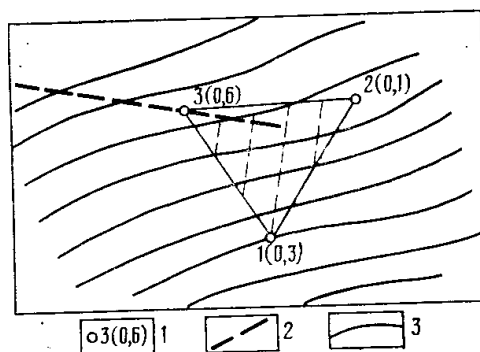


Рис. 4.1.2. Схема размещения скважин при поисках литологически ограниченных залежей нефти и газа (по Н.И. Марковскому и др.):

1 – номер скважины, в скобках – содержание углеводородов в пластовых водах, %;
2 – результирующая линия; 3 – изогипсы кровли перспективного горизонта

С выходом в новые нефтегазоносные провинции и области эта система заложения поисковых скважин стала решать новую принципиально важную задачу – определение направ-

ления смещения свода антиклинальной складки с глубиной. В условиях резкого несоответствия структурных планов различных стратиграфических комплексов по трем точкам определялись плоскость, угол падения и простираения, а следовательно, и пространственное положение определенной стратиграфической единицы (продуктивного горизонта) на данном участке.

В настоящее время треугольная система заложения скважин рекомендуется некоторыми исследователями при поисках нефтяных и газовых залежей, приуроченных к крупным структурам неправильной формы и небольшим куполовидным поднятиям, а также при прогнозе структурно-литологических и стратиграфических ловушек.

При поисках литологически ограниченных залежей скважины также рекомендуется размещать по треугольнику.

7. Размещение поисковых скважин по радиальным профилям

Расположение первых скважин по радиальным профилям рекомендовано А.В. Ульяновым в 1946 г. при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к соляным куполам Эмбенской нефтеносной области.

Наращивание профилей производят по падению пород и осуществляют направленное бурение скважин. *Первые четыре скважины (по одной в каждом профиле) бурят одновременно, последующие закладывают в зависимости от полученных результатов.*

Радиальное расположение скважин рекомендуется также при поисковом разбуривании структур неправильной формы. Для куполовидных складок В.Я. Соколовым была предложена трехлучевая система размещения скважин. По его мнению, при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к указанному типу структур, целесообразно вообще отказаться от расположения скважин крестом или по профилю.

Радиальное размещение поисковых скважин при разбуривании ловушек антиклинального типа предложено в 1978 г. В.Н. Воробьевым. Исходя из того, что в разрезе подготовленной ловушки возможно выявление залежей не только в сводовых участках структур, но и в крыльевых и периклинальных зонах (неантиклинальные ловушки), он предлагает на антиклинальных поднятиях с доказанной нефтегазоносностью в основу систем размещения поисковых скважин для предварительной оценки месторождения (по В. Н. Воробьеву, второй этап поисковых работ) положить принцип последовательного наращивания поля продуктивности во всех направлениях, от свода вплоть до выхода на внешний контур залежи. Повысить степень равномерности размещения скважин по площади структуры можно, по мнению этого исследователя, путем замены поискового креста и параллельных профилей системой так называемого "поискового треугольника". Первые три поисковые скважины, следующие за скважиной-открывательницей, надо размещать на трех лучах, направленных от свода структуры под углом примерно 120° . Один из лучей совпадает с длинной осью поднятия (см. рис. 4.1.3, в). При этом каждая последующая скважина должна вскрывать кровлю продуктивного горизонта на величину A/g большую, чем предыдущая.

Эта величина, названная "шагом высоты заложения", определяется числом поисковых скважин n и высотой складки H (максимально возможной высотой залежи) $A/1=H/g$. В случае, если ни одна из пробуренных скважин не вышла на внешний контур нефтегазоносности, данный треугольник (лучи) разворачивают на 180° и скважины закладывают на трех новых лучах, являющихся продолжением первых по другую сторону от свода. Если все скважины второго треугольника вновь окажутся в пределах контура нефтегазоносности, подобную операцию повторяют вплоть до выхода на контур залежи.

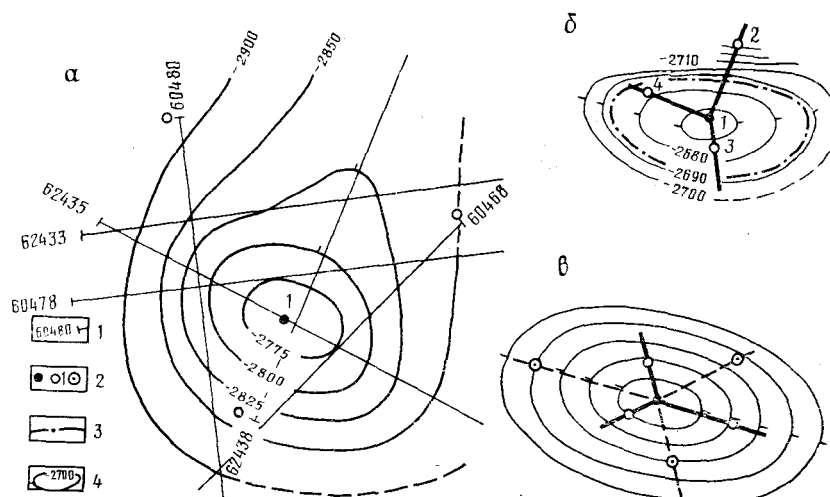


Рис. 4.1.3. Схемы размещения поисковых скважин по радиальным профилям: а, б – по В.Я. Соколову (а – сейсмическая карта по кровле продуктивных песчаников Еланского месторождения, б – структурная карта по кровле продуктивных песчаников по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки Еланского месторождения); в – по В.Н. Воробьеву. 1 – линии сейсмопрофилей; 2 – скважины; 3 – контур залежи; 4 – изогипсы кровли продуктивного горизонта

8. Система параллельных профилей поисковых скважин

Начиная с 40-х годов система параллельных профилей поисковых скважин вошла в практику работ при поисках залежей нефти и газа, приуроченных к глубоко погруженным складкам, рифовым массивам, соляным куполам и в новых районах со сложным тектоническим строением.

На подготовленной к глубокому бурению структуре, главным образом линейного характера и узкой вытянутой формы, *закладывают генеральный профиль из трех-четырех поисковых скважин вкрест ее простирания через предполагаемый свод. Последующие профили из двух-трех скважин располагаются параллельно первому с удалением в сторону периклиналей.* При такой системе размещения скважин можно наиболее быстро изучить характер пространственного залегания продуктивных горизонтов, нефтегазоносность разреза и определить направление разведочных работ. Скважины в соседних профилях располагают в шахматном порядке.

9. Заложение многоствольных поисковых скважин

В 1957 г. для поисков и оконтуривания залежей нефти ишимбайского и кинзебулатского типов Г.П. Ованесов предложил бурить многоствольные поисковые скважины.

Структуры, к которым приурочены залежи указанных типов, представляют собой резко выраженные одиночные рифы или группы рифовых тел, связанных между собой узкими перешейками – седловинами. Крутизна склонов превышает местами 40-50°. Залежи нефти, приуроченные к рифам, обычно имеют высокий этаж нефтеносности (сотни метров) и незначительные площадные размеры, в связи с чем скважины при их поисках и разведке закладывают на небольших расстояниях друг от друга (300-500 м).

Поиски залежей названных выше типов рекомендовалось проводить наклонно направленным бурением, так как на глубинах около 2000 м отклонения могут достигать 300-600 м. В этом случае *вместо трех-четырех отдельных скважин, расположенных на расстоянии 400-500 м друг от друга, бурят поисковую скважину с двумя-тремя дополнительными стволами.* После окончания бурения первого ствола в случае отсутствия в нем объектов для опробования и необходимости заложения новых скважин для дальнейшего изучения разведываемой площади бурят дополнительный ствол с отклонением забоя от основного ствола на 300-500 м. Новые стволы закладывают после установки цементных мостов

в предыдущих стволах. Одной такой кустовой скважиной исследуется площадь 1 км².

Метод применим в случаях, когда при поисках и разведке залежей УВ нецелесообразны большие расстояния между скважинами: при разбурировании рифов и резко выраженных структур, небольших структур со сложной конфигурацией, ловушек с резко меняющимися свойствами и составом слагающих пластов-коллекторов, а также при ведении геолого-разведочных работ на нефть и газ на шельфах морей и океанов, при бурении поисковых скважин с платформ, искусственных островов и эстакад.

10. Заложение поисковых скважин вдоль длинной оси структур

В начале 60-х годов при разбурировании удлиненных антиклинальных складок в Восточной Туркмении было установлено, что закладывать поисковые скважины вкрест простирания таких структур неэффективно. Перегиб слоев вдоль длинной оси таких складок всегда менее выражен, чем вдоль короткой оси, поэтому на сейсмической структурной карте положение антиклинального перегиба на длинной оси (т. е. свода складки) определяется с недостаточной надежностью. В таких условиях первый профиль из трех поисковых скважин, пробуренных в своде вдоль короткой оси удлиненной складки, в действительности может оказаться смещенным на периклиналь, что, например, произошло на Гагаринской структуре. Кроме того, при узкой складке уменьшается вероятность попадания крыльевых скважин в контур залежи.

Пилип Я.А. и Соколов В.Я. предложили метод поискового разбурирования вытянутых антиклинальных складок по продольному профилю, который успешно применяется в Восточной Туркмении.

Заложение первоочередного профиля поисковых скважин вдоль длинной оси складки с последующей разведкой залежей по диагональным профилям оказалось эффективным при разбурировании полнопластовых и водоплавающих залежей нефти и газа, многопластовых месторождений и при осложнении структуры (ловушки) поперечными или диагональными тектоническими нарушениями.

Применение данного метода неэффективно на асимметричных антиклинальных складках, а также в районах с установленной закономерностью смещения структурных планов поднятий по короткой оси.

11. Заложение поисковых скважин по диагональному профилю

Впервые вопрос о целесообразности заложения профиля поисковых скважин по диагонали к простиранию положительной структуры рассматривался М.В. Абрамовичем в 1948 г. В последующие годы этот метод расположения скважин применялся при разбурировании узких линейно вытянутых антиклинальных складок.

Поиски нефтяных и газовых залежей на структурных поднятиях подобного типа неэффективно проводить профилем скважин вдоль длинной оси складки или поперечным профилем вкрест ее простирания, если неясно "поведение" структурных планов по различным горизонтам. При разбурировании глубокозалегающих объектов поисков продольным профилем многие скважины могут оказаться за контуром в случае смещения свода поднятия по короткой оси. При бурении же поперечного профиля из трех скважин нет полной уверенности в том, что даже центральная скважина находится в наилучших структурных условиях, а не попала на одну из периклиналей при смещении свода по длинной оси. При отклонении линии профиля от поперечного по короткой оси поднятия разведка ведется также и по простиранию складки. ***Бурение первоочередного диагонального профиля из трех поисковых скважин (в зависимости от площадных размеров структуры) дает информацию как о крыльевых, так и о периклинальных частях складки, позволяет определить направление возможного смещения свода с глубиной.***

Рекомендуется бурение диагонального профиля не менее чем из трех скважин, что обеспечит наибольший объем информации о геологическом строении и продуктивности площади на поисковом этапе.

12. Заложение скважин для оценки размеров газовых и нефтегазовых залежей по методу В.П. Савченко

В 50-х годах В.П. Савченко была разработана и в дальнейшем усовершенствована методика определения высотного положения газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов открытых месторождений и залежей по результатам гидрогеологических и гидродинамических исследований в первых пробуренных скважинах.

Согласно данной методике, *кроме скважин в сводовых частях структур, где ожидаются или открыты газовые и нефтегазовые залежи, на каждом крыле структуры должно быть заложено по скважине, вскрывающей весь разрез отложений в водонасыщенной части.* В этих законтурных скважинах изучают воды всех перспективных горизонтов, величины напоров, характер и направление их изменения. В скважинах, вскрывших газовые залежи (нефтяные оторочки), определяют истинное пластовое давление газа (нефти) по возможности в каждой залежи. По полученным данным рассчитывают высотное положение ГВК, ГНК и ВНК.

В районах или стратиграфических комплексах с незначительными изменениями напоров пластовых вод с целью обнаружения нефтяных оторочек, окаймляющих газовые залежи или полностью подстилающих их, одну-две скважины закладывают между внутренним и внешним расчетными контурами газоносности. При значительных изменениях пьезометрических напоров пластовых вод нефтяная оторочка может быть смещена на одно из крыльев. В этом случае скважину закладывают на участке наиболее низкого напора пластовых вод продуктивного горизонта. Непосредственный контакт газа с водой в скважине, пробуренной на этом участке, указывает вообще на отсутствие нефтяной оторочки в пределах данной залежи.

13. Заложение поисковых скважин на тектонически нарушенных структурах

При разбуривании антиклинальных структур, осложненных нарушениями большой амплитуды, не исключена возможность обнаружения на одной площади двух самостоятельных залежей — над и под взбросом.

При наличии сброса на некотором расстоянии от него по обе его стороны закладывают две поисковые скважины для выяснения продуктивности объектов в опущенном и приподнятом блоках.

Если на площади установлен взброс, указанные выше задачи поисков решаются бурением одной поисковой скважины, пересекающей поверхность взброса и расположенной так, чтобы обеспечить вскрытие перспективного горизонта как в приподнятом, так и в опущенном блоках структуры.

Рациональное размещение поисковых скважин на структурах рассматриваемого типа исследовал А.М. Карапетов. Для определения оптимального месторождения и количества поисковых скважин в качестве основы он принял положение опорных линий. Для сводовых тектонически экранированных взбросом залежей опорными линиями являются одна из главных осей складки и линия, проходящая между проекциями следов пересечения плоскости нарушения с подошвой пласта во взброшенной части и кровлей пласта в сброшенной части структуры. В этом случае первую поисковую скважину закладывают в точке пересечения опорных линий, а вторую с целью определения площадных размеров открытой залежи — в пределах последней замкнутой изогипсы (в зоне предполагаемого ВНК или ГВК) (рис. 4.1.4, а).

В случае сводовых тектонически экранированных сбросом залежей опорными линиями являются одна из главных осей складки и линии, параллельные проекциям следов пересечения кровли пласта в сброшенной и взброшенной частях с плоскостью нарушения и проходящие на расстоянии, в 1,5 раза превышающем расстояние между скважинами в эксплуатационном ряду. Для разбуривания таких структур на поисковом этапе требуются четыре скважины:

две — на пересечении опорных линий и две — на периклинальных окончаниях в зонах предполагаемого нахождения контакта (рис. 4.1.4, б).

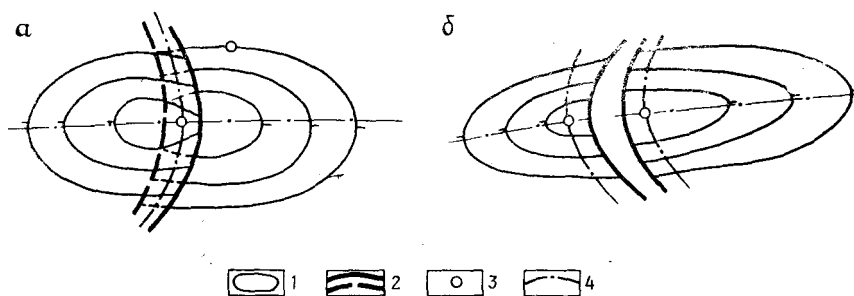


Рис. 4.1.4. Схема размещения поисковых скважин на тектонически нарушенных структурах (по А.М. Карапетову):

а – взброс; б – сброс.

1 – изогипсы кровли перспективного горизонта; 2 – линии тектонических нарушений; 3 – поисковые скважины; 4 – опорные линии

14. Заложение поисковых скважин в "принципиальном" направлении

Поиски нефти и газа на подготовленных к бурению площадях осуществляют обычно путем размещения скважин по профилю вкрест простирания пород, на двух пересекающихся профилях и иногда по треугольной системе. *Забуривают одновременно две поисковые скважины – сводовую и крыльевую, расположенную в направлении возможного смещения свода.*

По вопросу о выборе точки заложения второй поисковой скважины мнения многих исследователей сходятся. Если предполагается несоответствие структурных планов различных горизонтов, вторую скважину бурят на линии, проходящей вкрест простирания складки, на ее более пологом крыле, т. е. в направлении возможного смещения свода, названном "принципиальным". Нефтегазоносность высокоамплитудных (более 50 м) структур, размер которых по длинной оси превышает 2 км, оценивают двумя поисковыми скважинами: одну из них закладывают в своде сейсмической структуры, другую – в "принципиальном" направлении. На более высокоамплитудных поднятиях количество поисковых скважин может быть увеличено до трех.

15. Метод "критического" направления

В результате анализа состояния геолого-разведочных работ на нефть и газ на Устьюрте В.Д. Ильин, К.А. Клещев и Е.И. Сафонов в 1967 г. предложили систему размещения поисковых скважин на малоамплитудных поднятиях.

Метод основан на тщательном изучении морфологии складок, имеющих плавные расплывчатые очертания и небольшие амплитуды, не превышающие первых десятков метров. Вверх по разрезу структуры выполаживаются, выражаясь в виде структурных террас и носов, или полностью раскрываются. Суть метода сводится к тому, что малоамплитудные поднятия, не имеющие четкого замыкания по данным сейсморазведки, одновременно разбуривают двумя независимыми скважинами. *Первую из них закладывают в предполагаемом своде для выяснения нефтегазоносности складки, вторую бурят на участке ее менее ясного элемента ("критическое" направление). Таким элементом могут быть крылья и периклиналильные окончания структур, а также межкупольные прогибы и седловины.* В дальнейшем по мере усовершенствования методики применительно к структурам различного типа под "критическим" направлением ряд исследователей (В.Д. Ильин, Г.А. Габриэлянц, А.Н. Золотов) стал понимать участок наименее выраженного замыкания ловушки, определяющий возможность сохранения залежи и ее вероятную высоту.

Если структуры расположены в пределах моноклинальных склонов, вторую скважину закладывают в направлении регионального подъема слоев, в зоне слабо выраженного замыкания складки (рис. 4.1.5, а). Эта зона и является «критическим» направлением для данного типа структур.

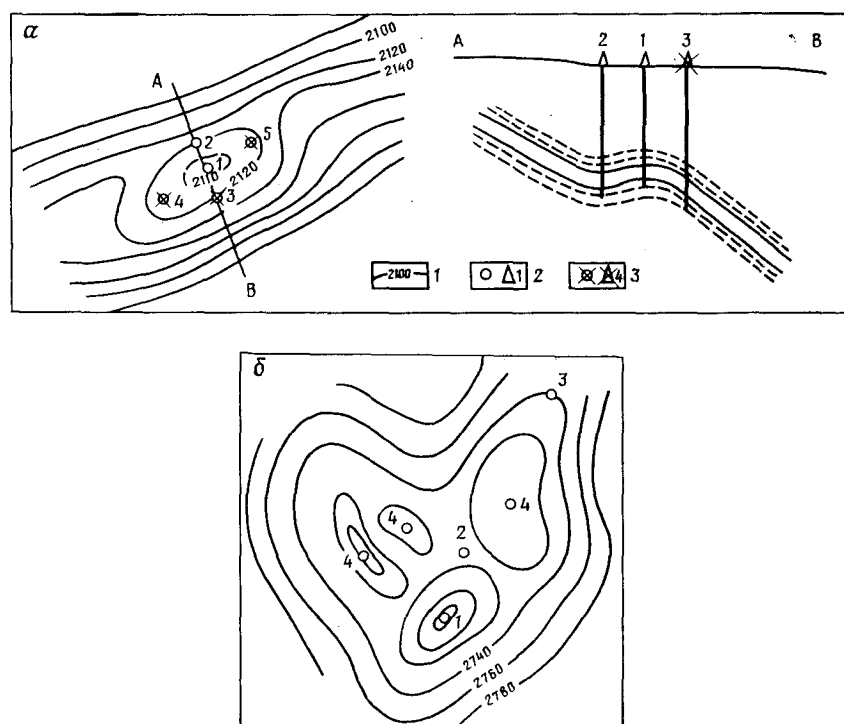


Рис. 4.1.5. Схема размещения поисковых скважин на "критическом" направлении (по В.Д. Ильину):

а – на малоамплитудных поднятиях; б – на многокупольных поднятиях;

1 – изогипсы кровли продуктивных отложений; 2 – скважины; 3 – лишние скважины

Для многокупольных поднятий, состоящих из нескольких локальных структур, залежи которых могут иметь единый контур, "критическими" направлениями являются зоны "полного заполнения всех куполов" и "максимального заполнения ловушки".

Метод "критического" направления применяют и при поисках залежей нефти и газа в рифовых отложениях. Он заключается в опережающем бурении скважин на участках рифовых построек, геологическая информация по которым позволяет в кратчайший срок определить тип рифовой ловушки и дать геолого-экономическую оценку ее запасов. По соотношению с вмещающими породами и морфологии В.Д. Ильиным и другими исследователями выделены три основных типа рифовых построек. Характер приуроченных к ним залежей и методика поискового разбуривания зависят от того, являются ли предрифовые и зарифовые фации литологическим экраном или коллекторами. "Критическое" направление для линейно вытянутых рифов и холмовидных изометричных в плане рифовых построек представляют свод и склон рифа, обращенный в сторону открытого моря. В этих зонах бурят две поисковые скважины для определения типа рифовой постройки и высоты залежи, а третью скважину закладывают на тыловом склоне для выяснения возможной ширины залежи. Дальнейшее бурение на линейно вытянутых рифах проводится по длинной оси. Для установления длины залежей, приуроченных к холмовидным изометричным рифам, последующие скважины бурят на пересечении, перпендикулярном к первому профилю.

Первую скважину на рифах третьего типа (лепешковидные изометричные в плане рифовые постройки, подобные подводным водорослевым банкам и состоящие из отдельных биогермов) задают на участке наиболее крупного биогерма. Последующее разбуривание осуществляют по схеме, установленной для холмовидных рифов, для оценки нефтегазоносности каждого биогерма.

16. Заложение поисковых скважин в зонах вероятного местонахождения контактов

В 1968 г. Н.Н. Осадько и Б.И. Бараш предложили метод приближенного определения гипсометрического положения контакта углеводороды-вода первыми поисковыми скважи-

нами, основанный на оценке коэффициентов заполнения ловушек по конкретному нефтегазоносному району. На примере месторождений нефти и газа Прикумско-Тюленевского вала (Скифская плита), Центрально-Каракумского свода и Амударьинской впадины (Туранская плита) было установлено, что 14,8% ловушек заполнены углеводородами до 40% их высоты (низкая степень заполнения), 12,5% – более чем на 80% их высоты (высокая степень заполнения) и 72,7% всех ловушек – на 40-80% их высоты. **Зная характер заполнения ловушек, на поисковой стадии можно приблизительно определять гипсометрическое положение контакта углеводороды-вода и выбирать точки заложения скважин.** Метод применим для предварительной оценки открытых месторождений, залежей, приуроченных к антиклинальным ловушкам.

17. Зигзаг-профильное заложение поисковых скважин

Принцип зигзаг-профильного поискового бурения на нефть и газ предложен К.С. Масловым в 1968 г. применительно к ловушкам, образованным в пластах-коллекторах базальных зон трансгрессирующих горизонтов вследствие несогласного налегания их на породы доперерывного комплекса или выклинивания в условиях как трансгрессивного, так и регрессивного залегания включающих эти пласты толщ. Такие ловушки обычно формируются в условиях моноклиального наклона пластов. В базальных зонах образуются рукавообразные, дельтовые, баровые и другие подобные им литологические залежи.

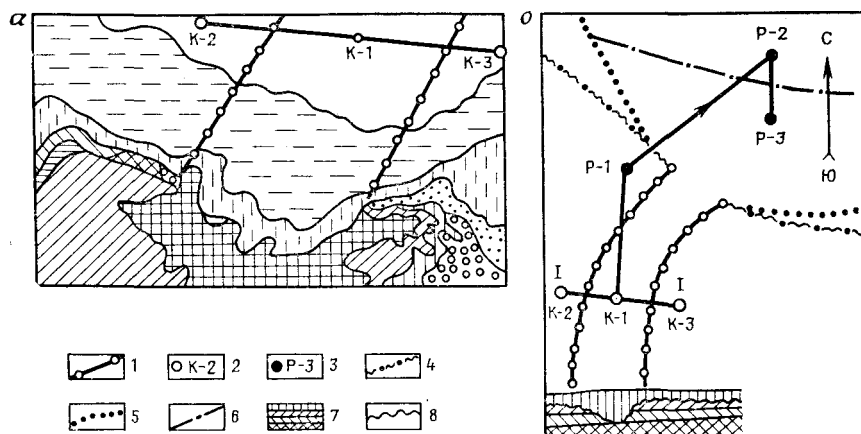


Рис. 4.1.6. Схема зигзаг-профильного бурения поисковых скважин (по К.С. Маслову): а – геологическая карта района работ; б – зигзаг-профиль поисковых скважин в направлении погружения пластов для обнаружения дельтовых и других литологических залежей нефти и газа.

1 – предполагаемый контур погребенной долины палеореки; 2 – колонковые скважины; 3 – поисковые скважины; 4 – возможное местоположение береговой линии регрессировавшего моря; 5 – возможная граница распространения алевролитово-песчаных слоев авандельтовой зоны; 6 – внешний контур нефтяной залежи, установленный в результате бурения поисковых скважин; 7 – участок геологической карты, определяющий наличие погребенной долины палеореки; 8 – поверхность стратиграфического несогласия

18. Способ опорного профильного бурения

Более общим методическим принципом поисков литологических залежей можно считать принцип опорного профильного бурения поисковых скважин. Такое бурение необходимо в случаях, когда по результатам историко-геологического, палеогеографического и фациального анализов в некоторых общих чертах намечается зональное распространение песчано-алевритовых отложений на склонах региональных тектонических структур, подчиненное фациальной изменчивости накопления осадков того или иного стратиграфического горизонта, но нет достаточных данных для определения местоположения зон развития коллекторов и границ их выклинивания.

Опорный профиль поисковых скважин необходимо располагать вкrest регионального простирания пластов на участке, в пределах которого ожидается распространение зоны песчано-алевритовых осадков той или иной фации. Первую скважину следует бурить с целью поисков самой зоны песчано-алевритовых отложений, в которой могли сформироваться литологические залежи. Если эта скважина вскроет водонасыщенные пески, то следующую поисковую скважину необходимо закладывать вверх по восстанию пластов, так как литологически ограниченный природный дельтовый (или клиновидный) резервуар является резервуаром-ловушкой. Если вторая поисковая скважина окажется за пределами распространения песчано-алевритовых отложений в направлении восстания пластов, то дальнейшие поисковые скважины необходимо размещать по принципу зигзаг-профильного бурения вдоль простирания пород.

Данный способ можно рассматривать как одну из разновидностей метода клина, когда отсутствуют определенные представления о положении оси литологически ограниченной ловушки.

19. Метод "шаг поискового бурения"

Метод "шаг поискового бурения", предложенный Г.А. Габриэлянцем, обеспечивает выбор точек заложения скважин для определения ВНК и ГЖК в залежах нефти и газа пластового сводового типа первыми скважинами.

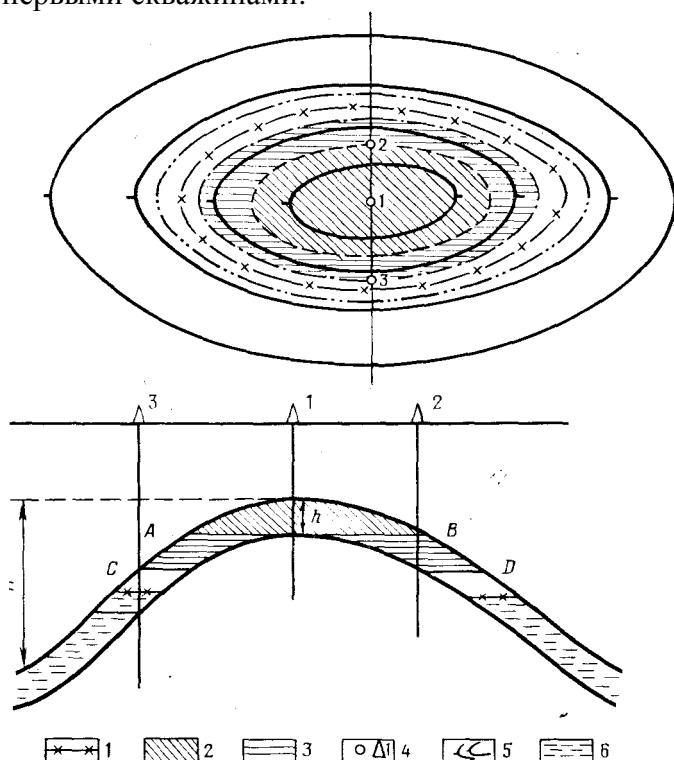


Рис. 4.1.7. Схема размещения скважин по методу "шаг поискового бурения" на брахиантической складке:

1 – ВНК; 2 – блок залежи, вскрытый первой скважиной; 3 – блок залежи, вскрытый второй скважиной; 4 – скважины; 5 – изогипсы кровли продуктивных отложений; 6 – пластовые воды

Поисковая скв. 1, пробуренная в своде и вскрывшая на полную мощность продуктивный пласт мощностью h (рис. 4.1.7), позволяет уверенно судить о наличии залежи в присводовой части складки, ограниченной снизу поверхностью достоверного существования залежи (поверхность AB). Эту поверхность проводят горизонтально через самую нижнюю точку, в которой установлено наличие нефти или газа. Следующую скважину закладывают на профиле по короткой или длинной оси складки в точке пересечения линии поверхности достоверного существования залежи с кровлей пласта в точках A или B . Она дает информацию о залежи в пространстве между поверхностями достоверности, установленными в пер-

вой и во вновь пробуренной скважинах. Последующие скважины закладывают по аналогичной методике до установления ВНК или ГЖК.

20. Заложение скважин по показателю удельной высоты залежи

В 1974 г. Э.А. Енгальчев предложил методику решения основных задач предварительной оценки месторождений, залежей нефти и газа пластового сводового типа на основании принципа их оценки по показателю удельной высоты залежи. Поскольку существующие геолого-геофизические методы подготовки ловушек и способы определения коэффициентов их заполнения не всегда дают однозначные ответы, что приводит к бурению значительного числа законтурных скважин, скважины для определения ГЖК (ВНК) рекомендуется размещать исходя из общей мощности продуктивного горизонта с учетом характера его насыщения. Под удельной высотой залежи h (рис. 4.1.8.) понимается отношение высоты открытой залежи пластового сводового типа к общей мощности продуктивного горизонта, которое характеризует степень заполнения подземного резервуара углеводородами. В зависимости от величины этого показателя различают три типа залежей.

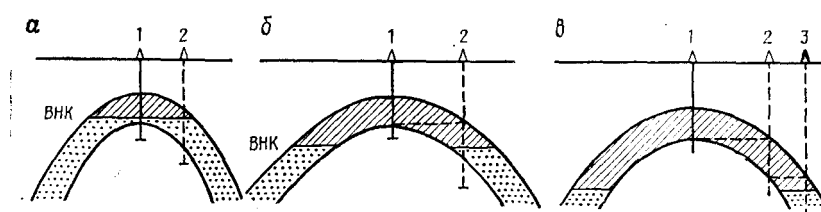


Рис. 4.1.8. Схемы размещения скважин на залежах пластового сводового типа в зависимости от удельной высоты залежи (а – малой, б – средней, в – большой) (по Э.А. Енгальчеву)

В случае малой удельной высоты залежи (неполнопластовая залежь) поисковая скважина в сводовой части ловушки устанавливает положение контакта; расчетный внешний контур залежи определяется пересечением контакта с кровлей пласта. Предварительная оценка таких залежей производится бурением двух-трех скважин по трехлучевой системе.

При средней удельной высоте (h_3) залежи положение внешнего контура не зависит от установленной в сводовой скважине общей мощности пласта. Такие залежи в пределах ожидаемого внешнего контура делятся на три участка: центральный ($h_3 < 2$) и два краевых ($h < 1$). Предварительная оценка этих участков осуществляется бурением четырех скважин по продольному и поперечному профилям, проходящим через сводовую скважину-открывательницу. В первую очередь разбуривается центральный участок, в пределах которого закладывают по одной скважине на противоположных крыльях складки. Две другие скважины бурят на краевых участках.

Залежь большой удельной высоты в пределах ожидаемого внешнего контура делится вдоль длинной оси на пять участков: центральный ($h_3 > 2$), два промежуточных ($h_3 < 2$) и два краевых ($h_3 < 1$). Предварительная оценка таких залежей производится пятью скважинами. Первоочередные скважины закладывают в пределах промежуточных участков на противоположных крыльях структуры. Затем бурят скважины на центральном и краевых участках (по одной).

21. Способ размещения скважин на массивных залежах

Рассматриваемый способ предложен Г.А. Габриэлянцем в 1974 г. для поисков и предварительной оценки месторождений нефти и газа, приуроченных к крупным поднятиям с неясным положением свода в районах, зонах и стратиграфических комплексах установленного или предполагаемого распространения залежей массивного типа. Применение метода обеспечивает получение надежных данных для построения объемной геометрической модели залежи для составления обоснованного проекта разведочных работ.

Суть разработанной системы размещения скважин заключается в следующем. На подготовленной к глубокому бурению структуре закладываются две или три поисковые скважины вдоль длинной оси в пределах предполагаемого сводового участка (рис. 4.1.9), скважины пронумерованы по порядку бурения), например скв. 1-3. При получении промышленных притоков нефти или газа одновременно или последовательно в зависимости от геолого-экономических и конъюнктурных условий бурят скв. 4-6 по системе треугольника на каждом крыле структуры, чтобы достоверно определить их положение в пространстве и выделить сводовый участок. Поисковые треугольники располагают таким образом, чтобы одна из их сторон была параллельна вероятному направлению длинной оси складки. Таким образом, из шести скважин, пробуренных на продуктивной структуре, четыре оказываются вблизи свода (по две на каждом крыле), а две, расположенные в вершинах треугольников, характеризуют приконтурную зону. Предлагаемая система заложения скважин свободна от указанных недостатков традиционных методик и позволяет надежно установить определяющие элементы структуры. По трем точкам определяется положение крыла структуры в пространстве; пересечение крыльев дает осевую линию и, таким образом, точное местоположение свода. Кроме того, в шести точках залежи достоверно определяют положение ГЖК или ВНК и, следовательно, основной параметр для проектирования разведочных работ по принципу "на равные объемы запасов – равное число скважин" – размер площади продуктивности.

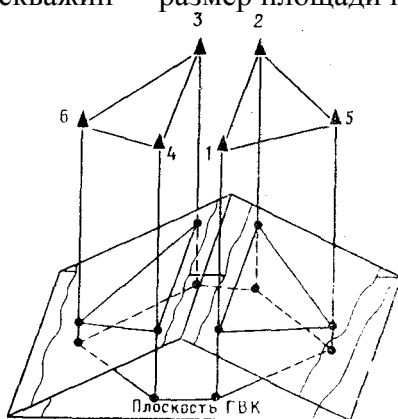


Рис. 4.1.9. Принципиальная схема размещения скважин при поисках и предварительной оценке массивных залежей нефти и газа

Равномерное освещение залежи позволяет ориентировочно оценить запасы нефти и газа, поскольку четыремя из шести скважин вскрывается сводовый блок залежи, где сосредоточены основные запасы ловушки в массивном резервуаре. На базе полученной информации намечаются зоны равных объемов для рационального размещения разведочных скважин.

22. Метод "различия вариантов"

Габриэлянц Г.А., Павлов М.Б. и Аракелян В.А. в 1979 г. предложили метод выбора точек заложения скважин на основе создания и оценки вариантов моделей залежей нефти и газа. Этот метод применим в случае, когда ввиду сложности изучаемого объекта, недостатка информации о его строении и других отрицательных факторов невозможно однозначно объяснить имеющийся фактический материал. Предварительная оценка открытого месторождения позволяет создать несколько достаточно отличающихся друг от друга вариантов (гипотез) моделей залежей, не противоречащих исходным данным. Проявление субъективизма при выборе одного из вариантов как основы для заложения системы скважин может привести к безрезультатному и неинформативному бурению и дискредитировать рациональную методику работ.

Предлагаемый метод обеспечивает целенаправленное бурение одиночных скважин для определения масштабов открытых залежей и установления основных закономерностей их строения путем выполнения последовательности процедур:

- 1) построение вариантов модели залежи нефти и газа по имеющимся фактическим

данным;

2) выявление наиболее различающихся вариантов и их оценка;

3) проверка величины различий: если она существенна, переход к пункту 4, если незначительна – предварительная оценка залежи по методике, наиболее рациональной для данного типа;

4) определение зон возможного заложения скважин;

5) оценка зон и выбор местоположения скважин;

б) бурение скважин, переход к пункту 1.

Поскольку даже при достаточно густой сети наблюдений число вариантов модели может быть значительным, например, из-за неустраняемых ошибок наблюдения и интерполяции, имеет смысл говорить лишь о существенно различных вариантах. Опыт показывает, что из возможных на данном этапе вариантов модели залежи достаточно выбрать два, наиболее различающихся, считая остальные промежуточными. Дальнейшие работы должны быть направлены на стабилизацию модели залежи посредством бурения отдельных скважин в наиболее информативных точках.

Оценку различий вариантов и выбор точек заложения скважин осуществляют с помощью карты, отражающей степень несоответствия значений параметров вариантов. Карту строят путем вычитания карт-вариантов модели залежи и изображают в изолиниях разности значений. Нулевые и минимальные значения приурочены к точкам наблюдений и участкам совпадения вариантов, максимальные значения – к зонам небольших различий вариантов, в которых при определенных условиях и закладывают скважины. Ценность любой зоны определяется, с одной стороны, величиной отклонения ее параметров от показателей других зон, с другой – величиной возможных запасов нефти или газа, приходящихся на эту зону. Поэтому на каждом выделенном участке значения расхождений вариантов взвешиваются по объему запасов. В результате определяются зоны, оптимальные для заложения первоочередных скважин.

На первых этапах оценки залежи, когда имеется погрешность не только в характере распределения подсчетных параметров, но и в определении самой области их существования, целесообразно в качестве доминирующего критерия принимать просто величину различий вариантов, к максимумам которых и следует приурочивать точки заложения скважин на подстадии предварительной оценки.

Данный подход может быть использован при размещении скважин на стадии разведки и подготовки месторождений к разработке, а также при размещении опережающих эксплуатационных скважин в зонах совпадения вариантов моделей. В этом случае применение карт различий по отдельным подсчетным параметрам обеспечивает целенаправленный сбор информации.

23. Заложение поисковых скважин по равномерной сетке

Одним из возможных методов поисков нефти и газа можно считать разбуривание исследуемого региона по равномерной сетке. Теория этого метода детально разработана Дж. Гриффитсом, И.Д. Савинским, А.М. Шурыгиным и другими исследователями. В основе его лежит предположение о наличии определенного количества месторождений в пределах перспективного района. Задача заключается в выборе таких размеров равномерной сетки поисковых скважин, которые обеспечивали бы максимум попадания скважин в пределы месторождения при минимальном объеме затрат.

На рис. 4.1.10 приведена типичная кривая изменения прибыли от прироста запасов в зависимости от размеров равномерной сетки. В случае малых расстояний между скважинами экономический эффект от равномерного разбуривания невелик из-за большого количества поисковых скважин. Прибыль от открытия многочисленных мелких месторождений не компенсирует стоимости поисковых работ по густой сетке скважин. Максимальный экономический эффект достигается при размерах квадратной ячейки около 2-3 км, при больших же размерах вновь уменьшается, так как значительная часть месторождений пропускается. Оп-

тимальные размеры сетки скважин по данным обработки материалов по 15 основным нефтегазоносным провинциям США изменяются от 1,2 до 6,0 км. Бурение скважин по равномерной сетке можно рассматривать как один из методов поисков. До настоящего времени этот метод не применялся в практике поисков месторождений нефти и газа. Опыт использования равномерных сеток при поисковых работах имеется только в рудной геологии. Как отмечают Дж.У. Харбух, Дж.Х. Давтон, Дж.К. Девис: "Консерватизм нефтяников частично объясняется тем, что они субъективно больше доверяют геологической информации, чем статистическому анализу распределения месторождений и считают (справедливо или ошибочно), что знание геологии может обеспечить успех. Однако более важной причиной консерватизма является то, что в условиях острой конкуренции и свободного предпринимательства, характерных для американской нефтяной промышленности, применение способа бурения по равномерной сетке очень затруднительно или даже невозможно. Тем не менее, такой подход к поискам нефти мог бы обеспечить значительный эффект в случае использования его на концессионных участках с очень большой площадью".

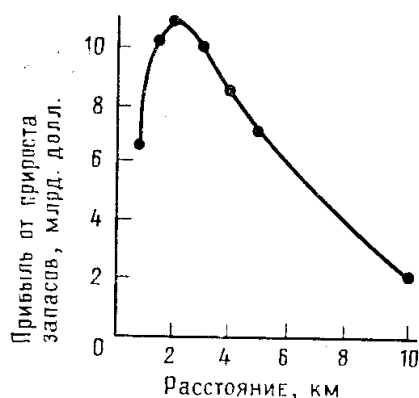


Рис. 4.1.10. Расчетная модель изменения прироста запасов нефти в стоимостном выражении в зависимости от расстояния между поисковыми скважинами при допущении, что район Мексиканского залива разбуривается по равномерной сетке скважин (по Дж.У. Харбуху и др.)

24. Заложение поисковых скважин по случайной сетке

Стратегия размещения поисковых скважин по случайной сетке предполагает определение местоположения скважин по таблицам случайных чисел. При этом полностью исключается необходимость каких-либо геологических знаний, т. е. поиски фактически ориентируются на бурение "диких кошек". Такой подход к поискам коренным образом противоречит традиционной стратегии поисковых работ, но тем не менее рассмотрение его представляет некоторый интерес. Исследованиями Г. Менарда и Дж. Шермана на примере истории открытия крупных месторождений США было показано, что случайное размещение поисковых скважин, в особенности при наличии очень крупных месторождений, могли бы привести к значительно большей эффективности поисков, чем это было в действительности в реальной истории развития нефтяной и газовой промышленности США.

В практической деятельности данный метод специально не использовался. Модифицированный вариант этого метода, видимо, можно применять при проектировании поисковых работ в условиях, когда невозможно осуществить достоверный геолого-геофизический прогноз.

4.2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ПОИСКОВЫХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН НА ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Г.А. Габриэлянц. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

Методические рекомендации по выбору систем размещения поисковых скважин. М., ВНИГНИ, 1982.

Заложение поисковых и оценочных скважин на антиклинальных ловушках

В первую группу объединены ловушки, приуроченные к антиклинальным, брахиантиклинальным, куполовидным и линейно вытянутым складкам и многокупольным поднятиям.

На достоверно подготовленных к поисковому бурению антиклинальных и брахиантиклинальных складках для открытия залежей сводового типа достаточно бурения одной скважины в своде структуры (рис. 4.2.1, а).

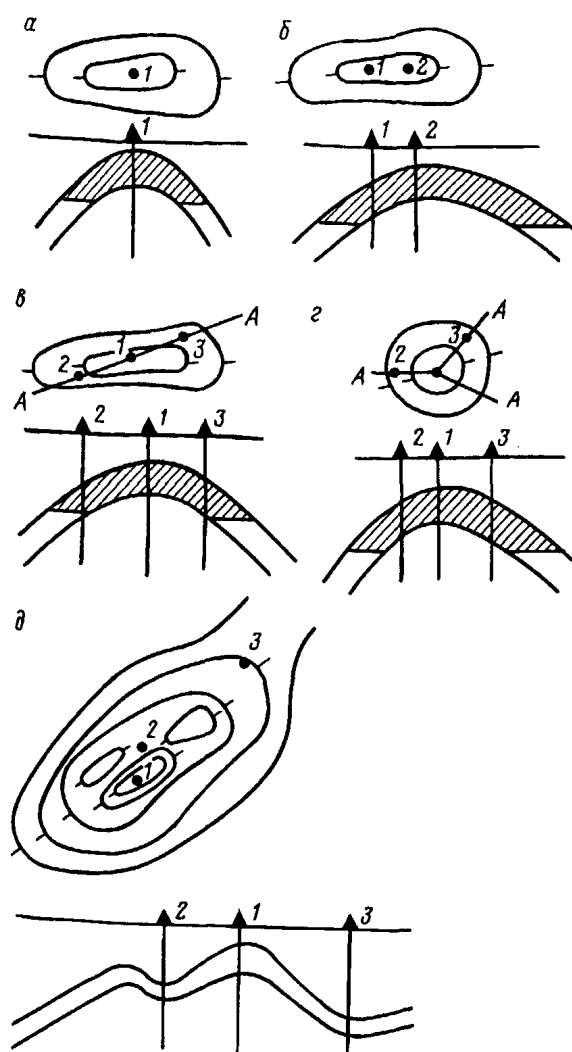


Рис. 4.2.1. Системы заложения поисковых скважин на антиклинальных ловушках
а – единичная скважина в своде структуры; б – продольный профиль из двух-трех скважин,
в – диагональный профиль из трех скважин; г – радиальные профили; д – в зоне полного
заполнения всех куполов и зоне максимального заполнения ловушки
на многокупольных структурах

В районах с доказанной региональной продуктивностью горизонтов поискового этажа (этажей) при высокой надежности подготовленных к поисковому бурению структур и значениях коэффициентов заполнения ловушек, близких к единице, допускается одновременное бурение нескольких (но не более трех) поисковых скважин в сводовой части структуры.

На узких, линейно вытянутых складках поисковое бурение целесообразно осуществлять либо продольным профилем из двух-трех скважин (рис. 4.2.1, б), либо диагональным профилем их трех скважин (рис. 4.2.1, в).

Куполовидные складки следует опосредовать тремя скважинами, расположенными на радиальных профилях (рис. 4.2.1, г). Первая скважина бурится в своде структуры, последующие закладываются на двух профилях трехлучевой системы. В целях равномерного излучения залежи и установления положения ВНК или ЖК эти скважины располагаются на различных гипсометрических отметках с учетом шага поискового бурения.

Поиски на многокупольных структурах осуществляются путем опережающего бурения скважин на участках, определяющих степень заполнения всей ловушки. Такими участками являются межкупольные зоны замыкания поднятия в целом. Первая скважина закладывается на наиболее высоком куполе, последующие – в зоне полного заполнения всех куполов и зоне максимального заполнения ловушки (рис. 4.2.1, д). При низких значениях коэффициента заполнения ловушки, указанные скважины бурятся последовательно.

Заложение поисковых скважин на антиклинальных ловушках, осложненных тектоническими нарушениями

В данную группу включены все антиклинальные, брахиантиклинальные, куполовидные и линейно вытянутые ловушки, осложненные тектоническими нарушениями.

При амплитуде нарушения, меньшей мощности продуктивного горизонта (залежь не разбита на изолированные блоки), система размещения поисковых скважин аналогична системе размещения скважин для ненарушенных антиклиналей.

В районах, характеризующихся высокой надежностью подготовленных к поисковому бурению структур, для обнаружения залежей на ловушках, осложненных тектоническими нарушениями сбросового типа, с амплитудой, большей мощности продуктивного горизонта, следует закладывать две самостоятельные поисковые скважины на поднятом и опущенном блоках (рис. 4.2.2, а).

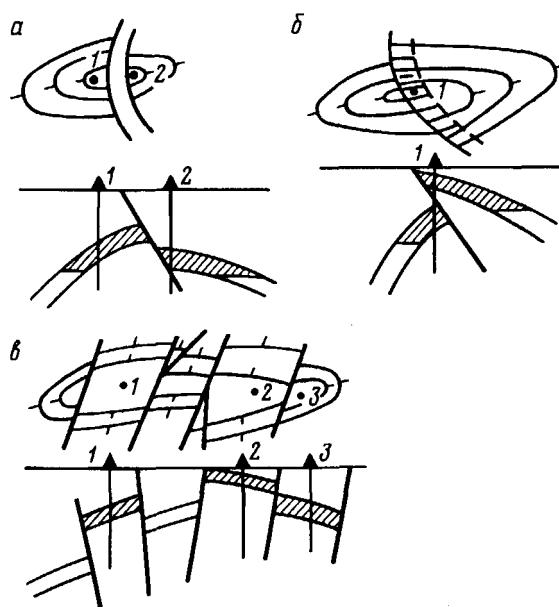


Рис. 4.2.2.. Системы заложения поисковых скважин на антиклинальных ловушках, осложненных тектоническими нарушениями:

а – две самостоятельные скважины на поднятом и опущенном блоках; *б* – единичная скважина в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков верхнего и нижнего блоков; *в* – одиночные поисковые скважины в приподнятых участках изолированных блоков

На ловушках, осложненных тектоническими нарушениями взбросового типа, поисковые скважины располагают в зоне перекрывающихся в плане контуров сводовых участков

верхнего и нижнего блоков (рис. 4.2.2, б). На складках, разбитых серией тектонических нарушений, целесообразно закладывать одиночные поисковые скважины в приподнятых участках изолированных блоков (рис. 4.2.2, в).

В случае, когда плановое положение разрывных нарушений установлено с недостаточной надежностью, но их наличие характеризуется высокой вероятностью, рекомендуются различные варианты профильного размещения двух-трех поисковых скважин.

Заложение скважин на малоамплитудных антиклинальных ловушках

Описываемая группа объединяет ловушки нефти и газа, приуроченные к поднятиям с неясными элементами строения. Это антиклинальные складки, имеющие расплывчатые очертания и небольшие амплитуды (10-20 м), соразмерные с разрешающей способностью сейсмических методов подготовки ловушек. Нередко эти поднятия бывают многокупольными, достигают больших размеров по площади и в ряде районов (в особенности в старых нефтегазодобывающих) являются основными объектами поисков нефти и газа. В эту группу включены также антиклинальные ловушки, подготовленные в сложных сейсмогеологических условиях (на больших глубинах, в подсолевых или подтрапповых отложениях), амплитуды которых сопоставимы с величиной сечения сейсмоизогипс.

В районах с установленными закономерными смещениями (по короткой или длинной оси) сводов подготовленных структур относительно сводов структур поискового этажа рекомендуется одновременное заложение двух поисковых скважин: одной – в своде на структурной сейсмической основе, другой – в "принципиальном направлении" от него, т. е. в сторону смещения свода складки по поисковому этажу (рис. 4.2.3). После выявления характера и величины смещения свода и продуктивности ловушки закладывают скважины для определения пространственного положения контакта и оценки масштабов залежи (месторождения). Эти скважины размещают по одному из описанных выше методических приемов, определяемых морфологическими особенностями структуры, типом резервуара и др.

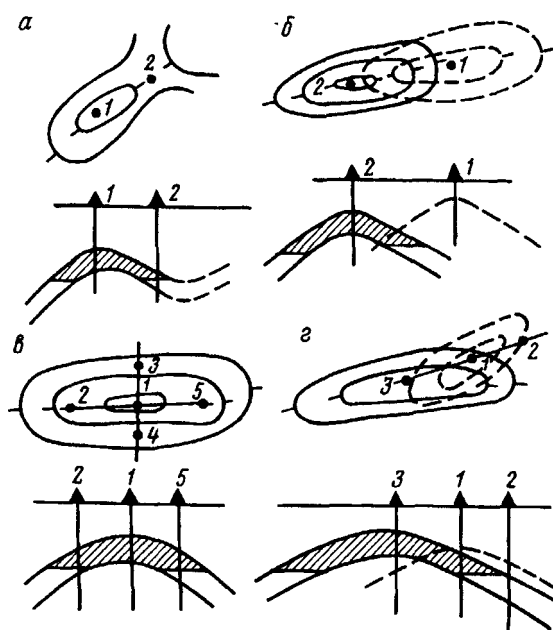


Рис. 4.2.3. Системы заложения поисковых скважин на малоамплитудных антиклинальных ловушках:

а – по методу критического направления; *б* – по методу принципиального направления; *в* – крест поисковых скважин; *г* – диагональный профиль

В районах со сложным геологическим строением и в условиях низкой разрешающей способности геофизических методов разведки, когда характер и направление смещения сводов не известны, опосредованное брахиантиклинальных складок следует осуществлять по треугольной системе (свод – крыло – периклиналь). В дальнейшем при оценке выявленной залежи достраивают классический крест скважин.

Заложение скважин на неантиклинальных ловушках

В группе неантиклинальных объединены стратиграфически и литологически экранированные (ловушки фациальных замещений на региональных структурных элементах, на крыльях и переклиналях локальных структур, в пластах-коллекторах, срезанных поверхностью несогласия, эрозионно-останцовые) и литологически ограниченные (приуроченные к песчаным образованиям русел и дельт палеорек, прибрежных валов или к гнездообразно залегающим песчаным линзам, окруженным со всех сторон непроницаемыми породами) ловушки. Связанные с ними месторождения и залежи широко развиты в осадочном чехле, достигают иногда больших размеров и содержат значительные запасы нефти и газа.

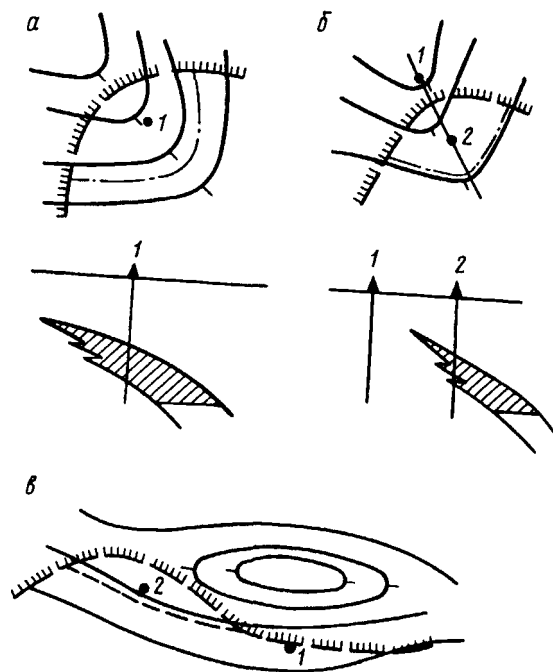


Рис. 4.2.4. Системы заложения поисковых скважин на неантиклинальных ловушках: а – единичная поисковая скважина вблизи предполагаемого экрана; б – профиль из двух скважин в крест линии замещения (выклинивания) пород-коллекторов; в – по простиранию линии литологического (стратиграфического) экрана

В настоящее время задача выбора рациональных систем размещения скважин для поисков залежей неантиклинального типа решена не полностью из-за отсутствия, как правило, надежных методов выявления ловушек данного типа. Как показывает практика поисково-разведочных работ на нефть и газ во многих районах страны, большинство литологически экранированных и литологически ограниченных залежей открывается попутно при поисках и разведке залежей в антиклинальных ловушках, т. е. с использованием систем размещения скважин, описанных выше.

Целенаправленные поиски залежей нефти и газа в зонах литологического выклинивания и стратиграфического срезания следует осуществлять путем бурения коротких профилей скважин (по две-три) в крест простирания этих зон (рис. 4.2.4). Первую поисковую скважину закладывают на некотором расстоянии от предполагаемого экрана, определяемом минимально возможными запасами нефти и газа, которые экономически целесообразно разрабатывать на данном этапе в конкретном регионе. После обнаружения залежи одной из поисковых скважин в зонах максимального приближения к экрану на площади рекомендуется заложить одновременно еще две скважины: одну – по падению пластов продуктивного горизонта, другую – по простиранию в ту или иную сторону от скважины-открывательницы для установления зоны максимального развития продуктивного горизонта. В зависимости от результатов бурения скважины в направлении простирания последующими скважинами устанавливаются ширина и ось залежи.

Заложение скважин на рифовых ловушках

Выбор системы размещения поисковых скважин на рифовых ловушках определяется морфологией рифового тела, его соотношением с прилегающими фациями и распределением пород-коллекторов и истинных покрышек. При надежной подготовке рифогенных ловушек к бурению их опосковывают в зависимости от особенностей геологического строения следующим образом.

Поиски скоплений нефти и газа и предварительная оценка обнаруженных залежей в конусовидных, округлых в плане рифах небольших размеров, характеризующихся весьма высокой плотностью запасов на единицу площади, осуществляются бурением одной многоствольной скважины в сводовой части (рис. 4.2.5, *a*).

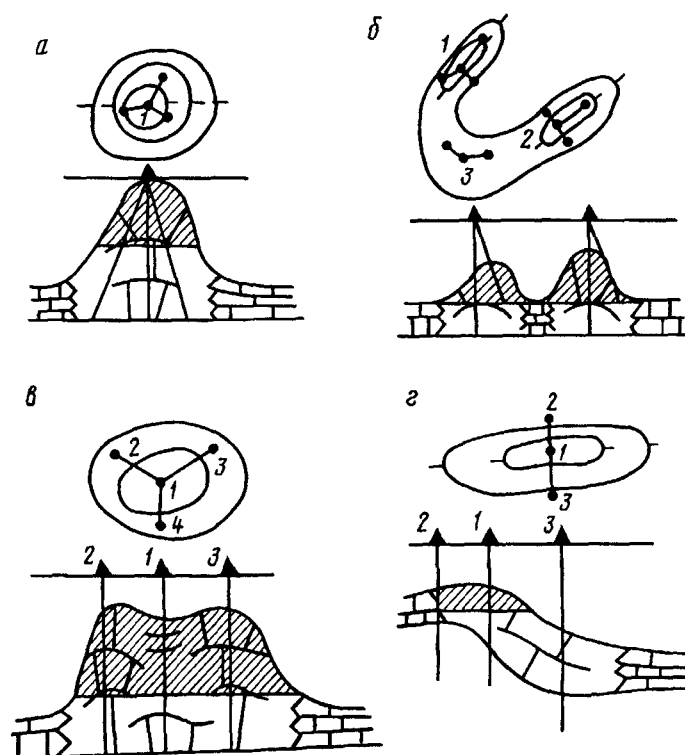


Рис. 4.2.5. Системы заложения поисковых скважин на рифогенных ловушках: *a* – одна многоствольная скважина; *б* – независимые многоствольные скважины; *в* – два радиальных профиля трехлучевой системы скважин; *г* – профиль скважин вкрест простирания рифа

В случае приуроченности залежей к островершинным удлинено-изогнутым (подковообразным) рифам их поиски и предварительную оценку следует осуществлять путем бурения двух-трех многоствольных скважин, закладываемых по гребню рифовой ловушки (рис. 4.2.5, *б*).

На рифовых постройках округлой или слегка удлиненной формы с крутыми склонами и плоскими вершинами (плосковершинные или столовые рифы), а также атолловидных с кольцеобразным распространением биогермных разностей рекомендуется заложение поисковых и оценочных скважин по трехлучевой системе, обеспечивающей предварительную оценку запасов углеводородов открытого месторождения (рис. 4.2.5, *в*).

Поиски зон развития линейно вытянутых рифовых тел необходимо проводить путем бурения профиля зависимых поисковых скважин вкрест простирания древней береговой линии. Высота рифогенной ловушки, образовавшейся в зоне значительного перепада глубин, и характер приуроченной к ней залежи часто определяются не только структурной амплитудой рифа, но и экранирующей способностью вмещающих пород. В связи с этим в первую очередь необходимо изучать зоны замещения рифовых фаций зарифовыми и предрифовыми от-

ложениями. Поиски открытых залежей и оценку их масштабов рекомендуется проводить по методике критического направления, т. е. путем опережающего бурения скважин в указанных выше зонах возможного замещения пород (рис. 4.2.5, г). Если зарифовые фации расположены гипсометрически выше предрифовых, то после выяснения продуктивности рифа в сводовой скважине бурением второй скважины устанавливаются, являются они литологическим экраном или коллектором. Третью скважину в профиле с первыми двумя закладывают на склоне рифовой ловушки, обращенном в сторону открытого моря, для изучения предрифовых фаций, которые нередко обладают хорошими коллекторскими свойствами и могут находиться в пределах залежи. В более редких случаях, когда гипсометрически выше расположены предрифовые фации, порядок изучения зон замещения будет обратным.

Размещая поисковые скважины, по мнению В.Д. Ильина, необходимо учитывать, что при наличии в разрезе между рифогенными отложениями и истинной крышкой промежуточной толщи рассеяния (ложной крышки) высота ловушки будет меньше высоты структуры на величину, равную мощности промежуточной толщи рассеяния.

Заложение скважин на мелких месторождениях нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³)

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.

На каждой вводимой в поисковое бурение площади (объекте) допустимо планировать не более 1-2 поисковых скважин (вторая зависимая). В каждом конкретном случае точки заложения скважин выбираются в зависимости от прогнозируемого типа ловушки, степени её изученности и качества подготовленности, сложности геологических условий, положения в разрезе базисной залежи. Для месторождений нефти с ресурсами менее 0,5 млн т первой продуктивной поисковой скважиной может лимитироваться весь процесс изучения объекта бурением, если она обеспечивает подсчет не менее 80% запасов залежи по категории С₁.

Основные методические приемы размещения поисковых скважин следующие:

- **первая поисковая скважина закладывается в свode структуры по основному маркирующему горизонту** (с предполагаемой базисной залежью) или же с некоторым смещением в сторону по региональному восстаний пластов. При уверенной оценке прямыми методами перспективности объекта, скважина размещается в той части залежи, где предполагается концентрация максимальных значений нефте- или газонасыщенных толщин;

- **вторая поисковая скважина закладывается, если в разрезе присутствует несколько равноценных залежей, связанных с ловушками, не совпадающими в плане, а также при блоковом строении площади** (тектонически нарушенные брахиантиклинали и купола, новые объекты в глубокопогруженных горизонтах на локальных поднятиях);

- поисковые скважины должны составлять единую систему с разведочными или опережающими эксплуатационными скважинами. Последние в этом случае должны восполнять частично задачи поискового и разведочного бурения.

При вводе в бурение кондиционно подготовленных структур, непосредственно прилегающих к разрабатываемым месторождениям и имеющих признаки ловушек этих месторождений, возможно бурение первой скважины как разведочной или опережающей эксплуатационной. В данном случае они будут решать задачи и поисковой скважины.

В высокоизученных районах возможно ограничение глубин поисковых скважин нижним продуктивным горизонтом с ресурсами С₃, рентабельными после перевода в категорию С₁ для разработки.

4.3. ОТБОР И ОБРАБОТКА КЕРНА И ШЛАМА

Г.А. Габриэляни. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

Инструкция по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового и разведочного бурения. М., ВНИГНИ, 1973.

Для получения прямой геологической информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения вскрываемого разреза в скважинах отбирают образцы пород, называемые керном.

Отбор образцов керна проводится в процессе бурения специальными колонковыми долотами. Объемы и интервалы отбора керна определяются назначением скважин и решаемыми задачами. В опорных скважинах производится сплошной отбор керна, в параметрических – он проектируется в объеме до 20% от глубины скважины, в поисковых – обычно 10-12%.

На стадии подготовки месторождений к разработке для детального изучения свойств коллекторов и получения информации, необходимой для подсчета запасов и составления проекта разработки, бурят специальные базовые скважины со сплошным отбором керна из продуктивных пластов. На каждом крупном месторождении рекомендуется бурение одной или нескольких скважин (в зависимости от масштаба месторождения, степени неоднородности природного резервуара) с применением безводного или нефилтующегося раствора для проведения прямых определений коэффициента нефтегазонасыщенности пород-коллекторов.

При разведке газовой (газоконденсатной) залежи для определения наличия остаточной нефти и оценки ее величины рекомендуется рядом со скважиной на безводном (нефилтующемся) растворе бурить скважину на растворе с водной основой со сплошным отбором керна большого диаметра (не менее 60 мм).

Привязка керна к разрезу скважины производится периодическими промерами бурового инструмента, результаты которых заносятся в геологический журнал и оформляются соответствующим актом. Привязку к разрезу в случае бурения со сплошным отбором проводят путем сопоставления диаграммы какого-либо промыслово-геофизического метода с результатами "каротажа по керну" (например, диаграмм гамма-каротажа с результатами измерения на образцах керна радиоактивности или диаграмм акустического метода с результатами измерения на образцах керна скорости распространения упругих волн).

Герметизация керна. Керн, отобранный для прямой оценки остаточной водо- и нефтенасыщенности, должен быть тщательно и немедленно после извлечения герметизирован.

Герметизация обеспечивает сохранность в кернах содержания воды и нефти. Образцы, отобранные при бурении на безводном растворе, погружают под уровень бурового раствора. При этом они снабжаются металлическими этикетками, которые прикрепляются с помощью металлической проволоки.

Образцы, отобранные с применением растворов на водной основе, герметизируются в последовательности: полиэтиленовый мешок, марля, пропитанная расплавленным парафином, парафин.

Все операции при герметизации керна необходимо выполнять быстро; для контроля ведут хронометраж, отмечая время начала и конца каждой операции.

Регистрация и нумерация керна должны проводиться в строгом соответствии с порядком извлечения его из колонковой трубы.

Керн плотно укладывают в ящики по порядку номеров, соблюдая его ориентацию и отмечая специальными перегородками начало и конец долбления. Разрушенный керновый материал собирают в полотняные (или полиэтиленовые) мешочки, которые завязывают и укладывают в последовательности извлечения вместе с неразрушенным керном. Разбитый негерметизированный керн при укладке совмещается по плоскости раскола. Укладку производят в направлении слева

направо, на ящиках обязательно должны быть нанесены стрелки и написаны интервалы долбления. Запрещается укладка керн в два и более рядов в одну секцию ящика.

Наиболее удобным для укладки, транспортировки и хранения керн является ящик длиной 1 м, шириной 0,6 м, высотой 0,1 м. В ящиках должны быть продольные перегородки, расстояние между которыми зависит от диаметра керн.

Ящики для образцов шлама изготавливают такого же размера, только перегородки разделяются поперек на квадратные ячейки размером 10x10 см.

Литологическое описание кернового материала, поднимаемого из скважин, является одной из основных составляющих геологической информации об исследуемом разрезе. Различают срочное, макро- и микроскопическое описания.

Полевое макроскопическое описание керн выполняется на буровой непосредственно после извлечения керн из колонковой трубы представителем геологической службы с целью отнесения керн к тому или иному литотипу, фиксации наличия или отсутствия каверн (и трещин), установления степени макронеоднородности, визуальной оценки характера насыщенности и т. п. Результаты полевого макроописания записывают в геологический журнал или в специальный бланк учета керн.

Макроописание керн выполняют в кернохранилище или лаборатории. При этом уточняется и дополняется полевое макроописание. Описание должно проводиться в порядке: название породы, цвет, структура, состав и характер цементации, крепость цементации, наличие видимых пустот (их размеры, очертание и распределение в породе), текстура породы, особенности минералогического состава, содержание кальцита и доломита, наличие включений и конкреций, наличие и условия залегания остатков организмов, мощность отдельных прослоев и характер чередования их, наличие органических и битуминозных веществ, наличие, ориентировка, раскрытость и выполнение трещин.

Макроописание герметизированных образцов выполняется в лаборатории физики пласта после определения содержания остаточной водо- и нефтенасыщенности прямым способом.

При выполнении макроописания керн пользуются лупой, соляной кислотой и каким-либо растворителем (бензином).

Детальное микроописание керн проводится путем исследования прозрачных шлифов с помощью поляризационных микроскопов. При микроописании по результатам макроописания выбирают наиболее характерные образцы керн, отражающие основные закономерности изменения литологии пород по разрезу.

Обработка керн. Принятый на хранение керн регистрируется в журнале. Геолог осматривает керн, уточняя полевое макроописание, выполненное на буровой, и отбирает его на различные виды анализов.

При отборе керн на анализы (петрофизический, минералогический, люминесцентный, коллекторских свойств и др.) образцы снабжают этикеткой и в журнале регистрации керн делают соответствующую запись.

Герметизированный керн целиком направляется с буровой непосредственно в лабораторию физики пласта в возможно более короткий срок. В процессе транспортировки герметизированного керн необходимо принимать меры предосторожности с целью сохранения герметизирующей оболочки.

Важным условием для получения сопоставимых значений исследуемых параметров является проведение различных анализов на одном и том же куске керн. В связи с этим по керну, поднятому из какого-либо интервала продуктивного пласта, определяют коллекторские свойства и выполняют комплекс литологических исследований.

По керну скважин, пробуренных на безводном или инвертном растворе со сплошным отбором, лабораторные определения выполняют в максимальном объеме.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород, характеризующихся сложным строением пустотного пространства (кавернозных, трещиноватых), необходимо проводить на крупных образцах керн (с сохранением диаметра).

По керну нефтяных залежей в лаборатории обязательно определяют коэффициент вытеснения нефти.

Хранение керна. Отобранный в процессе бурения керн должен храниться в специально оборудованном кернохранилище. В центральное кернохранилище направляются отдельные необходимые для исследования образцы, а также весь керн опорных, параметрических и отдельных поисковых скважин. Остальной керн остается во временном кернохранилище до завершения работ, после чего передается в центральное кернохранилище. Хранение керна на буровой не разрешается.

Керновый материал маркируется эмалевой краской (в крайнем случае, наклеивают этикетки). Нижний конец керна отмечается стрелкой, цифра над которой означает количество кусков керна в данном интервале.

На крышке и торцовой стороне ящика красной краской указывается название структуры, участка или площадки, год и месяц проведения работ, номер скважины, интервал отбора керна.

Ящики нумеруются по порядку. Номер ящика указывается черной краской. Размещение керна на стеллажах производится в порядке возрастания номеров скважин и ящиков.

Сроки хранения и ликвидации керна. Керн опорных и параметрических скважин, как правило, сокращению и уничтожению не подлежит и хранится постоянно. В виде исключения его количество может быть сокращено при наличии решения научно-технического совета высшего государственного геологического органа страны, а по параметрической — НТС территориального геологического органа управления. Керн поисковых и разведочных скважин подлежит хранению до утраты своего значения в результате проведения более детальных работ.

При большом количестве на площади (структуре) поисковых скважин после рассылки керна на все виды анализов в ряде случаев отбирают эталонный разрез по одной или нескольким скважинам, наиболее полно освещающий вскрытые отложения. Образцы отбирают таким образом, чтобы сводный разрез был наиболее полно охарактеризован стратиграфически и литологически. Хранение образцов эталонного разреза различных скважин должно быть раздельным.

Образцы керна, входящие в эталонный или сводный разрез, подлежат постоянному хранению.

Помимо образцов эталонного или сводного разреза из других скважин, необходимо отобрать и хранить образцы: из маркирующих (опорных) горизонтов; характеризующие контакт между отдельными стратиграфическими комплексами; из зон тектонических нарушений; с фауной; с признаками нефтеносности; с повышенной или высокой радиоактивностью; из скважин, вскрывших какой-либо горизонт, не встреченный в эталонном разрезе.

Отбор шлама. При недостаточной освещенности разреза керном отбирают и изучают шлам. Шлам – мелкие кусочки пород, образующиеся при бурении, которые выносятся на поверхность промывочной жидкостью. Шлам отбирают с помощью специального набора сит через равные интервалы разреза: в однородных толщах – через 5-10 м, в изменчивом разрезе – через 1-2 м. Пробы шлама промывают, просушивают, укладывают в пробирки или бумажные пакеты и этикетировывают. Образцы шлама подлежат хранению наравне с керновым материалом.

При отборе образцов шлама следует отметить глубину, соответствующую положению забоя скважины. Образцы шлама описываются в том же порядке, что и керн. Описание шлама заносится в геологический журнал.

Отбор образцов пород со стенки скважины боковыми грунтоносами

Пермяков И.Г., Хайрединов Н.Ш., Шевкунов Е.Н. Нефтегазопромысловая геология и геофизика. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1986. 269 с.

Прямые сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах горных пород получают по керну, отбираемому в процессе бурения скважин. Обычно бурение с отбором

керна ограничивается только перспективными интервалами, при этом вынос керна часто недостаточно полный. В связи с этим возрастает значение отбора образцов со стенок пробуренной скважины, который осуществляют после геофизических исследований и предварительного изучения геологического разреза по геофизическим данным и материалам бурения в интервалах, характеристика которых недостаточно ясна.

На практике применяют стреляющие, сверлящие и дисковые призматические грунтоносы.

Стреляющий грунтонос состоит из корпуса с гнездами (стволами), в которые устанавливают пороховой заряд с электровоспламенителем и бойки, снабженные пустотелыми наконечниками, заостренными снаружи. Бойки привязывают стальными тросиками к корпусу грунтоноса.

Снаряженный грунтонос опускают в скважину на кабеле и устанавливают в нижней точке интервала отбора образцов пород. По кабелю подается импульс тока на электровоспламенитель. Последний накаляется и воспламеняет порох. Давлением пороховых газов боек с большой скоростью выталкивается из ствола и врезается в породу. Затем грунтонос медленно поднимают и устанавливают против следующей точки отбора. При движении грунтоноса боек отрывается от стенки скважины и остается висеть на тросике. После отстрела всех бойков грунтонос поднимают на поверхность, наконечники бойков отвинчивают и из них извлекают керн. Образцы помещают в герметические пластмассовые мешочки и снабжают этикеткой с данными о скважине и глубине отбора.

Эффективность отбора образцов стреляющими грунтоносами составляет около 75% вследствие разрушения бойков, обрыва тросиков и др. По образцам уточняют литологический состав и характер насыщения пород (по остаточной нефтенасыщенности). Коллекторские свойства пород не определяют из-за смятия и растрескивания образцов при внедрении бойков в породу.

Сверлящий грунтонос содержит взаимосвязанные механические и гидравлические узлы и системы, управляемые по кабелю, на котором прибор спускается в скважину, с пульта на поверхности. Одним из основных узлов является пустотелый цилиндрический бур с коронкой и кернорвателем, ось которого перпендикулярна к оси грунтоноса. Бур вращается от электродвигателя.

После установки в точке отбора грунтонос прижимается к стенке скважины специальными распорами. По сигналу с поверхности осуществляется подача вращающегося бура, благодаря которой коронка входит в стенку скважины, обуривая образец. В процессе выбуривания образца частицы породы удаляются из кольцевой зоны разрушения пульсирующим потоком скважинной жидкости от промывочного насоса.

После полного внедрения коронки в стенку скважины производится отрыв выбуренного образца кернорвателем при обратном движении бура, осуществляемом сменой направления вращения ротора электродвигателя, при которой поток жидкости в гидросистеме также меняет направление. Давление в гидросистеме масляного наполнения создается масляным насосом, имеющим привод от того же электродвигателя. Время выбуривания одного керна не более 5-6 мин.

При отборе следующего образца предыдущий проталкивается в кассету. Из кассеты образцы извлекают после подъема прибора на поверхность. Всего за один рейс можно отобрать до 10 образцов длиной до 40 мм, диаметром 22 мм каждый.

Выбуренные образцы практически сохраняют естественные физические свойства. Поэтому по ним можно, помимо литологического состава и характера насыщения, определить также коллекторские свойства горных пород.

В **дисковом призматическом грунтоносе** в качестве режущего инструмента применяют два диска, армированных техническим алмазом и смонтированных под углом друг к другу в качающейся каретке. Вращение дисков осуществляется от электродвигателя.

После установки в точке отбора прибор прижимается к стенке скважины. С помощью регулятора подачи каретка с вращающимися дисками перемещается снизу вверх вдоль оси

грунтоноса, отклоняясь к его стенке. Благодаря этому края дисков выдвигаются за наружную поверхность грунтоноса и вырезают на стенке скважины трехгранную призму длиной 600 мм, шириной основания треугольника 36 мм и высотой 42 мм в поперечном сечении. При обратном отклонении каретки вместе с дисками в конце интервала перемещения призма породы выклинивается и попадает в керноприемник.

Время отбора одного образца в терригенных породах составляет 5-10 мин, в карбонатных – до 15 мин. За один спуск отбирается до пяти образцов.

В отличие от рассмотренных выше грунтоносов, обеспечивающих отбор образцов в точке, дисковый призматический грунтонос позволяет отобрать сплошной столбик керна значительной длины и по нему установить изменение литологического состава, коллекторских свойств и характера насыщения пласта.

Наблюдение и контроль за технологией отбора и выносом керна, шлама и боковых грунтов осуществляется геологической службой организации, ведущей буровые работы. Работники геологической службы (геолог, техник-геолог или коллектор) должны обязательно присутствовать на скважине при каждом подъеме колонкового долота и извлечении керна или отборе боковых грунтов.

4.4. КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

Инструкция по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения. Гостехиздат. Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы ленинградское отделение. Ленинград, 1962

4.4.1. Изучение вещественного состава пород

Петрографические исследования

Петрографическое изучение образцов керна является необходимым элементом комплексной научной обработки материалов и должно теснейшим образом увязываться в процессе работ с прочими видами исследований материалов, доставляемых бурением, а также с данными геофизических исследований.

При петрографическом изучении осадочных пород необходимо иметь в виду **следующие цели.**

1. Минералого-петрографическая характеристика слоев, вскрытых данной скважиной. При этом уточняются определения горных пород и дополняются данные первоначального макроскопического их описания. Особое внимание должно обращать на структурные и текстурные признаки, а также на аутигенные (сингенетичные) минералы, говорящие о физико-химической обстановке и геологических условиях осадкообразования.

2. Выявление диагенетических и последующих изменений, установление природы и причин этих изменений.

3. Выявление коррелятивов, т. е. тех признаков породы, которые могут быть использованы для стратиграфического сопоставления разрезов.

4. Выявление осадков, благоприятных для накопления органики, могущей служить исходным материалом для образования нефти и газа, а также выявления возможных коллекторов нефти и газа.

5. Выявление прочих полезных ископаемых и возможных условий их образования.

6. Установление тех признаков пород, которые могут объяснить их физические свойства, что важно для результатов геофизических исследований.

Лабораторное петрографическое изучение керна производится в научно-исследовательском учреждении **по следующей схеме:**

- а) **макроскопическое изучение и описание породы;**
- б) подготовка образцов для исследования;

в) изготовление петрографических шлифов (в том числе пород, в образовании которых участвуют остатки ископаемых организмов);

г) *изучение шлифов под поляризационным микроскопом и их описание;*

д) *механический (гранулометрический) анализ* осадочных пород (в основном для обломочных пород, отчасти для глин);

е) *минералогическое иммерсионное изучение полученных при механическом анализе фракций обломочных и глинистых или нерастворимого остатка карбонатных пород.*

При этом производится следующее:

ж) разделение минералов по удельным весам на тяжелые и легкие;

з) определение минералов иммерсионным методом с подсчетом компонентов.

При мощности слоя, равной 10 м и более, рекомендуется изучать, по крайней мере в шлифах, пробы из кровли, из середины и из подошвы слоя;

Минералого-петрографическому изучению в шлифах должны подвергаться все разновидности осадочных горных пород. Совершенно обязательно изготовление шлифов не только из песчаников, алевролитов, известняков, крепких мергелей и т. п., но также из глин. Шлифы должны быть ориентированы перпендикулярно.

Механический анализ и изучение минералогического состава иммерсионным методом следует выполнить в основном лишь для обломочных пород — песков, песчаников, алевролитов, алевритов, а также для глин и известняков при наличии в последних достаточной алевритовой или песчаной примеси.

Механический анализ для названного типа горных пород следует применять в более широких масштабах, имея в виду цель выяснения механического состава, с чем в значительной мере связаны физические свойства обломочных пород и глин. Кроме того, данные механического анализа позволяют уточнить название породы.

Методы механического и минералогического анализа могут применяться и для карбонатных пород, в том случае, когда они обогащены обломочным материалом. При отсутствии характерных палеонтологических остатков в карбонатных породах знание минералогического состава нерастворимой части последних может быть полезно для стратиграфических целей. Изучение породы в шлифах в этих случаях может оказаться недостаточным.

Обломочные минеральные частицы извлекаются из карбонатных пород путем обработки соляной кислотой 1:10, в случае возможности разделяются на фракции и на тяжелые и легкие минералы, как это указано для обломочных пород и глин, и подвергаются обычному иммерсионному изучению.

Результат механического анализа должен представляться по фракциям, принятым за стандартные при обработке материалов по всем опорным скважинам.

Фракция, мм
Более 0,25
От 0,25 до 0,10
От 0,10 до 0,01
Менее 0,01
Карбонаты (растворимая часть)
Всего (навеска породы)

Изучение глинистых минералов

Для расшифровки минералогического состава тонких фракций, слагающих основную массу глин, не всегда достаточно одного оптического анализа. Поэтому для типовых образцов желательно применять комплексный метод исследования глин, слагающийся из термического, рентгеноскопического, химического и других видов анализа.

Изучение минералогического состава глин, подстилающих и перекрывающих пласты, содержащие нефть, необходимо для понимания условий образования нефтяных и газовых месторождений.

Минеральный состав глинистых горных пород производится в специальных лабораториях с применением различных методов, не являющихся обязательным элементом комплексного исследования материалов бурения.

Основным методом является метод окрашивания, потому что он является массовым и его можно применять также и в полевых условиях.

В результате испытаний методом окрашивания все породы по составу глинистых минералов, с учетом глубины залегания этих пород и их геологических особенностей, разбиваются на группы. Представители проб каждой группы проверяются другими методами, к которым относятся:

- а) *термический*, составляющий от общего количества окрашенных проб 10-20%;
- б) *рентгеноструктурный* – 5%;
- в) *электронномикроскопический* – 15-30%;
- г) *оптический*, на специально приготовленных ориентированных агрегатах – 10-20%.

Выборочный химический анализ

Исходя из результатов минералого-петрографического изучения горных пород, в тех случаях, когда возникают неясности в отношении минералогического состава горных пород, должны производиться выборочные химические анализы.

Химическому анализу следует подвергать горные породы и в тех случаях, когда на основании предшествующего микроскопического, петрографического исследования и спектрального анализа выяснилась необходимость более детального изучения химического состава горных пород.

В зависимости от возникших задач химические выборочные анализы могут носить различный характер:

качественный или количественный анализы для выяснения содержания тех или иных определенных элементов,

шестикомпонентный анализ (количественное определение содержания нерастворимого остатка, P_2O_3 , CaO, MgO, CO_2 и SO_3),

полный химический анализ.

Встреченные в скважинах полезные ископаемые: угли, горючие сланцы, железные, марганцевые и прочие руды, алюминиевое и химическое сырье — подвергаются полному химическому анализу для выяснения их промышленных качеств.

Спектральный анализ

Спектральный анализ за последнее время начал широко применяться в нефтяной геологии. Являясь быстрым физическим методом определения химического состава вещества, спектральный анализ может заменить длительные и трудоемкие химические анализы. С помощью спектральных методов анализа можно быстро и точно дать химическую характеристику породы с определением всех металлов и некоторых других элементов.

Спектральный анализ позволяет визуально по спектрограмме сказать об ориентировочном содержании этих элементов. С помощью количественного спектрального анализа можно произвести точное количественное определение микроэлементов, содержащихся в исследуемом образце. Спектральным анализом могут быть выявлены промышленные концентрации цветных, редких, рассеянных и радиоактивных элементов.

Спектральный анализ является незаменимым, будучи высокочувствительным методом при использовании весьма незначительных навесок.

Работами А.П. Виноградова, А.Д. Архангельского, Л.А. Гуляевой, С.М. Катченкова и др. показано большое значение микроэлементов, содержащихся в водах, породах, золах би-

тумов и нефтей, для целей корреляции, для геохимической характеристики битумов, нефтей и вмещающих их пород и для выяснения процессов миграции элементов.

В осадочных породах следует определять следующие элементы: Al, Mg, Ca, Si, Fe, P, Mn, Ni, V, Ti, Cu, Na, K, Li, Ba, Sr, B, Cr, Zr и в пределах верхних 500 м разреза – U, Th, Tr, Mo, Ga, Ge, Sc, Tl, Sn, Be, Pu, Zn; в изверженных породах, кроме перечисленных элементов, еще – Zn, Pb, Sn, Cd, Ge, Mo, Co, In, Be, Bi, W, Ag, As, Au, Y, Te, Ga, Ta, Nb.

Спектральный анализ может быть использован при обработке материалов бурения как для вспомогательных целей, так и для последующих, более детальных исследований на те или другие элементы, имеющие практическое значение. Спектральный анализ имеет большое значение для самостоятельного решения целого ряда геохимических задач.

Спектральный метод анализа облегчает работу химика-аналитика, так как быстро отвечает на вопрос, в каком количестве находится определяемый элемент в породе и присутствуют ли элементы, мешающие проведению химического анализа.

Образцы для спектрального анализа пород должны отбираться из каждой литологической разности, а в случае литологически однородной толщи через 1-5 м, в зависимости от степени однородности. Более детальному опробованию должны подвергаться слои, обогащенные органическим веществом, с выделениями пирита и других сульфидов и в особенности с повышенной гамма-активностью (по гамма-каротажным диаграммам). По таким частям разреза следует образцы на исследование отбирать через 50 см, и в первую очередь по интервалам, в которых упомянутые признаки особенно отчетливы.

4.4.2. Палеонтологические исследования

Палеонтологическое изучение керна является основным элементом комплексного изучения осадочных образований и должно самым тесным образом увязываться с другими видами исследования, в первую очередь с литолого-петрографическим изучением керна. При палеонтологическом изучении керна необходимо иметь в виду следующие вопросы.

1. Изучение видового состава ископаемых организмов, встреченных в различных вскрытых скважиной стратиграфических подразделениях. Палеонтологическое изучение должно быть комплексным: оно должно заключаться не в определении отдельных руководящих форм или представителей тех или иных групп организмов, а в изучении всего комплекса органических остатков.

2. Определение геологического возраста вскрытых скважиной отложений, стратиграфическое расчленение разреза и сопоставление его (корреляция) с другими известными разрезами, где вскрываются разновозрастные отложения.

3. Установление связи между видовым составом организмов и характером вмещающих их остатки осадочных горных пород.

4. Выяснение условий образования осадков и физико-географических условий геологического прошлого.

5. Выявление породообразующего значения ископаемых организмов и их значения для понимания процессов нефтегазообразования.

Микрофаунистическое исследование керна является исключительно важным при комплексном его изучении, во многих случаях на основании этого исследования даются основные стратиграфические выводы по скважине.

Микрофаунистическое исследование ведется по следующей схеме:

- а) поверхностный осмотр и описание образца породы;
- б) подготовка образца для обработки;
- в) разрыхление образца;
- г) отмучивание образца, желательнее с разделением на фракции на специальных приборах или на сите (или ситах), упаковка для хранения;
- д) отбор микрофауны, изготовление микроскопических препаратов (помещение мик-

рофауны в камеры).

Из плотных пород, не поддающихся дезинтегрированию обычными методами (кроме прокаливания), изготавливаются палеонтологические шлифы, желательного большой площади и в достаточном количестве, обеспечивающем определение всех фаунистических остатков – сечения раковин; при этом желательно (а часто и необходимо) соответственным образом их ориентировать, что достигается в процессе изготовления пришлифовок. В некоторых случаях удается отпрепарировать раковины из породы при помощи игл и молотка – из таких выделенных раковин могут изготавливаться ориентированные сечения или эти раковины подвергаются лишь поверхностному изучению.

Спорово-пыльцевой анализ образцов, особенно важный при изучении континентальных отложений, ведется в соответствии с указаниями соответствующих руководств.

При подготовке образцов для исследования следует иметь в виду, что наиболее благоприятными для спорово-пыльцевого анализа являются темноокрашенные глинистые и тонкопесчаные породы, особенно такие, которые содержат растительные остатки (хотя бы в виде детрита); грубообломочные породы почти никогда не содержат ископаемых спор и пыльцы, в известняках споры и пыльца встречаются относительно редко.

Камеральная **обработка крупных палеонтологических остатков макрофауны и макрофлоры** производится специалистами по отдельным группам организмов.

В большинстве случаев определения производятся на основании изучения внешних признаков. Иногда при изучении таких, например, групп, как кораллы и мшанки, приходится прибегать к изготовлению ориентированных шлифов (поперечных, продольных, тангенциальных). При изучении внутреннего строения плеченогих иногда приходится прибегать к изготовлению и изучению последовательных пришлифовок примакушечной части раковины (поперечных, ориентированных нормально к кривизне створки).

В процессе определения производятся необходимые измерения, зарисовки, а также, по мере надобности, фотографирование палеонтологических остатков.

Определения осуществляются путем сопоставления образцов с изображениями и описаниями в специальных монографиях, а в случае возможности – с оригиналами. Определения должны производиться до вида, если позволяют изученность данной группы ископаемых, сохранность материала и существующая литература.

4.4.3. Определение физических свойств пород

Определение физических свойств горных пород, в особенности таких, как пористость и проницаемость, имеет исключительно важное значение для освещения разреза с точки зрения выяснения условий нефтеобразования, для понимания путей миграции нефти и условий ее накопления в коллекторах. Кроме того, определение физических свойств пород значительно пополняет литолого-петрографическую характеристику разреза. Без определения физических свойств горных пород немыслима надлежащая геологическая интерпретация данных геофизических исследований, как проводившихся на самой буровой, так и в тяготеющих к ней районах.

Лабораторное определение физических свойств пород производится по следующим видам исследований:

- а) определение объемного веса (плотности), удельного веса (минералогической плотности), проницаемости и вычисление общей (абсолютной) пористости;
- б) определение упругих свойств горных пород;
- в) определение магнитной восприимчивости и остаточного намагничивания;
- г) определение относительной электропроводности горных пород и мембранного потенциала;
- д) определение естественной гамма-активности пород;

е) определение открытой, а в случае необходимости, эффективной пористости.

Определение объемного веса (плотности) пород, их удельного веса (минералогической плотности) необходимо для правильной интерпретации данных различных геофизических исследований, и в первую очередь результатов гравиметрической съемки. Кроме того, перечисленные физические свойства горных пород отражают в известной мере их минералогические и литологические особенности, а также степень метаморфизации.

Различаются следующие определения:

а) объемный вес (плотность) породы в естественно влажном состоянии: отношение веса всех составляющих породу фаз – твердой, жидкой и газообразной, из которых состоит порода в природных условиях, к ее объему, занимаемому всеми этими фазами, выражаемое в $г/см^3$;

б) объемный вес (плотность) сухой породы (твердой фазы): отношение веса твердой фазы к объему породы;

в) удельный вес (минералогическая плотность) – отношение веса твердой породы к ее объему.

По данным определений объемного веса (плотности) сухой породы и ее минералогического удельного веса вычисляется абсолютная пористость породы. Абсолютная пористость представляется в виде процентного отношения объема всех содержащихся внутри данного тела пор, как закрытых, так и соединяющихся, к объему данного тела.

Образцы для определения объемного веса (плотности) должны быть по возможности взяты из свежего керна, вынесенного из буровой скважины или, в случае отсутствия свежевынутого керна, из сухого керна, взятого из кернохранилища.

Желательно отбирать образцы весом не менее 200 г; минимальный вес образца для указанных определений 50 г.

В последнем случае необходимо взять образцы породы данного типа не менее чем в трех местах по разрезу и дать для объемного веса среднее значение по трем определениям.

Отбирать образцы для определения плотности следует, руководствуясь общими указаниями настоящей инструкции, но не реже чем через 10 м по стволу скважины для однородных мощных толщ.

Определение упругих свойств горных пород

Изучение упругих свойств горных пород необходимо для уточнения интерпретации результатов сейсморазведочных работ.

Различие упругих свойств имеет также существенное значение при выявлении фациальных изменений, наличии метаморфизации и литификации пород и т. д.

Скорость распространения упругих волн может быть определена на образцах горных пород при помощи ультразвукового сейсмокопа по скорости прохождения упругого импульса от пьезоэлемента.

По времени прохождения импульса и длине его пути, определенном толщиной образца, вычисляется скорость упругой волны (в $м/сек$). Для измерения скорости упругих волн необходимы образцы пород с двумя параллельно отшлифованными поверхностями, расстояние между которыми равно 4-8 см.

Изучение магнитных свойств пород

Изучение магнитных свойств горных пород необходимо для уточнения причин наблюдаемых в природе магнитных аномалий и, в конечном итоге, для получения представления о глубинном геологическом строении данного района. На основании изучения магнитных свойств составляется магнитометрический разрез района, который в ряде случаев может быть использован для корреляции разрезов скважин. Изучение магнитных свойств осадочной неметаморфизованной толщи, обычно не вызывающей заметных аномалий магнитного поля, в основном дает материал для корреляции разрезов и для палеогеографических построений.

Необходимо иметь в виду, что механическое перенесение полученных в каком-либо районе результатов изучения магнитных свойств и соответствующей им минералогической характеристики горных пород на другие районы в целях объяснения причин магнитных аномалий может привести к ошибкам.

Магнитная характеристика горной породы определяется величинами магнитной восприимчивости и естественной остаточной намагниченности породы.

Магнитная восприимчивость — отношение намагниченности, возникающей под действием внешнего магнитного поля, к величине этого поля. Удельная магнитная восприимчивость выражается в $см^3/г$.

Остаточная намагниченность характеризует постоянную намагниченность породы, которая не зависит от внешнего намагничивающегося поля. Остаточная намагниченность выражается в эрстедах или гауссах.

Образцы для изучения магнитных свойств горных пород должны отбираться из характерных для данного разреза горных пород: осадочных, изверженных и метаморфических, по возможности из всех разностей последних, в числе, предусмотренном проектом на обработку материалов по данной скважине. В образцах не должно содержаться нехарактерных для данной породы включений.

Наиболее интересные с точки зрения магнитных свойств горные породы желательно подвергать минералого-петрографическому исследованию и химическому анализу.

Изучение относительной электропроводности пород и мембранного потенциала

Определение относительного удельного сопротивления (электропроводности) образцов горных пород имеет важное значение при интерпретации электрокаротажных материалов.

Относительное сопротивление (величина безразмерная) представляет отношение сопротивления образца, насыщенного солевым раствором, к сопротивлению этого раствора и характеризует пористость породы и форму пустотного пространства. Образец породы после экстрагирования и вакуумирования насыщается либо насыщенным раствором поваренной соли, либо раствором с пластовой концентрацией солей.

Измерение естественной радиоактивности

Естественная радиоактивность характеризуется процентным содержанием урана в грамме исследуемой породы. Измерение естественной радиоактивности пород производится по бета- и гамма-излучениям при помощи газонаполненных счетчиков.

Естественная гамма-активность позволяет в известной мере судить о степени глинистости пород.

Определение пористости и проницаемости пород

Определение пористости и проницаемости имеет первостепенное значение для оценки коллекторских свойств горных пород.

Значение этих физических свойств важно, кроме того, при интерпретации каротажных диаграмм для правильной и полной литолого-петрографической характеристики пород, для выяснения условий нефтеобразования и миграции нефти. В связи с этим должны быть обеспечены одновременное (комплексное) определение этих физических свойств и литолого-петрографическое исследование.

Необходимо разграничивать следующие виды пористости горных пород:

а) **открытая пористость**, или пористость насыщения – отношение суммарного объема пор данного тела, практически заполняющихся определенной жидкостью, к общему объему данного тела;

б) **эффektivная пористость** – отношение суммарного объема пор образца, по которым происходит движение флюида, к общему его объему.

Открытая пористость определяется методом насыщения керосином или солевым раствором под вакуумом.

Эффективная пористость также может быть определена при знании остаточной воды.

При исследовании структуры поровых пространств пород-коллекторов особое внимание необходимо уделять изучению характера и состава цемента.

Под **проницаемостью (абсолютной) пористой среды** понимается проницаемость этой среды для газа при отсутствии физико-химического взаимодействия его с пористой средой.

За единицу измерения проницаемости принимается *дарси* – единица, численно равная расходу флюида в 1 л/сек, с вязкостью 1 *снз*, через поперечное сечение пористой среды 1 см², при перепаде давления в одну физическую атмосферу (760 мм рт. ст.) на 1 см длины образца при ламинарном режиме движения флюида. Величина, равная 0,001 *дарси*, называется *миллидарси*.

Определение проницаемости (газопроницаемости) следует производить лишь для пород, обладающих коллекторскими свойствами. Для образцов, изучаемых с целью определения проницаемости, в обязательном порядке должны быть произведены определения пористости.

Изучение трещиноватости пород

При изучении трещиноватости горных пород по керну, рекомендуется производить следующие наблюдения.

1. Описание общей характеристики трещиноватости горных пород (выделение групп или систем трещин). Описание каждой группы (системы трещин) следует производить по следующим признакам:

- а) определение угла падения трещин или, в крайнем случае, определение его относительно слоистости пород;
- б) определение ориентировки трещин (азимут);
- в) определение ширины (раскрытости) трещин и характеристика степени раскрытости трещин (открытые, полуоткрытые, закрытые, в том числе и "волосные");
- г) определение густоты трещин на 1 см² породы и более;
- д) определение характера стенок трещин (гладкая и ровная, шероховатая и др.);
- е) характер вещества, выполняющего закрытые и полуоткрытые трещины.

2. Выделение участков (интервалов) с повышенной трещиноватостью. Обращать внимание на наличие диагональных сколов.

3. Фиксация интервалов потери циркуляции глинистого раствора (зоны вероятной повышенной трещиноватости пород), а также интервала подъема раздробленного керна, в котором ясно видно, что такое состояние образца произошло в результате трещиноватости породы.

Описание трещиноватости горных пород по керну сопровождается соответствующими зарисовками и взятием образцов как для последующего изучения в шлифах под микроскопом, так и для возможного фотографирования расположения трещин в образце.

Образцы отбираются так, чтобы в них присутствовали как заполняющее трещину вещество, так и порода из приконтактных с трещинами участков.

В процессе камеральной обработки для характеристики участков (интервалов) по разрезу скважины с трещиноватыми породами изучаются данные кажущегося удельного сопротивления КС при различных потенциал-зондах и градиент-зондах, самопроизвольной поляризации ПС и радиоактивного каротажа ГК и НГК.

Изучение окислительно-восстановительного состояния горных пород

Одним из важнейших показателей геохимической и фациальной характеристики пород является степень восстановленности и окисленности пород. В настоящее время методика изучения окислительно-восстановительного состояния пород достаточно хорошо разработана, чтобы уже с количественной стороны установить связь величины ОкВ потенциала с рядом окислительно-восстановительных систем в породах, главным образом с неорганическими обратимыми окислительно-восстановительными системами элементов железа, серы, марганца, карбонатов и др.

При отборе образцов керна для лабораторных исследований ОкВ потенциала поднятый при бурении образец должен быть тщательно очищен от глинистого раствора стериль-

ным ножом, запарафинирован. Значительно лучше охранять влажность керн в полиэтиленовых мешочках с запаянным отверстием. Таким образом, есть возможность сохранить естественную влажность керн и предохранить его от воздействия воздуха.

Изучение удельной электропроводности пород и их ОкВ потенциала производится путем измерения удельного сопротивления пород, что имеет важное значение для геологической интерпретации данных электроразведки в связи с другими геохимическими показателями и дает представление об общей солености пород. Замеры удельной электропроводности пород делаются посредством особых приборов для одновременного измерения электропроводности и температуры – термометров сопротивления с помощью особых электродов, погруженных непосредственно в породу.

Измерение ОкВ потенциала в породах, как было выше сказано, дает понятие с количественной стороны о степени восстановленности и окисленности пород. Измерение ОкВ потенциала в породах различной степени влажности проводится с помощью потенциометра.

Изучение электропроводности и ОкВ потенциала должно тесно увязываться также и с такими исследованиями, как изучение объемного веса (плотности), влажности, пористости, проницаемости и упругости (особенно в случае ее анизотропии) горных пород, а также с литолого-петрографическими, геохимическими, битуминологическими и особенно гидрохимическими исследованиями, в частности с результатами изучения водорастворимого комплекса солей.

Одновременно рекомендуется проведение аналитических определений содержания в породах различных форм элементов, участвующих в равновесных окислительно-восстановительных системах, определяющих величину ОкВ потенциала.

Для получения представления об окислительно-восстановительных условиях, существовавших в осадочных породах, необходимо проведение полного баланса основных форм железа и серы, распространенных в породах.

Баланс проводится на основании:

А. Непосредственных определений

- 1) железа валового;
- 2) железа закисного, извлекаемого 2,5% HCl;
- 3) серы валовой;
- 4) серы сульфатной;
- 5) серы элементарной.

Б. Косвенных подсчетов, выражающихся в следующем:

- 1) содержание серы сульфатной S валовая – (S сульфатная + S элементарная);
- 2) содержание железа сульфидного по S сульфидной;
- 3) содержание железа карбонатного Fe²⁺, извлекаемому 2,5% HCl и связанному с CO₂;
- 4) содержание железа закисного силикатного Fe²⁺, извлекаемому 2,5% HCl – Fe²⁺, связанное с CO₂;
- 5) содержание железа окисного = содержанию железа валового – содержание всех закисных форм железа.

4.4.4. Нормы отбора образцов на различные виды исследований

утверждены 25.12.1995 г. МПР Республики Коми

Виды исследований	Параметрические и опорные скважины	Поисковые скважины	Оценочные скважины	Разведочные скважины
Плотность отбора образцов на 1 метр				
Макроописание керн	По всему стволу	По всему стволу	По всему стволу	По всему стволу
Палеонтологические исследования				

Определение макрофауны (брахиоподы, пелециподы)	Все видимые остатки	Все видимые остатки	Все видимые остатки	-
Определение фораминифер	5	2	1	-
Определение остракод	5	2	1	-
Определение конодонтов	1	1	1	-
Определение флоры	1	1	1	-
Определение спор	1	1	1	-
Исследования вещественного состава пород				
Петрографические исследования	Из каждого слоя 2 обр	Из каждого слоя 2 обр Из коллекторов 5 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Мех. анализ (обломочные породы)	Из каждого слоя 2 обр	Из каждого слоя 2 обр Из коллекторов 5 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Минералогический анализ (обломочные породы)	Из каждого слоя 2 обр	Из каждого слоя 2 обр Из коллекторов 5 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Определение карбонатности	Из каждого слоя 2 обр	Из каждого слоя 2 обр Из коллекторов 5 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Хим. анализ соляно-кислотной вытяжки	Из каждого слоя 2 обр	Из каждого слоя 2 обр Из коллекторов 5 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Силикатный анализ	1 обр на 2 метра	1 обр на 5 метров	-	-
Рентгено-структурный анализ	2 обр. из каждого вида глинистых пород	2 обр. из каждого вида глинистых пород	Из покрышек 5 обр. Из коллекторов 2 обр.	Из покрышек 5 обр. Из коллекторов 2 обр.
Определение нерастворимого остатка (карбонаты)	Из каждого слоя 2 обр	Из каждого слоя 1 обр Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.
Исследования свойств коллекторов и покрышек				
Определение физических свойств пород (открытая пористость, газопоницаемость, объемная плотность, кажущаяся минералогическая плотность, остаточная водо- и нефтенасыщенность прямым методом, остаточная водонасыщенность косвенным методом)	5 обр.	Из плотных 5 обр. Из коллекторов 10 обр.	Из плотных 5 обр. Из коллекторов 10 обр.	Из коллекторов 10 обр.
Общие петрофизические исследования (определение ра-	2 обр.	Из плотных 2 обр.	Из плотных 2 обр.	Из коллекторов 5 обр.

диоактивности, удельного электрического сопротивления и акустических свойств в атмосферных условиях, общая пористость)		Из коллекторов 5 обр.	Из коллекторов 5 обр.	
Детальные петрофизические исследования (пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление и акустические свойства в условиях, моделирующих пластовые, анизотропия проницаемости, электропроводности, акустических свойств, смачиваемость, капиллярметрия, трещиноватость, нефтепроницаемость, структура пустотного пространства в больших шлифах)	1 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 2 обр.	Из плотных 1 обр. Из коллекторов 2 обр.	Из коллекторов 2 обр.
Фазовая проницаемость, коэффициент вытеснения нефти водой	-	-	По 2 модели на залежь	Дополнительно по 1-3 модели на залежь
Определение давления прорыва покрышек	Из региональных и зональных покрышек по 2 обр.	Из региональных и зональных покрышек по 2 обр.	Из покрышек по 2 обр.	-
Интенсификация притока			Из коллекторов 1 обр.	Из коллекторов 1 обр.
Специальные исследования (поляризуемость, магнитная восприимчивость, диэлектрическая проницаемость, теплопроводность, теплоемкость, электрохимическая активность, упругость, прочность и др.)	1 обр.	-	-	-
Геохимические исследования				
Исследование РОВ (люм. анализ, групповой состав битумоидов, опр. концентрации ОВ, элементный состав битумоидов, УФ-спектроскопия масляных фракций, ИК-спектроскопия для определения группового состава битумоидов, ГЖХ масляных и метано-нафтенных фракций)	Из покрышек 2 обр. Из коллекторов 3 обр. (кровля, подошва, середина)	1 обр.	1 обр.	-
Определение отражательной способности витринита	1 обр.	1 обр.	1 обр.	-
Извлечение и исследование рассеянных и глубоко сорбированных газов	Из плотных разностей 1 обр. Из коллек-	1 обр. на 5 м	1 обр. на 5 м	-

	торов 2 обр.			
--	--------------	--	--	--

4.4.5. Петрофизические исследования

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ВНИГНИ 1987. – 20 с.

Результаты лабораторных исследований керна применяются для разработки петрофизической основы интерпретации данных ГИС и обосновании достоверности подсчетных параметров, полученных при ее реализации. Основу геологической интерпретации данных ГИС составляют петрофизические зависимости типа "кern-кern", "кern-геофизика", "геофизика-геофизика" и "геофизика-испытания".

Петрофизические зависимости, используемые для обоснования подсчетных параметров, могут быть обобщенными и частными. Использование первых допускается при условии доказательства аналогичности изучаемых разрезов. Петрофизические зависимости должны удовлетворять физической природе изучаемых явлений и отражать изменения петрофизических параметров по разрезу и площади месторождения (залежи).

Для построений зависимостей "кern-кern" сопоставляемые геофизические и коллекторские параметры измеряют на образцах керна в атмосферных и термобарических условиях, соответствующих пластовым. Петрофизические связи должны строиться на представительных коллекциях образцов керна, отражающих тип коллектора, диапазон и характер распределения изучаемых свойств. При заданной надежности 0,9 и относительной погрешности – 0,3 для обоснования связей необходимо не менее 32 представительных определений.

Зависимости "кern-геофизика" получают, когда коллекторские характеристики измеряют на образцах керна, отобранных в интервалах разреза, однородных по материалам ГИС, геофизические же характеристики определяют по кривым ГИС, зарегистрированным против этих интервалов. Преимущества зависимостей "кern-геофизика" связаны с отсутствием необходимости измерений в лабораторных условиях геофизических параметров, которые не могут быть выполнены на образцах малого размера (например все виды наведенной радиоактивности и др.). Основными условиями, определяющими возможность построения связей этого типа, являются высокий вынос керна (80-100%) и высокая частота определения коллекторских параметров (не менее 3-5 на 1 м разреза), а также надежная привязка керна к разрезу.

Зависимости "геофизика-геофизика" получают путем сопоставления между собой различных геофизических параметров либо найденных по результатам интерпретации данных ГИС фильтрационно-емкостных характеристик пород с учетом результатов испытаний пластов. Цель сопоставления заключается в определении граничных для коллекторов значений проницаемости ($K_{пр. гр}$), пористости ($K_{п. гр}$) и измеренных геофизических характеристик ($\alpha_{пс. гр}$, $\Delta t_{гр}$ и др.), необходимых для разделения непроницаемых пород и коллекторов при отсутствии прямых качественных признаков, а также для оценки характера насыщения.

Обоснование коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и других фильтрационно-емкостных характеристик пород, определенных по материалам ГИС, производят, сравнивая значения величин средневзвешенных по толщине пластов со значениями, установленными по результатам лабораторных анализов керна в интервалах с высоким выносом его (80-100%) и высокой частотой определений коллекторских параметров (не менее 3-5 на 1 м разреза). Сравнение необходимо выполнять не менее, чем для 15-20 пласто-пересечений.

4.4.6. Геохимические исследования

Геохимические исследования являются обязательным и существенным элементом в комплексной обработке материалов бурения. Кроме того, изучение этих материалов имеет большое значение для разрешения общих вопросов геохимии, поскольку бурение освещает глубокие слои земной коры и дает возможность изучать полные разрезы слагающих ее слоев.

Изучение содержащихся в керне органических веществ

В зависимости от характера вскрытых скважиной отложений исследование органического вещества пород проводится с разной степенью детальности.

1. На первом этапе исследовательских работ для получения общего представления о количественном содержании и распределении органического вещества и битума по разрезу достаточно ограничиться люминесцентно-битуминологическим изучением керна и определением органического углерода.

Выявление общего содержания органического вещества и его битуминозной части, их соотношений (ориентировочно) позволит установить участки разреза или же отдельные литологические разности пород, наиболее обогащенные по сравнению с общим фоном разреза органическим веществом или битумом.

2. Второй этап – изучение группового состава органического вещества химико-битуминологическими методами на выборочном материале, отобранном по данным предварительных исследований.

Характеристика органического вещества сводится, помимо определения углерода, к выяснению содержания в породе битумов А, гуминовых кислот и остаточного органического вещества.

С помощью коэффициентов, в зависимости от степени метаморфизации пород, данные по органическому углероду пересчитываются на органическое вещество. Таким образом, вышеуказанные определения дают возможность выяснить соотношения компонентов в нем, т. е. установить содержание в органическом веществе количества битума, гуминовых кислот и остаточного органического вещества.

Целесообразно выделение битума из породы проводить последовательно двумя растворителями. Извлечение битума А проводить до разрушения карбонатов хлороформом, после декальцинирования извлечение битума С проводить спиртобензолом в отношении 1:2. Соотношение этих двух экстрактов указывает на преобладание в органическом веществе относительно нейтрального или кислого битума. Весь этот комплекс исследования может в определенной степени характеризовать условия накопления и преобразования органического вещества, указывать на сингенетичность или же вторичный характер битумопроявлений, а также помочь выявлению нефтематеринских пород.

При возможности проведения более детальных исследований следует более подробно охарактеризовать хлороформенный экстракт битума А, как более близко стоящий к нефти, чем остальное органическое вещество.

3. Третий этап — характеристика битума, заключающаяся в определении элементарного и компонентного (группового) его состава.

При возможности следует провести определение элементарного состава фракций битума, а из масляной части выделить хроматографическим методом фракции метаново-нафтеновых и ароматических углеводородов и определить их элементарный состав.

Люминесцентно-битуминологические исследования

При комплексном изучении материалов бурения люминесцентно-битуминологические исследования должны предшествовать химико-битуминологическому исследованию пород.

Люминесцентно-битуминологический анализ дает возможность произвести ориентировочную оценку битуминозности горных пород и выявить изменения качественного состава битумов по всему разрезу скважины. Полученные данные могут быть даже использованы и при корреляции разрезов скважин.

Образцы керна для люминесцентно-битуминологических исследований отбираются в том же порядке и через те же интервалы, как и для петрографических исследований, т. е. надо брать образцы через 2-3 м, желательнее из каждой литологической разности, а в случае однотипности разреза – через 10 м.

Желательно проводить люминесцентные анализы не позже чем в первые 1-2 месяца после выноса керна из скважины.

Люминесцентно-битуминологические исследования образцов керна должны проводиться в следующем порядке.

1. Просмотр люминесценции образцов в ультрафиолетовом свете с целью получения общего представления о характере распределения битума в образце и по разрезу. Просмотр образцов производится на месте бурения и, в виде исключения, в лабораторных условиях.

2. Определение количественного и качественного содержания состава битума А в образцах путем люминесцентно-эталонного и капиллярного анализа (на основе холодной экстракции хлороформом).

Выделенные типы битумов исследуются методом люминесцентного анализа в четырех растворителях: петролейный эфир, хлороформ, спиртобензол и 2-процентная щелочь КОН.

Примечание. Петролейно-эфирная экстракция породы проводится параллельно с хлороформенной, остальные — последовательно в указанном порядке.

Полученные результаты дают возможность судить о характере растворимой части органического вещества породы и о соотношении в ней нейтральной и кислой частей.

Для более детального исследования образцы выборочно направляются в химико-битуминологическую лабораторию для определения баланса органического вещества, элементарного состава, компонентного состава битума А и т. д.

Для *определения минеральных компонентов в рассеянных битумах, нефтях, углях и прочих каустобиолитах* спектральным методом вначале производится озоление этих продуктов с количественным определением процента зольности. Анализ производится из зольных остатков в количестве не менее 30-40 мг. При анализе зол следует обратить внимание на микроэлементы: Fe, Ni, Mn, V, Cu, Cr, Ti, W, K, Li, Ba, Sr, Pb, Zn, Sn, Al, Ca, Mg, Si, U, Th, Tr, Mo, Ga, Ge, Sc, Tl, Be.

4.5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ

Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. М., 1999

Геофизические исследования и работы в скважинах (ГИРС) – исследования, основанные на изучении естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, окоლოსкважинном и межскважинном пространстве с целью:

- изучения геологического разреза и массива горных пород;
- выявления и оценки полезных ископаемых;
- контроля за разработкой месторождений полезных ископаемых и эксплуатацией подземных хранилищ газа (ПХГ);
- оценки технического состояния скважин;
- изучения продуктивных пластов;
- оценки ущерба, наносимого недрам при их использовании, а также предусматривающие проведение следующих работ:
 - опробования пластов;
 - отбора образцов пород и пластовых флюидов;
 - различных операций с применением взрывчатых веществ (прострелочно-взрывные работы);
 - интенсификации притоков флюидов из продуктивных пластов;
 - геолого-технологических исследований в процессе бурения.

Различают следующие **виды ГИРС**:

1. **Геофизические исследования в скважинах (ГИС)** – измерения в скважинах параметров, различных по природе физических полей, естественных или искусственно вызванных, с целью изучения:

- строения и свойств вскрытых скважиной горных пород и содержащихся в них флюидов;
- конструктивных элементов скважины;
- состава и характера движения флюидов в действующих скважинах.

Исследования разрезов скважин в околоскважинном пространстве (каротаж) – геофизические исследования, основанные на измерении параметров физических полей в скважине и в околоскважинном пространстве с целью изучения вскрытого скважиной геологического разреза, поисков, разведки и контроля разработки месторождений полезных ископаемых, привязки по глубине к разрезу других исследований и операций в скважинах, а также получения информации для интерпретации данных скважинной и наземной геофизики.

Среди видов каротажа различают:

Электрические виды каротажа (ЭК)

- КС – каротаж кажущихся электрических сопротивлений
- ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
- ПСспз – каротаж самопроизвольной поляризации со спецзонда
- БК – боковой каротаж
- БКЗ – боковое каротажное зондирование 7-ю зондами
- МБК – микробоковой каротаж
- МК – микрокаротаж
- МЗ – микрозонды

ВП – метод вызванных потенциалов

Электромагнитный каротаж (ЭМК)

- ИК – индукционный каротаж
- ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
- ЯМК – ядерно-магнитный каротаж
- ДК – диэлектрический каротаж
- КМВ – каротаж магнитной восприимчивости

Радиоактивные виды каротажа (РК)

- ГК – гамма каротаж
- ГГК-П – гамма-гамма-плотностной каротаж
- ГК – гамма-каротаж интегральный
- ГК-С – гамма-каротаж спектрометрический
- ГГК-Л – гамма-гамма-каротаж литоплотностной
- НГК – нейтронный гамма-каротаж
- НК – нейтронный каротаж
- ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
- ИНГК – импульсный нейтронный гамма каротаж
- ИНГК-С – импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический
- ИНК – импульсный нейтронный каротаж
- ИНК-С/О – кислород-углеродный каротаж

Акустические виды каротажа (АК)

- АК – акустический каротаж
- АКШ – широкополосный акустический каротаж
- САТ – скважинный акустический телевизор
- АКБ – акустический каротаж многоволновой
- Термокаротаж (высокоточный, дифференциальный)- Т*
- ВТ – высокочувствительная термометрия

Другие виды каротажа

- БМ – барометрия
- ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование
- ГДК – гидродинамический каротаж
- Наклон. – наклонометрия (электрическая, индукционная, акустическая).

ДС (КВ) – определение диаметра скважины (кавернометрия)

ПТС – скважинная трубная профилометрия

АКЦ – акустический цементомер

ГГЦ – гамма-гамма цементомер

ГГК-Ц – гамма-гамма-цементометрия

ЛМ – локация муфт колонн

Рез. – резистивиметрия

ИС – инклинометрия скважин

В разрезах скважин всех категорий выделяют интервалы, требующие различной детальности исследований: общей, детальной и специальной.

Общие исследования выполняются по всему стволу скважины от забоя до устья для изучения геологического строения разреза,

детальные исследования – в перспективных (или продуктивных) на нефть и газ интервалах,

специальные – в отдельных пластах или целевых интервалах по специальным технологиям.

Промыслово-геофизические виды работ

2. Геофизические работы в скважинах – технологические операции по обеспечению строительства и ремонта скважин, выполняемые геофизическими предприятиями, включающие:

- прострелочно-взрывные работы (ПВР) по вторичному вскрытию, интенсификации притоков и ликвидации аварий;

- испытание пластов инструментами на трубах и на кабеле:

ОПК – опробование пластов приборами на каротажном кабеле;

ИПТ – испытание пластов испытателями на трубах (комплектами испытательных инструментов – КИИ);

- отбор образцов пород и флюидов приборами на кабеле:

КО – отбор кернa приборами на кабеле;

ОГ – отбор образцов стреляющим или сверлящим грунтоносом;

- вызов притока свабированием и импульсными депрессионными воздействиями;

- акустические, тепловые, электрические и импульсные воздействия на призабойную зону пластов;

- очистку забоев скважин, устранение гидратных и парафиновых пробок в стволах скважин;

- установку разделительных мостов, пакеров и ремонтных пластырей;

- установку забойных клапанов и штуцеров, и другие подобные операции.

3. Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ) – измерение параметров бурения, параметров и свойств промывочной жидкости, содержания в ней углеводородов и других поступающих из вскрытых пластов флюидов; отбор и экспресс-анализ шлама, экспресс-анализ кернa на буровой.

Эффективность ГИРС для достижения указанных выше целей зависит как от их комплекса, объемов, технологий и качества выполнения, регламентируемых настоящими "Правилами" и соответствующими инструкциями, так и от качества первичного и вторичного вскрытия изучаемого разреза, информативности испытательных работ, представительности отобранного кернa. Требования к этим видам работ излагаются в соответствующих нормативных документах и проектной документации комплексных проектов изучения и использования недр.

Геофизические исследования и работы в скважинах являются неотъемлемыми технологическими этапами строительства всех категорий скважин, их эксплуатации, ремонта и ликвидации.

4.5.1. Задачи ГИРС

1. Геологическое изучение методами ГИРС всего разреза опорных, параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин (общие исследования) должно обеспечить:

- разделение разреза на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический и др.);
- расчленение разреза на пласты, привязку их по глубине вдоль оси скважины и по абсолютным отметкам;
- выделение стратиграфических реперов;
- привязку отбираемого керна по глубине;
- информационное обеспечение интерпретации наземных (полевых) геофизических исследований (сейсморазведки, электроразведки, гравиразведки, магниторазведки, радиометрической разведки);
- литологическое изучение интервалов разреза, не охарактеризованных отбором керна;
- определение коллекторских свойств и характера насыщенности пород.

С целью информационного обеспечения интерпретации наземных геофизических исследований и построения моделей изучаемых объектов по всему разрезу используемых для этого скважин должен выполняться комплекс методов ГИС, позволяющий построить геофизические модели разреза для сейсморазведки (сейсмоакустический разрез), электроразведки (геоэлектрический разрез), гравиразведки (геоплотностной разрез) и магниторазведки (геомагнитный разрез).

2. Детальные геологические исследования в опорных и параметрических скважинах выполняются в неизученной ранее части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности; в структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважинах – в перспективных интервалах. Детальные исследования в комплексе с другими данными должны обеспечить:

- стратиграфическое расчленение и корреляцию разрезов пробуренных скважин;
- литологическое расчленение изучаемого разреза на пласты толщиной до 0,4 м (в зависимости от расчленяющей способности используемых методов ГИС), привязку пластов по глубине и абсолютным отметкам (построение геометрической модели);
- детальную литологическую оценку и определение литотипа пород;
- определение компонентного состава твердой фазы породы и ее пористости (построение компонентной модели);
- выделение в разрезе скважин коллекторов всех типов и оценку их фильтрационных свойств (построение фильтрационной модели);
- определение коэффициентов пористости, газо- и нефтенасыщенности, проницаемости, вытеснения;
- качественную характеристику флюидонасыщения – разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных коллекторов – на газо- и нефтеносные, количественную оценку флюидонасыщения для коллекторов;
- определение положений межфлюидных контактов, наличия границ и характеристик переходных зон (построение флюидальной модели), эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин;
- определение пластовых давлений и температур;
- определение неоднородности пластов (объектов);
- прогнозирование потенциальных дебитов;
- прогнозирование геологического разреза в околоскважинном и межскважинном пространстве.

Количественные характеристики пластов определяются с учетом разрешающей способности методов ГИРС.

Объемы и качество ГИРС в пробуренных на месторождении скважинах должны обеспечить определение подсчетных параметров с достоверностью, регламентированной "Клас-

сификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов" для соответствующих категорий запасов, получение исходной информации для построения постоянно действующих цифровых геолого-технологических моделей месторождений, обоснования коэффициентов извлечения, составления технологических схем и проектов пробной и опытно-промышленной эксплуатации, проектов разработки месторождений.

3. Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ) обеспечивают:

- документирование и оптимизацию режимов бурения, контроля проводки скважины;
- оперативную информацию о соответствии фактических технологических параметров бурения их значениям, установленным в геолого-технологических нарядах (заданиях);
- выявление и предупреждение аварийных ситуаций в процессе бурения;
- информационное обеспечение и контроль процесса цементирования скважин;
- оперативное представление геологическим и технологическим службам бурового предприятия и заказчика информации о литологическом составе, характере насыщенности и коллекторских свойствах вскрываемых в процессе бурения горных пород;
- оперативное выявление углеводородных и иных флюидов непосредственно при вскрытии пластов-коллекторов;
- оперативное прогнозирование аномально-высоких и аномально низких пластовых давлений, предотвращение флюидопроявлений и иных осложнений и аварий при бурении;
- выдачу рекомендаций по уточнению интервалов отбора керна, проведения ГИРС и испытания пластов.

4. Исследования и контроль технического состояния скважин и технологического оборудования — геофизические исследования, предназначенные для информационного обеспечения управления процессом бурения, заканчивания и ликвидации аварий. Методы ГИС должны обеспечить:

Определение технического состояния открытого ствола скважин:

- определение пространственного положения – траектории и конфигурации ствола скважины, соответствия траектории ствола проекту;
- определение геометрии сечения ствола, выделение желобов, каверн, сальников, мест выпучивания и течения глин, прогнозирование прихватоопасных зон;
- выявление зон флюидопроявлений и поглощений.

Ликвидацию аварий при бурении:

- выявление интервалов прихвата бурового инструмента и НКТ;
- ликвидацию прихвата прострелочно-взрывными методами;
- обрыв или резку бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб;
- выявление оставленных в скважине металлических предметов;
- ликвидацию посторонних предметов в скважине и очистку забоя;
- установку с помощью кабельных устройств разделительных и изоляционных мостов в стволе скважины;
- наведение специальных скважин для глушения фонтанов с поиском геофизическими методами аварийного ствола.

Исследование обсадных колонн методами ГИС:

- контроль диаметров, толщин и целостности обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), глубин их башмаков и соответствия их проекту скважины;
- контроль износа и повреждений обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационных колонн), прогнозирование аварийных ситуаций в процессе бурения и эксплуатации скважины;
- контроль наличия и местоположения элементов технологической оснастки обсадных колонн (центраторов, скребков, турбулизаторов, заколонных пакеров и др.) и соответствия их проекту;

- регистрацию расположения муфт обсадных колонн (в увязке с геологическим разрезом);
- представление фактического паспорта конструктивных элементов обсадных колонн для дела скважины.

Контроль и обеспечение затрубной изоляции скважин:

- определение высоты подъема цемента за колонной, однородности цементного камня, полноты заполнения цементом затрубного пространства, наличия затрубных каналов, заполненных жидкостью и газом;
- определение наличия сцепления цемента с колонной и породой;
- выявление затрубных перетоков, движения жидкости и газа за колонной;
- определение теплового режима пород в толще многолетней мерзлоты;
- привязку к разрезу и установку затрубных взрывных пакеров.
- оценку качества изолирующих мостов;

Определение состояния технологического оборудования скважин.

5. Опробование и испытание пластов и отбор образцов пород и флюидов (прямые исследования пласта) – операции, обеспечивающие отбор образцов пород и пластовых флюидов из стенок скважины, исследование их свойств и состава, а также измерение гидродинамических параметров и пластового давления в процессе отбора флюидов с целью изучения фильтрационных свойств пласта.

При заканчивании скважин должно быть обеспечено ***вторичное вскрытие пластов путем перфорации обсадной колонны, цемента и пород*** (прострелочно-взрывным, сверлящим или другим методом) с максимальным сохранением фильтрационных характеристик пластов.

Геофизическое сопровождение вторичного вскрытия пластов должно обеспечить:

- контроль за спуском в скважину перфоратора на кабеле;
- привязку интервала перфорации к геологическому разрезу;
- контроль и регистрацию факта и полноты срабатывания перфоратора;
- определение фактического положения интервала перфорации;
- определение качества вторичного вскрытия.

В процессе бурения параметрических, поисковых, оценочных и разведочных скважин обязательно ***проведение испытаний прогнозируемых нефтегазоносных интервалов и наиболее водопроявляющих горизонтов неизученной ранее части разреза приборами на каротажном кабеле или испытателями пластов на трубах.***

Испытания пластов приборами на кабеле и инструментом на бурильных трубах должны обеспечить:

- вызов притока, отбор герметизированных проб жидкостей и газов из пласта;
- регистрацию диаграмм давления и притока при испытании;
- детальные исследования для точного определения положений межфлюидных контактов, изучения гидродинамической однородности пластов.

Геофизические исследования при испытании и освоении скважин должны обеспечить:

- выявление возможности заколонной циркуляции, негерметичности изоляционного моста и колонны (контроль качества разобщения объектов испытания);
- выявление сообщаемости объектов испытания с соседними пластами в процессе испытания;
- контроль вызова, режима и состава притока;
- определение гидродинамических параметров исследуемых объектов.

Гидродинамические исследования в скважинах – геофизические исследования, предназначенные для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации, при закачке в них вытесняющего агента с целью получения данных о продуктивности, фильтрационных свойствах, а также гидродинамических связях пластов, включающие изме-

рение давления, температуры, скорости потока флюида в стволе скважины с использованием аппаратуры, спускаемой в скважину на каротажном кабеле.

Геофизические исследования и работы по интенсификации притоков в скважинах должны обеспечить:

- обоснование возможности и способов интенсификации притоков;
- воздействие на призабойную зону пластов энергией и продуктами взрыва, горения пороховых зарядов и горюче-окислительных составов;
- акустические, тепловые, электрические, электрогидравлические и импульсные депрессионные воздействия на призабойную зону пластов с помощью аппаратов, спускаемых на кабеле и на трубах;
- контроль процесса и результатов кислотных обработок и других геолого-технологических мероприятий.

6. Специальные виды и технологии ГИРС в скважинах всех категорий применяются в отдельных перспективных пластах и интервалах, где обычный комплекс ГИРС не достаточен для решения поставленных задач.

4.5.2. Методы ГИРС

Пермяков И.Г., Хайрединов Н.Ш., Шевкунов Е.Н. Нефтегазопромысловая геология и геофизика. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1986. 269 с.

Электрические виды каротажа (ЭК)

Каротаж кажущихся электрических сопротивлений – КС.

При измерении удельного электрического сопротивления горных пород в скважину на кабеле опускают измерительную установку – зонд, состоящий из трех электродов (рис. 4.5.1). Четвертый электрод устанавливают на поверхности вблизи от устья скважины.

Через электроды *A* и *B* в землю пропускают электрический ток *I*. Этот ток создает между электродами *M* и *N* разность потенциалов ΔU , регистрируемую на поверхности. По измеренным значениям ΔU и *I* можно рассчитать удельное сопротивление ρ среды, окружающей зонд.

Зонд обладает свойством взаимозаменяемости электродов, в соответствии с которым можно, сохранив расстояние между электродами, переменить их назначение, т. е. измерительные электроды *M* и *N* сделать токовыми, а токовые *A* и *B* – измерительными. При этом разность потенциалов не изменится, если сила тока питания останется прежней.

Зонд с одним токовым электродом называется однополюсным, с двумя – двухполюсным. Измерения в скважинах проводят с однополюсными (см. рис. 4.5.1, а) и двухполюсными (см. рис. 4.5.1, б) зондами.

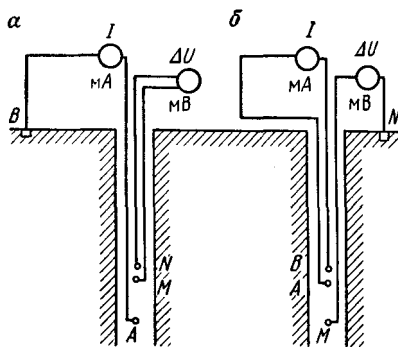


Рис. 4.5.1. Схема измерения удельного сопротивления горных пород в скважине а – однополюсный зонд; б – двухполюсный зонд; А, В – токовые электроды; М – измерительные электроды; mA – прибор для измерения силы тока *I*; mV – прибор для измерения разности потенциалов ΔU

Два электрода зонда, включенные в одну и ту же цепь (измерительную при однополюсном, токовую при двухполюсном зондах), называют парными, третий электрод, включенный в одну цепь с поверхностным электродом, – непарным. В зависимости от соотношения расстояний между электродами зонды бывают двух типов: потенциал-зонды и градиент-зонды.

Зонд, у которого расстояние между парными электродами во много раз больше расстояния между непарным и ближайшим к нему парным электродом, называется потенциал-зондом.

Зонд, у которого расстояние между парными электродами во много раз меньше расстояния от них до непарного электрода, называется градиент-зондом.

По порядку расположения электродов зонды делятся на подошвенные и кровельные. У подошвенного зонда парные электроды находятся ниже непарного, у кровельного – парные электроды выше непарного.

Зонд обозначают последовательным буквенным наименованием его электродов в порядке их расположения сверху вниз с указанием расстояния между электродами в метрах. Например, М4А0,5В — двухполюсный подошвенный градиент-зонд длиной 4,25 м; В7,5А0,75М — двухполюсный потенциал-зонд длиной 0,75 м и т. п.

В скважинах исследуемая среда обычно электрически неоднородная. Удельное сопротивление промывочной жидкости отличается от сопротивления породы. Породы по разрезу скважины представлены пластами, удельные сопротивления и мощности которых могут быть весьма различными. Вблизи от стенки скважины удельное сопротивление проницаемых пластов изменяется в горизонтальном направлении за счет проникновения в породу фильтра промывочной жидкости.

На рис. 4.5.2 сопоставлены кривые КС потенциал-зонда В7,5А0,75М, подошвенного градиент-зонда М2А0,5В и кровельного градиент-зонда В0,5А2М.

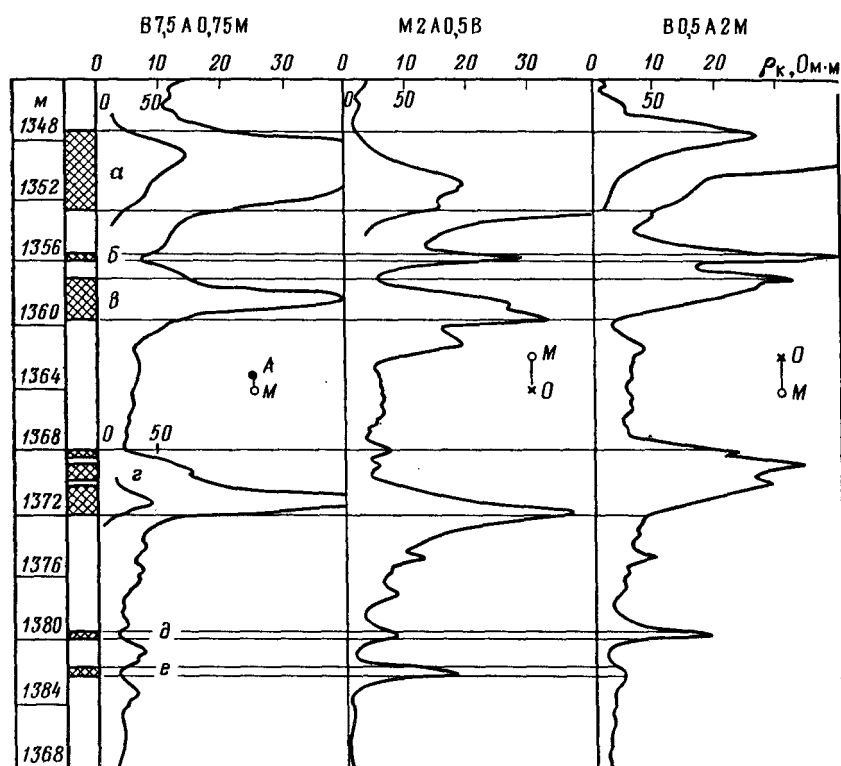


Рис. 4.5.2. Пример фактических кривых КС

По кривым КС выделяются пласты высокого сопротивления большой (*a, e*) и малой (*б, д, e*) мощности, а также пачка пластов (*з*). Указанные пласты разделяются прослоями низкого сопротивления.

На кривой зонда М2А0,5В не отмечается максимума КС в подошве пласта. Как видно из кривой потенциал-зонда, это объясняется снижением удельного сопротивления пласта в направлении к подошве.

Из сравнения кривых КС подошвенного и кровельного градиент-зондов выявляется взаимное влияние пластов *б* и *в* и особенно пластов *д* и *е*.

Диаграммы КС используют для изучения геологического строения нефтяных и газовых месторождений. С помощью диаграмм КС и ПС уточняют стратиграфию, изучают строение, условия залегания, фаціальную изменчивость толщ осадочных пород и т. п. Эти задачи решают обычно путем качественного сопоставления диаграмм по разным скважинам как по площади изучаемого месторождения нефти и газа, так и по соседним площадям.

Для облегчения сопоставления диаграмм измерения во всех скважинах в пределах крупных районов проводят одним и тем же стандартным зондом. Стандартный зонд выбирают таким, чтобы на кривой КС четко выделялось большинство пластов с различными удельными сопротивлениями, а кажущееся сопротивление мало отличалось от удельного сопротивления пластов.

Наиболее точно расчленение разреза скважины на пласты различного удельного сопротивления производится по диаграмме КС, полученной зондом малой длины. Однако в этом случае кажущееся сопротивление значительно отличается от удельного сопротивления пластов. Кажущееся сопротивление, измеренное зондом большой длины, близко к удельному сопротивлению пластов. Однако по диаграмме КС большого зонда затруднена отбивка пластов различных сопротивлений малой мощности в интервалах частого чередования пластов.

Практика показывает, что стандартным зондом, в наибольшей степени удовлетворяющим обоим требованиям, является зонд средней длины: градиент-зонд длиной 2,2-2,6 м или потенциал-зонд длиной 0,5-0,75 м.

В районах, разрез которых представлен песчано-глинистыми породами, стандартными обычно являются градиент-зонды, например В0,5А2М, применяемый на Апшеронском полуострове и в Западной Туркмении. В районах с карбонатным разрезом стандартными являются потенциал-зонды, например В7,5А0,75М, применяемый в Башкирии, Татарии, Куйбышевском Поволжье.

Боковой каротаж (БК) — разновидность каротажа сопротивлений.

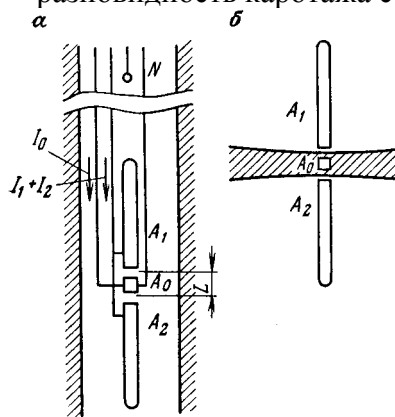


Рис. 4.5.3. Схема трехэлектродного зонда БК:

а — схема зонда; *б* — распределение токовых линий от электрода A_0 (A_0 — центральный токовый электрод; A_1 и A_2 — экранные токовые электроды; N — удаленный измерительный электрод; I_0 — ток через электрод A_0 ; $I_1 + I_2$ — ток через электроды A_1 и A_2 ; L — длина зонда)

Применяют трех-, семи- и девятиэлектродные зонды БК. На рис. 4.5.3 приведена схема основного трехэлектродного варианта зонда. Измерительная установка (рис. 4.5.3, а) представляет собой длинный металлический цилиндр, составленный из трех изолированных друг от друга частей. Центральная, короткая часть зонда является основным электродом A_0 , а симметрично расположенные относительно него и соединенные накоротко верхняя и нижняя части — экранными электродами A_1 и A_2 .

Через основной и экранные электроды пропускается электрический ток одного направления. Сила тока через основной электрод при измерениях поддерживается постоянной. Сила тока через экранные электроды автоматически регулируется так, чтобы разность потенциалов экранных и основного электродов была равна нулю. Измеряют потенциал U одного из электродов относительно удаленного электрода N и силу тока I_0 через электрод A_0 .

При микрокаротаже (МК) измеряют кажущиеся сопротивления зондами небольших размеров, электроды которых установлены на пластине из изоляционного материала, прижимаемой к стенке скважины с помощью пружин (рис. 4.5.4). Пластина препятствует растеканию электрического тока по скважине, что приводит к снижению влияния промывочной жидкости на результаты измерений.

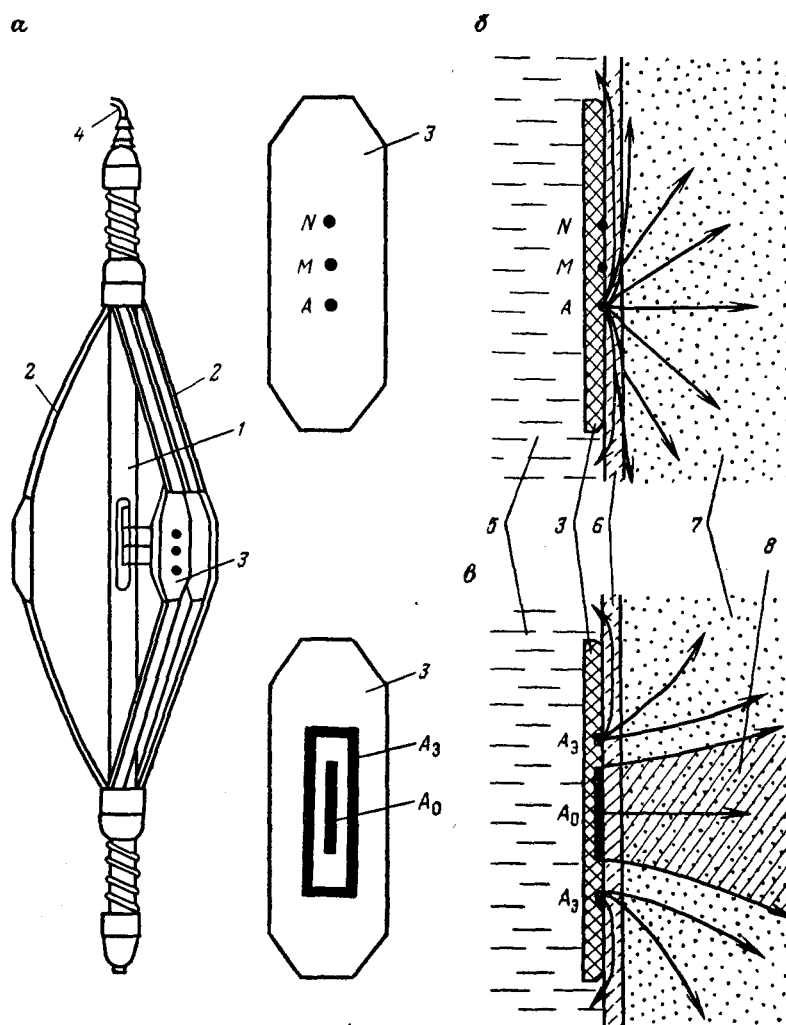


Рис. 4.5.4. Схемы зондов МК и их электрического поля:

a – общий вид скважинного прибора; b – микрозонд; v – боковой каротажный микрозонд.
 1 – корпус; 2 – пружина; 3 – изоляционная пластина с электродами; 4 – кабель; 5 – промывочная жидкость в скважине; 6 – промежуточный слой; 7 – порода; 8 – токовый пучок центрального электрода A_0

Измерительная установка состоит из трех электродов, расположенных на расстоянии 2,5 см один от другого. Из них составляют два зонда: градиент-микрозонд $A_0,025M_0,025M$ и потенциал-микрозонд $A_0,05M$ (M_3 – микрозонды).

Вследствие малой длины зондов ($L=3,75$ и 5 см соответственно у градиент- и потенциал-микрозондов) ими исследуют небольшой объем среды. Исследуемая среда ограничивается по площади размерами пластины и в радиальном направлении состоит из двух слоев

различного удельного сопротивления. Первый слой представлен глинистой коркой против проницаемых пород. Толщина глинистой корки достигает 2 см, удельное сопротивление ее мало отличается от сопротивления глинистого раствора. Против плотных пород глинистая корка отсутствует. Однако вследствие неровностей стенки скважины и возможного несоответствия формы пластины стенке скважины между ними всегда имеется тонкая пленка глинистого раствора. Таким образом, первый слой имеет удельное сопротивление $r_{сл}$, равное или близкое к сопротивлению глинистого раствора, и толщину $H_{сл}$, малую против плотных и большую против проницаемых пород.

Порода за стенкой скважины на радиальную глубину, не превышающую 10-12 см, составляет второй слой исследуемого объема. Удельное сопротивление этого слоя равно удельному сопротивлению r_p неизменной породы, если порода непроницаемая, либо удельному сопротивлению $r_{пп}$ промытой части зоны проникновения проницаемой породы.

Для повышения геологической эффективности метода измерения в скважинах проводят одновременно градиент- и потенциал-микрозондами. Это обеспечивает получение кажущихся сопротивлений с обоими зондами при одной и той же толщине первого слоя. Обе кривые КС регистрируют в одинаковом масштабе и затем перечерчивают на один бланк диаграммной бумаги, совмещая нулевые линии сопротивлений.

По диаграммам микрозондов проводят детальное литологическое расчленение разрезов нефтяных и газовых скважин и выделяют в разрезах породы-коллекторы, залегающие среди плотных непроницаемых пород (рис. 4.5.5). Породам различных литологических типов соответствуют следующие особенности на диаграммах микрозондов.

Пласты глин характеризуются минимальными кажущимися сопротивлениями, практически равными сопротивлению глинистого раствора. Показания градиент- и потенциал-микрозондов в глинах одинаковы. Указанные особенности связаны с тем, что против глин диаметр скважины увеличен. Электродная пластина не касается стенки скважины, поэтому на показания микрозондов влияет только сопротивление глинистого раствора.

Пласты песчаников отмечаются на диаграммах микрозондов более высокими по сравнению с глинами значениями кажущихся сопротивлений. Характерным для песчаников является превышение значения r_k , измеренного потенциал-микрозондом, над значением, измеренным градиент-микрозондом, – так называемое положительное приращение КС. Кривые КС микрозондов против песчаников обычно сглажены.

Отмеченные особенности в показаниях микрозондов против песчаников, сохраняющиеся также против пористо-проницаемых карбонатных пород, обусловлены присутствием толстой глинистой корки на стенке скважины в интервале залегания коллекторов.

Плотные глинистые песчаники отмечаются на диаграммах микрозондов более высокими r_k , чем пористые песчаники. Плотные известняки характеризуются наибольшими значениями r_k на диаграммах микрозондов. Кривые КС на участках, соответствующих плотным известнякам и глинистым песчаникам, сильно изрезаны, r_k , измеренные потенциал-микрозондом, нередко меньше r_k , измеренных градиент-микрозондом (отрицательные приращения КС).

Боковой микрокаротаж (БМК). Боковой микрокаротажный зонд монтируется на одной из пластин микрозонда. Он состоит из центрального токового электрода A_0 и однополярного с ним (экранный) кольцевого электрода $F_э$ (см. рис. 4.5.4, в).

Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации – ПС.

Потенциалы самопроизвольной поляризации в скважинах зависят от литологического состава пород по разрезу. Это дает возможность широко использовать диаграммы потенциалов самопроизвольной поляризации (диаграммы ПС) для литологического расчленения и корреляции разрезов нефтяных и газовых скважин, а также для характеристики коллекторских свойств пород.

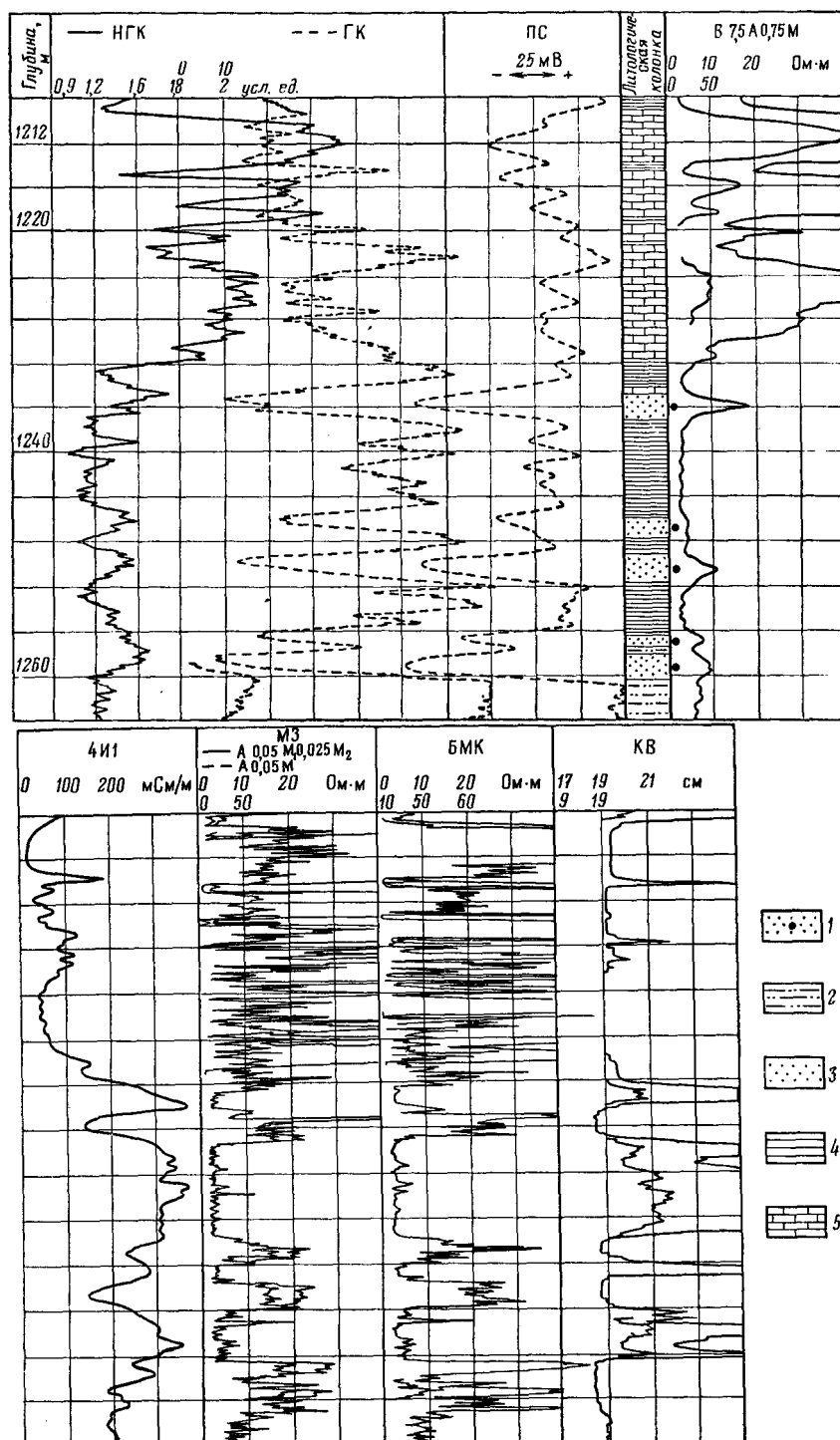


Рис. 4.5.5. Пример использования диаграмм микрозондов для литологического расчленения разреза:

1 – нефтенасыщенные песчаники; 2 – алевролиты; 3 – песчаники; 4 – глины; 5 – известняки

Потенциалы ПС в скважинах изучают путем регистрации кривой изменения разности потенциалов между двумя измерительными электродами, один из которых (электрод M) перемещается по скважине, а второй (электрод N) установлен неподвижно на поверхности вблизи от устья скважины.

В скважинах, бурящихся на нефть и газ, потенциалы ПС возникают в основном благодаря диффузии ионов солей на контакте двух сред, содержащих растворы различной концентрации.

На контакте свободного раствора, например фильтрата глинистого раствора с удельным сопротивлением ρ_f , с пористой средой, насыщенной раствором другой концентрации

(пластовой водой с удельным сопротивлением ρ_v), возникает диффузионно-адсорбционный потенциал E_M , который, как и при контакте свободных растворов, приблизительно пропорционален логарифму отношения удельных сопротивлений растворов:

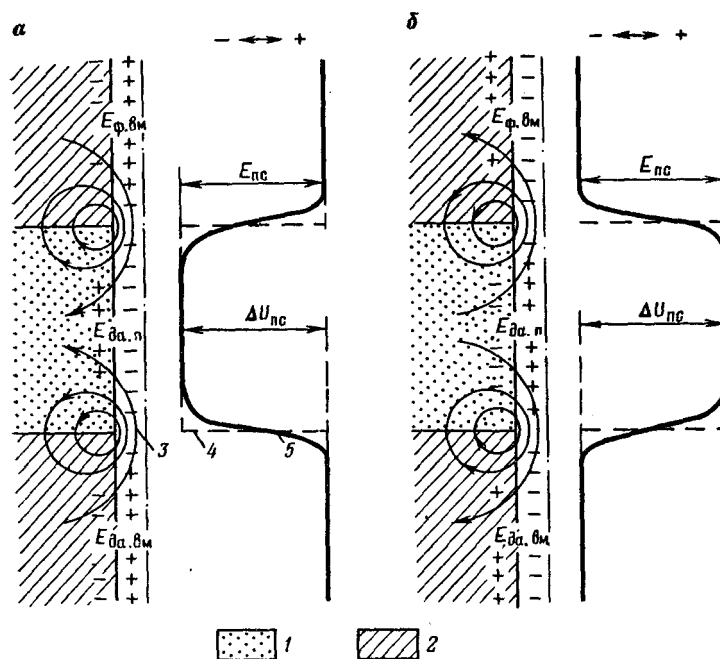


Рис. 4.5.6. Схема самопроизвольной поляризации в скважине:

- a* – минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости; *б* – минерализация пластовой воды меньше минерализации промывочной жидкости.
 1 – песчаник; 2 – глина; 3 – токи ПС; 4 – график э. д. с. ПС; 5 – график ПС на границе пластов, обладающих равными адсорбционными способностями (двух глинистых или двух песчаных пластов)

Потенциалы ПС в скважине могут возникать также в результате фильтрации промывочной жидкости в проницаемые пласты. Поровые каналы этих пластов образуют систему радиальных капилляров, через которые под действием перепада давлений в скважине и пластового давления продавливается промывочная жидкость. Это приводит к появлению на концах капилляров разности потенциалов E_f , называемой фильтрационным потенциалом.

Величина E_f пропорциональна удельному сопротивлению фильтрующейся промывочной жидкости и перепаду давлений ΔP .

Знак фильтрационного потенциала определяется направлением движения жидкости. Если гидростатическое давление столба промывочной жидкости превышает пластовое давление, что обычно наблюдается в скважинах, стенка скважины против проницаемого пласта заряжается отрицательно.

Величина фильтрационных потенциалов обычно невелика и для проницаемых пластов составляет единицы милливольт на 1 МПа перепада давления при удельном сопротивлении раствора 1 Ом-м. Вследствие незначительной величины E_f наблюдаемые в скважинах потенциалы ПС обычно относят к потенциалам диффузионного происхождения.

Интерпретация диаграмм ПС. На диаграмме ПС нулевая линия отсутствует. Поэтому за условный нуль отсчета потенциалов ПС принимают линию глин – прямую, проведенную параллельно оси глубин через участки кривой ПС, соответствующие пластам глин. При $\rho_f > \rho_v$ линия глин проходит по участкам кривой ПС с максимальными значениями потенциалов ПС. Против неглинистых пластов она отклоняется от линии глин в сторону отрицательных значений потенциалов ПС, образуя симметричные относительно середины пластов минимумы (отрицательные аномалии).

Когда $\rho_f < \rho_v$ (этот случай встречается значительно реже), линия глин проходит по участкам кривой ПС с минимальными значениями потенциалов ПС. Против неглинистых пластов на кривой ПС наблюдаются симметричные относительно середины пластов максимумы (положительные аномалии).

При литологическом расчленении разрезов скважин по диаграммам ПС руководствуются следующим. В песчано-глинистых отложениях на кривой ПС наибольшими отрицательными аномалиями (при $\rho_f > \rho_v$) отмечаются неглинистые и слабоглинистые пески, песчаники, алевроиты и алевролиты. Глины и сильноглинистые песчано-алевритовые породы отмечаются на кривой ПС большими показаниями, совпадающими с линией глин или близкими к ней. Песчано-алевритовые породы с промежуточными значениями глинистости отмечаются отрицательными аномалиями, амплитуда которых меньше, чем для неглинистых пород.

В интервалах залегания прослоев каменного угля в результате окислительно-восстановительных процессов на контакте с промывочной жидкостью возникают э. д. с. с положительным знаком в промывочной жидкости. Поэтому прослой угля отмечаются на кривой ПС положительными аномалиями относительно линии глин.

В карбонатном разрезе наибольшими отрицательными аномалиями на кривой ПС характеризуются неглинистые известняки и доломиты независимо от их пористости. Максимальные показания соответствуют глинам, а также известнякам и доломитам с наибольшей глинистостью, когда глинистая фракция полностью заполняет поровое пространство карбонатного скелета породы. Промежуточными показаниями на кривой ПС отмечаются карбонатные породы со средними значениями глинистости.

Электромагнитный каротаж (ЭМК)

Индукционный каротаж – ИК.

Индукционным каротажом (ИК) изучают удельную электропроводность горных пород. В отличие от других электрических методов ИК пригоден для исследования скважин, пробуренных как с обычными пресными, так и с непроводящими (на нефтяной основе) растворами.

Через одну генераторную катушку пропускают переменный ток с частотой в несколько десятков килогерц. Переменное магнитное поле, создаваемое этим током, индуцирует в окружающих породах вихревые токи кольцевого направления. Последние, в свою очередь, создают вторичное магнитное поле, которое наводит электродвижущую силу

Измеренная э.д.с. пропорциональна кажущейся электропроводности O_k исследуемой неоднородной среды:

Кривая кажущихся электропроводностей имеет линейную шкалу. Следовательно, она соответствует перевернутой кривой КС с гиперболической шкалой записи: на участке низкого сопротивления шкала кривой КС растянута, на участке высокого сопротивления – сжата.

За единицу удельной электропроводности берут величину, обратную ом-метру: $1/\text{Ом-м}$ или См/м (сименс на метр). Обычно при измерениях пользуются тысячными долями этой единицы – мСм/м .

Радиоактивные виды каротажа (РК)

При исследовании разрезов нефтяных и газовых скважин применяют гамма-каротаж, основанный на изучении естественного гамма-излучения горных пород, и методы, в которых исследуют эффект взаимодействия с горными породами излучения, создаваемого в скважине либо источником гамма-излучения (гамма-гамма-каротаж), либо источником нейтронов (нейтронный каротаж). В отличие от электрических, радиоактивные методы можно применять для исследования обсаженных скважин (наряду с необсаженными) ввиду большой проникающей способности гамма-лучей и нейтронов.

Диаграммы радиоактивных методов широко используются для литологического расчленения разрезов скважин, выделения нефтегазоносных пород и определения их коллекторских свойств.

При **гамма-каротаже (ГК)** изучают естественную радиоактивность горных пород по данным измерений интенсивности естественного гамма-излучения вдоль ствола скважины. Радиоактивность осадочных горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов – урана, тория, актиния, продуктов их распада, а также изотопа калия ^{40}K .

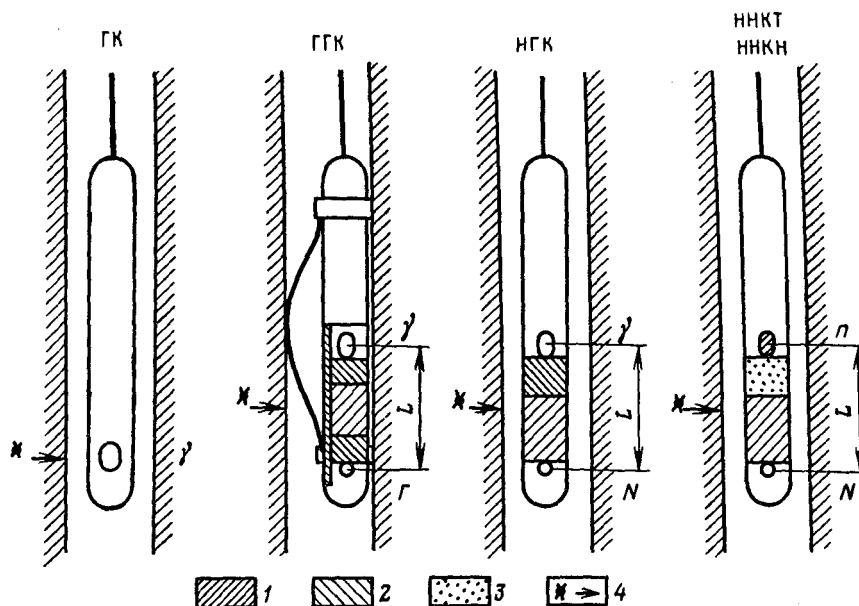


Рис. 4.5.7. Схема измерительных установок радиоактивных методов исследования скважин
 γ – детектор гамма-излучения; n – детектор нейтронов; Γ – источник гамма-излучения;
 N – источник нейтронов; L – длина зонда. 1 – стальной экран; 2 – свинцовый экран;
 3 – парафин (или другой материал с высоким водородосодержанием); 4 – точка записи
 результатов измерений

Из осадочных пород наибольшей радиоактивностью обладают глины. Содержание радиоактивных элементов в глинах достигает 30 мкг Ка-экв на 1 т и больше, причем более радиоактивны тонкодисперсные темноокрашенные битуминозные глины морского происхождения.

Радиоактивность песков, песчаников, известняков, доломитов меньше, чем глин, и не превышает 8 мкг Ка-экв на 1 т. Для этих пород установлена достаточно тесная прямая зависимость радиоактивности от содержания глинистого материала в породе, используемая на практике при оценке глинистости пород-коллекторов по данным гамма-каротажа. Наименьшую радиоактивность, измеряемую долями единицы микрограмма Ка-экв/т, имеют породы гидрохимического комплекса: гипсы, ангидриты, каменная соль, за исключением калийной соли. Высокая радиоактивность калийных солей (до 45 мкг Ка-экв на 1 т) связана с изотопом ^{40}K , содержание которого в природной смеси изотопов калия составляет 0,012%.

Для измерения интенсивности естественного гамма-излучения в скважину опускают детектор гамма-излучения (разрядный или сцинтиляционный счетчик) и электронную схему, размещенные внутри металлического кожуха (рис. 4.5.7). Под действием гамма-квант-излучения пород в счетчике возникают электрические импульсы, которые усиливаются и по кабелю передаются на поверхность. С помощью наземной схемы импульсы тока стандартизируются по амплитуде и длительности и преобразуются в постоянный ток, сила которого пропорциональна среднему числу импульсов в единицу времени, т. е. скорости счета. Регистрируя этот ток, получают величину измеряемой интенсивности естественного гамма-излучения, а при перемещении прибора по скважине – кривую изменения гамма-излучения, называемую диаграммой ГК.

Определение литологического состава пород по диаграммам ГК основано на различии в естественной радиоактивности пород. Как отмечалось выше, среди осадочных пород наиболее радиоактивны глины и калийные соли. Поэтому на диаграммах ГК максимальные показания соответствуют глинам и калийным солям, минимальные – пескам, песчаникам,

карбонатным породам и гидрохимическим осадкам, не содержащим калийных солей. Глинистые пески, песчаники, известняки характеризуются промежуточными показаниями, величины которых тем больше, чем выше содержание глин в породе.

У большинства пород диапазоны изменения естественной радиоактивности перекрывают друг друга, поэтому для однозначного определения пород кривые ГК рассматривают совместно с кривыми других геофизических методов. Исключением являются случаи простых разрезов, например песчано-глинистых. Когда разрез исследуемой скважины представлен песчано-глинистыми породами, на кривой ГК минимумы соответствуют пластам песков и песчаников, максимумы – пластам глин, а промежуточные показания – глинистым пескам и песчаникам.

В песчано-глинистом разрезе кривая ГК в основном повторяет кривую ПС, записанную при наличии пресной промывочной жидкости в скважине (когда $\rho_f > \rho_v$). Это свойство кривых ГК широко используется для литологического расчленения разрезов при заполнении скважин соленой водой. В этом случае кривая ПС слабо дифференцирована и не может быть использована, тогда как дифференциация кривой ГК сохраняется в результате отсутствия заметного влияния минерализации глинистого раствора на показания ГК.

В разрезах, представленных карбонатными и гидрохимическими породами, на диаграммах ГК практически одинаковыми низкими показаниями отмечаются – известняки, доломиты, гипсы, ангидриты, каменная соль (рис. 4.5.8). Показания ГК повышены против глинистых разностей этих пород и максимальны против пластов глин, калийных солей, а также против пластов, обогащенных радиоактивными веществами. В подобных разрезах кривые ГК обычно используются только для выделения глинистых отложений, которые обычно не являются коллекторами.

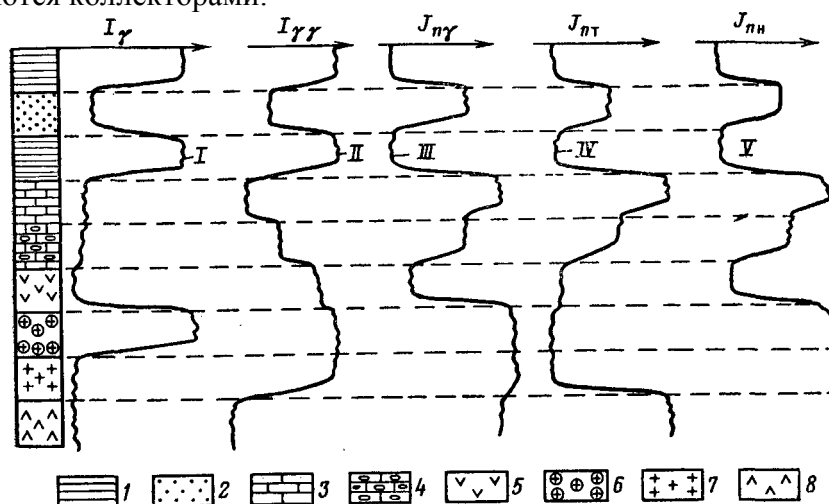


Рис. 4.5.8. Характеристика горных пород по диаграммам радиоактивных методов исследования скважин:

Кривые I – ГК, II – ГГК, III – НГК, IV – ННКТ, V – ННKN. 1 – глины; 2 – пески и песчаники; 3 – известняки плотные; 4 – известняки пористые и кавернозные; 5 – гипс; 6 – калийная соль; 7 – каменная соль; 8 – ангидрит

В гамма-гамма-каротаже (ГГК) регистрируют гамма-излучение, создаваемое источником, расположенным в скважинном приборе на некотором заданном расстоянии от детектора (см. рис. 4.5.7). Это расстояние называют длиной зонда ГГК.

Измеряемая интенсивность $J_{изм}$ складывается из гамма-излучения источника $J_{\gamma\gamma}$, рассеянного окружающей средой, естественного гамма-излучения среды J_{γ} , прямого, т. е. не испытавшего рассеяния в среде гамма-излучения источника J_{γ} . Для более четкого выявления эффекта взаимодействия гамма-излучения с породами, положенного в основу метода ГГК, необходимо в наибольшей степени уменьшить влияние составляющих J_{γ} и J_{γ} на измеряемую интенсивность.

Влияние естественного гамма-излучения снижают, увеличивая мощность источника в скважинном приборе. Для ослабления прямого гамма-излучения источника между источником и детектором устанавливается экран. В результате кривая изменения *Лизм*, полученная при измерениях в скважине, оказывается близкой к кривой изменения по скважине интенсивности рассеянного гамма-излучения.

Таким образом, регистрируемая интенсивность рассеянного гамма-излучения изменяется в зависимости от плотности среды, окружающей скважинный прибор. С увеличением плотности регистрируемая интенсивность гамма-излучения уменьшается, с уменьшением плотности – растет. Следовательно, пластам, сложенным плотными породами, будут соответствовать минимумы, а пластам, сложенным породами малой плотности, – максимумы на диаграмме ГГК.

Радиус исследования ГГК мал (около 10 см). Поэтому на результаты измерений сильно влияет среда вблизи скважинного прибора: диаметр скважины, ее конструкция, плотность промывочной жидкости. С увеличением диаметра скважины и уменьшением плотности промывочной жидкости показания ГГК резко возрастают. Наличие обсадной колонны и цемента за трубами снижает показания и ухудшает дифференциацию кривой.

Для уменьшения влияния скважины на показания источник и индикатор размещают в коллимационных каналах, а сам скважинный прибор снабжают устройством для прижатия его к стенке скважины так, чтобы окна коллимационных каналов были направлены к породе.

Эффективность применения ГГК для литологического расчленения разрезов скважин определяется тем, насколько различаются между собой породы разных литологических типов по объемной плотности, от которой показания ГГК находятся в обратной зависимости.

Плотность породы зависит от минералогической плотности скелета, коэффициента пористости и плотности флюида, заполняющего поры породы:

Плотность песчано-глинистых и карбонатных пород в основном определяется их пористостью (пустотностью) и изменяется в относительно широком интервале (1,3-3 г/см³). Это объясняется большой разницей между плотностью твердого скелета и плотностью флюида в порах и сравнительно малым изменением плотности основных породообразующих минералов. Например, минералогическая плотность для песчаников около 2,65 г/см³, известняков 2,7 г/см³, доломитов 2,85 г/см³. Плотность пластовой воды не превышает 1,2 г/см³.

Интервалы изменения плотности песчано-глинистых и карбонатных пород перекрываются, что ограничивает возможность однозначного разделения этих пород по диаграммам ГГК.

Плотность гидрохимических осадков (ангидрит, гипс, каменная соль и др.) в основном определяется их минералогической плотностью, так как пористость этих пород незначительна и достаточно постоянна. У отдельных литологических разновидностей плотность изменяется незначительно и в среднем составляет: для ангидрита 2,9 г/см³, гипса 2,3 г/см³, каменной соли 2,1 г/см³.

Таким образом, гидрохимические осадки хорошо дифференцируются по плотности. Плотность их обычно значительно отличается от плотности вмещающих пород, что позволяет уверенно выделить их по диаграммам ГГК;

Пониженную плотность, резко отличающуюся от плотности вмещающих песчано-глинистых пород, имеют ископаемые угли: от 1,2 г/см³ для бурых углей до 1,65 г/см³ для антрацита. В соответствии с изложенным, ископаемые угли, каменная соль, высокопористые разновидности песчаных и карбонатных пород отмечаются повышенными, плотные известняки, ангидриты – пониженными показаниями на кривых ГГК (см. рис. 4.5.8). Высокие показания наблюдаются также для глин, против которых образуются каверны. Поэтому диаграммы ГГК рассматривают совместно с кавернограммами.

Нейтронный каротаж (НК) проводится при помощи скважинного прибора, содержащего источник нейтронов и расположенного на некотором расстоянии от него детектора

гамма-излучения или нейтронов (см. рис. 4.5.7). Это расстояние, отсчитанное до середины детектора, называют длиной зонда.

Источником нейтронов является помещенная в ампулу смесь порошкообразного бериллия с радиоактивным элементом, обычно полонием. Нейтроны образуются в результате взаимодействия ядер атомов бериллия Be с α -частицами He , испускаемыми полонием:

Испускаемые источником нейтроны обладают скоростью свыше 10^9 см/с. Такие нейтроны называют быстрыми. При движении в среде, окружающей источник, нейтроны благодаря отсутствию у них электрических зарядов свободно проникают через электронные оболочки атомов среды и взаимодействуют с ядрами атомов. Это взаимодействие происходит последовательно в виде рассеяния, диффузии и захвата нейтронов ядрами атомов среды.

Для элементов среды, окружающей источник нейтронов, наибольшая потеря энергии, в среднем равная половине начальной, происходит при столкновении нейтрона с ядром атома водорода. Это объясняется практическим равенством масс нейтрона и ядра атома водорода. Поэтому замедляющая способность среды определяется в основном ее водородосодержанием. С увеличением водородосодержания уменьшается число соударений, после которых нейтрон становится тепловым, длина замедления также уменьшается.

В наибольшем количестве водород содержится в воде и нефти. Поэтому замедляющая способность горной породы в основном зависит от объема заключенной в ней воды или нефти (от пористости породы) и мало зависит от литологического состава ее.

Следующая за замедлением фаза движения нейтронов называется диффузией тепловых нейтронов. При диффузии тепловой нейтрон движется в среде без изменения своей средней энергии, пока не будет поглощен ядром одного из атомов среды.

При захвате теплового нейтрона ядром атома какого-либо элемента X образуется изотоп исходного элемента и испускается один или несколько гамма-квантов:

Возникающее гамма-излучение называется радиационным или вторичным.

Результаты измерений методами НК в основном определяются водородосодержанием пород. Чем больше последнее, тем меньшими показаниями характеризуются породы на диаграммах НК.

В горных породах водород содержится в воде, нефти и углеводородных газах, заполняющих поры породы, а также в химически связанной воде, присутствующей в глинистых минералах, гипсе и некоторых других минералах. Среди горных пород в наибольшем количестве водород находится в глинистых породах (глинах, аргиллитах, мергелях), заключающих значительное количество как поровой, так и химически связанной воды. Поэтому глинистые осадки отмечаются минимальными показаниями на диаграммах НК (при зондах больших размеров). Плотные породы (малопористые известняки и доломиты, ангидриты, плотные цементированные песчаники), содержащие мало воды вследствие низкой пористости, характеризуются максимальными показаниями на диаграммах НК.

Промежуточные показания наблюдаются против песков, песчаников, алевролитов, пористых разностей карбонатных пород,

В разрезах нефтяных и газовых скважин встречаются породы, обладающие аномальными нейтронными свойствами. К ним относятся гипсы, содержащие большое количество химически связанной воды и отмечаемые минимальными показаниями, и каменная соль, которая обладает высокой поглощающей способностью для тепловых нейтронов благодаря большому содержанию хлора и отмечается неодинаково на диаграммах различных методов НК. На диаграммах НК против пластов каменной соли наблюдаются аномально высокие значения интенсивности вторичного гамма-излучения. На диаграммах НКТ эти пласты отмечаются минимумами, а на диаграммах НКН они не выделяются среди других плотных пород.

Содержание водорода в нефти и воде примерно одинаково. Поэтому нефтеносные и водоносные пласты с одинаковым литологическим составом и пористостью не различаются по данным нейтронных методов. Исключение составляют случаи, когда пластовая вода сильно минерализована (содержит много хлора). Тогда против водоносных пластов показа-

ния повышены на диаграммах НГК и понижены на диаграммах ННКТ по сравнению с показаниями против нефтеносных пластов.

Газоносные пласты отмечаются высокими показаниями, близкими к показаниям против плотных пород, что связано с незначительным содержанием водорода в газе.

Различия в показаниях против коллекторов, обусловленные характером насыщающего их флюида, часто не наблюдаются на диаграммах, зарегистрированных в необсаженных скважинах. Это объясняется проникновением фильтрата промывочной жидкости в пористые и проницаемые пласты и оттеснением ею пластовых флюидов за пределы радиуса исследования.

По диаграммам радиоактивных методов определяют глинистость (ГК) и пористость (ГГК, НК) коллекторов.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК). При НГК измеряют интенсивность вторичного гамма-излучения, возникающего при облучении пород нейтронами. При измерениях суммируются естественное гамма-излучение пород и гамма-излучение источника нейтронов, которое достигает детектора прямо, а также после рассеяния породами.

Искажающее влияние естественного гамма-излучения на результаты измерений НГК невелико в связи с применением в скважинном приборе источника нейтронов достаточно большой мощности. Влияние гамма-излучения источника нейтронов уменьшают с помощью экрана, устанавливаемого между источником и детектором. В результате получают кривую, близкую к кривой изменения вторичного гамма-излучения вдоль ствола скважины.

Интенсивность вторичного гамма-излучения пропорциональна плотности тепловых нейтронов в зоне расположения детектора, т. е. в основном определяется водородосодержанием пород. На практике обычно применяют зонд НГК длиной 60 см. На диаграмме НГК, полученной с этим зондом, будет наблюдаться обратная зависимость между величиной интенсивности вторичного гамма-излучения и водородосодержанием (водосодержанием) пород.

Значительное влияние на показания НГК оказывает содержание в породах хлора, обладающего высокой поглощающей способностью. Поэтому в интервалах разреза с повышенным содержанием хлора (например, в пластах каменной соли) показания НГК возрастают.

При измерениях в обсаженной скважине интенсивность вторичного гамма-излучения уменьшается в результате экранирующего влияния обсадных труб. Однако относительные изменения показаний на кривой НГК, соответствующие изменению водородосодержания по разрезу, остаются практически такими же, как и в необсаженных скважинах.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКТ). В этом методе измеряют плотность тепловых нейтронов на заданном расстоянии от источника нейтронов. Аппаратура, применяемая при измерениях ННКТ, такая же, как других радиоактивных методов, только в качестве детектора вместо счетчиков гамма-квантов используют счетчики тепловых нейтронов. Под действием тепловых нейтронов, попавших в цилиндр этого счетчика, возникают электрические импульсы. Число импульсов в единицу времени характеризует плотность тепловых нейтронов. Для защиты счетчика от прямого воздействия нейтронов источника между ними устанавливается экран, состоящий из стали и водородосодержащего материала (пластмассы и т. п.).

Показания ННКТ в основном соответствуют показаниям НГК. На диаграммах ННКТ пористые породы отмечаются низкими показаниями, а плотные породы с незначительным содержанием водорода – высокими. Однако при ННКТ увеличивается влияние элементов с большой поглощающей способностью, в частности хлора. В отличие от НГК показания ННКТ уменьшаются с ростом содержания хлора в породах и промывочной жидкости.

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННКН). В этом методе измеряют плотность медленных нейтронов. Медленными, или надтепловыми, называют нейтроны, энергия которых больше энергии тепловых нейтронов. В качестве детектора надтепловых нейтронов применяют счетчик тепловых нейтронов, окруженный слоем замед-

лителя и снаружи слоем кадмия. Кадмий поглощает тепловые и пропускает к счетчику только надтепловые нейтроны. Последние замедляются водородосодержащим слоем до энергии тепловых нейтронов и отмечаются счетчиком.

Плотность надтепловых нейтронов не зависит от содержания хлора в породах и промысловой жидкости, так как для этих нейтронов сечение захвата ядер атомов хлора мало отличается от сечения захвата ядер атомов других элементов. Поэтому показания ННКН определяются главным образом замедляющими свойствами пород и, следовательно, более тесно связаны с водородосодержанием (пористостью) пород, чем данные НГК и ННКТ.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

В импульсном нейтрон-нейтронном каротаже (ИННК) измеряют плотность тепловых нейтронов по стволу скважины с помощью индикатора, расположенного на некотором заданном расстоянии от импульсного генератора нейтронов. В импульсном генераторе нейтроны создаются при помощи линейного ускорителя, в котором ионы дейтерия (H^2) ускоряются сильным электрическим полем и бомбардируют мишень, содержащую тритий (H^3). При этом происходит ядерная реакция

Поток нейтронов образуется в виде кратковременных импульсов во время подачи на ускоритель высокого напряжения с частотой 400 Гц. Испускаемые генератором нейтроны обладают энергией 14 МэВ.

При ИННК регистрируется кривая изменения плотности тепловых нейтронов с глубиной скважины при постоянных заданных значениях времени задержки и ширины "окна". Несколько кривых, полученных в одной и той же скважине при различном времени задержки, позволяют установить изменение во времени после окончания импульса плотности тепловых нейтронов против различных пластов.

Значения T_p характеризуют поглощающую способность пластов и определяются содержанием элементов с большим сечением захвата, в первую очередь хлора. С увеличением содержания хлора в пласте значение T_p резко уменьшается. Например, при достаточно высокой минерализации пластовой воды среднее время жизни тепловых нейтронов в водоносных песчаниках равно 90-110 мкс, в нефтеносных песчаниках 260-300 мкс. Это дает возможность по диаграммам ИННК надежно определять ВНК по переходу от низких показаний в водонасыщенной части пласта к высоким показаниям в нефтенасыщенной части пласта.

Наряду с ИННК на практике применяют также его модификацию – импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). В ИНГК измеряют интенсивность вторичного гамма-излучения, создаваемого импульсами нейтронов от генератора.

Чувствительность ИННК (ИНГК) к изменению содержания хлора в пластах (изменению T_p) во много раз больше, чем методов НГК и НКТ. Это способствует эффективному применению ИННК (ИНГК) для изучения динамики перемещения ВНК и изменения водонасыщенности в продуктивных пластах при разработке месторождений.

Ядерно-магнитный каротаж – ЯМК. При его помощи определяют содержание несвязанной жидкости в поровом пространстве породы. Работы проводятся для выделения нефте-, газо- и водонасыщенных пластов с гранулярной или кавернозной пористостью при отсутствии в них начального градиента давления; оценки пористости нефте- и водонасыщенных пластов.

Акустические виды каротажа (АК)

Акустический каротаж (АК) основан на изучении упругих свойств горных пород по наблюдениям в скважине за распространением упругих волн. Применяемый в АК скважинный прибор имеет источник упругих колебаний и расположенные на некотором расстоянии от него один или два приемника (рис. 4.5.9). При перемещении прибора по скважине регистрируют кривую изменения времени пробега упругой волной расстояния между источни-

ком и приемником (при одном приемнике) или расстояния между двумя приемниками. Это время обратно пропорционально скорости распространения упругой волны в среде, окружающей прибор. Поэтому данная модификация называется акустическим каротажем по скорости (АКС).

Другой модификацией АК является акустический каротаж по затуханию (АКЗ), с помощью которого изучают способность горных пород поглощать (ослаблять) упругие колебания. В АКЗ регистрируют кривую изменения по стволу скважины амплитуды упругой волны, прошедшей расстояние от источника до приемника или расстояние между приемниками.

В качестве источника и приемников упругих волн применяются магнитострикционные (а также пьезоэлектрические) преобразователи электрической энергии в колебательную и наоборот.

Чтобы исключить возможность поступления упругой волны к приемникам по корпусу скважинного прибора, между элементами зонда устанавливают акустические изоляторы, сильно поглощающие упругие колебания. Для уменьшения помех, возникающих от механических колебаний и вибраций при перемещении скважинного прибора, последний амортизируется (покрывается слоем резины).

На показания зонда АКС с одним приемником значительно влияет скважина, так как в длину пути, пробегаемого упругой волной от излучателя до приемника, входят участки по промывочной жидкости. Поэтому изменение диаметра скважины и положения в ней скважинного прибора искажает диаграммы.

В АКЗ двухэлементным зондом измеряют амплитуду колебаний, соответствующих продольной волне по породе. С помощью электронной схемы амплитуда преобразуется в пропорциональное ей напряжение в милливольтгах (мВ) или вольтах (В), которое записывается регистрирующим прибором в виде кривой в функции глубины скважины. Для повышения чувствительности метода обычно измеряют интегральное значение амплитуды, т. е. сигнал, соответствующий нескольким периодам колебаний продольной волны за первым вступлением

По данным АК определяют скорость распространения упругих волн в породах, пересеченных скважиной, и поглощающие свойства пород. Скорость распространения упругих волн зависит от упругих свойств минерального скелета породы, ее пористости (пустотности), структуры пустотного пространства и от упругих свойств флюидов, заполняющих это пространство. Чем более монолитна порода вследствие цементации и воздействия горного давления, чем меньше пористость породы, тем больше в ней скорость распространения упругих волн. Наименьшие значения скорости (1500-2500 м/с) имеют рыхлые высокопористые породы: пески, глины, рыхлые песчаники. Высокие значения скорости (3000-6000 м/с) наблюдаются в сильноцементированных малопористых песчаниках и гидрхимических осадках. Наибольшими значениями скорости (5000-7500 м/с) характеризуются плотные кристаллические карбонатные породы.

В широких пределах изменяются также поглощающие свойства горных пород.

Определение литологического состава пород по диаграммам АК основано на различии скоростей распространения и затухания упругих волн для разных пород. Плотные породы (сильноцементированные малопористые песчаники, плотные известняки, доломиты, ангидриты) отмечаются наиболее низкими значениями времени пробега и наиболее высокими значениями амплитуд упругих волн (рис. 4.5.9). Глинам соответствуют максимальные показания на кривых времени и минимальные – на кривых амплитуд. Это обусловлено как упругими свойствами глин (малая скорость распространения и большое поглощение упругих волн), так и наличием каверн. Породы-коллекторы (слабощементированные песчаники, пористые известняки и доломиты) отмечаются промежуточными показаниями на кривых времени и амплитуд. Чем больше пористость коллектора, тем меньше различие в показаниях АК против коллектора и против глин.

Как видно из сопоставления кривых АК с кривой КС (см. рис. 4.5.9), наблюдается прямое соответствие между кривыми КС и амплитуд и обратное — между кривыми КС и времени пробега упругих волн.

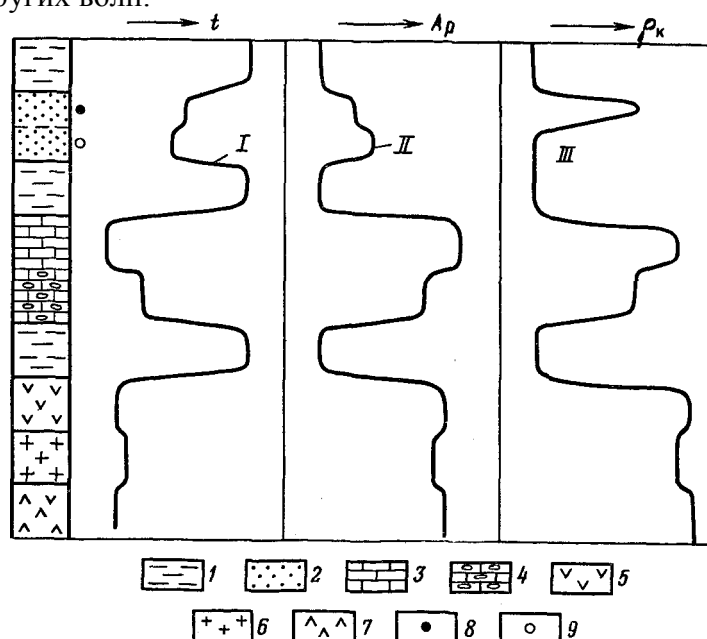


Рис. 4.5.9. Сопоставление кривых АКС (I) и АКЗ (II) упругих волн с кривой КС потенциал-зонда (III):

1 – глины; 2 – песчаники; 3 – известняки плотные; 4 – известняки пористые; 5 – ангидриты; 6 – каменная соль; 7 – гипсы; 8 – нефтенасыщенный коллектор; 9 – водонасыщенный коллектор

Вода, нефть и газ, заполняющие пустотное пространство пород, характеризуются различными значениями скорости распространения упругих волн. Значение скорости в воде несколько изменяется в зависимости от минерализации, температуры и давления. В среднем его можно принять равным 1600 м/с. Значение скорости в нефти 1300-1400 м/с, в метане 430 м/с (зависит от давления и температуры). Поэтому при равенстве прочих условий (литологического состава, пористости и др.) скорость распространения упругих волн в нефтеносном пласте меньше, чем в водоносном; еще ниже она в газоносном пласте. В том же порядке уменьшаются амплитуды колебаний упругих волн. Указанные различия упругих свойств растут с увеличением пористости коллекторов. Благодаря этому по кривым АК можно определить характер насыщения коллекторов, если радиус исследования превышает глубину зоны проникновения, в которой изменение насыщенности в значительной степени нивелируется фильтратом промывочной жидкости.

Радиус исследования АК можно увеличить, применяя низкочастотный (1-5 кГц) излучатель упругих колебаний. В этом случае удастся определять положение ВНК и ГЖК по данным исследований в обсаженных скважинах при жестком контакте цементного кольца с колонной и стенкой скважины.

По диаграмме АКС находят коэффициент пористости горных пород, используя линейную связь между Δt и K_p .

АК применяют также для контроля цементирования скважин и фотографирования методом ультразвуковой эхолокации стенок скважины, заполненной промывочной жидкостью или нефтью. Фотографирование осуществляется с помощью **скважинного акустического телевизора (САТ)**.

В САТ импульсы упругих колебаний частотой 1 мГц от пьезоэлектрического преобразователя, вращающегося с частотой 3-4 об/с, проходят через акустически прозрачную перегородку в кожухе скважинного прибора и падают на стенку скважины. Отраженные от нее упругие колебания принимаются тем же преобразователем, превращаясь в электрические сигналы, усиливаются, детектируются и передаются по кабелю в наземную панель для моду-

ляции яркости луча кинескопа. Каждым импульсом на стенке скважины исследуется площадка диаметром около 18 мм. Так как скважинный прибор перемещается по оси скважины с постоянной скоростью, то площадки образуют винтовую линию, шаг которой определяется скоростью подъема прибора и скоростью вращения преобразователя. Начало каждой строчной развертки, соответствующей одному обороту преобразователя, привязывается к одной и той же образующей скважинного прибора. Перед экраном кинескопа синхронно с перемещением скважинного прибора протягивается фотопленка, на которой рядом расположенные строки образуют непрерывное изображение развертки стенки скважины.

Дифференциация по тонам на фотографиях САТ, пропорциональная изменению отражательной способности стенки скважины, зависит от состояния (шероховатости) поверхности, акустического сопротивления среды, диаметра скважины и свойств жидкости в скважине. В местах нарушения поверхности происходит частичное или полное поглощение сканирующего импульса, что приводит к появлению темных участков на фотографии, форма которых соответствует геометрии дефектов поверхности. В соответствии с этим исследование САТ в открытом стволе позволяют выделить каверны, трещины, желобы и определить их размеры; расчленить тонкослоистые интервалы при существенном различии (не менее чем в 1,5 раза) отражательной способности слагающих их пород. Исследования в обсаженной скважине дают возможность установить местоположение, характер и размеры дефектов труб, а также местоположение и количество перфорационных отверстий.

Термокаротаж (высокоточный, дифференциальный) – Т

При использовании этого метода измеряют температуру вдоль ствола скважины для изучения естественного теплового поля Земли и выявления тепловых аномалий при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Данные термометрии используют при изучении геологического строения месторождений нефти и газа и для контроля за техническим состоянием скважин.

Температуру в скважинах измеряют с помощью скважинного термометра сопротивлений, действие которого основано на изменении сопротивления датчика (металлического проводника или термистора) под влиянием температуры. Температуру среды, в которой находится термометр, определяют путем измерения сопротивления датчика, помещенного в термометре.

С увеличением глубины температура в недрах постепенно растет. Быстрота нарастания температуры характеризуется геотермическим градиентом G , показывающим изменение температуры в °С при увеличении глубины на 100 м.

В процессе бурения в скважине циркулирует промывочная жидкость, температура которой отличается от температуры окружающих пород. Между породами и скважиной происходит теплообмен, в результате чего температура пород в слое, прилегающем к скважине, отличается от естественной.

После прекращения циркуляции промывочной жидкости скважина и прилегающие к ней участки пород постепенно воспринимают естественную температуру пород, и в скважине устанавливается состояние теплового равновесия с окружающими породами. Время, в течение которого скважина должна находиться в покое, чтобы в ней наступило тепловое равновесие с породами, зависит от многих факторов (начальной разности температур, длительности циркуляции промывочной жидкости в скважине, диаметра скважины, тепловых свойств пород) и для глубоких скважин составляет 10 сут и более.

Температуры измеряют в необсаженных и обсаженных скважинах как до установления в них теплового равновесия с породами – методом неустановившегося теплового режима, так и при тепловом равновесии – методом установившегося теплового режима.

Метод установившегося теплового режима. Термограмма, зарегистрированная при установившемся тепловом режиме, представляет собой кривую изменения естественных температур по разрезу скважины и называется геотермой. Наклон кривой к оси глубин определяется величиной геотермического градиента на данной глубине (рис. 4.5.10).

Геотермический градиент зависит от плотности теплового потока и удельного теплового сопротивления пород.

Среди осадочных пород наибольшие значения удельного сопротивления и геотермического градиента соответствуют глинам и глинистым сланцам, меньшие – неглинистым песчаникам и карбонатным породам, минимальные – гидрохимическим отложениям (ангидритами, каменной соли).

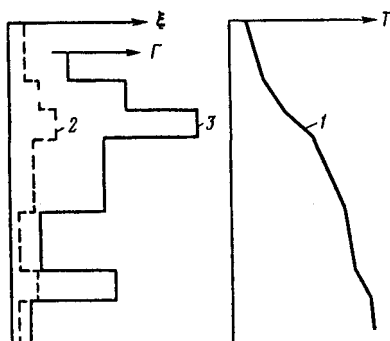


Рис. 4.5.10. Термограмма естественного теплового поля (1) и графики изменения удельного теплового сопротивления пород (2) и геотермического градиента Γ (3)

Метод неустановившегося теплового режима. Когда температуры в скважине и окружающих породах различаются между собой, выравнивание их величин происходит с неодинаковой для различных пород скоростью. Последняя находится в прямой зависимости от параметра a , называемого удельной температуропроводностью пород.

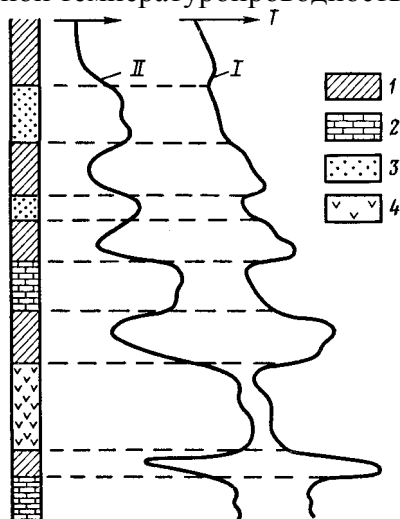


Рис. 4.5.11. Кривые температур, полученные при неустановившемся тепловом режиме в скважине: I- $T_r > T_{п}$; II- $T_r < T_{п}$; 1 – глины; 2 – известняки; 3 – песчаники; 4 – ангидриты

Сущность метода сводится к регистрации ряда последовательных кривых изменения температур по скважине в процессе восприятия ею температуры пород $T_{п}$. Если температура промывочной жидкости T_r выше температуры пород $T_{п}$, то породам с повышенной температуропроводностью (песчаникам, известнякам, гидрохимическим осадкам) соответствуют пониженные показания, а породам с пониженной температуропроводностью (глинам) – повышенные показания на термограмме (рис. 4.5.11). Обратное соотношение наблюдается при $T_r < T_{п}$.

По термограммам в разрезе скважины можно выделить газоносные пласты. Они отмечаются интервалами пониженных температур, возникающих вследствие охлаждения при расширении газа, поступающего из пласта в скважину.

Определение дебита и профиля приемистости

Скорость движения флюидов в стволе скважины определяют дебитомером. Работы проводятся для выделения работающих нефте-, газо- и водонасыщенных пластов и определения поинтервального дебита; контроля за поступлением воды при закачке.

Сейсмические наблюдения в скважинах

Сейсмические наблюдения в скважинах включают **сейсмокаротаж (СК)**, **вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)** и специальные работы по изучению межскважинного и околоскважинного пространства методом обращенного годографа (МОГ) и способом непродольного вертикального профилирования (НВП).

Сейсмокаротаж проводится для определения скоростных параметров разреза и привязки сейсмических границ. При сейсмокаротаже, как правило, изучаются первые вступления проходящих (прямых) волн.

При ВСП регистрируются и изучаются не только первые вступления проходящих волн, но и все волны в последующей части записи. Во всех случаях, где это по техническим условиям возможно, целесообразно проведение ВСП.

ВСП применяется для:

- изучения волновой картины во внутренних точках среды, определения природы волн, регистрируемых на наземных сейсмограммах, изучения их кинематических и динамических характеристик;
- стратиграфической привязки регистрируемых волн;
- изучения скоростного разреза на участке, примыкающем к скважине, определения отражающих и поглощающих характеристик разреза;
- изучения формы сигнала и выбора оптимальных условий возбуждения.

ВСП рекомендуется проводить в сочетании с акустическим каротажом. Специальные работы МОГ и НВП применяются при изучении сложно построенных сред.

Различаются однокомпонентные скважинные наблюдения (СК, ВСП), при которых регистрируется вертикальная компонента поля упругой волны, и многокомпонентные наблюдения поляризованной методикой (ПМ ВСП), при которой регистрируются различные составляющие поля

Многокомпонентные скважинные наблюдения (ПМ ВСП) могут применяться при изучении сложно построенных сред с целью разделения волн, подходящих к скважине с разных направлений, изучении характеристик поперечных и обменных волн.

Все сейсмические работы в скважинах должны проводиться в соответствии с требованиями "Инструкции по геофизическим работам в скважинах".

Сейсмокаротаж и ВСП производятся с использованием специального оборудования (кабеля, подъемники и пр.). Рекомендуется все наблюдения проводить многоприборным зондом. Наблюдения выполняются при подъеме зонда от забоя скважины.

Перед проведением работ скважина должна быть обязательно промыта и прошаблонирована. Во избежание заклинивания инструмента спуск и подъем зонда следует производить медленно. Необходимо избегать приближения зонда к забою скважины на расстояние менее 10 м. Не разрешается оставлять зонд в необсаженной части скважины на одной глубине более чем на 10-15 мин.

Глубина погружения зонда определяется по счетчику и меткам на кабеле. Во время спуска рекомендуется производить для контроля за глубиной погружения несколько записей через определенные интервалы.

При применении многоприборных и многокомпонентных зондов должна быть обеспечена идентичность всего тракта записи, включая глубинные сейсмоприемники, и представлены подтверждающие ее контрольные ленты, полученные перед началом работ и по их окончании, а также при замене глубинного зонда

При скважинных наблюдениях предъявляются повышенные требования к точности отсчета времени. Для контроля за отметкой момента взрыва устанавливаются контрольные сейсмоприемники у устья каждой взрывной скважины, а также на расстоянии 50-100 м от нее.

Условия возбуждения и характеристики приемного канала должны обеспечить при сейсмокаротаже регистрацию четкого первого вступления проходящей волны в каждой точке наблюдений, а при ВСП – получение импульса первой волны, простого по форме и корот-

кого по времени. Для выбора условий возбуждения при работах ВСП необходимо проведение на каждой скважине специальных опытных работ. Для обеспечения повторяемости формы записи требуется сохранять условия возбуждения и, в первую очередь, глубину заложения и массу заряда.

Контроль за стабильностью условий возбуждения осуществляют по контрольному сейсмоприемнику, помещенному в специально для этой цели пробуренной скважине, располагаемой между пунктом взрыва и устьем исследуемой скважины.

При проведении сейсмокаротажа (ВСП) необходимо получение не менее двух вертикальных годографов, относящихся к пунктам взрыва, удаленным на разные расстояния от устья скважины. Один пункт взрыва следует поместить на минимальном безопасном расстоянии от устья скважины. Наиболее удаленный пункт взрыва следует располагать от устья скважины на расстоянии половины длины годографа ОГТ. Вблизи каждого взрыва должна быть изучена зона малых скоростей.

В сложных условиях, а также для решения специальных задач, например изучения анизотропии, вертикальный профиль целесообразно отрабатывать из серии ПВ, расположенных на дневной поверхности вдоль одной линии, либо по площади. Расстояния между ПВ и схема их расположения определяются задачами исследований.

Расстояние между точками наблюдений при ВСП также выбирается максимальным, при котором сохраняется корреляция волн по вертикальному профилю, но обычно применяются расстояния от 10 до 20 м.

При работе многоканальными зондами целесообразно перекрывать один корреляционный прибор.

Для увязки данных ВСП и наземных наблюдений необходимо комбинировать наблюдения по вертикальным и горизонтальным профилям. При этом оба профиля отрабатываются из одних и тех же ПВ. Материалы таких наблюдений целесообразно представлять в виде комбинированных горизонтально-вертикальных годографов или временных разрезов.

Геохимические методы изучения разрезов скважин

К геохимическим методам изучения разрезов скважин относятся методы газового и люминесцентно-битуминологического анализа промывочной жидкости и шлама. Одновременно с геохимическими исследованиями регистрируются данные, характеризующие параметры бурения скважины (скорость проходки и расход промывочной жидкости). Эти исследования проводят непрерывно в процессе бурения скважин (обычно поисково-разведочных и опорных) для выделения в разрезе и предварительной оценки пластов, содержащих нефть и газ.

Исследования по газовому каротажу впервые были проведены в 1933 г. В.А. Соколовым. Перед газовым каротажом обычно ставятся следующие задачи: установление скоплений углеводородов в горизонтах путем регистрации в процессе бурения продуктивных интервалов; определение характера их насыщенности (нефть, газ, вода с растворенным газом). Основные газокаротажные работы проводятся по буровому раствору и дополняются газометрией скважин по керну и шламу.

Метод газового анализа промывочной жидкости

При проходке нефтегазонасыщенных пластов газ, свободный и растворенный в нефти и воде в пустотном пространстве разбуренного объема породы, поступает в промывочную жидкость, циркулирующую по скважине, и выносится вместе с ней на поверхность. Схема газового анализа промывочной жидкости, выходящей из скважины, приведена на рис. 4.5.12.

Газ извлекается из промывочной жидкости при помощи дегазатора 1, устанавливаемого в желобе для слива промывочной жидкости, возможно ближе к устью скважины. Дегазатор представляет собой камеру, в которую подается промывочная жидкость; из камеры непрерывно отсасывается воздух вакуумным насосом 11. Создаваемые при этом понижение

давления и механическое воздействие (перемешивание, разбрызгивание) обеспечивают выделение части газа из промывочной жидкости, находящейся в камере дегазатора. Выделяющийся газ смешивается с воздухом в камере дегазатора, образуя газоздушную смесь, которая направляется далее к приборам для газового анализа по вакуумной линии 2. Для обеспечения постоянства степени дегазации и условий работы приборов газового анализа в вакуумной линии поддерживаются неизменными скорость газоздушного потока и разрежение, контролируемые соответственно ротаметром 4 и вакуумметром 10.

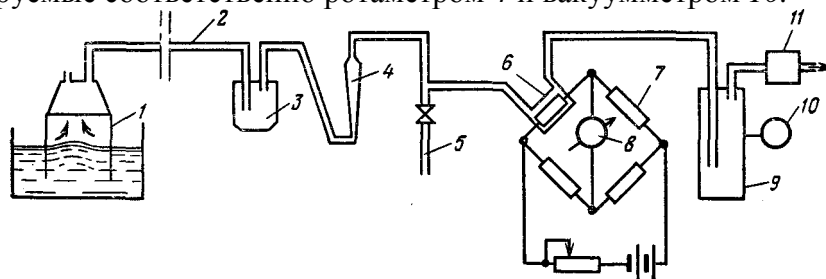


Рис. 4.5.12. Схема газового анализа промывочной жидкости:

1 – дегазатор; 2 – вакуумная линия; 3 – отстойник; 4 – ротаметр; 5 – отвод к хроматографу; 6, 7 – камеры соответственно с рабочим и компенсационным плечами мостика газоанализатора; 8 – регистрирующий прибор; 9 – баллон; 10 – вакуумметр; 11 – вакуумный насос

Емкость 9 сглаживает колебания в линии, обусловленные работой вакуумного насоса.

Газоздушная смесь очищается от механических примесей и капель жидкости в отстойнике 3 и поступает на чувствительный элемент 6 газоанализатора.

В интервалах разреза, характеризующихся повышенными газопоказаниями, а также в перспективных на нефть и газ интервалах проводят компонентный анализ состава углеводородных газов, извлекаемых из промывочной жидкости. Для этого применяется хроматограф, основными узлами которого являются разделительная колонка, газоанализатор и регистрирующий прибор.

При газометрии скважин одновременно с диаграммой суммарных газопоказаний регистрируется также диаграмма продолжительности проходки (мин/м), представляющей собой величину, обратную скорости бурения, м/ч:

Она используется при интерпретации данных газового анализа промывочной жидкости и для расчленения разрезом скважин по механическим свойствам горных пород.

Основные задачи интерпретации диаграмм газометрии промывочной жидкости – выделение и предварительная оценка газонефтедержащих пластов в разрезе скважины. Решение этой задачи до окончания бурения скважины позволяет наметить перспективные интервалы для проведения в них промыслово-геофизических исследований после бурения и обеспечивает надежную оценку характера насыщения коллекторов, выделенных по данным этих исследований.

Интерпретацию начинают с выделения на диаграмме суммарных газопоказаний участков, характеризующихся показаниями, превышающими фоновые не менее чем в 3 раза. Фонowymi называются газопоказания, наблюдаемые по всему разрезу скважины или в пределах значительных интервалов, которые возникают за счет постоянной газовой составляющей разбуриваемых пород, вследствие неполной дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе после проходки газонефтедержащих пород, при попадании в раствор смазки и нефти.

Большой фон затрудняет, а иногда не позволяет выделить в разрезе скважины пласты, содержащие газ и нефть. Влияние его в этом случае можно исключить путем проведения газометрии как выходящей из скважины, так и входящей в нее промывочной жидкости и определения разности газопоказаний (с учетом величины отставания входящей промывочной жидкости).

Приведенные газопоказания характеризуют не начальную, а остаточную газонефтесыщенность пластов. Это объясняется тем, что в процессе бурения промывочная жидкость

проникает в породу под долотом прежде, чем порода разбурена, и оттесняет газ и нефть в глубь пласта. Остаточная газонефтенасыщенность уменьшается с увеличением проницаемости пласта. Например, для хорошо проницаемых песчаных пластов она составляет около 20%, тогда как для карбонатных коллекторов низкой проницаемости она мало отличается от начальной (потеря газа за счет опережающей фильтрации промывочной жидкости не превышает 10%).

Пласты, характеризующиеся повышенными показаниями на диаграммах газометрии, могут соответствовать газоносным пластам, содержащим скопления природного газа, нефтеносным пластам с растворенным (попутным) газом и водоносным (непродуктивным) пластам с растворенным газом или остаточной нефтью. Для определения характера насыщения пластов и отделения продуктивных пластов от водоносных используют значения приведенных газопоказаний $G_{лр}$.

При приближении к нефтегазосодержащему пласту во время бурения концентрация газообразных углеводородов в буровом растворе повышается. На газокаротажной диаграмме отмечаются эти повышенные показания. Учитывая режим бурения, скорость циркуляции бурового раствора и его отставание, вводят соответствующие поправки для установления точной глубины проявляющих пластов. Все эти данные получают на основе показаний приборов газокаротажной станции; разработаны автоматизированные газокаротажные станции.

В последнее время с успехом применяется "газовый каротаж после бурения". Во время остановки бурения на 20-24 ч буровой раствор насыщается газом против продуктивных пластов благодаря диффузии газов. Затем после возобновления циркуляции проводят газокаротажные измерения и получают диаграмму, где максимумы газопоказаний соответствуют продуктивным пластам. Четкость таких диаграмм получается очень высокой. Газовый каротаж после бурения перспективен при исследовании глубоких и сверхглубоких скважин в сложных геолого-физических условиях больших глубин. При бурении их из-за длительного прохождения бурового раствора от забоя скважины до дневной поверхности и низких скоростей бурения газ, попадающий из выбуренной породы и пласта в буровой раствор, значительно разбавляется и четкость диаграммы газового каротажа во время бурения снижается.

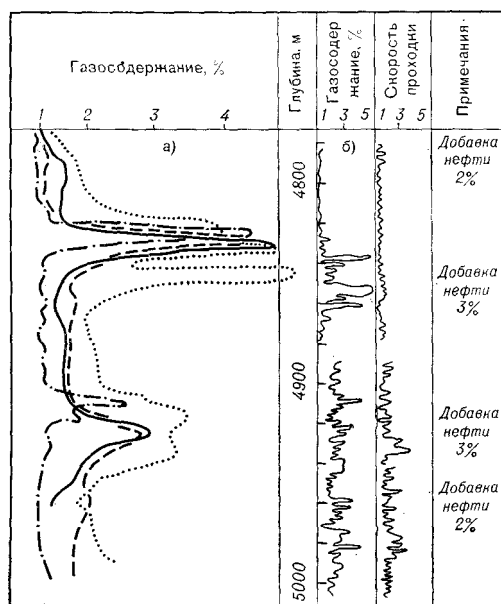


Рис. 4.5.13. Кривые газового каротажа, проведенного на скв. 50 Левкинского месторождения Краснодарского края (по Юровскому)
 а – после бурения (четыре цикла циркуляции); б – в процессе бурения.

На рис. 4.5.13 показано сопоставление газового каротажа во время и после бурения, проведенного на глубокой скважине № 50 Левкинской площади Краснодарского края. Кривые газового каротажа после бурения оказались более контрастными по сравнению с кривой

каротажа во время ее бурения. Они позволили более точно выделить две продуктивные пачки и успешно провести испытание скважины.

Особенность **газометрии скважин по керну** заключается в отборе герметичных кернов, для чего необходимы герметичные керноотборники. При обычном отборе керна большая часть газа теряется при поднятии керна на поверхность, что снижает возможности проведения этого вида каротажа. Однако и в последнем случае анализ извлеченного свободного и заземленного газа из керна позволяет получить дополнительные сведения о продуктивных пластах и миграции углеводородов.

Люминесцентно-битуминологический метод

Люминесцентно-битуминологический метод, основанный на свойстве битумов люминесцировать при облучении их ультрафиолетовыми лучами, применяется для выявления нефтесодержащих пород в разрезе скважины. Люминесцентно-битуминологическому анализу подвергают пробы шлама и грунтов.

Анализ проводят с помощью люминоскопа, представляющего собой светонепроницаемую камеру, снабженную источником ультрафиолетового света. Исследуемый образец помещают внутрь камеры, и через смотровое окно в корпусе камеры наблюдают свечение образца.

Характерные показатели люминесценции вещества – цвет и интенсивность (яркость) его свечения. Цвет люминесценции нефти зависит от состава и, следовательно, от ее плотности. Легкие нефти с относительно повышенным содержанием масел люминесцируют голубоватым цветом, тяжелые нефти с повышенным содержанием смол и асфальтенов – желто-бурым и коричневым.

Яркость свечения определяется содержанием нефти в исследуемом образце. При малом ее содержании (менее 1%) яркость свечения возрастает пропорционально содержанию нефти. Сопоставляя цвет и интенсивность люминесценции изучаемых образцов с цветом и интенсивностью люминесценции эталонов, содержащих известные количества нефти данного типа, можно судить о примерном количественном содержании и качественном составе нефти в образцах.

Для более точного определения содержания нефти в пласте проводят экстрагирование образцов породы (шлама, грунтов) хлороформом и петролейным эфиром и измеряют оптическую плотность экстрактов на электрофотокolorиметре.

Хлороформом экстрагируются все компоненты нефти (битума из битуминозных пород) – масла, смолы, асфальтены, тогда как петролейным эфиром – только масла и смолы, являющиеся более подвижными компонентами. Высокое содержание асфальтенов характерно для окисленных (остаточных) нефтей и битумов.

Геохимические исследования – важная составная часть геолого-технологического контроля за процессом бурения, при котором с помощью автоматизированной системы сбора и оперативной обработки технологической и геолого-геофизической информации в процессе бурения скважин решают следующие задачи: выбор оптимального режима отработки долот в заданном интервале и контроль за состоянием долота и забойного двигателя; выбор оптимального режима промывки скважины; предупреждение осложнений в бурении; выделение коллекторов; оценка характера насыщения, емкостных и фильтрационных свойств коллекторов; литологическое расчленение разреза скважины, прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений.

Изучение технического состояния скважин

Техническое состояние скважин определяется фактическим диаметром ствола скважины на отдельных участках, качеством цементирования обсадной колонны, возможными нарушениями колонны.

Инклинометрия скважин – ИС (определение искривления ствола скважины) проводится для контроля за пространственным положением ствола скважины и получения данных, необходимых при геологических построениях.

На любой глубине положение оси скважины в пространстве можно определить углом отклонения оси от вертикали и магнитным азимутом, отсчитанным по ходу часовой стрелки углом между направлением на магнитный север и горизонтальной проекцией элемента оси скважины, взятого в сторону увеличения глубины. Таким образом, определение искривления сводится к измерению углов по стволу скважины, для чего применяют специальные приборы, называемые инклинометрами.

Из большого числа существующих типов инклинометров для измерения искривления нефтяных и газовых скважин наиболее широко применяются такие, в которых азимут скважин определяют по земному магнитному полю с помощью магнитной стрелки. Очевидно, эти приборы применимы для определения азимута только в необсаженных скважинах, в разрезе которых отсутствуют магнитные породы.

Точность измерений инклинометром угла θ составляет $\pm 0,5^\circ$, азимута $\pm 4^\circ$.

Искривление скважины замеряют в точках через одинаковые интервалы, равные 10 м в наклонно направленных скважинах и 25 м в обычных (искривление до 10°C). Результаты измерений представляют в виде таблицы значений углов.

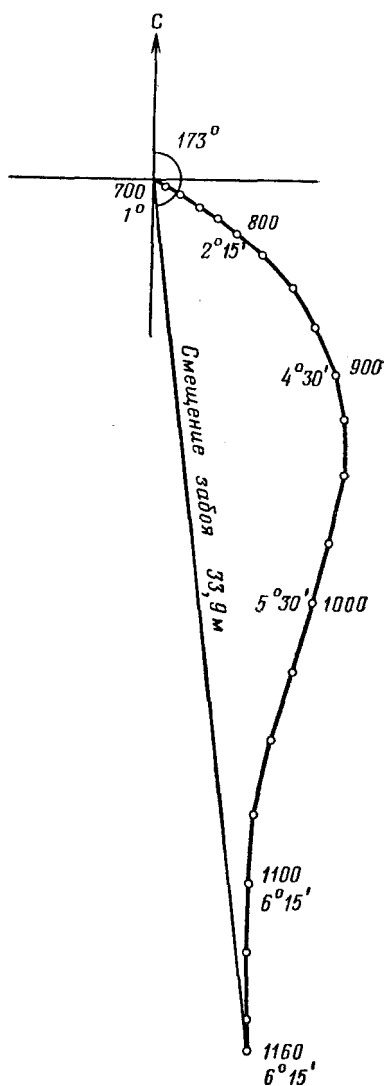


Рис. 4.5.14. Горизонтальная проекция ствола скважины. Забой скважины 1160 м; смещение забоя 33,9 м; азимут смещения 173° ; удлинение скважины 1,7 м

Создана конструкция инклинометра, предназначенного для непрерывного автоматического измерения магнитного азимута и зенитного угла в функции глубины скважины с регистрацией результатов в цифровом виде. Точность измерений угла $\pm 24'$, азимута $\pm 2^\circ$.

По результатам замеров строится инклинограмма – проекция ствола скважины на горизонтальную плоскость, обычно в масштабе 1:200. Начальную и конечную точки инклинограммы соединяют. Эта прямая показывает общее смещение забоя скважины от вертикали. Результаты инклинометрии используют для введения поправок на удлинение при расчете отметок кровли выделяемых пластов.

Измерение диаметра скважины – ДС (КВ) (кавернометрия) проводят для оценки состояния ствола скважины и выбора интервалов установки испытателя пластов. Практика бурения нефтяных и газовых скважин показывает, что фактический диаметр скважины часто отличается от номинального (диаметра долота, которым скважина бурилась). При этом наблюдается как уменьшение, так и увеличение фактического диаметра по сравнению с номинальным.

Для решения различных задач, связанных с техническим состоянием скважин, а также для интерпретации материалов геофизических исследований необходимо знать фактический диаметр скважины. По данным кавернометрии определяют количество цемента, необходимое для цементирования обсадной колонны. Данные о фактическом диаметре скважин необходимы при обработке диаграмм большинства геофизических методов. Диаметр скважины измеряют при помощи каверномеров. На рис. 4.5.15 приведена схема конструкции наиболее широко применяемого каверномера типа СКС.

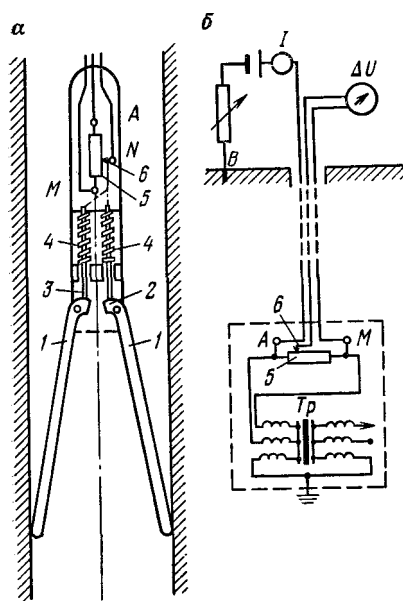


Рис. 4.5.15. Схема конструкции (а) и измерительная схема (б) каверномера:

1 – измерительный рычаг; 2 – короткое плечо с фигурным кулачком; 3 – шток; 4 – пружина; 5 – реостат; 6 – ползунок; А, М, N – точки подключения к измерительной схеме каверномера токовой (А) и измерительных (М, N) жил кабеля; В – заземление токовой цепи на поверхности

Каверномер имеет четыре измерительных рычага, расположенных попарно в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Каждый из рычагов имеет два плеча – короткое и длинное. Коротким плечом является кулачок, в который упирается шток, связанный с ползунком общего для всех рычагов реостата. Под действием пружины шток давит на кулачок и поворачивает рычаг до тех пор, пока конец длинного плеча не прижмется к стенке скважины. Форма кулачков выбрана такой, что перемещение штоков и соответствующее им изменение вводимого в измерительную цепь сопротивления на реостате пропорциональны изменению диаметра скважины.

Каверномер спускают в скважину со сложенными рычагами. Это достигается обычно тем, что на длинные концы рычагов надевают насадку в виде кольца. При подъеме прибора с забоя вследствие трения о стенки скважины насадка соскальзывает с рычагов, освобождая их.

Диаметр скважины измеряется при подъеме каверномера. Измерение сводится к регистрации при постоянной силе тока питания изменения по стволу скважины разности потенциалов, снимаемой с датчика каверномера (см. рис. 4.5.15).

Применяют также модификацию описанного каверномера – скважинный каверномер – профилемер (СКП). С помощью СКП регистрируют одновременно две кривые изменения диаметра скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях в функции глубины скважины. По участкам расхождения кривых выявляют интервалы ствола скважины овального сечения (интервалы желобообразования).

По результатам измерений составляют кавернограмму. Кавернограммы используют для различных целей. По ним определяют количество цемента, необходимое для цементирования обсадной колонны, оценивают состояние ствола скважины и выбирают наиболее благоприятные интервалы для установки испытателя пластов и башмака колонны. Данные о фактическом диаметре скважины, получаемые из кавернограмм, необходимы при обработке диаграмм большинства геофизических методов.

Кавернограммы широко используют также для уточнения геологического разреза скважин. По характеру изменения диаметра скважины горные породы разделяются на три группы. К первой относятся плотные породы (плотные песчаники, известняки, доломиты), в которых фактический диаметр близок к номинальному. Вторую группу составляют породы, в которых наблюдается увеличение фактического диаметра по сравнению с номинальным: глины, размываемые промывочной жидкостью и обрушивающиеся вследствие набухания глинистых частиц; растворяющиеся в промывочной жидкости каменная и калийная соли; кавернозные известняки и доломиты. К третьей группе относятся проницаемые песчаники, известняки, доломиты, против которых диаметр скважины уменьшается в результате образования на стенке скважины глинистой корки.

Контроль цементирования и технического состояния обсадных колонн

После окончания строительства скважины в ней проводятся геофизические исследования для контроля цементирования и технического состояния обсадной колонны и получения базовых исходных показаний, используемых при изучении динамики технического состояния скважины в процессе ее эксплуатации. С этой целью применяют аппаратуру акустического контроля и гамма-гамма-контроля цементирования скважин и скважинный толщиномер для выявления дефектов в обсадной колонне.

При рассмотрении методов контроля цементирования необходимо учитывать следующее.

1. Дефекты цементного камня за колонной можно разделить на объемные (каверны, каналы) и щелевые. Аппаратура гамма-гамма-контроля позволяет установить интервалы распространения только объемных дефектов, тогда как аппаратура акустического контроля – интервалы объемных и щелевых дефектов, не различая их между собой. Комплексное использование обоих видов контроля позволяет однозначно классифицировать дефекты цементирования.

2. Дефекты, выявляемые по данным акустического и гамма-гамма-контроля цементирования, характеризуют лишь возможность возникновения затрубных циркуляций при определенных градиентах давления между соседними пластами. Наличие затрубной циркуляции должно быть подтверждено данными других геофизических методов, служащих для выявления заколонных перетоков.

Контроль обсадных колонн. Гамма-гамма-толщиномер (ГГТ) представляет собой зонд ГТК, состоящий из коллимированного источника и детектора гамма-излучения на расстоянии от источника, меньшем 10 см. Благодаря малой длине зонда и коллимации его элементов среда за колонной не влияет на показания метода.

Диаграммы ГГТ используют при интерпретации цементограмм; для паспортизации обсадных колонн в скважинах; определения местоположения муфт, центрирующих фонарей и участков с механическим и коррозионным разрушением труб.

Гамма-гамма-контроль цементирования. При гамма-гамма-контроле цементирования (ГГЦ) регистрируют вдоль ствола скважины интенсивность рассеянного гамма-излучения по периметру колонны зондом, состоящим из источника гамма-излучения и трех детекторов, расположенных на одинаковом расстоянии от источника, в плоскости, перпендикулярной к продольной оси прибора. Каждый из детекторов коллимирован так, что отмечает рассеянное гамма-излучение, поступающее в основном только из сектора колонны с радиальным углом $45-60^\circ$, находящегося против детектора. С помощью схемы коммутации детекторы поочередно в круговой последовательности включаются в измерительную цепь. Прибор снабжен фонарями, центрирующими его в колонне.

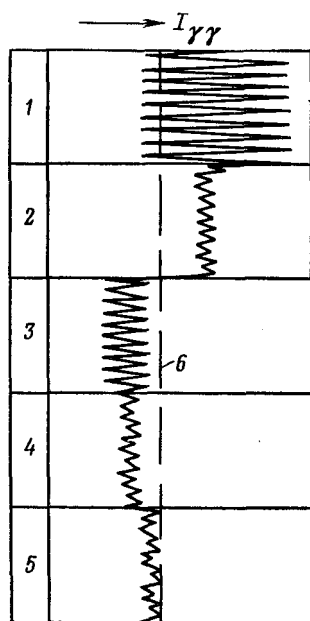


Рис. 4.5.16. Схематические диаграммы ГГЦ:

1 – обсадная колонна на стенке скважины, за колонной вода; 2 – обсадная колонна центрирована, за колонной вода; 3 – обсадная колонна на стенке скважины, за колонной цемент; 4 – обсадная колонна центрирована, за колонной цемент; 5 – показания кривой ГГЦ против большой каверны, заполненной цементом; б – линия цемента, проведенная по максимальным показаниям кривой ГГЦ в большой каверне, заполненной цементом

Так как плотность цементного камня ($1,8-1,9 \text{ г/см}^3$) меньше плотности горных пород ($2,3-2,9 \text{ г/см}^3$), то в зацементированной части колонны наибольшими показаниями будут отмечаться каверны. Следовательно, кривая ГГЦ в этом интервале всегда располагается левее линии, проходящей через наибольшие показания в каверне с цементом (линия цемента на рис. 4.5.16). Исключение составляют случаи наличия в цементном камне объемных дефектов (каверны, каналы, заполненные жидкостью), против которых кривая выйдет вправо за линию цемента, так как плотность жидкости $1,2 \text{ г/см}^3$. Максимальные показания, превышающие показания в каверне с цементом, и наибольшие амплитуды кривой при эксцентричном положении колонны в скважине соответствуют интервалам, где затрубное пространство заполнено водой или промывочной жидкостью.

Таким образом, измерения аппаратурой ГГЦ позволяют определить высоту подъема цемента за обсадной колонной, выявить участки с односторонним заполнением затрубного пространства и оценить степень центрирования колонны в скважине.

Измерения прибором акустического контроля цементирования. Скважинный прибор акустического контроля цементирования АКЦ представляет собой двухэлементный

зонд (излучатель упругих колебаний – приемник) длиной около 2,5 м. С помощью этого зонда регистрируются следующие кривые:

1) A_k – кривая амплитуд продольной волны по колонне, измеряемых во временном интервале длительностью 120 мкс, считая от момента прихода на приемник вступления продольной волны по колонне;

2) t_p – кривая времени пробега от излучателя до приемника продольной волны, приходящей к приемнику с заметной амплитудой, превышающей уровень дискриминации измерительного канала;

3) A_p – кривая амплитуд продольной волны, приходящей к приемнику от излучателя за время t_p .

Все три кривые регистрируются на одном бланке, называемом диаграммой АКЦ. По диаграммам АКЦ определяют высоту подъема цемента за колонной и оценивают качество ее цементирования.

Аппаратура АКЦ чувствительна к щелевым дефектам цементного кольца. Поэтому качество цементирования, по данным АКЦ, принято выражать термином "сцепление" (хорошее, плохое, отсутствует). Этот термин, однако, следует понимать в широком смысле, т. е. не только как характеристику сцепления цементного кольца с колонной и породами, но также как наличие или отсутствие в цементном кольце объемных дефектов (каналов, пустот, повышенной проницаемости цементного камня и т. п.), от которых показания АКЦ также зависят.

Хорошее сцепление означает жесткий контакт цементного камня со всей площадью колонны и породы при отсутствии заметных объемных дефектов в цементном кольце. При этих условиях обеспечивается надежная изоляция проницаемых пластов между собой. Отсутствие сцепления означает либо наличие зазора более 0,05 мм между цементным кольцом и колонной, либо отсутствие цемента в затрубном пространстве по радиальному углу более 300°. Плохое сцепление соответствует промежуточным дефектам цементирования.

Часто интервалы плохого сцепления приурочены к кавернам.

Геофизические методы применяют также для решения других задач, связанных с контролем технического состояния скважин либо возникающих в процессе бурения и эксплуатации скважин. К ним относятся: определение места поглощения промывочной жидкости; выделение интервалов затрубного движения жидкости; контроль гидроразрыва пластов и др.

Высоту подъема цемента за колонной контролируют также с помощью **электротермометра (ОЦК)**.

Дефекты в колонне после цементирования определяют методами термометрии и закачкой меченых жидкостей (в том числе включающих радиоактивные изотопы). Кроме того, геофизические методы применяют для определения мест поглощения промывочной жидкости, выделения интервалов затрубного движения флюидов, контроля за гидроразрывом пластов и др.

4.5.3. Комплексы ГИРС и основные требования к ним

Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. М., 1999

Измеряемые при проведении промыслово-геофизических исследований скважин физические свойства пород (электрическое сопротивление, водородосодержание, плотность, интервальное время и затухание продольной волны и т. д.) зависят от уплотнения, цементированности, пористости, свойств минеральных компонентов пород и насыщающих флюидов и изменяются в широких пределах. Поэтому только в относительно простых геологических условиях поставленные задачи могут решаться одним отдельно взятым методом ГИС. В большинстве случаев информация, получаемая по одному методу ГИС, недостаточна для решения геологических задач.

Для однозначного и достоверного определения характера и свойств пород и насыщающих их флюидов, изучения конструктивных элементов скважин используются различные

по физической природе методы ГИРС (электрические, электромагнитные, радиоактивные, акустические, ядерно-магнитные и другие), составляющих обязательный комплекс ГИС. Обязательный комплекс – минимальное число методов ГИС, характеризующихся максимальной эффективностью в типичных для конкретного района геолого-технологических условиях проведения измерений в скважинах и подлежащих безусловному выполнению при бурении поисковых и разведочных скважин.

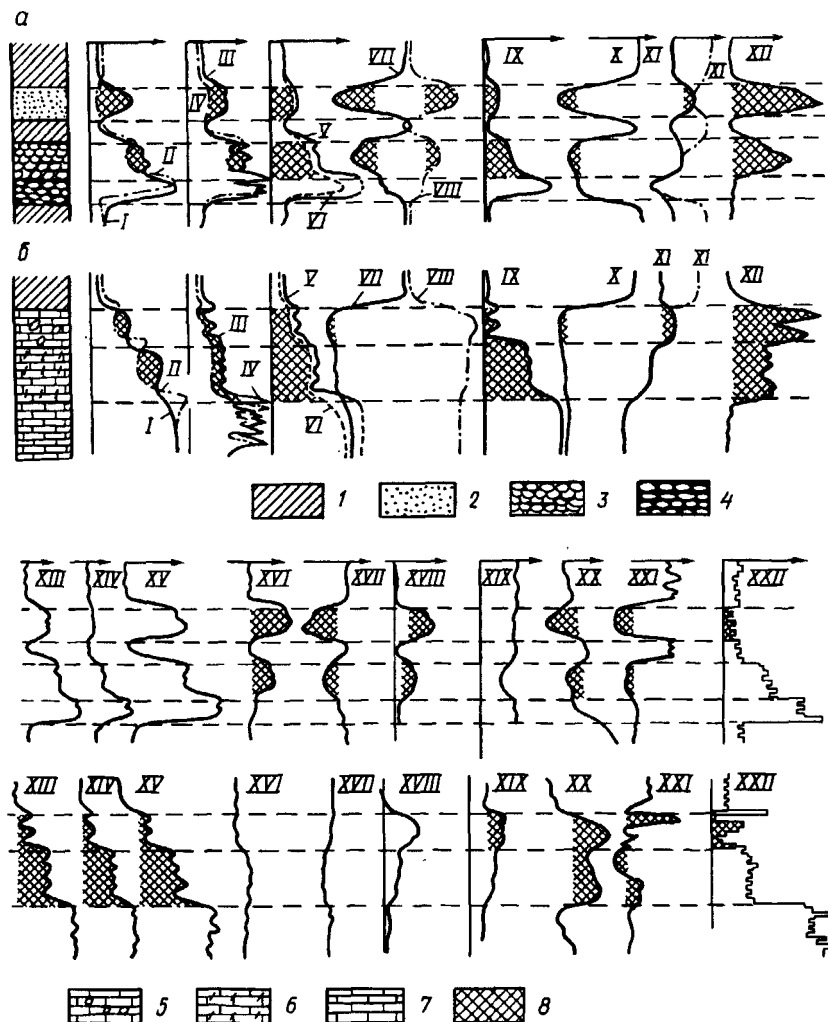


Рис. 4.5.17. Типичные кривые геофизических параметров для терригенных (а) и карбонатных (б) пород (В. Н. Дахнов, 1985):

I – глины; *2* – пески; *3* – песчаники рыхлые; *4* – то же, плотные; *5, 6, 7* – известняки кавернозные и закарстованные (*5*), трещиноватые (*6*), плотные (*7*); *8* – коллекторы, выделяемые по характерным особенностям геофизических кривых; *I* – диаграмма ρ_k , записанная малым потенциал-зондом; *II* – то же, средним градиент-зондом; *III* – то же, потенциал-микрозондом; *IV* – то же, градиент-микрозондом; *V* – диаграмма ρ_s , зарегистрированная экранированным зондом; *VI* – то же, с фокусировкой тока; *VII* – диаграмма $U_{ПС}$ при $\rho_{\phi} > \rho_{\psi}$, *VIII* – то же, при $\rho_{\phi} < \rho_{\psi}$; *IX* – диаграмма потенциалов вызванной поляризации; *X* – диаграмма интенсивности естественного γ -излучения; *XI* – то же, интенсивности рассеянного γ -излучения (пунктиром показан случай влияния увеличения диаметра скважины); *XII* – диаграмма интенсивности γ -излучения изотопов; *XIII-XVII* – диаграммы нейтронного и нейтронного гамма-методов для зондов различных размеров; *XVIII* – диаграмма ядерно-магнитного метода; *XIX* – диаграмма $\Delta\tau_n$ ультразвукового метода; *XX* – термограмма; *XXI* – кавернограмма; *XXII* – диаграмма продолжительности бурения

Обязательные комплексы ГИС дифференцируются в зависимости от назначения скважины (поисковая, разведочная, эксплуатационная), типа исследований (общие исследования по всему разрезу скважин в масштабе глубин 1:500, детальные исследования в интервале залегания перспективных и продуктивных отложений в масштабе 1:200), свойств промысловой жидкости (пресная, соленая, непроводящая) и типа коллекторов (гранулярные, сложно построенные).

Комплекс геофизических исследований устанавливается проектом на строительство скважин. При проведении ГИС первыми регистрируются кривые стандартного каротажа (КС, ПС) и кавернометрия (или профилометрия), на основе которых определяются общие характеристики разреза скважин. Затем выполняются электрические исследования (БК, БМК, ИК, БКЗ, МК), при этом обязательно сохранение скважинных условий. Методы ГИС, отражающие литологию пород и их пористость и слабо реагирующие на свойства промысловой жидкости (АК, ГГКП, НК, ЯМК), выполняются в конце обязательных исследований. Детальные исследования завершают гидродинамическими исследованиями (ОПН и ГДК) и отбором образцов пород (КО). Шаг исследований ГДК в зависимости от неоднородности строения пласта изменяется от 0,2 до 2 м. Опробование проводится снизу вверх, от водоносной части пласта к нефте- и газонасыщенной.

Геофизические исследования в перспективных интервалах проводятся в минимальный срок (не позже чем через 5 сут.) после их вскрытия.

По целевому назначению различают:

- комплекс ГИРС для решения геологических задач;
- комплекс ГИРС для изучения технического состояния открытого ствола бурящихся скважин;
- комплекс ГИС при испытаниях в открытом стволе в процессе бурения;
- комплекс ГИРС для изучения технического состояния обсадных колонн и качества цементирования колонн;
- комплекс ГИС при испытаниях в колонне;

Комплексы ГИРС содержат набор методов, обеспечивающих успешное решение поставленных задач для различных геолого-технологических ситуаций, освоенных в отечественной практике. По мере освоения и апробации новых методов комплексы могут дополняться. Комплексы ГИРС ориентированы на применение цифровой компьютеризированной каротажной техники и комбинированных скважинных приборов (модулей).

Комплексы ГИРС для решения геологических задач включают обязательные и дополнительные исследования. Обязательные исследования состоят из постоянной части, единой для всех регионов, и изменяемой части, состав которой определяется геолого-техническими условиями для изучаемого объекта. Дополнительные исследования рекомендуются к выполнению в отдельных интервалах для изучения сложно построенных коллекторов.

Комплексы ГИРС в опорных и параметрических скважинах

Комплекс ГИРС для решения геологических задач одинаков (по составу методов) для опорных и параметрических скважин. Постоянную часть обязательных исследований составляют (таблица 4.5.1):

- общие исследования по всему стволу скважины;
- детальные исследования в неизученной части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности.

Изменяемая часть обязательных исследований определяется конкретной геолого-технологической ситуацией.

Дополнительные исследования для решения геологических задач планируют и выполняют по индивидуальным программам и по специальным технологиям для выделения и изучения сложно построенных коллекторов в отдельных наиболее перспективных интервалах. Эти исследования включают применение искусственных короткоживущих изотопов (радионуклидов) и часть обязательных исследований при смене скважинных условий (на двух

промывочных жидкостях – ПЖ, повторные измерения во времени по мере формирования или расформирования зоны проникновения и др.).

Таблица 4.5.1

Обязательный комплекс исследований для решения геологических задач в опорных и параметрических скважинах

Структура комплекса		Методы ГИРС
Постоянная часть обязательных исследований	Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, замер естественной температуры пород, ВСП
	Детальные исследования (в неизученной ранее части разреза и в интервалах предполагаемой продуктивности)	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, ИНК, АК, ГГК-П, ГГК-Л, гравитационный каротаж (до доступных глубин), наклонометрия, ЯМК, КМВ
Изменяемая часть обязательных детальных исследований	При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрическое (акустическое) сканирование
	Для определения положения межфлюидных контактов и изучения пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК
	При низком выносе керна	Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (КО)
	При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза	ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине

При изучении опорным и параметрическим бурением сложных типов разрезов с прямыми признаками нефтегазоносности в составе дополнительных исследований проводятся повторные измерения методом ИК – при бурении на пресных ПЖ, методом БК – при бурении на минерализованных ПЖ. При вскрытии газоносного разреза проводится повторный НК в течение нескольких месяцев по мере испытания объектов в колонне.

Обязательный комплекс ГИС для изучения технического состояния открытого ствола бурящихся скважин включает инклинометрию, профилометрию, резистивиметрию и термометрию (по всему стволу скважины).

Обязательный комплекс ГИС в интервалах, намечаемых для испытания в открытом стволе в процессе бурения скважины, включает: ПС (при электрическом сопротивлении ПЖ выше 0,2 Ом • м), БК (или ИК), ГК, НК, профилометрию, проводимые непосредственно перед испытанием. Если в районе работ доказана эффективность ГИС, выполняемых по методике "каротаж-испытание-каротаж", то после проведения испытаний повторно регистрируют БК, ГК, НК.

Обязательный комплекс ГИС при испытаниях объектов в колонне приведен в таблице 4.5.2. При выполнении кислотных обработок и мероприятий по интенсификации притоков комплекс ГИС выполняется до и после воздействия на пласт.

При решении других задач, связанных с испытаниями скважины (контроль за гидроразрывом пласта, обработкой призабойной зоны метанолом, ПАВами и др.; установление места прихвата НКТ, положения пакеров и т.д.), исследования выполняются по специальным программам, согласованным с заказчиком.

Таблица 4.5.2

Обязательный комплекс ГИС при испытаниях в колонне

Задачи контроля за испытаниями	Условия проведения исследований	Методы
Уточнение выбора объекта и привязка к разрезу	Крепленная скважина без НКТ, пласт неперфорированный и перфорированный до вызова притока	ЛМ, ГК, НК (ИНК), Т
Контроль процесса притока и мероприятий по его интенсификации	НКТ перекрывают интервал перфорации	ЛМ, Т, НК (ИНК), БМ, ГК
	НКТ не перекрывают интервал перфорации	БМ, Т, ЛМ, ГК, НК (ИНК), расходомерия (термоанемометрия), влагометрия, резистивиметрия

Комплексы ГИРС в структурных, поисковых, оценочных, разведочных скважинах для решения геологических и технических задач

Для структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин предусмотрен единый обязательный комплекс ГИРС (табл.4.5.3) и единый комплекс ГТИ (табл. 4.5.4).

Таблица 4.5.3

Обязательный комплекс исследований в открытом стволе для решения геологических и технических задач в структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважинах

Структура комплекса		Методы ГИРС
Постоянная часть обязательных исследований	Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1-2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, инклинометрия, резистивиметрия, термометрия, замер естественной температуры пород ¹ , ВСП ²
	Детальные исследования (в перспективных интервалах)	ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, ГГК-Л ³ , наклонометрия ⁴
Изменяемая часть обязательных исследований	При наличии в перспективных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК
	Для определения положения межфлюидных контактов и пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК; ЯМК
	При низком выносе керна	Отбор керна из стенок скважины приборами на кабеле (КО)
	При неоднозначной геологической интерпретации материалов ГИС в перспективных интервалах разреза	ГДК, ОПК, ИПТ, КО, исследования в необходимых интервалах по специальным технологиям со сменой технических условий в скважине

Примечания

¹ в нескольких скважинах на площади;

² во всех поисковых и оценочных скважинах, в разведочных скважинах – при близости сейсмопрофилей.

Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических, структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<p>Геологические задачи</p> <ul style="list-style-type: none"> • Оптимизация получения геолого-геофизической информации. • Литолого-стратиграфическое расчленение разреза. • Выделение пластов-коллекторов. • Определение характера насыщенности пластов-коллекторов. • Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов. • Контроль процесса испытания и опробования объектов. • Выявление реперных горизонтов. 	<p>Исследование шлама, керна, бурового раствора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • макро- и микроскопия шлама; • фракционный анализ шлама; • определение карбонатности пород; • люминесцентный анализ шлама и бурового раствора; • оценка плотности и пористости шлама; • определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора; • непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа, извлеченного из бурового раствора; • периодическая термовакуумная дегазация проб раствора и шлама. 	<ul style="list-style-type: none"> • Измерение окислительно-восстановительного потенциала. • Пиролиз горных пород. • Фотоколориметрия. • Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора.
<p>Технологические задачи</p> <ul style="list-style-type: none"> • Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении и спуско-подъемных операциях. • Оптимизация процесса углубления скважины. • Распознавание и определение продолжительности технологических операций. • Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот. • Оптимизация спуско-подъемных операций. • Контроль гидродинамических давлений в скважине. • Определение и прогноз пластового и порового давлений. • Контроль спуска и цементирования обсадной колонны. • Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени. 	<p>Измерение и определение технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> • глубина скважины и механическая скорость проходки; • вес на крюке и нагрузка на долото; • давление бурового раствора на стояке манифольда и в затрубье; • число ходов насоса; • расход или поток бурового раствора на выходе из скважины; • уровень и объем бурового раствора в емкостях; • скорость спуска и подъема бурильного инструмента; • плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; • скорость вращения ротора; • крутящий момент на роторе; • температура раствора на входе и на выходе из скважины. 	<ul style="list-style-type: none"> • Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе. • Виброакустические характеристики, получаемые в процессе бурения.

На основе обязательного и дополнительного комплексов для каждого конкретного района, площади, месторождения или конкретной скважины, или группы скважин, проектируемых в данном районе или на данной площади (данном месторождении), в соответствии с проектными условиями бурения и прогнозируемым геологическим разрезом, в составе геолого-технического проекта поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатационного бурения составляется проектный комплекс, подлежащий безусловному выполнению.

Проектный комплекс должен обеспечивать решение задач и конкретизировать состав методов ГИРС изменяемой части обязательных исследований и дополнительных исследований, их объем и охват скважин на площади.

Если одна из оценочных скважин при изучении новых и сложных типов продуктивных разрезов проектируется как базовая, то в ней в интервале продуктивных пластов проводится наиболее полный отбор керна и выполняются геофизические исследования по специальным технологиям, включающие методы ГИС, обеспечивающие детальную привязку керна по глубине к данным каротажа. Рекомендуются вскрытие продуктивного разреза в базовой скважине проводить на промывочной жидкости с углеводородной основой. В базовых скважинах, бурящихся на непроводящей промывочной жидкости, вместо электрических каротажей (ПС, БКЗ, БК, БМК, МК) при общих и детальных исследованиях выполняют электромагнитные (ИК, ВИКИЗ, ДК), а в разрезах с высокой минерализацией пластовых вод (свыше 50 г/л) при детальных исследованиях выполняют также ИНК.

Состав комплекса ГТИ при бурении опорных и параметрических скважин приведён в таблице 4.5.4.

В оценочных или разведочных скважинах, запущенных в пробную эксплуатацию, должны выполняться исследования методами расходомерии, термометрии, влагометрии, резистивиметрии, барометрии, ГК, ЛМ, дополнительно – шумометрии для определения профиля притока и контроля интенсификации притока. Эти исследования выполняют по специальным программам, согласованным с заказчиком.

Проектные комплексы утверждаются руководителем организации-недропользователя (заказчика ГИРС) после согласования с организацией-исполнителем ГИРС, органом, выдавшим недропользователю лицензию, и органом горного надзора.

Состав дополнительных исследований, комплексов ГИРС при испытаниях в открытом стволе и в колонне, а также для изучения технического состояния открытого ствола для поисковых, оценочных, разведочных скважин аналогичен изложенным выше.

Исследования в скважинах с углом наклона более 45° и скважинах с горизонтальным окончанием ствола планируют и выполняют с применением специальных технологий.

Основные требования к технологии выполнения комплексов ГИРС

Основные требования к технологии выполнения обязательных и дополнительных комплексов ГИРС для решения геологических задач

Технология выполнения ГИРС определяется сложностью строения месторождения и технологией бурения.

В однопластовых залежах решение геологических задач обеспечивается выполнением обязательных исследований и, при необходимости (например, выделении низкопоровых трещинных коллекторов, расположенных рядом с поровыми), проведением дополнительных исследований.

В многопластовых и массивных залежах ведущее значение могут приобретать дополнительные исследования, основанные на повторных измерениях теми же видами ГИС во времени без изменения свойств промывочной жидкости, когда при изучении призабойных интервалов исследования перекрывают вышезалегающие продуктивные интервалы.

Этапность, интервальность и очередность проведения ГИРС должны быть определены в проектах на строительство скважин.

Общие исследования выполняют по завершении бурения интервалов, намеченных для перекрытия кондуктором, технической и эксплуатационной колоннами. ***В глубоких скважинах исследования выполняют в интервалах, не превышающих 1000 м.***

Детальные исследования выполняют по завершении бурения перспективного или продуктивного интервала. При большой толщине продуктивных (перспективных) пород ***интервал исследований не должен превышать 400 м.***

Очередность проведения отдельных видов ГИРС определяется требованиями количественной интерпретации их данных и условиями в скважине. Прежде всего выполняют электрические виды исследований, затем проводят АК, ГК, НК, ГГК, профилометрию, инклинометрию, и завершают ГИРС опробованием, гидродинамическими исследованиями (ГДК, ИПТ, ОПК) и отбором образцов пород керноотборником на кабеле.

ГИРС в открытом стволе выполняют при заполнении его той жидкостью, на которой проводилось бурение. При изменении свойств ПЖ (особенно минерализации) по технологическим причинам отдельные виды электрического каротажа (БМК, БК, ПС) выполняют до и после изменения свойств ПЖ.

В скважинах, бурящихся на известково-битумной промывочной жидкости (ИБР), исследования выполняют дважды – при заполнении ИБР и после замены ИБР (с расширкой ствола) на жидкость с водной основой.

Исследования по контролю интервалов перфорации проводятся непосредственно после ее завершения.

Комплексы ГИРС для изучения технического состояния обсаженных скважин

Для изучения состояния обсадных колонн применяются акустическая цементометрия и дефектометрия, термометрия, гамма-дефектометрия-толщинометрия, электромагнитная локация муфт, электромагнитная дефектоскопия, акустический видеокаротаж, механическая трубная профилометрия.

Для изучения состояния цементного кольца за колонной используются гамма-гамма-дефектометрия, акустическая цементометрия, термометрия, НК.

Для выявления затрубного движения жидкости и газа используются НК, высокочувствительная термометрия, акустическая шумометрия, технологии закачки жидкости с добавкой веществ-индикаторов, короткоживущих радионуклидов.

Обязательный комплекс ГИС для изучения технического состояния обсадных колонн (кондуктора, технических и эксплуатационной колонн) и качества цементирования колонн включает: ГК, АКЦ, ГГК-Ц, термометрию, ЛМ. Дополнительный комплекс включает АКЦ-сканирование, электромагнитную (магнитоимпульсную) дефектоскопию, механическую трубную профилометрию.

Исследования в дефектных колоннах выполняются по индивидуальным программам.

Требования к объемам и качеству ГИРС нефтяных и газовых скважин

Объемы и качество ГИРС должны максимально гарантировать получение информации, обеспечивающей полноту геологического изучения, достоверную оценку и учет запасов нефти и газа в соответствии с требованиями государственной экспертизы запасов полезных ископаемых.

Отдельные виды исследований, которые по согласованному решению организации-владельца разрешения или лицензии, исполнителя ГИРС и контролирующей организации невозможно выполнить вследствие неудовлетворительного состояния открытого ствола скважины, выполняют в обсаженной скважине. При технической невозможности таких исследований в обсаженной скважине выполняют исследования, предоставляющие аналогичную информацию.

Регистрация данных ГИС и ГТИ осуществляется в цифровом виде, под компьютерным управлением и контролем, в форматах и стандартах регистрации, принятых соответствующими "Техническими инструкциями", обеспечивающих возможность передачи первичной информации по каналам связи и ее архивации в электронных базах и банках данных. Компьютерные про-

граммы регистрации должны обеспечивать метрологический контроль и контроль качества в ходе регистрации. Аналоговая регистрация первичных данных не допускается.

Конечные результаты ГИРС должны включать:

- данные различных видов исследований, зарегистрированные в цифровом виде в установленных "Технической инструкцией" форматах на магнитных носителях (или иных долговременных носителях) и их визуализированные твердые копии;
- материальные носители информации (пробы жидкостей, газов, пород, отобранные приборами на кабеле);
- заключения по итогам выполненного комплекса исследований в скважине;
- отчеты о результатах сводной интерпретации полного комплекса исследований в скважинах.

Данные ГТИ должны содержать:

- результаты экспресс-анализов, проводимых непосредственно на скважинах по пробам шлама, керна, промывочной жидкости, пластового флюида (в случае их отбора опробователями на кабеле или испытателями на трубах);
- сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах пород;
- сведения о прогнозируемом пластовом (поровом) давлении;
- сведения об интервалах с люминесценцией и повышенными газопоказаниями, с указанием процентного содержания и компонентного состава углеводородов;
- рекомендации оператора с отметкой об их выполнении.

Заключения по результатам исследований отдельных интервалов бурящихся скважин должны включать рекомендации на проведение последующих технологических операций (продолжение бурения, испытание в открытом стволе, отбор грунтов и проб пластовых флюидов, спуск обсадной колонны и т.д.).

Окончательное заключение должно содержать информацию о задачах исследований, объеме выполненных исследований, методиках исследований и обработки данных ГИРС, результатах геологической интерпретации данных ГИРС, включая сведения о:

- литологическом расчленении разреза или отдельных его интервалов;
- выделении в разрезе реперов;
- выделении в разрезе пластов-коллекторов;
- характере насыщенности пластов-коллекторов;
- промышленной оценке пластов-коллекторов;
- величине пластовых давлений;
- положении межфлюидных контактов;
- характере и свойствах флюида в стволе скважины;
- техническом состоянии скважины и проведении в ней технологических операций.

Рекомендации окончательного заключения должны содержать обоснование программы испытаний в открытом стволе, целесообразность крепления скважины, обоснование программы испытаний в обсаженной скважине, программы ГИРС при последующих технологических операциях в скважине.

Задачи геологической службы при подготовке скважины к проведению геофизических исследований:

проработать ствол скважины долотом номинального диаметра, с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок;

привести в соответствие с требованиями геолого-технического наряда параметры бурового раствора (включая и удельное сопротивление); обеспечить однородность раствора по всему стволу скважины, для чего необходимо провести не менее двух циклов циркуляции.

Не допускается проведение геофизических исследований в скважинах, заполненных буровым раствором с вязкостью более 90 с и содержащим более 5% песка или обломков твердых пород, или в скважинах, поглощающих (с понижением уровня более 15 м/ч), переливающих или газифицирующих.

Объемы ГИС необходимо увеличивать с целью расширения круга решаемых задач, повышения качества и достоверности получаемых результатов. В максимальном объеме геофизические исследования должны проводиться в первых разведочных скважинах. Большое значение, начиная с первых этапов разведки, имеет оперативность обработки геофизической информации, которая должна давать возможность в действительности управлять разведочным процессом.

В связи с ростом значимости ГИС в разведке залежей нефти и газа требуется изменение стратегии разведки. При положительном завершении поискового этапа рекомендуется бурение базовых скважин со сплошным отбором керна в продуктивной части, с поинтервальными испытаниями и специальными ГИС, включающими исследования по специальным методикам (например, каротаж – испытание – каротаж с принудительной закачкой в пласты флюидов с заданными свойствами). Проведенные исследования послужат основой для выведения необходимых петрофизических зависимостей и разработки алгоритмов интерпретации данных ГИС.

Для контроля качества геофизических измерений в интервалах не менее 50 м, характеризующихся максимальной дифференциацией измеряемых параметров, проводят повторные (контрольные) замеры.

Таблица 4.5.5

**Обязательный комплекс ГИС в скважинах, бурящихся на нефть и газ
в Тимано-Печорской провинции**

Утвержден 7.12.1993 г. МПР Республики Коми

Условия измерения	Решаемые задачи	Поисковые скважины		Разведочные скважины	
		Масштаб 1:500	Масштаб 1:200	Масштаб 1:500	Масштаб 1:200
В кондукторе	Изучение технического состояния	АКЦ, ГГЦ		АКЦ, ГГЦ	
В открытом стволе	Для изучения геологической характеристики разреза	ГТИ, КС, ПС, ДС, АК, ГК, НГК, ГГК-П, Терм		ГТИ, КС, ПС, ДС, АК, ГК, НГК, БК	
	Для изучения геологической характеристики продуктивных и нефте-газоперспективных отложений		КС, ПС, ДС, АК, ГК, НГК, ГГК-П, БКЗ, БК, МБК, МЗ, ИК, Рез., ОПК, ИПТ, ОГ		КС, ПС, ДС, АК, ГК, НГК, ГГК-П, БКЗ, БК, МБК, МЗ, ИК, Рез., ОПК, ИПТ, ОГ
	Изучение технического состояния скважины	ИС		ИС	
	Дополнительные исследования	ПСспз, Наклон.	ПСспз, ЯМК, АКШ	ПСспз, Терм., Наклон.	ПСспз, ЯМК, АКШ, САТ
В обсаженной скважине	Изучение технического состояния колонны	АКЦ, ГГЦ, ЛМ		АКЦ, ГГЦ, ЛМ	

4.6. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ВНИГНИ 1987. – 20 с.

В зависимости от решаемой задачи и объема исходной геолого-геофизической информации различают оперативную и сводную интерпретацию промыслово-геофизических исследований. При оперативной интерпретации на основании данных по исследуемой скважине, сразу после выполнения в ней комплекса ГИС, дается заключение о наличии в разрезе нефтегазоносных пластов и рекомендации по их опробованию.

Сводная интерпретация проводится для продуктивного горизонта в целом по месторождению. Для интерпретации используют все геолого-геофизические данные о пласте по всем скважинам (результаты исследования керна, результаты опробования и исследования скважин). По результатам сводной интерпретации определяют геологическое строение продуктивного горизонта, строение залежи, подсчетные параметры и проводят подсчет запасов нефти и газа.

Литологическое расчленение разреза скважин осуществляется по комплексу геофизических исследований с привлечением данных изучения керна и шлама. Расчленение разреза скважин основано на различии физических свойств горных пород, которые изменяются у каждой литологической разновидности в определенном диапазоне значений. Наличие перекрытия диапазонов указывает на то, что ни одна из пород не может быть опознана по одному какому-то геофизическому параметру, для ее определения нужна комплексная геофизическая характеристика. Геофизические характеристики наиболее типичных литологических разностей приведены на рис. 4.8.17.

Определение подсчетных параметров нефтегазонасыщенных коллекторов – эффективных толщин ($h_{эф}$) нефте- ($h_{эф.н}$) и газонасыщенных ($h_{эф.г}$) интервалов, коэффициентов их пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), нефте- (K_n) и газонасыщенности (K_g) – производится по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) с использованием результатов изучения образцов керна и испытаний пластов в открытом стволе или в обсаженной скважине.

Материалы ГИС служат основным источником информации для определения объемным методом запасов нефти и газа категорий А, В, С₁ и С₂ по результатам бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Эти материалы используются для литологического и стратиграфического расчленения и корреляции разрезов пробуренных скважин, выделения в разрезе каждой скважины коллекторов, определения положений газонефтяного (ГНК), водонефтяного (ВНК) или газоводяного (ГВК) контактов между пластовыми флюидами и определения подсчетных параметров продуктивных коллекторов: $h_{эф}$, $h_{эф.н}$, $h_{эф.г}$, K_p , K_n , K_g .

Выделение коллекторов

Определение эффективных нефте- и газонасыщенных толщин

Коллекторы условно разделяются на простые и сложные.

Простыми считаются коллекторы с межзерновым типом пор, сложенные преимущественно одним пороодообразующим минералом и содержащие один тип подвижного флюида (нефть, газ или воду).

К сложным относятся коллекторы, обладающие сложным минералогическим составом пороодообразующих веществ, сложной структурой порового пространства (трещинные, каверновые и смешанные порово-трещинные, порово-каверновые и порово-трещинно-каверновые), многофазной насыщенностью в пределах одного пласта.

Эффективные толщины, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности определяются по геофизическим материалам с учетом разрешающей способности отдельных методов ГИС.

Результаты ГИС – основной метод выделения коллекторов в разрезе. К коллекторам относят пласты, для которых, по данным ГИС, значения пористости и проницаемости выше граничных, установленных для коллекторов этого типа отдельно для нефте-, газо- и водонасыщенных.

Граничные значения количественных критериев должны быть подтверждены результатами опробований и испытаний пластов.

Определение эффективных толщин нефте- (нэф.н) и газонасыщенных (нэф.г) пластов включает выделение коллекторов, оценку характера их насыщенности и положений контактов между пластовыми флюидами.

С целью выделения коллекторов для каждого объекта (залежи, месторождения) на основе анализа имеющихся материалов ГИС, результатов исследований керна, опробования и испытаний пластов устанавливается комплекс прямых и косвенных признаков или количественных критериев выделения проницаемых интервалов, проявляющихся в конкретных для этого объекта геолого-технических условиях разбуривания.

Прямым качественным признаком движения флюидов, устанавливаемым в процессе разведки, является проникновение фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) в пласты, регистрируемое по данным стандартных и специальных методик выполнения ГИС, а также по результатам специальных исследований керна.

В поровых терригенных и карбонатных коллекторах признаками проникновения фильтрата по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважин, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой или шламовой корки;
- радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубиной исследований при использовании методов микрокаротажа (МК) с условием, что сопротивления, измеренные зондами, превышают не более чем в 5 раз удельное сопротивление (ρ_c) ПЖ, бокового каротажного зондирования (БКЗ), комплекса бокового (БК) и бокового микрокаротажа (БМК);
- изменение показаний электрических (ЭК) и радиоактивных (РК) видов исследований, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения.

В коллекторах со сложной структурой порового пространства прямые качественные признаки устанавливаются чаще всего только по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам. К ним относятся изменения показаний электрических видов каротажа, преимущественно БК и БМК, фиксирующих формирование зоны проникновения:

- при повторных измерениях во времени при сохранении свойств ПЖ в стволе скважины;
- при измерениях на ПЖ с различной минерализацией (методика двух ПЖ);
- при направленном воздействии на пласты путем создания дополнительной репрессии (методика каротаж-репрессия-каротаж) или депрессии (каротаж-испытание-каротаж).

В обсаженных скважинах прямые качественные признаки устанавливаются при повторных измерениях стационарными и импульсными видами нейтронного каротажа (НК), свидетельствующими о расформировании во времени зоны проникновения.

Косвенные качественные признаки коллекторов характеризуют породы, которые по своим емкостным свойствам и чистоте минерального скелета могут принадлежать к коллекторам. К этим признакам относятся:

- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации ПС (отрицательные, если удельное сопротивление ПЖ больше сопротивления пластовой воды и гидростатическое давление превышает пластовое, и положительные при их обратном соотношении);
- низкие показания на кривой гамма-каротажа (ГК);
- показания ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), превышающие фоновые;
- затухание упругих волн, создаваемое трещинами и кавернами, при акустическом каротаже (АК).

С использованием количественных критериев коллекторы в скважинах, пробуренных на ПЖ любого состава, выделяются в случае превышения значений пористости и прони-

цаемости над граничными значениями $K_{п.гр}$ и $K_{пр.гр}$, установленными для коллекторов этого типа отдельно для нефте-, газо- и водонасыщенных разностей. Измеренные значения геофизических характеристик будут в этом случае большими ($\alpha_{пс.гр}$, Δt , W) или меньшими (δ , $\Delta \gamma$) соответствующих граничных $\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$, $\delta_{гр}$, $W_{гр}$, $\Delta \gamma_{гр}$.

Граничные значения фильтрационно-емкостных и (или) геофизических характеристик определяются статистически по результатам:

- петрофизических исследований образцов керна;
- опробований и испытаний, в том числе приборами на кабеле, интервалов с однозначными геофизическими характеристиками;
- установления проникновения фильтрата ПЖ по данным стандартных и специальных ГИС.

Граничные значения количественных критериев должны быть подтверждены результатами опробований и испытаний пластов.

В случае получения противоречивых результатов особое внимание обращается на качество крепления скважин и совершенство вскрытия пласта.

Выделение коллекторов в зависимости от геолого-технических условий проведения ГИС и наличия на полученных материалах прямых признаков проникновения реализуется двумя способами.

В скважинах, проникновение ПЖ в которых устанавливается по материалам ГИС, выполненных по обычной технологии, прямые качественные признаки являются достаточными для выделения коллекторов при подтверждении их данными испытаний.

Если проникновение устанавливается только по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам в отдельных скважинах, выделение коллекторов в остальных скважинах на месторождении производится с использованием количественных критериев.

Эффективная толщина нефте- или газонасыщенного коллектора определяется как приведенная к вертикальной скважине разность между общей толщиной коллектора и суммарной толщиной уплотненных прослоев-неколлекторов.

Определение коэффициента пористости

Методика определения коэффициента пористости (K_p) по данным ГИС выбирается в зависимости от типа коллектора и характеристик промывочной жидкости.

Коэффициенты пористости (K_p) коллекторов определяются по материалам ГИС и на образцах пород, отобранных из керна при бурении скважины, либо из ее стенки сверлящим керноотборником на кабеле.

В неглинистых терригенных и карбонатных коллекторах, разбуренных на ПЖ различного состава, K_p определяется отдельно по материалам АК, НК, гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКП) или в любом сочетании перечисленных методов. В скважинах, пробуренных на водных ПЖ, ориентировочные сведения о K_p получают также по материалам ЭК по удельному сопротивлению промытой зоны ($\rho_{пп}$) или в водонасыщенных частях пластов ниже ВНК или ГВК и за контуром залежи.

В глинистых терригенных и карбонатных коллекторах, разбуренных на пресной водной ПЖ (удельное сопротивление ρ_c ПЖ превышает 0,2 ом, а отношение $\rho_c/\rho_v > 5$), пористость определяется по комплексу материалов АК, НК, ГГКП, ГК, ПС. Ориентировочные сведения о пористости пород получают также по материалам ЭК. При бурении скважин на минерализованной ($\rho_c < 0,2$ ом, $\rho_c/\rho_v > 5$) или токонепроводящей ПЖ значения K_p определяются по комплексу материалов АК, НК, ГГКП, ГК.

В коллекторах со сложной структурой порового пространства по материалам ГИС должны определяться общая пористость (K_p) и, при необходимости, пористость матрицы ($K_{п.м}$).

В полиминеральных порово-каверновых коллекторах K_p и $K_{п.м}$ определяются по комплексу материалов НК, ГГКП, АК или НК, ГГКП, ЭК.

В полиминеральных порово-трещинных коллекторах по комплексу материалов АК, НК, ГГКП определяется общая пористость (K_p). Ориентировочная оценка трещинной пористости может быть выполнена по материалам ЭК, полученным на двух ПЖ различной минерализации.

В скважинах, пробуренных на токонепроводящих растворах, коэффициент пористости определяется по материалам ИК и диэлектрического каротажа (ДК).

Петрофизическое обоснование для определения K_p должно устанавливать зависимость геофизических характеристик ($\alpha_{пс}$, Δt , δ , W , $\Delta \gamma$, ρ_p) от величин общей и межзерновой пористостей, минерального состава скелета породы, типов и объемов цементирующих минералов и от порозаполняющих флюидов (минерализованная вода, нефть, газ). Петрофизическое обоснование включает зависимости "кern-кern" и "кern-геофизика", в том числе полученные в условиях, моделирующих пластовые.

Значения пористости, найденные по материалам ГИС, должны быть обоснованы результатами ее измерения на представительных образцах керна из интервалов с высоким (более 80%) его выносом.

В случаях, когда определение K_p не реализуется по данным ГИС, коэффициенты пористости определяются на представительных образцах керна.

Оценка характера насыщения

Определение характера насыщения пород коллекторов необходимо для решения задачи о целесообразности спуска колонны и опробования промышленно-нефтегазоносных объектов. Достоверность определения характера насыщения существенно различна для поровых коллекторов, содержащих один тип насыщающего флюида (газ, нефть, воду) и для коллекторов со сложной структурой порового пространства, либо насыщенных двумя-тремя флюидами.

В общем случае поровые нефтегазонасыщенные коллекторы выявляют сопоставлением измеренных в скважине сопротивлений пластов (ρ_p) с граничным значением этих сопротивлений (ρ_p гр). Пласт считается продуктивным (т. е. содержит нефть или газ), если $\rho_p > \rho_p$ гр, при $\rho_p \sim \rho_p$ гр он водонасыщен. Дополнительными методами ГИС для определения характера насыщения являются опробование коллекторов приборами на кабеле (ГДК и ОПК) и повторные измерения стационарными (НК) и импульсными (ИННК) нейтронными методами.

Определение коэффициентов нефте- и газонасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности (K_n , K_g) определяется по коэффициенту увеличения электрического сопротивления пластов $R_n = 1/(1 - K_n)^n$, где n – показатель, значение которого определяется смачиваемостью и глинистостью пород. Коэффициент увеличения сопротивления R_n определяется отношением удельного сопротивления продуктивного коллектора ρ_p к удельному сопротивлению за его контуром $\rho_{вп}$ в скважинах, пробуренных на водной ПЖ. Основным методом каротажа, применяемый для оценки нефтегазонасыщенности коллекторов с гранулярной (межзернистой) пористостью, – метод сопротивлений (БКЗ, ИК, БК). Результаты интерпретации материалов ГИС оформляются в виде планшетов.

K_n и K_g определяются по материалам ИК и диэлектрического каротажа (ДК) при заполнении скважины токонепроводящей ПЖ. В отдельных скважинах K_n и K_g находят по данным НК и ИННК.

В коллекторах со сложной структурой порового пространства коэффициенты K_n и K_g могут определяться с использованием петрофизической зависимости между коэффициентами насыщенности и пористости (в случае, если по данным ГИС эти параметры не определяются).

При наличии на месторождении скважин, пробуренных на безводной ПЖ, устанавливается зависимость между остаточной водой по керну и геофизическими характеристиками, которая может быть использована для определения K_n и K_g при условии оценки потерь воды в процессе отбора и анализа керна.

Значения коэффициентов K_n и K_g , установленные по материалам ГИС, должны быть обоснованы результатами измерения $K_{во}$ и $K_{но}$ на образцах керна, отобранных на безводной и водной ПЖ, и по данным капилляриметрических исследований. Для предельно нефтенасыщенных коллекторов $K_n=1-K_{во}$; для газонасыщенных $K_g=1-K_{во}-K_{но}$ или $1-K_{во}$.

Для газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 100г/м^3 при определении $K_{но}$ должна быть учтена доля конденсата, выпавшего в пустотном пространстве при подъеме керна на дневную поверхность.

4.7. ВСКРЫТИЕ, ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Г.А. Габриэлянц. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

Пермяков И.Г., Хайрединов Н.Ш., Шевкунов Е.Н. Нефтегазопромысловая геология и геофизика. Учебное пособие для вузов. М., Недра, 1986. 269 с.

Опробование и исследование скважин проводят с целью извлечения пластовых жидкостей и газов из потенциально продуктивных пластов для определения характера насыщения и продуктивных свойств пласта. Различают следующие виды геолого-разведочных работ.

1. Опробование возможно продуктивного (по данным ГИС) пласта (объекта) – комплекс работ по получению качественной характеристики насыщения вскрытого скважиной разреза в процессе бурения. Для решения данной задачи используют опробователи пластов на трубах и на кабеле.

2. Испытание возможно продуктивного (по данным ГИС) пласта (объекта) – комплекс работ в скважине с целью получения количественных характеристик притока пластовых флюидов в скважине.

3. Интенсификация притоков углеводородов в скважинах – комплекс работ, направленный на получение промышленных притоков или увеличение притоков нефти и газа.

Важнейшее условие получения достоверных результатов испытания и опробования – качественное вскрытие продуктивных пластов в процессе бурения.

Общими требованиями к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;

минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее для каждого конкретного случая превышение давления над пластовым;

минимальное содержание твердой дисперсной фазы, в первую очередь утяжелителя, и наиболее трудно удаляемых из пластов компонентов глинистого раствора;

отсутствие взаимодействия с разбураиваемыми породами.

Технология вскрытия перспективных интервалов геологического разреза на поисковом этапе работ должна быть направлена на обеспечение оптимальных условий проведения скважинных геофизических исследований, предусмотренных геолого-техническим нарядом, и на получение представительного материала, что является необходимым условием обоснованного выделения потенциально продуктивных объектов, намеченных для проведения гидродинамических исследований с помощью пластоиспытателей (ИП) и опробователей пластов на кабель-канате (ОПК) в процессе бурения.

Технология вскрытия бурением потенциально продуктивных интервалов геологического разреза на разведочном этапе работ должна способствовать созданию необходимых условий для получения наиболее полной и достоверной геофизической информации и одновременно с этим обеспечивать максимальное сохранение фильтрационных характеристик пластов в прискважинной зоне, что необходимо для успешного проведения работ по испытанию скважин в открытом стволе с выполнением полного комплекса гидродинамических исследований выделенных объектов.

Основными показателями соответствия выбранной технологии вскрытия геолого-физическим свойствам пород-коллекторов и физико-химическим особенностям насыщающих их пластовых флюидов являются отсутствие осложнений в стволе скважины при разбуривании соответствующих интервалов разреза и минимальная степень воздействия процессов бурения и сопутствующих ему вспомогательных операций на гидродинамические параметры и продуктивность пластов.

Опробование пластов в процессе бурения

Под опробованием пласта понимают комплекс работ, проводимых для получения притока из пласта, отбора проб пластовых флюидов, установления характера насыщенности и продуктивных характеристик пласта. В этом комплексе большое значение имеют работы по опробованию, проводимые еще до спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования. На практике применяют опробователи пластов на кабеле (ОПК) и испытатели пластов на бурильных трубах (ИПТ).

Для оценки характера насыщения пластов и решения целого ряда других задач используют **опробователи пластов**, спускаемые в скважину **на каротажном кабеле**. Измерение пластового давления при ГДК в различных пластах и прослоях многопластового месторождения можно использовать для установления гидродинамической сообщаемости различных частей залежи. Проведение последовательных замеров через 0,2-0,4 м позволяет построить профиль проницаемости изучаемого разреза и установить эффективные мощности с детальностью, не достигаемой другими методами.

Основные узлы опробователя пластов на кабеле (ОПК) – резиновый башмак, прижимное устройство и баллон для пластовой жидкости. Управление работой опробователя осуществляют по кабелю, на котором его спускают в скважину. После спуска ОПК в скважину и установки в точке опробования на заданной глубине башмак с помощью прижимного устройства прижимается к стенке скважины, изолируя ее участок от ствола скважины. Этот участок затем соединяется через канал с баллоном. Под действием перепада давления между пластовым в породе и атмосферным в баллоне жидкость и газ из пласта устремляются в баллон. По завершении отбора пробы баллон перекрывают, прижимное устройство освобождает башмак, и прибор с пробой поднимают на поверхность.

После подъема прибора измеряют давление в баллоне, затем извлекают пробу и исследуют ее. При исследовании проб замеряют: объемы газа, нефти и воды; компонентный состав углеводородных газов; плотность, вязкость и удельное электрическое сопротивление жидкости; водоотдачу контрольной пробы промывочной жидкости, взятой в скважине на глубине точки опробования, и удельное сопротивление фильтра; проводят также люминесцентные исследования проб жидкости, а при необходимости химический анализ проб воды и анализ неуглеводородных газов.

ОПК обладают малой глубиной исследования, определяемой размерами зоны дренажа, из которой отбирается жидкость (около 40 см). Поэтому в коллекторах исследуют практически зону проникновения фильтра промывочной жидкости.

Известно, однако, что в зоне проникновения продуктивных пород содержится не менее 20-30 % от объема пустотного пространства остаточной нефти и не менее 10-20% газа. Действие больших депрессий в зоне дренажа приводит к тому, что, во-первых, часть оста-

точной нефти становится подвижной, извлекается из пор и попадает в баллон. Во-вторых, происходит глубокая, почти полная дегазация жидкости в порах, в том числе остаточной нефти. Поэтому при опробовании продуктивных пластов с помощью ОПК, наряду с фильтратом, всегда отбираются газ и небольшое количество нефти.

ОПК неприменимы в рыхлых породах, разрушающихся при приложении депрессий, и в кавернозно-трещинных участках ствола ввиду невозможности обеспечить надежную герметизацию участка отбора. Такие объекты опробуют испытателями на трубах при установке пакера в вышележащих плотных породах.

С помощью ОПК и ГДК газо-, нефте- и водонасыщенные интервалы выделяются по количеству и составу отбираемых газов и жидкостей в пробах ОПК и по изменению профиля проницаемости по ГДК при переходе из газоносной части пласта в нефтеносную. Последнее объясняется тем, что при ГДК измеряют не абсолютную, а эффективную проницаемость, которая при прочих равных условиях (пористости и абсолютной проницаемости) зависит от свойств флюидов, насыщающих поры. Высокая расчленяющая способность данных методов по вертикали (0,2-0,4 м) обеспечивает достаточно детальное определение положения контактов даже при малой мощности газо- и нефтенасыщенных интервалов или пластов в целом. Материалы ОПК и ГДК можно использовать для установления граничных значений пористости и проницаемости.

Опробователи пластов на каротажном кабеле предназначены для отбора пластового флюида в основном из пластов с гранулярным типом пористости, выяснения характера, их насыщения, определения эффективных мощностей, отбивки границ ВНК, ГВК, ГНК.

Опробование пластов в процессе бурения **трубными испытателями (ИПТ)** проводят для выявления нефтегазонасности пластов, отбора и исследования пластовых флюидов с установлением их физико-химических свойств, определения гидродинамических параметров объектов испытания, определения границ ВНК, ГВК, ГНК и др.

План проведения работ по опробованию скважин в процессе бурения с помощью ИПТ должен содержать следующие основные сведения:

необходимый и достаточный комплекс геофизических исследований до и после проведения работ с испытателем пластов;

интервал и скорости проработки ствола скважины перед испытанием;

интервал ствола скважины, подлежащий испытанию;

тип испытательного инструмента и его компоновка;

обвязка устья при испытании;

технологические параметры проведения испытания и др.

По результатам опробования пласта составляют акт по установленной форме, отражающий результаты проведенных работ.

Испытатель пластов на трубах представляет сборку инструментов, спускаемых в скважину на бурильных трубах. Работы проводятся при участии буровой бригады. Процесс испытаний заключается в следующем. Отрезок ствола скважины против опробуемого интервала изолируется с помощью пакера от остальной части скважины. Затем подпакерное пространство скважины соединяется с полостью бурильных труб, в которой давление столба жидкости снижено по сравнению с пластовым. За счет перепада давления осуществляется приток жидкости из опробуемого интервала. Через заданный промежуток времени (время притока) подпакерное пространство снова изолируется от полости бурильных труб на время восстановления давления. После этого освобождают пакер и поднимают инструмент. При подъеме отбирают пробы жидкости из бурильных труб и определяют объем притока по количеству пустых и заполненных труб. Пробы в дальнейшем подвергают физико-химическому анализу. В процессе испытаний регистрируется диаграмма изменения давления в подпакерном пространстве с помощью самопишущих манометров, установленных в испытателе.

По данным испытателей пластов получают усредненную характеристику насыщенности и основных гидродинамических параметров пласта: пластового давления, фактической и

потенциальной (естественной) продуктивности, коэффициента призабойной закупорки, отражающего фактическое состояние призабойной зоны пласта.

Испытатели пластов на бурильных трубах и опробователи на каротажном кабеле должны сочетаться в комплексе работ по испытанию скважин в процессе бурения в зависимости от конкретных геолого-технических условий и поставленных задач.

ОПК эффективны для детальных опробований с целью отбивки ВНК и ГНК, оценки эффективной мощности пласта и изучения относительных изменений проницаемости по мощности коллектора. Они характеризуются высокой оперативностью и экономичностью. Поэтому их используют для экспресс-оценки характера насыщенности пластов: до спуска испытателя пластов на трубах для выяснения целесообразности применения более дорогого метода опробования; после проведения работ с испытателями на трубах – для детальных исследований испытанного интервала.

Испытание скважин в эксплуатационной колонне

Испытание скважин в эксплуатационной колонне проводится согласно проектам на строительство скважин и планам их испытания, в которых должен быть указан объем работ по испытанию пластов с учетом назначения скважины и характеристики вскрытого разреза. План по испытанию составляется нефтеразведочной организацией и утверждается главным геологом.

На основании плана по испытанию нефтеразведочной экспедицией составляется комплексный план работ с указанием методов и сроков испытания (в зависимости от глубины, количества объектов, техники и технологии) и ответственных исполнителей по каждому виду работ, утвержденный руководством этой экспедиции.

Дополнительные работы (например, дополнительные геофизические исследования, эффективные для решения геологических задач, или работы по интенсификации притока – гидроразрыв, кислотная обработка призабойной зоны и др.), необходимость в проведении которых может возникнуть в процессе испытания, должны быть внесены в комплексный план работ.

Проектом работ на строительство скважины определяются допустимые пределы нагрузок, натяжек и снижения уровня жидкости для обсадной колонны с учетом условий испытания.

Испытывать объекты при отсутствии цемента за колонной против намеченных к испытанию интервалов запрещается.

Продуктивные пласты, перекрываемые промежуточной колонной, необходимо испытывать в процессе бурения до спуска эксплуатационной колонны.

Для сбора или сжигания нефти оборудуют нефтяные емкости или нефтяной амбар на расстоянии не менее 150 м от устья.

При продувке или работе скважин выпускаемый газ должен сжигаться на факеле.

В целях предупреждения открытого газонефтяного фонтана на буровой должен быть запас глинистого раствора соответствующего качества в количестве не менее двух объемов скважин.

Независимо от способа возбуждения притока испытания объектов производятся снизу вверх.

При значительной литологической изменчивости и большой мощности продуктивного пласта испытание производится по интервалам с учетом различий их промыслово-геофизической характеристики и типов пород-коллекторов; наряду с этим при испытании в колонне пообъектно должны быть изучены подошвенные и краевые пластовые воды, определены их гидродинамические особенности, а также уточнены положения газоводяных, газонефтяных и водонефтяных контактов.

При получении воды из нефтегазосодержащих пластов в скважинах, находящихся в контуре нефтегазонасной площади, необходимо провести работы по определению места притока воды и выяснить причины проникновения ее в скважину.

Метод вскрытия объекта в колонне с помощью перфорации в каждом отдельном случае выбирается исходя из конструкции скважины в интервале испытания, пластовой температуры, типа пород-коллекторов с учетом применяемых методов испытания и исследования, а также возможности возврата на вышележащие пласты.

Плотность вскрытия объектов испытания перфорацией для каждого района устанавливается опытным путем, исходя из необходимости обеспечения соответствующей пропускной способности фильтра, максимальной производительности пласта, и обосновывается техническим проектом.

Перфорация скважин. Перфорацией называют создание каналов (отверстий) в колонне и цементном кольце против продуктивного пласта, предназначенных для сообщения пласта со скважиной. Кроме добывающих скважин перфорацию проводят: в нагнетательных скважинах для вскрытия заводняемых пластов; в скважинах с открытым забоем – для повышения проницаемости призабойной зоны уплотненных коллекторов; для повторного вскрытия пластов после капитального ремонта скважины; для прострела обсадных труб в случае необходимости их дополнительного цементирования и для других целей.

Обычно отверстия создаются путем прострела колонны и цементного кольца при помощи аппаратов, называемых стреляющими перфораторами. Перфораторы спускают в скважину на кабеле, используемом для управления прострелом. Применяются кумулятивные, пулевые и снарядные перфораторы.

В кумулятивном перфораторе используются кумулятивные заряды взрывчатого вещества. Кумулятивный заряд представляет собой прессованную шашку взрывчатого вещества, в основании которой имеется коническая (кумулятивная) выемка (рис. 4.7.1, а). В выемку вставлена металлическая воронка. В противоположной от выемки стороне установлен детонатор – небольшой заряд высокочувствительного взрывчатого вещества, способный возбудить взрыв всего заряда.

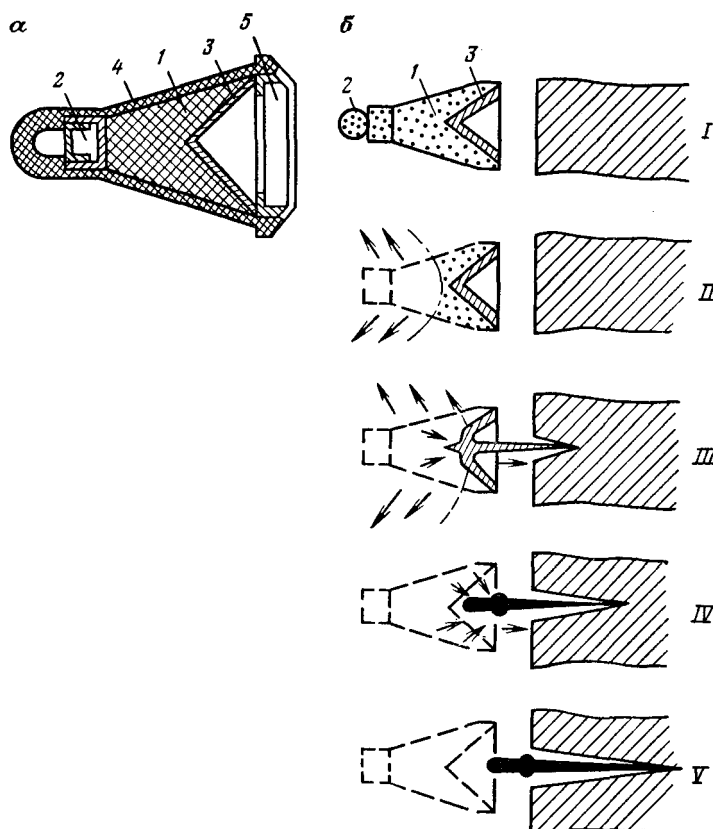


Рис. 4.7.1. Кумулятивный заряд (а) и схема его действия на преграду при взрыве (б): I – заряд взрывчатого вещества; 2 – детонатор; 3 – металлическая воронка; 4 – защитная оболочка; 5 – манжета; I – заряд до взрыва; II-V – различные стадии взрыва

Взрыв кумулятивного заряда характеризуется следующей особенностью (см. рис. 4.7.1).

В момент взрыва продукты взрыва сжимают воронку, и в металле возникают очень большие давления, при которых он начинает течь, как жидкость. Образующаяся тонкая струя жидкого металла с большой скоростью выбрасывается вдоль оси выемки, пробивая преграду перед собой на значительную глубину.

Кумулятивный перфоратор представляет собой сборку из нескольких кумулятивных зарядов и средств их взрывания – взрывного патрона с электрозапалом и отрезка детонирующего шнура, служащего для передачи детонации от взрывного патрона к зарядам. Кумулятивные перфораторы подразделяются на корпусные и бескорпусные.

В корпусном перфораторе заряды монтируются в герметичном кожухе – толстостенной стальной трубе, в которой по спирали расположены отверстия. При снаряжении перфоратора сборку из зарядов с детонирующим шнуром вставляют в кожух так, чтобы кумулятивные выемки зарядов находились против отверстий в корпусе. После снаряжения перфораторов отверстия в корпусе герметизируются. Корпусные перфораторы рассчитаны на многократное использование и применяются, когда необходимо исключить возможность повреждения обсадной колонны и засорения забоя осколками, а также в случае высоких температур и давлений.

В бескорпусном перфораторе сборку из кумулятивных зарядов, снабженных прочными индивидуальными оболочками, устанавливают на стальной ленте, каркасе и т. п. При выстреле каркас частично разрушается. Бескорпусные перфораторы применяются в случае вскрытия пластов под колонной НКТ, а также, когда наблюдается искривление, смятие, узкие проходные сечения в колонне труб.

Пулевой перфоратор действует по принципу огнестрельного оружия. В его корпусе имеется ряд стволов с камерами. В камеру закладывают прессованный пороховой заряд с электровоспламенителем, а в ствол – пулю. При выстреле воспламеняется пороховой заряд. Образующиеся газы создают в камере высокое давление, под действием которого пуля вылетает из ствола с большой скоростью, пробивает колонну, цементное кольцо и входит в породу, образуя канал.

По последовательности выстреливания пуль перфораторы подразделяются на залповые и селективные. По расположению стволов различают пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикально-криволинейными стволами. Перфораторы с горизонтальными стволами применяют для вскрытия слабосцементированных коллекторов через одну колонну труб при отсутствии каверн, заполненных цементом. Перфораторы с вертикально-криволинейными стволами применяют для вскрытия малопроницаемых коллекторов через одну-две колонны труб, а также в случае сильнозагрязненной призабойной зоны.

Снарядные перфораторы выстреливают разрывные пули, которые пробивают обсадную трубу и цементное кольцо. Углубившись в породу, они взрываются и образуют в ней каверны и трещины. Снарядные перфораторы имеют горизонтальное расположение стволов и залповое действие. Они применяются для вскрытия малопроницаемых коллекторов средней крепости, когда требуется увеличить проницаемость прискважинной зоны пласта.

Торпедирование скважин. Торпедированием называют взрыв в скважине, который осуществляют для освобождения прихваченных трубных колонн, разрушения металлических предметов в скважине, очистки фильтров в нефтяных и водозаборных скважинах от загрязнений, воздействия на прискважинную зону с целью повышения ее проницаемости. Подготовленный для взрыва в скважине заряд взрывчатого вещества, называемый торпедой, оснащают средствами взрывания: электрозапалом, капсюлем-детонатором и шашкой взрывчатого вещества, усиливающего начальный импульс детонации. Торпеду спускают в скважину на кабеле, используемом также для производства взрыва.

По характеру действия различают торпеды направленного действия (кумулятивные осевые и труборезы кольцевые) и общего действия (фугасные).

При срезе труб торпедированием предварительно устанавливают верхнюю границу прихвата — место, до которого с дневной поверхности по трубам можно передать усилие натяжения или вращения. Для этого применяют прихватопредельители (ПО). Измерительным элементом ПО является катушка со стальным сердечником, с помощью которой вначале наносят на трубы магнитные метки, пропуская по катушке постоянный ток при остановке прибора в отдельных точках в районе предполагаемого прихвата на некоторое время. Затем регистрируют тем же прибором контрольную кривую, по которой определяют местоположение магнитных меток. Далее к трубам прикладывают усилие натяжения или вращения, после чего регистрируют повторную кривую. Под влиянием механической нагрузки магнитные метки стираются выше места прихвата, а в интервале прихвата сохраняются.

В скважинах также применяют взрывы пороховых зарядов для термогазохимического воздействия на пласты и скважинные тампонирующие снаряды для установки цементных мостов.

Возбуждение притока из объекта испытания производится при опущенных в скважину трубках, герметизированном устье и смонтированных выкидных и продавочных линиях.

Для вызова притока снижается давление столба жидкости в скважине до ниже пластового и создается депрессия на пласт, которая позволяет пластовой жидкости попасть в ствол скважины и по насосно-компрессорным трубам подниматься на поверхность. Если пластовое давление выше гидростатического, то запуск скважины осуществляется простой заменой тяжелого глинистого раствора в скважине на воду, если скважина не стала работать, то воду меняют на нефть. Если пластовое давление ниже гидростатического, но пласт проницаем и прискважинная зона не загрязнена, для снижения давления в скважине, для запуска скважины используют аэрирование жидкости или свабирование.

Интенсификация притоков. В низкопроницаемых пластах или проницаемых пластах при сильно загрязненной призабойной зоне с целью активизации и очистки от загрязнения проводят интенсификацию пластов. Среди методов интенсификации различают методы химического, гидромеханического и комбинированного воздействия на пласт. Химические методы воздействия на пласт применяют в основном для очистки пласта от загрязнения. Наиболее широко используют солянокислотные обработки пласта. Обычно применяют соляную кислоту 8-15%-ной концентрации. При большей концентрации соляная кислота вступает в реакцию с металлическим оборудованием и может его разрушить. Соляная кислота при контакте с породой вступает в химическую реакцию с карбонатными включениями. Получаемые в результате реакции хлористый кальций и хлористый магний растворимы в воде и легко удаляются из призабойной зоны. В связи с этим соляную кислоту целесообразно применять при обработке карбонатных пород, использование соляной кислоты для обработки терригенных пород менее эффективно.

Для обработки призабойных зон в терригенном разрезе используют фтороводородистую (плавиковую) кислоту, которая применяется в смеси с соляной кислотой (3% HF и 12% HCl). Она способна растворять как естественные глины, так и глинистые частицы, попавшие в пласт из бурового раствора.

Из других кислот для обработки призабойной зоны пласта используют уксусную кислоту, которая замедляет взаимодействие соляной кислоты с породой, растворяя её. Аналогично соляной кислоте действует на породу сульфаминовая кислота. Объем раствора для обработки пласта определяется его мощностью и загрязненностью.

Гидромеханические методы воздействия на пласт. Из методов гидромеханического воздействия наиболее широко применяется метод гидроразрыва пласта. При гидроразрыве фильтрационные свойства призабойной части пласта улучшаются за счет образования глубоких трещин. Для закрепления образовавшихся в пласте трещин используют песок, который должен быть достаточно прочным и не разрушаться под действием горного давления. Чем

крупнее размеры песчинок, тем выше проницаемость искусственно создаваемых трещин. Жидкость, используемая для гидроразрыва, должна удовлетворять следующим условиям: не снижать проницаемость пласта при взаимодействии с пластовыми жидкостями и породами; обеспечивать перенос закачиваемого песка в трещины; легко выноситься из скважины после создания депрессии, не создавать высоких гидравлических сопротивлений в скважине. Применяемые в гидроразрыве жидкости могут создаваться на водной или на нефтяной основе.

Каждая обработка производится по индивидуальному плану, составленному в соответствии с действующими инструкциями и методическими руководствами (указаниями) по применению выбранного метода с учетом местных условий.

Пластовое давление и пластовая температура в нефтяных скважинах определяются путем прямого измерения с помощью портативных глубинных манометров и термометров. В случае применения пластоиспытателей допускается определение пластового давления путем экстраполяции кривых восстановления давления.

Измерения пластовых и статических давлений в газовых скважинах, снятие кривых нарастания давления и зависимостей дебит – давление должны производиться высокоточными приборами.

По каждой из залежей, имеющих промышленное значение, по отдельным скважинам, расположенных на различных гипсометрических отметках и в различных частях оцениваемой площади, должно быть осуществлено исследование с целью получения исходных данных для составления технологических схем и проектов разработки.

В случае одновременного вскрытия в обсаженной скважине нескольких пластов-коллекторов исследование методом установившихся отборов должно производиться с применением глубинных дебитомеров с целью определения продуктивности каждого пропластка в отдельности, а в случае одновременного притока нефти с водой – с применением глубинных влагомеров.

При испытании и исследовании отдельных объектов в скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной, должен быть произведен отбор глубинных проб нефти и воды, а также отбор газа и конденсата методом промышленных отборов газа при исследованиях на газоконденсатность. Количество отбираемых глубинных проб нефти и воды должно быть не менее трех, причем отбор считается качественным, если их характеристики не менее чем по двум пробам окажутся идентичными.

Испытание и исследование очередного вышезалегающего объекта осуществляются после проведения работ по изоляции предыдущего.

После установки цементного моста испытывается его герметичность путем снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости на величину, большую заданной депрессии при испытании следующего объекта, а также проверяется его прочность путем передачи на мост нагрузки бурильными или насосно-компрессорными трубами со специально оборудованным низом.

Отбор проб пластовых флюидов производится после того, как скважина заполнится пластовой жидкостью, однородной по составу по всему стволу. Пробы отбирают глубинными пробоотборниками в интервале перфорации или несколько выше ее (но не более чем на 10-15 м). Количество отбираемой на анализ пластовой воды зависит от ее минерализации. Для полного анализа слабоминерализованной воды достаточно 2-3 л, для определения К, Вг, J, Ва, Sr и других элементов необходимо 20 л воды. Сероводородсодержащие воды необходимо консервировать хлороформом.

При отборе вод желонкой на месте отбора определяют рН и содержание летучих и быстрорастворимых компонентов (Н, S, NO и др.), а также радиоактивность. Количество отобранного растворенного газа должно быть не менее 1 л.

Свойства нефти в пластовых условиях определяются по пробам, отобранными глубинным пробоотборником. Для элементарного анализа и фракционной перегонки в лабораторных условиях необходимо отбирать пробу объемом не менее 3 л. Для технического анализа

пробу массой около 50 кг берут после установления дебитов нефти и промышленной ценности горизонта.

По отобранным пробам пластовой жидкости, газа и конденсата должны быть определены:

для нефти – фракционный и групповой состав, содержание силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, а также вязкость и плотность (вязкость и плотность определяются как в поверхностных условиях, при температуре 20°C и давлении в 0,1 МПа, так и в пластовых), давление насыщения, газосодержание, изменение объема и вязкости нефти при различных давлениях в пластовых и поверхностных условиях, коэффициенты упругости; при отборе глубинных проб – забойные давления и температура, газовый фактор;

для газа, растворенного в нефти, и свободного газа – плотность по воздуху, теплота сгорания, химический состав (содержание в объемных процентах метана, этана, пропана, бутана, пентанов, гексанов и более тяжелых углеводородов, а также гелия, сероводорода, углекислоты, азота и др.), давление начала конденсации пластового газа при пластовой температуре;

для конденсата – потенциальное содержание, фракционный состав, групповой состав, содержание серы, а также плотность и вязкость при температуре 20°C и давлении 0,1 МПа, конденсатогазовый фактор (выход конденсата) в граммах на 1 м³ отсепарированного газа при различных режимах сепарации, давление максимальной конденсации;

для пластовой воды – полный химический состав, включая определение ценных сопутствующих компонентов: йода, брома, бора, лития и др.; количество и состав растворенного в воде газа, его упругость, температура и электрическое сопротивление.

Исследование скважин после получения промышленного притока проводят двумя основными методами:

методом установившихся отборов;

методом прослеживанием уровня.

Метод установившихся отборов состоит в том, что в процессе исследования скважины несколько раз изменяют режим работы. При каждом режиме измеряют установившееся забойное давление и соответствующий ему дебит флюида (режим считается установившимся, если два замера забойного давления и дебита отличаются не более чем на 10%). Метод установившихся отборов хорошо применяют при исследовании фонтанных нефтяных, переливающих водяных и газовых скважин.

По результатам исследований строятся графики зависимости дебита от депрессии на пласт (рис. 4.7.2). Эти графики называют индикаторными диаграммами. По форме линии индикаторных диаграмм могут быть прямыми, выпуклыми и вогнутыми. Форма индикаторной кривой определяется режимом дренирования пласта, режимом фильтрации, величиной сопротивления, возникающего в пласте при движении жидкости, и другими факторами. Прямая индикаторная линия (кривая 1) отмечается только при установившейся линейной фильтрации жидкости в пласте. Искривление линейной индикаторной кривой при увеличении депрессии на пласт (кривая 4) может происходить вследствие нарушения линейного закона фильтрации – в результате разгазирования нефти резко возрастают гидравлические сопротивления. Выпуклая индикаторная кривая указывает на зависимость проницаемости пласта от давления, что может быть обусловлено смыканием проводящих трещин при увеличении депрессии на пласт. Вогнутая по отношению к оси дебитов индикаторная кривая (кривая 3) может свидетельствовать о том, что по мере роста депрессии на пласт в работу подключаются дополнительные пропластки, не участвующие в фильтрации при небольших перепадах давлений. Кроме того, такого рода диаграммы могут быть получены в результате измерений неустановившихся забойных давлений или дебитов.

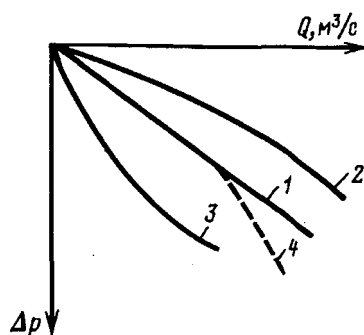


Рис. 4.7.2. Виды индикаторных диаграмм:

1, 4 – для напорных режимов; 2 – для ненапорных режимов; 3 – для неустановившихся забойных давлений и дебитов

Метод прослеживания уровня или давления (предложен В.П. Яковлевым) заключается в том, что путем отбора или подлива жидкости понижают или повышают уровень жидкости в скважине, изменяя таким образом давление на забое. Затем наблюдают за изменением уровня и фиксируют его перемещение за соответствующие промежутки времени. Таким методом исследуют непереливающие нефтяные и водяные скважины. Обработка результатов исследований позволяет определить ряд параметров (проницаемость, гидропроводность и др.).

Одной из разновидностей исследования скважин при неустановившихся режимах является гидропрослушивание. Гидропрослушивание – наблюдение за изменением статического уровня или давления в скважине, происходящее вследствие изменения отбора жидкости в соседних скважинах того же или соседнего плана. Скважины, в которых изменяют режим работы, называют возмущающими, а скважины, в которых наблюдают эти возмущения, – реагирующими. Метод прослушивания позволяет определить гидродинамическую связь изучаемых интервалов, а в комплексе с другими методами оценить неоднородность пласта, выявить литологические экраны.

4.8. ИССЛЕДОВАНИЯ ОТОБРАННЫХ ПРОБ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И ВОДЫ

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

- для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального разгазирования, – фракционный и групповой состав, а в пластовых условиях – компонентный состав, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, растворимость газа в нефти, газосодержание, изменение объема, плотности и вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, коэффициенты упругости нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора – по рекомбинированным пробам пластовой нефти; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;

- для газа (свободного и растворенного в нефти) – плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий;

- для конденсата (стабильного) – фракционный и групповой состав, содержание пара-

фина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При оценке промышленного значения содержащихся в нефти, газе и конденсате компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов) должны соблюдаться "Требования к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов" (ГКЗ СССР, 1982).

При изучении состава нефти и газа необходимо определять наличие и содержание в них компонентов, оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

Отбор устьевых проб нефти, газа и воды производится при всех нефтегазоводопрооявлениях и при опробовании ИПТ не менее 2-х проб из каждого объекта.

Отбор сепараторных проб нефти, газа и конденсата производится не менее 2-х проб при каждом исследовании.

Отбор глубинных проб нефти и воды с замером давлений по стволу и пластовых давлений и температур производится не менее 2-х проб из каждого объекта испытания в колонне.

Лабораторные исследования проб воды. Изучение подземных вод ставится в первую очередь с целью выяснения гидрохимической обстановки, нахождения и сохранения залежей нефти, а также для целей прогноза нефтеносности. В этом отношении изучение подземных вод является обязательным элементом комплекса научно-исследовательских работ в опорном бурении.

При получении из скважин притоков подземных вод должны быть определены: химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, коэффициент упругости вод, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геолого-разведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

Особенности химического состава подземных вод галогенных толщ могут быть показательными в отношении содержания в этих толщах отдельных имеющих промышленное значение элементов, в частности калия. В отдельных случаях вскрываемые скважинами пресные подземные воды могут представлять интерес для водоснабжения населенных пунктов. Даже сильно минерализованные подземные воды могут быть иногда использованы для технических целей, и в первую очередь для глубокого бурения, например для изготовления глинистого раствора. Подземные воды даже при относительно незначительном их притоке могут заметно влиять на физические свойства глинистого раствора, а потому заслуживают внимания и с этой точки зрения.

Результаты изучения подземных вод, вскрытых скважиной, будучи использованы в совокупности с прочими данными по гидрогеологии определенного района или даже целой обширной области, имеют большое значение для понимания закономерностей распределения различного типа подземных вод, что в свою очередь важно в нефтепоисковых целях.

Изучение подземных вод должно проводиться в тесной связи с изучением литологических особенностей разреза, с определениями пористости и проницаемости пород и увязываться с данными электрокаротажа. Анализы солевого состава подземных вод и связанных с ними растворенных и свободных газов должны представляться одновременно.

По каждому испытанному горизонту исследуются две пробы воды: первая, отобранная после установления постоянства ее химизма, и вторая – после дополнительного отбора жидкости.

Лабораторному изучению подвергаются отобранные на месте бурения пробы пластовых вод, полученные при испытании скважины или отобранные во время бурения (при переливании или фонтанировании водой).

При выполнении анализов, которые производятся в соответствии с общепринятыми указаниями руководств по аналитической химии и гидрохимии, делают следующие определения.

А. Полевые: 1. Описание физических свойств воды: цвет, прозрачность, характер осадка или мути, запах.

2. При наличии запаха H_2S последний определяется на месте отбора пробы и затем в стационарной лаборатории.

Примечание. Пробу следует брать после откачки из скважины трех объемов технической воды, после чего не менее трех раз проверяется постоянство состава $С_1$ и уд. веса воды.

Б. Лабораторные: 1. Уд. вес воды.

2. рН – концентрация водородных ионов.

3. Жесткость (общая, постоянная и временная).

4. Полный химический анализ с определением микрокомпонентов Cl , SO_4 , HCO_3 , CO_3 , Ca , Mg , K , Na , Br , I , NH_4 , Fe^{+++} , Fe^{++} , H_2S , SiO_2 , NO_2 , NO_3 , нафтеновые кислоты, окисляемость, радиоактивность.

5. Спектральный анализ сухого остатка, полученного путем выпаривания воды.

Методом люминесцентно-битуминологического анализа определяется качественный состав содержащихся в воде органических веществ. Результаты химического анализа даются в ионной форме (за исключением полуторных окислов, кремнезема и нафтеновых кислот) в весовых количествах; для слабоминерализованных вод с сухим остатком до 5 г/л – в мг на 100 г и для всех остальных вод в г на 100 г.

Весовые качества пересчитываются в миллиграмм-эквивалентную и процент-эквивалентную формы и эти данные также приводятся в результатах анализов. Общая минерализация воды исчисляется суммированием весовых количеств всех компонентов и также включается в результаты анализа.

4.9. ОЦЕНКА ЗАПАСОВ КАТЕГОРИЙ C_1 И C_2

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

На новых месторождениях нефти и газа, а также выявленных залежах уже известных месторождений по данным поискового и оценочно-разведочного бурения, проводится изучение геологического строения площади, дается оценка продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей, определяются основные природные факторы, влияющие на выбор методики дальнейших разведочных работ. По данным поискового и оценочно-разведочного бурения подсчитываются запасы нефти, газа и конденсата по категориям C_1 и C_2 и дается геолого-экономическая оценка месторождений (залежей) для определения целесообразности их разведки и подготовки к разработке.

Запасы категории C_1 могут быть выделены на новой площади по данным бурения и испытания одной скважины при условии получения в ней промышленного притока нефти или газа (открытие месторождения). В этом случае параметры подсчета запасов определяются по данным геофизических исследований скважин, изучения керна или принимаются по аналогии с соседними разведанными месторождениями. Границы участка подсчета запасов проводятся в радиусе, равном удвоенному расстоянию между эксплуатационными скважинами, принятому в данном районе для аналогичных месторождений.

Запасы категории C_1 выделяются на разведанных месторождениях (залежах) в границах, проведенных по данным испытаний и геофизических исследований скважин, достоверно обосновывающим гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода, а для неисследованной части залежи – в границах, проведенных на расстоянии, равном удвоенному интервалу между эксплуатационными скважинами, предусмотренному технологической схемой или проектом разработки.

Запасы категории C_2 выделяются на неразведанных частях залежи, примыкающих к

участкам с запасами более высоких категорий, в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений, степень изученности которых отвечает соответствующим требованиям "Классификации"; к ним относятся также запасы отдельных неопробованных куполов многокупольных месторождений, если доказана их полная аналогия с изученными частями данного месторождения по геологическому строению и коллекторским свойствам пластов-коллекторов. Границы запасов проводятся по контурам выявленных залежей на планах, составленных на основе структурных карт. Масштабы планов (1:5000-1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи.

Подсчет запасов проводится отдельно по залежам с выделением запасов нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной зон и в целом по месторождению объемным методом. Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий.

Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.

Подсчет извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, для месторождений с водонапорным режимом проводится по извлекаемым запасам нефти, а для месторождений с другими режимами – по балансовым запасам нефти с учетом степени ее дегазации при разработке.

Принадлежность забалансовых запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов к различным категориям определяется так же, как и для балансовых запасов. При подсчете забалансовых запасов должны быть указаны причины отнесения их к этой группе (экономические, технологические и др.).

Запасы и перспективные ресурсы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в соответствии с требованиями "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" и "Требований к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов" (ГКЗ СССР, 1982).

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти, конденсата, серы, металлов, этана, пропана, бутанов подсчитываются и оцениваются в тысячах тонн. Запасы месторождений и перспективные ресурсы горючих газов подсчитываются и оцениваются в миллионах кубических метров, гелия и аргона – в тысячах кубических метров.

При подсчете запасов нефти используется формула:

$$Q_{н \text{ бал.}} = S \cdot h \cdot K_{п} \cdot K_{н} \cdot \gamma_{ст.} \cdot K_{пер.},$$

где $Q_{н \text{ бал.}}$ – балансовые запасы нефти, тонн,

S – площадь, м²,

$h_{эф}$ – эффективная нефтенасыщенная мощность, м,

$K_{п}$ – коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, ед.,

$K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности, ед.,

$\gamma_{н \text{ ст.}}$ – плотность нефти на поверхности, т/м³,

$K_{пер.}$ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, ед.

$$K_{пер.} = 1/v > 1.0,$$

где v – объемный коэффициент плотности нефти, ед.

$$v = v_{пл.} / v_{ст.},$$

где $v_{пл.}$ – объем нефти в пластовых условиях,

$v_{ст.}$ – объем нефти в стандартных условиях.

$$Q_{н \text{ изв.}} = Q_{бал.} \cdot K_{из.н.},$$

где $Q_{н \text{ изв.}}$ – извлекаемые запасы нефти,

$K_{из.н.}$ – коэффициент нефтеотдачи

При подсчете запасов газа используется формула:

$$Q_g = S \cdot h \cdot K_p \cdot K_g \cdot P_{пл} \cdot 1/z \cdot f \cdot K_{из.г},$$

где S – площадь, м²,

$h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м,

K_p – коэффициент пористости, ед.,

K_g – коэффициент газонасыщенности, ед.,

$P_{пл}$ – начальное пластовое давление, атм (МПах10,197),

z – коэффициент сверхсжимаемости газа, ед.,

f – поправка на температуру, ед.,

$K_{из.г}$ – коэффициент извлечения газа, ед.

$$f = (T + t_{ст.}) / (T + t_{пл.})$$

где T – 273⁰ Кельвина,

$t_{ст.}$ – 20⁰С,

$t_{пл.}$ – пластовая температура ⁰С.

Извлекаемые запасы растворенного газа подсчитываются по формуле:

$$V_{р.г.} = Q_n \text{ изв.} \cdot \eta_{р.г.},$$

где $\eta_{р.г.}$ – газовый фактор, м³/т,

$K_{из.к}$ – коэффициент извлечения конденсата, ед.

Извлекаемые запасы конденсата подсчитываются по формуле:

$$Q_k = Q_g \cdot \eta_k \cdot \gamma_{к ст.} \cdot K_{из.к},$$

где η_k – среднее начальное содержание в газе стабильного конденсата, см³/м³,

$\gamma_{к ст.}$ – плотность стабильного конденсата на поверхности, т/м³,

$K_{из.к}$ – коэффициент извлечения конденсата, ед.

Глава 5. РАЗВЕДОЧНЫЙ ЭТАП ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Целью этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

Объектами проведения работ являются месторождения (залежи) нефти и газа.

В процессе разведки решаются следующие вопросы:

- уточнение положения контактов газ – нефть – вода и контуров залежей;
- уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- уточнение изменчивости фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;

изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

Типовой комплекс работ включает:

- бурение разведочных, а в ряде случаев и опережающих эксплуатационных скважин;
- переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам;

- проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах;

- проведение пробной эксплуатации залежи.

Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ и методы исследования определяются проектом разведки, составляемым и утверждаемым в установленном порядке.

По результатам разведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится:

- уточнение геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений по категориям C_1 и частично C_2 ;

- подготовка геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.

Этап разведки месторождения (залежи) завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений (залежи) газа.

По результатам работ на этапе разведки проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляются:

- отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;
- технико-экономическое обоснование величин коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Требования к изученности месторождений

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

На стадии подготовки месторождения (залежи) к разработке изучаются структура месторождения и литологические особенности продуктивных пластов, их общая и эффективная толщина, коллекторские свойства, нефтегазонасыщенность и изменение этих параметров по площади и разрезу; определяются положение контактов газ-нефть-вода и промышленное

значение газовой шапки или нефтяной оторочки, дебиты нефти, газа, воды и конденсата, пластовое давление, давление насыщения и другие параметры, определенные по результатам испытания и исследования скважин; изучаются физико-химические свойства нефти, газа, конденсата и пластовой воды.

Для каждого месторождения (залежи) по данным бурения, испытания и исследования скважин (геологических, геофизических, гидрогеологических и лабораторных), а также данным разработки должны быть установлены:

- литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазонасыщенных пластов в разрезе, места их слияния, выклинивания, замещения;

- положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежи, контуры нефтегазонасыщенности, форма и размеры залежи;

- толщина (общая, эффективная, нефтегазонасыщенная) продуктивного пласта в пределах выделенных зон, литологические особенности, минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общей и нефтегазонасыщенной толщины пластов, расчлененности и песчанности разреза в границах эксплуатационного объекта, интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций, объемы выборки);

- тип коллектора;

- характер литологических свойств пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость и др.;

- физико-химические свойства пластовой нефти: давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, сжимаемость;

- физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

- физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность по воздуху и абсолютная, сжимаемость;

- физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

- для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических или термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

- физико-гидродинамические характеристики: фазовые проницаемости, коэффициенты вытеснения нефти водой (газом), смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность).

При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, следует изучать геокриологические условия месторождения и прилегающих районов для получения данных, необходимых для проектирования предприятий по добыче нефти и газа и прогнозирования возможных изменений окружающей среды.

В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа; эти данные могут быть использованы для обоснования проведения в дальнейшем специальных геолого-разведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

При поэтапном освоении уникальных и крупных месторождений нефти и газа наиболее детально разведываются залежи или их части, намечаемые к первоочередному освоению.

Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин

должны обеспечить получение надежных данных для установления строения продуктивных пластов, выявления закономерностей изменения их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения нефтью, газом и водой, а также особенностей тектоники месторождения.

По разведанным месторождениям составляются структурные карты по основным продуктивным пластам, карты равных толщин продуктивной части разреза, геологические разрезы и другие документы, дающие достаточное представление о закономерностях распространения и залегания продуктивных пластов и особенностях строения природного резервуара, составе нефти, газа и воды, пластовом давлении и температуре. На структурные карты наносятся все пробуренные и находящиеся в строительстве скважины. Масштабы карт (как правило, 1:5000 - 1:50000) и разрезов определяются размерами месторождения, сложностью их геологического строения и изменчивостью коллекторских свойств продуктивных пластов.

Разведанные месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

а) балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата месторождения;

б) утвержденные извлекаемые запасы нефти и конденсата, балансовые запасы газа, а также запасы содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов, используемые при проектировании предприятий по добыче нефти и газа, должны составлять не менее 80 процентов категории C_1 и до 20 процентов категории C_2 . Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории C_2 более 20 процентов устанавливается в исключительных случаях при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

в) состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения (залежи), дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа;

г) в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

д) имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

е) составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

Эффективность работ на разведочном этапе определяется следующими показателями:

- приростом запасов нефти (газа) категории $C_1 + C_2$ на 1 руб. капитальных вложений в поисково-разведочное бурение (т/руб., м³/руб.) на 1 метр поисково-разведочного бурения (т/м, м³/м), на 1 скважину, законченную строительством (т/скв., м³/скв.).

- удельным весом продуктивных разведочных скважин (%);

- продолжительностью разведки месторождения (годы);

- затратами на разведку одного месторождения (руб.).

Если задачи разведки решались и опережающими эксплуатационными скважинами, то при оценке эффективности привлекаются и подготовленные ими запасы категории **В**.

5.1. БУРЕНИЕ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН

Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.

Разведочные скважины бурят на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для уточнения запасов и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) залежи.

Глубина, способ бурения и конструкция скважин определяются в каждом конкретном случае проектом разведки. При этом конструкция скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

При бурении разведочных скважин проводят:

отбор керна в интервалах залегания продуктивных пластов в количестве, обеспечивающем достаточное освещение коллекторских свойств;

геолого-технологические и геохимические исследования в процессе бурения (при необходимости);

промыслово-геофизические исследования;

опробование и испытание в процессе бурения приборами на каротажном кабеле или пластоиспытателем на трубах с отбором проб пластовых флюидов;

испытание в колонне нефтегазоносных, а также водоносных (в законтурной части залежи) объектов с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;

специальные исследования скважин;

пробную эксплуатацию продуктивных скважин.

5.1.1. Отбор керна

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ВНИГНИ 1987. – 20 с.

При бурении разведочных скважин из перспективных на нефть и газ нефтегазонасыщенных отложений проводится отбор керна в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Нормы отбора, выноса керна и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующей "Инструкцией по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового и разведочного бурения, М., 1973".

Для обоснования подсчетных параметров по данным ГИС в разведочных скважинах необходимо отобрать керн из продуктивного разреза в следующих объемах:

Сплошной отбор керна на месторождении производится в одной или нескольких первых разведочных скважинах. В них выполняется полный комплекс обязательных и дополнительных, а при необходимости и специальных геофизических исследований, а также поинтервальные испытания пластов. По результатам бурения, исследований и испытаний этих скважин производят оценку эффективности комплекса ГИС и применяемых методик изучения керна и испытания пластов для определения подсчетных параметров и продуктивности скважин.

В остальных разведочных скважинах отбор керна производят выборочно из отдельных интервалов, которые для обеспечения надежной привязки керна к разрезу должны составлять не менее 15-20 м. Количество скважин и распределение интервалов отбора по площади и разрезу залежи уточняются в процессе разведки.

На каждом крупном месторождении нефти или газа бурится, по крайней мере, одна скважина с отбором керна на безводной промывочной жидкости (ПЖ) с целью получения информации о водонасыщенности керна прямым методом для сохранения природных фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта.

5.1.2. Опробование и испытание разведочных скважин

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ВНИГНИ 1987. – 20 с.

В скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы скважин для определения характера насыщения, положения контактов газ-нефть-вода, полной газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту). При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, имеющей промышленное значение, необходимо проводить поинтервальное испытание на приток продуктивных пластов залежи, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой площади. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных скважинах испытание ведется по всей толщине продуктивного пласта. При низких дебитах скважин следует проводить работы по интенсификации притоков нефти и газа.

При проведении испытаний необходимо соблюдать согласованный в установленном порядке с местными органами комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусмотреть утилизацию получаемых продуктов.

Результаты опробований и испытаний коллекторов используются для определения пластовых и забойных давлений, коэффициентов продуктивности, гидропроводности и проницаемости коллекторов, дебитов нефти, газа, конденсата и воды на различных режимах работы скважины. При определении подсчетных параметров они применяются для нахождения количественных критериев ($K_{пр.гр}$, $K_{п.гр}$, $\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$, $\delta_{гр}$ и др.), разделяющих непроницаемые породы и коллекторы. В многофлюидных залежах результаты испытаний, полученные при геофизическом контроле, используются для определения положений контактов между пластовыми флюидами. Обоснование критериев определения по данным ГИС положений контактов между пластовыми флюидами, граничных значений пористости и геофизических характеристик, установленных для выделения коллекторов, производится по результатам опробований и испытаний пластов с однородными геофизическими характеристиками.

5.1.3. Комплекс исследований в разведочной скважине

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов, а именно:

- **детальное изучение керна** для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта через 0,1-0,25 м толщины пласта;

в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей, являющихся основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

- **рациональный комплекс геофизических исследований скважин**, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов,

определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и (или) газонасыщенной толщин продуктивных пластов в пределах нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газовой и газоводяной зон, определение положения и абсолютных отметок водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;

- **комплекс газогидродинамических исследований** для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов "работающих" частей продуктивных пластов, положения контактов газ-нефть-вода.

Петрофизические исследования

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ВНИГНИ 1987. – 20 с.

Результаты лабораторных исследований керна применяются для разработки петрофизической основы интерпретации данных ГИС и обоснования достоверности подсчетных параметров, полученных при ее реализации.

Основу геологической интерпретации данных ГИС составляют петрофизические зависимости типа "кern-кern", "кern-геофизика", "геофизика-геофизика" и "геофизика-испытания".

Петрофизические зависимости, используемые для обоснования подсчетных параметров, могут быть обобщенными и частными. Использование первых допускается при условии доказательства аналогичности изучаемых разрезов.

Петрофизические зависимости должны удовлетворять физической природе изучаемых явлений и отражать изменения петрофизических параметров по разрезу и площади месторождения (залежи).

Для построений зависимостей "**кern-кern**" сопоставляемые геофизические и коллекторские параметры измеряют на образцах керна в атмосферных и термобарических условиях, соответствующих пластовым.

Петрофизические связи должны строиться на представительных коллекциях образцов керна, отражающих тип коллектора, диапазон и характер распределения изучаемых свойств. При заданной надежности 0,9 и относительной погрешности – 0,3 для обоснования связей необходимо не менее 32 представительных определений.

Зависимости "**кern-геофизика**" получают, когда коллекторские характеристики измеряют на образцах керна, отобранных в интервалах разреза, однородных по материалам ГИС, геофизические же характеристики определяют по кривым ГИС, зарегистрированным против этих интервалов.

Преимущества зависимостей "кern-геофизика" связаны с отсутствием необходимости измерений в лабораторных условиях геофизических параметров, которые не могут быть выполнены на образцах малого размера (например, все виды наведенной радиоактивности и др.). Основными условиями, определяющими возможность построения связей этого типа, являются высокий вынос керна (80-100%) и высокая частота определения коллекторских параметров (не менее 3-5 на 1 м разреза), а также надежная привязка керна к разрезу.

Зависимости "**геофизика-геофизика**" получают путем сопоставления между собой различных геофизических параметров либо найденных по результатам интерпретации данных ГИС фильтрационно-емкостных характеристик пород с учетом результатов испытаний пластов. Цель сопоставления заключается в определении граничных для коллекторов значений проницаемости ($K_{пр.гр}$), пористости ($K_{п.гр}$) и измеренных геофизических характеристик ($\alpha_{пс.гр}$, $\Delta t_{гр}$ и др.), необходимых для разделения непроницаемых пород и коллекторов при отсутствии прямых качественных признаков, а также для оценки характера насыщения.

Обоснование коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и других фильтрационно-емкостных характеристик пород, определенных по материалам ГИС, производят, сравнивая значения величин средневзвешенных по толщине пластов со значениями, установленными по результатам лабораторных анализов керна в интервалах с высоким выносом его (80-100%) и высокой частотой определений коллекторских параметров (не менее 3-5 на 1 м разреза). Сравнение необходимо выполнять не менее чем для 15-20 пласто-пересечений.

5.2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗВЕДКЕ ОТДЕЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Разведочные работы проводятся в соответствии с проектом, в котором должны быть обоснованы: система разведки, необходимое количество разведочных скважин и их конструкция, последовательность бурения, рациональный комплекс геолого-геофизических исследований, объем и методика опробования и исследования скважин и основные технико-экономические показатели проводимых работ.

Проектирование производится на основе представлений о геологическом строении изучаемого месторождения, сформировавшихся в результате поисковых и оценочных работ.

Модели месторождений, построенные на стадии проектирования, несомненно, имеют упрощенный вид. Более того, для сложно построенных залежей (осложненных тектоническими нарушениями, при наличии зон замещения и выклинивания коллекторов и др.) на этом этапе по имеющейся информации можно построить несколько равновероятных моделей строения. Исходя из этого, при проектировании работ необходимо учитывать, что залежь будет иметь более сложное строение, чем модель, построенная по ограниченному объему исходных данных. В процессе разведочных работ проверяют возможные варианты строения и уточняют (усложняют) представления о строении изучаемой залежи.

Важнейший элемент проектирования разведочных работ – определение количества и системы размещения разведочных скважин. В зависимости от размеров залежи, сложности ее строения, количества и качества геологической информации на момент проектирования разведки эти задачи могут решаться различными методами, с различной степенью строгости.

Практикуемый объем и методика разведочных работ должны обеспечивать получение достоверной геологической информации, необходимой для подготовки месторождения к разработке.

5.2.1. Расстояния между разведочными скважинами

Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения месторождения (залежи), оценки его (ее) объема, обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для промышленного освоения, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения. В табл. 5.2.1 приведены обобщенные данные о средних расстояниях между разведочными скважинами, которые принимались при разведке нефтяных и газовых месторождений СССР. Эти данные могут учитываться при проектировании геолого-разведочных работ, но их нельзя рассматривать как обязательные. Для каждого месторождения на основании всестороннего анализа имеющейся геологической и геофизической информации обосновывается рациональная система размещения разведочных скважин.

Поиски и разведка месторождений нефти и газа, расположенных в пределах шельфовой зоны, в связи со сложностью их проведения и высокой стоимостью поисково-разведочных работ осуществляются по разреженной сети скважин (относительно приведенной в табл. 5.2.1) с предварительным выполнением на площади высокоточных сейсморазведочных работ и с доизучением месторождения в процессе его разработки.

Для нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей при выборе системы размещения разведочных скважин и расстояний между ними должна учитываться

необходимость обязательной оценки промышленного значения нефтяной или газовой части этих залежей.

Таблица 5.2.1.

Месторождения	Запасы: извлекаемые нефти млн т балансовые газа, млрд м ³	Площадь месторождения (залежи), км ² толщина про- дуктивного пласта, м	Средние расстояния между скважинами, км для месторождений		
			Простого строения	Сложного строения	Очень сложного строения
Уникальные	Более 300 Более 500	Более 100 10 - 15	10 - 12	8 - 10	5 - 8
Крупные	100 - 300 100 - 500	Более 100 10 - 15	4,0 (3,5-4,5)	2,9 (2,7-3,2)	1,8 (1,5-3,0)
Крупные	30 - 100	25 - 100 8 - 12	3,0 (2,7-3,3)	2,1 (1,8-2,5)	1,2 (0,8-1,5)
Средние	10 - 30	10 - 50 5 - 10	2,2 (1,5-2,5)	1,5 (1,2-1,7)	1,0 (0,8-1,3)
Мелкие	до 1,0	3 - 25 3 - 8	1,5 (1,2-1,7)	1,5 (1,2-1,7)	1,0 (0,5-1,5)

Бурение разведочных скважин следует проводить с учетом данных по ранее пробуренным скважинам, особенно при разведке невыдержанных и тектонически нарушенных нефтегазонасыщенных пластов с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств.

Количество разведочных скважин можно определять по статистическим зависимостям, установленным на основе обработки результатов разведочных работ как по отдельным регионам, так и по залежам различного типа.

На рис. 5.2.1 и 5.2.2 приведены статистические зависимости количества скважин (N) от размеров залежи (S,Q), которые можно использовать при проектировании разведочных работ для определения необходимого количества разведочных скважин.

Для оперативного контроля за ходом поисково-разведочного процесса и определения количества скважин можно строить графики стабилизации подсчетных параметров, которые позволяют иллюстрировать динамику и масштабы изменения во времени и пространстве всех подсчетных параметров в процессе разбуривания залежи. С их помощью можно с достаточной степенью точности определить оптимальное количество скважин, которое необходимо пробурить на вновь открытой залежи в зоне развития однотипных по условиям разведки месторождений, чтобы установить стабилизированное среднее значение любого искомого параметра для подсчета, запасов.

На рис. 5.2.3 приведены графики изменения средних значений пористости и эффективной мощности по мере разбуривания залежей по разведочным объектам Днепровско-Донецкой впадины (нит – величина разnobразования; 1 нит=1,433 бит). Из данных графиков видно, что средние значения пористости перестали колебаться после бурения 6-10 скважин, составляющих незначительную часть всего разведочного фонда. По нефтяным месторождениям Западной Сибири стабилизация средних значений Kп и Kн наступает после бурения первых трех-четырех скважин (для определения Nэф требуется бурение до 10 скважин).

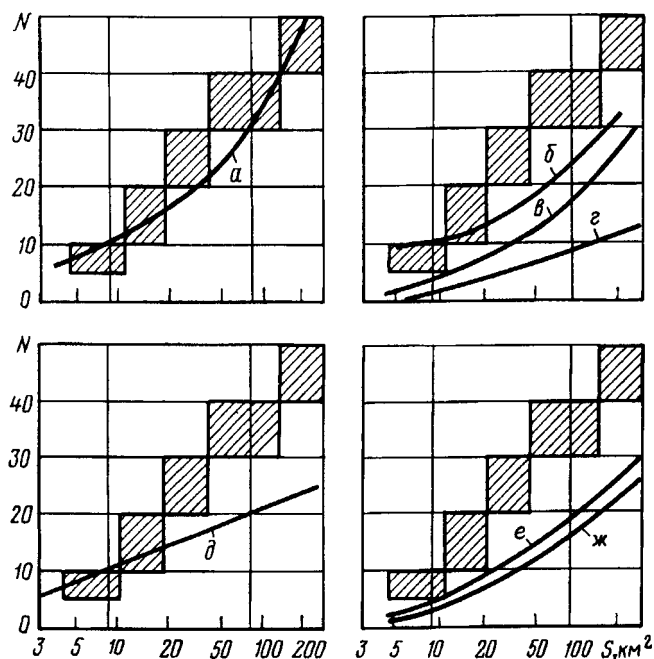


Рис. 5.2.1. Графики зависимости количества разведочных скважин N от площади залежи S Для нефтяных месторождений: a – Оренбургской области (И.Н. Головацкий и др., 1973); $б$ – Урало-Поволжья с одной залежью (В.В. Поповин, 1973); $в$ – Урало-Поволжья с четырьмя-пятью залежами (В.В. Поповин, 1973); $г$ – для газовых месторождений Средней Азии с одной залежью (В.В. Поповин, 1973); $д$ – для массивных залежей нефти и газа (В.И. Пороскун, 1979); $е$ – для пластовых залежей нефти при эффективной нефтенасыщенной мощности от 7 до 12 м (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков, 1981); $ж$ – для пластовых залежей нефти при эффективной нефтенасыщенной мощности не более 7 м (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков, 1981). Штриховкой показано количество скважин, необходимое для определения коэффициента прерывистости, при составлении технологической схемы ("Регламент составления проектов и технологических схем", 1978)

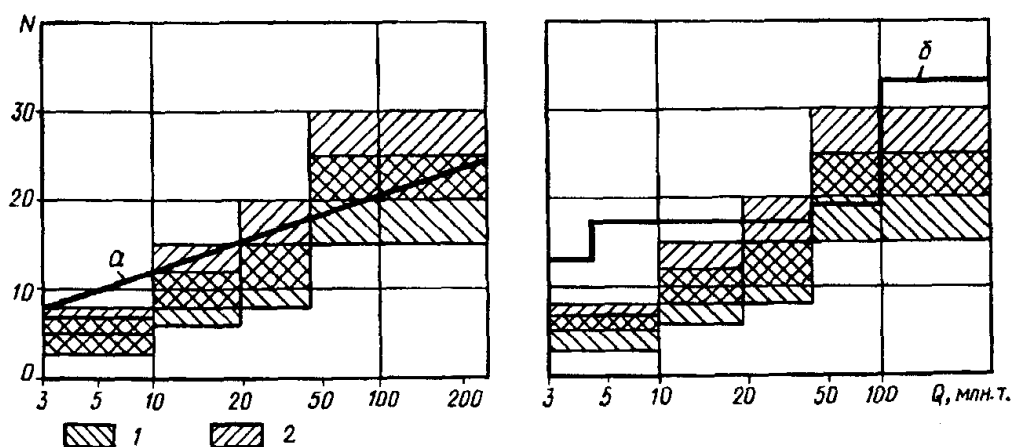


Рис. 5.2.2. Графики зависимости количества разведочных скважин N от балансовых запасов залежи Q
 a – для массивных залежей нефти и газа (В.И. Пороскун, 1979); $б$ – средние по СССР (данные Г.А. Габриэлянца, С.П. Максимова, 1981). 1 – оптимальное количество разведочных скважин для нефтяных залежей группы сложности I (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков, 1981); 2 – оптимальное количество разведочных скважин для нефтяных залежей II группы сложности (А.Я. Фурсов, В.В. Стасенков)

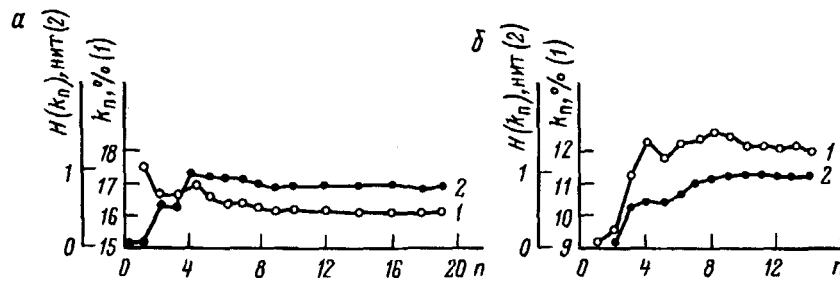


Рис. 5.2.3. Графики зависимости среднего значения коэффициента пористости K_p и значения энтропии $H(K_p)$ от количества разведочных скважин n по Западно-Крестиченскому (а) и Кандымскому (б) месторождениям

5.2.2. Системы разведки месторождений нефти и газа

Под **системой размещения** разведочных скважин понимается пространственное размещение скважин, пробуренных с целью получения геологической информации, необходимой для подсчета запасов нефти и газа по промышленным категориям и подготовки исследуемого месторождения к разработке.

Решающее влияние на выбор системы размещения разведочных скважин оказывает распределение запасов по площади, которое контролируется тремя геологическими границами – кровлей, подошвой продуктивного пласта и поверхностью ВНК (ГЖК). В зависимости от типа резервуара влияние той или иной геологической границы на распределение запасов существенно изменяется. Связано это с тем, что скопления нефти и газа в пластовых и массивных резервуарах принципиально отличаются друг от друга. Это отличие заключается в том, что у пластовой залежи распределение объема контролируется тремя поверхностями: двумя приблизительно параллельными поверхностями кровли и подошвы продуктивного горизонта и поверхностью контакта. У массивной залежи контролируемыми являются только две поверхности: кровля продуктивного горизонта и поверхность ВНК (ГЖК), секущая все тело массивного резервуара.

В этой связи, например, ундуляции кровли продуктивного горизонта, не выявленные по данным бурения разведочных скважин, для залежей в пластовых резервуарах в пределах сводовой части практически не влияют на распределение запасов по площади, а для массивных залежей имеют принципиальное значение (рис. 5.2.4). Ундуляция кровли продуктивных отложений в приконтурных зонах массивных залежей практически не оказывает влияния на распределение запасов, и поэтому детальное прослеживание контура массивных залежей, как показывает анализ, неэффективно.

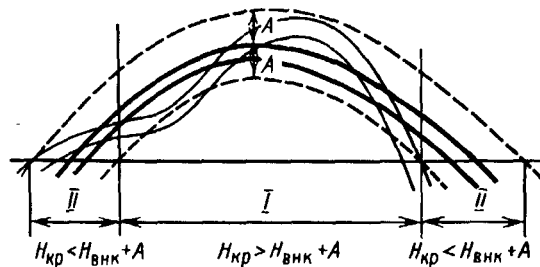


Рис. 5.2.4. Влияние ундуляции кровли пласта-коллектора на распределение запасов и положение внешнего контура:

I – ундуляция кровли не влияет на распределение запасов; *II* – ундуляция кровли влияет на проведение внешнего контура и построение объемной модели; $H_{кр}$ – отметка кровли пласта-коллектора; $H_{внк}$ – отметка ВНК (ГЖК); A – максимальная амплитуда ундуляции кровли продуктивного пласта

Иная картина наблюдается для пластовых залежей. Одним из главных параметров, контролирующих величину запасов залежей в пластовых резервуарах, является площадь. Поэтому изменение наклона крыльев в приконтурной зоне может существенно повлиять на величину площади нефтегазоносности, а следовательно, на распределение запасов и вид объемной модели. В связи с этим в процессе разведки залежей в пластовых резервуарах требуется проведение оконтуривающего бурения.

Столь же дифференцировано следует подходить к изучению и остальных перечисленных геологических границ, в частности к изучению ВНК (ГЖК). В связи со спецификой строения массивных залежей положение контакта можно надежно определить уже в первых поисковых скважинах. Однако, поскольку поверхность ВНК (ГЖК) является основной контролирующей для массивных залежей, ее положение значительно влияет на объем и распределение запасов. Большое влияние на распределение запасов по площади оказывает и положение линии литологического замещения или выклинивания. Причем, как это было видно и при рассмотрении геологических границ, это влияние дифференцировано в зависимости от типа природного резервуара. Если для залежей в пластовых резервуарах зоны литологического замещения влияют только на изменение площади залежи, то для залежей в массивных резервуарах, характеризующихся наличием составляющей (наличие тренда), существенную роль играет и положение линии литологического замещения относительно области концентрации запасов. Линия литологического замещения может практически не влиять на распределение запасов, если она отмечается в зоне минимальных значений эффективных толщин. И в то же время даже небольшие по площади зоны замещения пород-коллекторов в зонах максимальной концентрации запасов существенно снижают эффективный объем залежи и принципиально изменяют распределение запасов по площади (рис. 5.2.5).

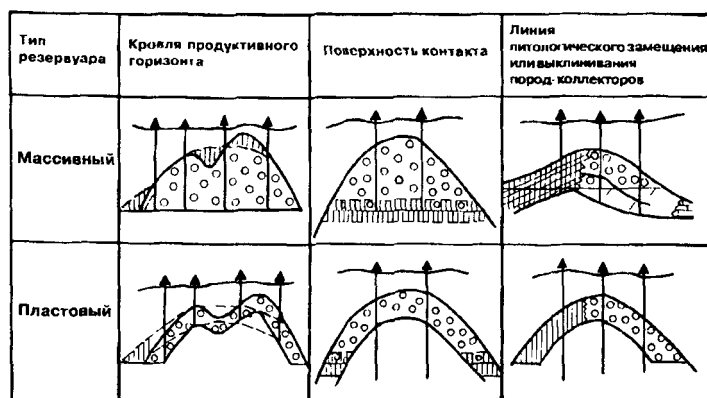


Рис. 5.2.5. Схема влияния геологических границ на распределение запасов залежи в зависимости от типа резервуара

Разнообразие геологического строения нефтяных и газовых месторождений обуславливает необходимость применения различных систем размещения скважин и систем разведки. Системы размещения скважин по их геометрии подразделяют на регулярные (по равномерной сетке или рядами) и нерегулярные.

По форме разведочной ячейки сетки подразделяются на треугольные и квадратные. Системы размещения скважин рядами можно разделить на две группы: с незамкнутыми рядами (профильная) и с замкнутыми рядами (кольцевая).

Выбор наиболее эффективной из этих систем является важным и ответственным элементом промышленной разведки нефтяных и газовых залежей.

Характеристика, указанных систем приведена на рис. 5.2.6.

Тип системы размещения скважин			Характеристика	Область применения	Схема разбуривания
Регулярная	Сетка	Треугольная	Скважины закладываются в вершинах треугольника	Разведка неантиклинальных залежей. Эксплуатационное разбуривание	
		Квадратная	Скважины закладываются в вершинах квадрата	Разведка неантиклинальных залежей. Эксплуатационное разбуривание	
	Ряды	Незамкнутая (профильная)	Скважины размещаются на разных гипсометрических отметках по профилю, пересекающему структуру или площадь залежи в определенном направлении	Разведка структурных и неантиклинальных залежей. Эксплуатационное разбуривание	
		Замкнутая (кольцевая)	Скважины размещаются последовательными рядами вокруг скважины-открывательницы на одинаковых гипсометрических отметках базисного продуктивного горизонта	Разведка сводовых изометричных структур. Эксплуатационное разбуривание сводовых изометричных залежей	
Нерегулярная			Скважины размещаются в оптимальных точках и в соответствии в принятом алгоритмом размещения	Адаптивная разведка	

Рис. 5.2.6. Системы размещения разведочных скважин.
Скважины: 1 – поисковые; 2, 3 – разведочные (2 – пробуренные, 3 – простые)

Треугольная система. Эта система, широко применявшаяся в прошлом, предусматривает заложение новой разведочной скважины в вершине равностороннего треугольника, два других угла которого составляют скважины, давшие нефть. К достоинствам этой системы следует отнести то, что при заложении скважин достигается равномерное освещение всей нефтяной залежи. Однако треугольная система обладает рядом существенных недостатков. Вследствие того, что заложение каждой новой скважины производится в зависимости от получения положительных результатов соседней бурящейся скважины, разведка и оконтуривание всей залежи затягиваются на длительный срок.

Значительное развитие треугольной системы размещения разведочных скважин в прошлом, когда нефтяная залежь вводилась в разработку вскоре после получения первой нефти, обосновывалось возможностью более быстрого приращения некоторого числа скважино-точек для эксплуатационного бурения на ограниченной площади, расположенной вокруг первой скважины, давшей нефть или газ. В настоящее время, когда нефтяные залежи вводятся в разработку после оконтуривания и составления проекта разработки, треугольную систему размещения скважин нельзя признать эффективной.

Аналогична по технологии ведения работ – квадратная система размещения разведочных скважин.

Кольцевая система. Разведку и оконтуривание залежей нефти, приуроченных к широким и пологим антиклинальным структурам, можно осуществлять и по кольцевой системе с последовательным размещением новых колец скважины по падению пластов (рис. 5.2.7, *а*). Однако эта система для месторождений со значительной литологической изменчивостью и широким колебанием мощности продуктивных горизонтов требует заложения сравнительно большого числа скважин и не всегда может обеспечить достоверность геологических построений.

Кольцевая система размещения скважин не может быть рекомендована для многих типов залежей: литологических, стратиграфических, тектонически экранированных и др.

Профильная система. Характерной чертой терригенных отложений многих нефтегазоносных районов является изменчивость их литологического состава. В этой связи достоверность большинства геологических построений зависит от правильности сопоставления разрезов. В условиях значительной изменчивости литологического состава продуктивных горизонтов профильные разрезы, проведенные вкрест простирания пластов, дают наиболее правильную картину геологического строения залежей, в особенности в тех случаях, когда для их составления используются скважины, лежащие на линии профилей или вблизи нее (рис. 5.2.7, *б*). Перенос на профильный разрез скважин, отстоящих на значительных расстояниях, дает искаженное представление о геологическом строении продуктивных отложений, вследствие чего закономерности в изменчивости нефтеносных пластов не могут быть выявлены.

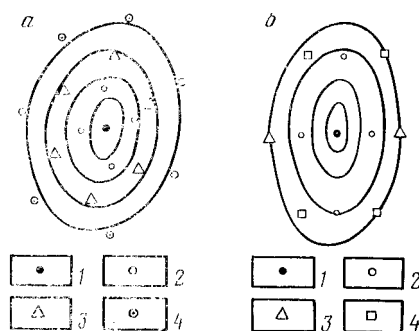


Рис. 5.2.7. Схема заложения разведочных скважин

а – по кольцевой системе: 1 – скважина-открывательница; 2 – разведочная скважина первого кольца; 3 – разведочная скважина второго кольца; 4 – разведочная скважина третьего кольца;

б – по профильной системе: 1 – скважина-открывательница; 2 – разведочная скважина первой очереди; 3 – разведочная скважина второй очереди; 4 – разведочная скважина третьей очереди

Профильные разрезы облегчают по одноименным реперам детальную корреляцию нефтяных и газовых пластов, слагающих горизонт, достаточно четко выявляют угловые несогласия и зоны выклинивания и способствуют установлению положения водо-нефтяного и газоводяного контактов. Профильная система размещения разведочных скважин, дающая возможность при минимальном числе скважин составить правильное представление о геологическом строении нефтяных и газовых залежей, является наиболее рациональной.

В зависимости от геологических условий система разведки может быть сгущающейся или ползущей (рис. 5.2.8).

Сгущающаяся система разведки предполагает охват бурением всей залежи с последующим уплотнением сетки в случае необходимости. Преимущество этой системы состоит в том, что ускоряется оценка и разведка залежи, однако доля непродуктивных скважин, особенно на начальном этапе, может быть весьма высокой.

Ползущая система разведки предполагает постоянный охват площади залежи плотной сеткой скважин, поэтому последующего уплотнения сети разведочных скважин не тре-

буется. При такой системе разведки существенно сокращается количество непродуктивных скважин, однако удлиняются сроки разведки.

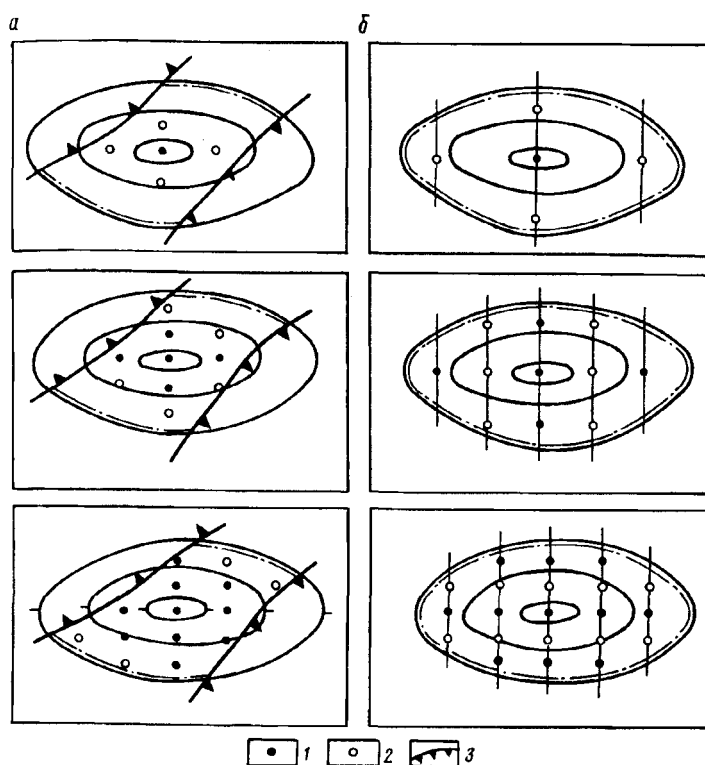


Рис. 5.2.8. Системы разведки:

a – ползущая; *б* – сгущающаяся. Разведочные скважины: 1 – пробуренные; 2 – проектные; 3 – линия литологического замещения пород-коллекторов

5.2.3. Основные принципы выбора системы разведки месторождений нефти и газа

Генеральным принципом разведочных работ, вытекающим из необходимости максимально достоверного изучения всего объема залежи и регламентирующим проведение разведки, является **принцип равномерности или равнопредставительности**. Он не связан с какими-либо геологическими особенностями разведываемого объекта, а является лишь трактовкой геологического исследования как способа изучения сложной системы и отражает конечные требования к системе разведки.

Обычно, говоря о равномерности сети наблюдений, в геологической литературе подразумевают регулярные сети (квадратные, треугольные и др.). Как показал целый ряд исследований, регулярная сеть в таком ее понимании наиболее эффективна или вполне приемлема при решении целого ряда геологических задач. Равномерная регулярная по площади сеть предпочтительна в задачах обнаружения объектов, описания закономерностей части поля, описания изменчивости поля и др. Действительно, при равномерной (регулярной) сети исключается пропуск аномалий выпуклой формы, которые при параллельном их перемещении не могут быть вписаны в элементарную ячейку сети. Случайное же размещение пунктов измерений, даже при большом их количестве, допускает отличную от нуля вероятность пропуска аномалий, в том числе и существенно превышающих по размерам среднюю площадь исследований, приходящуюся на один пункт наблюдений. Особенно эффективна равномерная сеть при выявлении наиболее крупных объектов.

Равномерная (регулярная) система наблюдений предпочтительнее при решении задачи выявления аномалий на фоне случайных помех, проведении тренд-анализа и решении множества других прикладных геологических задач.

Широкое распространение при разработке месторождений нефти и газа получили равномерные (регулярные) системы размещения скважин. На многих нефтяных месторождениях России принималась треугольная система расположения скважин, которая обеспечивает более полное извлечение нефти из пласта. На нефтяных месторождениях США обычно применяют квадратную сетку в связи с удобством размещения скважин вдоль границ отдельных нефтяных участков, имеющих, как правило, прямоугольную форму.

С точки зрения теории и практики разведки очевидно, что для достижения максимальной достоверности оценки запасов совершенно необязательно изучать залежь равномерно по всей площади. Для минимизации погрешности оценки запасов и прогноза значений признаков залежи точки исследований должны быть размещены в области, занимаемой исследуемым геологическим телом, таким образом, чтобы равномерно освещать его объем.

Поскольку в процессе разведки залежей нефти и газа мы исследуем трехмерные (объемные) объекты, системой размещения, реализующей принцип равномерности, будет такая система разведки, при которой каждая из разведочных скважин оценивает примерно одинаковый объем нефтегазонасыщенного резервуара. Таким образом, принцип равномерности следует реализовать путем равномерного размещения скважин не по площади, а по отношению к объему залежи.

Принцип равномерности ("на равные по запасам участки залежи – равное число скважин") как правило размещения разведочных скважин впервые был предложен для разведки массивных залежей Г.А. Габриэлянцем и В.И. Пороскуном в 1974 г. Дальнейшие исследования, проведенные М.Б. Павловым и Г.И. Дряхловой в 1977 г., показали, что этот принцип даже с большей эффективностью может быть использован и при разведке залежей в неантиклинальных ловушках, к периферии которых, как правило, не только уменьшается мощность, но и ухудшаются коллекторские свойства пласта.

При реализации принципа "на равные по запасам участки залежи – равное число скважин" необходимо иметь в виду следующие особенности. Точность реализации принципа равномерности в размещении скважин на разведываемом объекте будет зависеть от уровня соответствия принятой модели залежи, построенной по данным поискового этапа, реальным особенностям ее строения, выявляемым в процессе разведки. Поэтому различия между оптимальной системой размещения скважин, предусматривающей заложение каждой из них в центре зон равных объемов, и фактически реализуемой системой в ходе разведки будут постепенно уменьшаться и в конечном итоге окажутся тем меньше, чем большим объемом информации оперировали на этапе проектирования.

Для наиболее эффективной реализации заложенного в проекте принципа равномерности в процессе разведочных работ необходимо проводить систематическую корректировку проекта, базирующуюся на промежуточных обобщениях всей геолого-геофизической информации, полученной в процессе разведки к моменту корректировки и построения соответствующих объемных моделей, отражающих уровень изученности залежи (резервуара). Поэтому реализация принципа равномерности на первой стадии будет достигаться для отдельных групп скважин в различных частях залежи, а на заключительных этапах создастся возможность бурения каждой из скважин в центре зон равных объемов. Кроме того, в процессе разведки должен изменяться и сам принцип равномерности. Если на первых ее этапах он может быть реализован только путем равномерного размещения по отношению к объему залежи, то на последующих этапах он может осуществляться путем равномерного размещения по отношению к удельным запасам или к показателю эффективного объема (произведение эффективной мощности на пористость и нефтегазонасыщенность $K_p \cdot N_{эф} \cdot K_n$).

Последовательность реализации принципа равномерности должна зависеть от сложности строения разведываемого объекта и объема имеющейся информации. Для залежей, связанных с простыми по морфологии и хорошо картируемыми геофизикой структурами и однородными по внутреннему строению резервуарами, принцип равномерного размещения скважин по отношению к объему можно применять сразу же после завершения поисковых работ. В случае же залежей в сложных по строению резервуарах и ловушках для подготовки

месторождения к разведке необходимо проводить дополнительный комплекс буровых работ с целью получения информации о характере распределения запасов по площади.

Запроектированная система размещения разведочных скважин должна осуществляться в последовательности, обеспечивающей максимальный прирост информации, необходимой для выявления особенностей морфологии ловушки и закономерностей построения объемной модели разведываемой залежи. Эту задачу можно решать путем выделения зон максимальной неопределенности и бурения в их пределах единичных скважин. После получения данных по каждой новой скважине объемная модель залежи должна уточняться, а в связи с этим необходимо корректировать сеть разведочных скважин. Чем большие изменения будут внесены в объемную модель, тем большим исправлениям должна подвергнуться система размещения скважин. В связи с этим конечная сеть скважин может лишь приблизительно отвечать принципу равномерности, причем степень соответствия будет увеличиваться по мере приближения к завершающей стадии. Вполне вероятно, что принцип равномерности будет достигнут не для каждой разведочной скважины, а в целом для отдельных зон и участков разведываемой залежи.

Осуществление идеально равномерного по объему изучения интересующих нас свойств залежи возможно лишь при фиксированных обоснованных представлениях об объекте и одновременном размещении требуемого числа скважин. В процессе же разведки практически после бурения каждой скважины или отдельных их групп представление об объекте меняется. В связи с этим равномерное для предшествующего уровня знаний размещение оказывается неравномерным после получения информации по новым скважинам. Возникает задача поддержания равномерности на максимально возможном уровне при последующем шаге разведки. Таким образом, равномерность разведочной сети надо рассматривать как величину переменную, которая может изменяться в процессе разведки.

Неравномерная по площади и равномерная по отношению к объему сеть разведочных скважин рациональна и с точки зрения эксплуатации месторождений. Эффективность размещения эксплуатационных скважин в центрах зон равных объемов обусловлена: увеличением сроков работы скважин; увеличением суммарной добычи по скважинам; лучшей дренируемостью объема залежи; сокращением линий обустройства промыслов.

Таким образом, неравномерные по площади разведочные сети отвечают многим требованиям, предъявляемым к эксплуатационным сетям. В связи с этим решение многих задач разведки (в особенности газовых месторождений) может осуществляться не только бурением чисто разведочных скважин, но и опережающим эксплуатационным бурением с размещением скважин равномерно по отношению к объему (в центрах зон равных объемов). При этом в обязательном порядке предусматривается получение по этим скважинам всего объема информации, необходимой для подсчета запасов.

Одним из наиболее сложных вопросов разведки является **определение минимального числа скважин**, необходимого для изучения залежи нефти или газа. Минимально необходимым числом следует считать такое количество скважин, после которого дальнейшее заложение новых разведочных скважин не приведет к заметным изменениям установленных средних параметров пласта.

Количество разведочных скважин зависит от размеров нефтяной и газовой залежей: чем больше нефтеносная площадь, тем больше скважин приходится бурить для ее изучения. Однако эта зависимость не является прямо пропорциональной. Одна и та же степень разведанности для крупной нефтяной и газовой залежи может быть достигнута при меньшей плотности сетки разведочных скважин, чем для небольшой залежи. Количество скважин зависит также от литологической изменчивости пластов. При неоднородном строении пласта и резкой его литологической изменчивости требуется относительно большее число скважин, чем при однородном. Однако нельзя думать, что все без исключения изменения свойств пласта должны быть установлены разведочными скважинами, важно установить лишь общие закономерности в изменении свойств пласта.

При определении числа скважин необходимо использовать опыт разведки аналогичных по геологическому строению разрабатываемых нефтяных и газовых залежей. Для обоснования плотности сетки разведочных скважин необходимо прибегать к различным построениям, воссоздающим характер разрезов продуктивных свит и объем нефтегазоносных пород в зависимости от числа скважин.

Для рационального размещения необходимого числа разведочных скважин надо определить расстояния между профилями и скважинами.

После открытия нефтяной залежи расстояния между разведочными скважинами должны устанавливаться в зависимости от размеров структуры, типа и ширины залежей, встречающихся в данном районе, мощности нефтеносного горизонта, его литологической однородности и углов наклона пластов.

Если разведочная скважина оказалась в пределах внутреннего контура, то мощность нефтяного горизонта даст представление о минимальных размерах залежи. При расположении скважины между внутренним и внешним контурами она обязательно определит положение водонефтяного контакта и тем самым позволит установить примерную ширину нефтяной залежи, в соответствии с чем и будут определены расстояния между разведочными скважинами. Вопрос о рациональных расстояниях между скважинами будет решен на первом же поперечном профиле, намеченном через скважину, открывшую залежь. Значительную помощь в определении расстояния между разведочными скважинами и их размещения по площади могут оказать данные сейсморазведки.

Исследования, проведенные во Всесоюзном нефтяном научно-исследовательском институте с целью установления точности определения параметров пласта в зависимости от плотности сетки разведочных скважин, дают основание утверждать, что существует предел, после которого дальнейшее увеличение числа скважин не приводит к изменению средних величин параметров. В этом отношении определенным интересом представляют данные по Бавлинскому месторождению, свидетельствующие о том, что при уплотнении сетки скважин до 2 км^2 средняя эффективная нефтенасыщенная мощность не изменяется по сравнению с плотностью, равной 4 км^2 . Следует отметить, что достижение указанного предела обычно не вызывается необходимостью и не оправдывается экономически, поэтому количество разведочных скважин можно устанавливать в зависимости от заданной точности определения параметров для подсчета запасов нефти.

Известна методика Г.А. Габриэлянца и В.И. Пороскуна определения рациональной сетки скважин при разведке массивных залежей, которая достигается определением зон равных объемов и последующим заложением скважин в центральной части этих зон (рис. 5.2.9). При этом авторы отмечают, что краевые скважины дают информацию о мизерной части залежи, а зачастую оказываются за пределами контура, т. е. вообще не несут никакой информации о залежи.

На основании предложенной указанными авторами схемы (рис. 5.2.9) следует прежде всего оговорить, о нефтяной или газовой залежи идет речь, так как подход к их разведке и разработке может быть совершенно иным. Положение о том, что каждая скважина должна прирастить равные запасы нефти по форме, не вызывает особых возражений. Однако непонятно, почему скважина, расположенная в наилучших геологических и структурных условиях с наибольшими нефтенасыщенными мощностями, не должна прирастить в несколько раз больше запасов, чем скважина в краевой части залежи.

Кроме того, нельзя согласиться с авторами, что в нефтяной залежи отдельные скважины, оказавшиеся в приконтурной зоне или за пределами залежи, не дают никакой информации. Выбор наиболее эффективной системы разработки требует обязательного знания границ залежи и характеристики законтурной области. Поэтому такие скважины дают важную информацию, необходимую для выбора метода поддержания пластового давления и правильного расположения нагнетательных скважин. Нельзя эту задачу возлагать на эксплуатационные скважины, в которых запланирована добыча нефти, она должна быть решена отдельными разведочными скважинами.

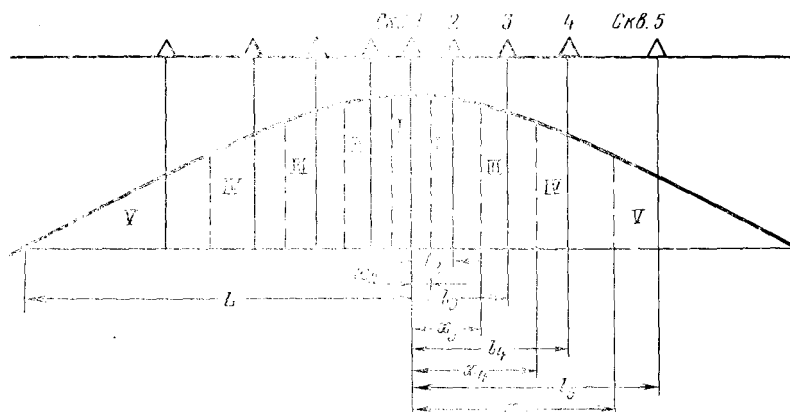


Рис. 5.2.9. Схема неравномерного размещения скважин, при которой каждая скважина оценивает примерно одинаковый объем залежи. По Л.Г. Габриэлянцу, В.И. Пороскуну. Расстояния от оси складки: l_2-l_5 – до точки заложения скважин, x_2-x_5 – до границ блоков (I-V) разных объемов залежи, L – до внешнего контура нефтеносности

В связи с тем, что распределение нефти и газа в залежи зависит от структурных особенностей, изменчивости литологического состава и неоднородности коллекторских свойств пород, достоверная оценка запасов в значительной степени обуславливается степенью знания геологических закономерностей, которые могут быть установлены ограниченным числом скважин, размещенных по профильной системе.

До сих пор при исследованиях в области промышленной разведки вопросы определения минимального числа скважин, необходимого для подсчетов запаса нефти и составления проекта разработки, рассматривались совместно. Между тем минимальное количество скважин, позволяющее определить запасы нефти промышленных категорий, обычно недостаточно для получения необходимых данных при составлении проекта разработки нефтяной залежи, особенно для литологически изменчивых пластов,

Для проектирования разработки важно не только выявить общие закономерности изменений свойств нефтяного пласта, но и изучить особенности пласта как по разрезу, так и по площади.

Это объясняется тем, что современные методы разработки нефтяных залежей, предусматривающие применение методов поддержания пластового давления, требуют расположения нагнетательных и эксплуатационных скважин, которое обеспечило бы воздействие на все пласты и пропластки, слагающие горизонт.

Многолетние исследования в области разработки нефтяных месторождений показали, что из-за отсутствия достаточных данных, характеризующих параметры пласта, для средних и крупных нефтяных залежей необходимо осуществлять двухстадийное проектирование, предусматривающее вначале составление технологической схемы разработки, а затем проекта разработки. Составление предварительной технологической схемы может быть основано на том количестве разведочных скважин, по которым проведен подсчет запасов нефти. Что же касается проекта разработки, то последний должен составляться по истечении некоторого времени на основании большего числа скважин (рис. 5.2.10).

5.2.4. Особенности разведки многозалежных месторождений

Разведка многих нефтеносных структур показывает, что как на платформенных, так и на складчатых территориях редко встречаются однопластовые месторождения, приуроченные только к одному горизонту отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Достаточно отметить, что диапазон нефтегазоносности в основных районах Урало-Поволжья охватывает комплекс палеозойских отложений мощностью от 2000 до 3000-3500 м, основные залежи нефти здесь содержатся в девонских, каменноугольных и пермских отложениях.

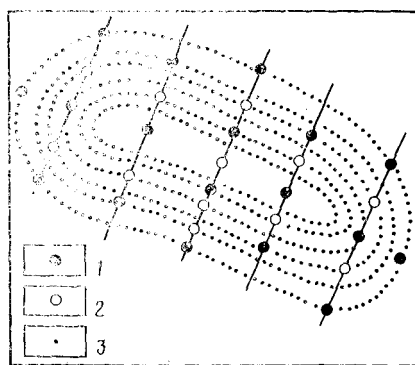


Рис. 5.2.10. Схема размещения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин.
1 – разведочные скважины; 2 – опережающие эксплуатационные скважины; 3 – проектные точки эксплуатационных скважин

Месторождения геосинклинальных областей обладают еще более значительными мощностями нефтегазоносных отложений и содержат большое количество залежей.

Значительное количество известных месторождений являются многозалежными, т. е. представляют собой совокупность различных по геологическому строению, размерам, продуктивности и промышленной значимости залежей, расположенных в разрезе одна под другой. Диапазон нефтегазоносности многопластовых месторождений достигает 1500-2500 м. Так, на Мухановском месторождении в Куйбышевской области средняя глубина залегания самого нижнего продуктивного горизонта составляет 3000 м, самого верхнего – 320-340 м, т. е. диапазон нефтегазоносности – 2700 м. Диапазон нефтегазоносности на Могутовском месторождении в Оренбургской области примерно 2600 м, в разрезе этого месторождения нефтяные и газовые залежи установлены в интервале от 500 до 3100 м. На ряде месторождений Днепровско-Донецкой впадины, где продуктивными являются отложения триаса, перми и карбона, диапазон нефтегазоносности составляет около 2000 м.

При разведке многозалежного месторождения необходимо учитывать, что каждая из залежей может требовать своих методов изучения и систем разведки и для каждой залежи будут свои требования к изученности.

При проектировании разведочных работ на многозалежных месторождениях и их проведении необходимо решать задачу рационального сочетания процесса изучения каждой отдельной залежи и всего месторождения в целом.

Важнейшим методическим приемом при проведении разведочных работ на многозалежных месторождениях является выделение этажей разведки.

Этаж разведки – часть разреза месторождения, включающая одну или несколько залежей, которые могут разведываться одной самостоятельной сеткой скважин. В один этаж разведки объединяются сходные по геологическому строению, составу флюидальной системы и условиям бурения и разработки залежи, расположенные в разрезе близко друг от друга.

Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1979. 334 с.

Разведка многопластовых месторождений нефти и газа в существующей практике проводится в основном по двум системам:

сверху – вниз и снизу – вверх (рис. 5.2.11).

Система разведки сверху – вниз предусматривает последовательную разведку каждого нижележащего горизонта в многопластовом месторождении после разведки вышележащего. Из этой схемы следует, что после выявления нефтеносности верхнего I горизонта, последующий этап характеризуется его оконтуриванием и одновременно бурением поисковых скважин на II горизонт. В последующем, когда производится разведка II горизонта, закладываются поисковые скважины на III горизонт и т. д. Эта система разведки была единственной системой разведки месторождений в дореволюционной нефтяной промыш-

ленности и обуславливалась низкой техникой бурения, исключающей возможность одновременного вскрытия нескольких нефтеносных горизонтов.

Система разведки снизу – вверх предусматривает вскрытие нижних перспективных свит, залегающих на глубинах, доступных современной технике бурения, и освещение нефтегазоносности всей осадочной толщи или ее значительной части. Эта система имеет в виду разведку группы нефтяных и газовых горизонтов путем последовательной разведки каждого вышележащего горизонта после нижележащего, причем нижний горизонт, с которого начинается разведка, называется базисным.

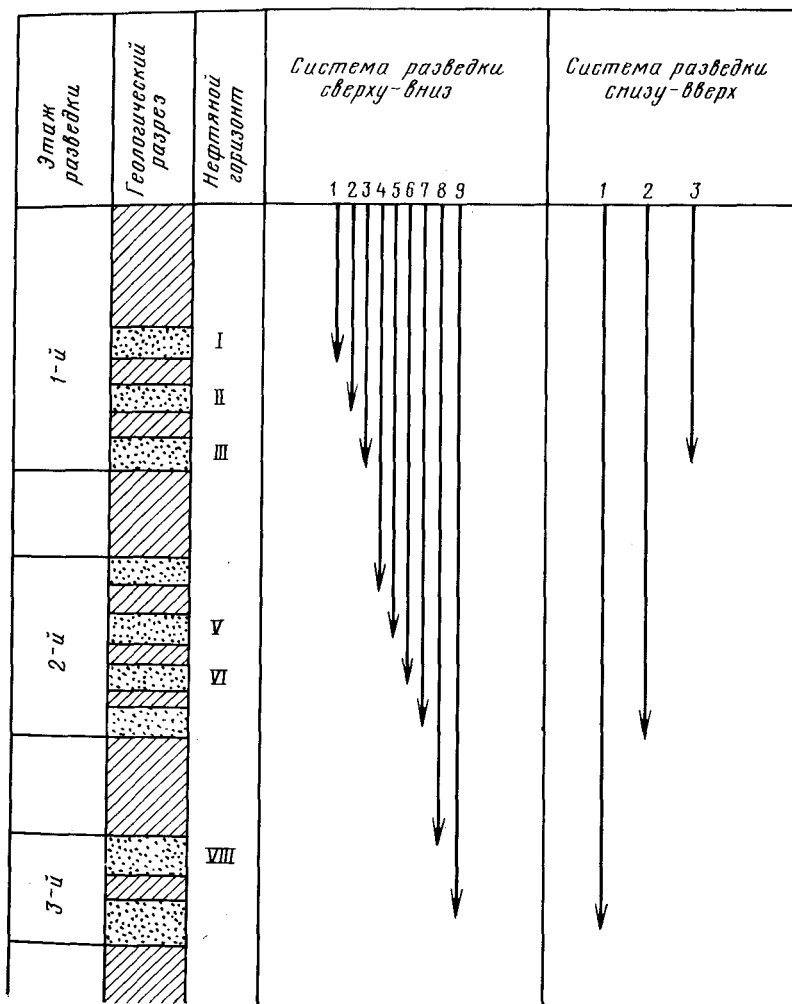


Рис. 5.2.11. Системы разведки многопластового нефтяного месторождения
1-9 – порядок ввода нефтяных горизонтов в разведку

Разведку нефтяных и газовых залежей, как правило, целесообразно проводить по системе снизу – вверх, которая обеспечивает наиболее быстрое изучение месторождения при сравнительно минимальных затратах. Промышленная оценка всех вскрытых скважинами нефтеносных горизонтов проводится по данным отбора керна с помощью колонковых долот и бокового грунтоноса, электрокаротажа, бокового каротажного зондирования и радиометрических исследований, а также при последовательном опробовании всех перспективных горизонтов разреза снизу – вверх. Эта система обеспечивает наиболее быстрое приращивание запасов.

Количество первых поисковых скважин должно быть таким, чтобы несколькими скважинами, расположенными в различных частях структуры, можно было осветить нефтегазоносность всего разреза и соотношение структурных планов отдельных стратиграфических комплексов.

В отдельных районах практику бурения нельзя признать правильной, если при разведке нефтяных месторождений нижезалегающие перспективные толщи остаются не вскрытыми нередко на протяжении ряда лет. Эти толщи, залегающие на доступных бурению глубинах, должны вскрываться первыми же поисковыми или разведочными скважинами. Даже в случае несоответствия структурных планов эти скважины в совокупности с подобными же скважинами на других площадях дадут ценный материал, указывающий наиболее вероятное направление поисков поднятий по более древним отложениям и будут способствовать более качественной интерпретации сейсмических данных, а также позволят наметить благоприятные зоны для поисков стратиграфических и литологических залежей.

При соблюдении принципов разведки месторождения снизу – вверх разведка более древних отложений будет связана с необходимостью изучения осадков типа бавлинской свиты в Башкирии и калинской свиты в Апшеронской нефтеносной области, отсутствующих на своде поднятий и получивших значительное развитие в более погруженных зонах.

Значительный интерес могут представить поиски нефти и газа в доюрских отложениях на юге Западно-Сибирской низменности.

Разведку выявленных продуктивных горизонтов, приуроченных к отдельным крупным стратиграфическим подразделениям, в некоторых случаях целесообразно вести самостоятельной сеткой разведочных скважин с выделением отдельных этажей разведки. Отдельные этажи, включающие стратиграфические комплексы, которые в дальнейшем будут разведываться самостоятельными сетками скважин, выделяются по результатам бурения первых поисковых и разведочных скважин на основании изучения нефтегазоносности продуктивных свит, имеющих значительную мощность.

Под этажом разведки следует понимать часть разреза месторождения, состоящую из нескольких нефтеносных или газоносных горизонтов, сгруппированных для разведки самостоятельной сеткой скважин. При выделении этажей разведки представляется целесообразным группировать горизонты так, чтобы нижним, или базисным, горизонтом в этаже был бы наиболее крупный по площади и запасам горизонт, отличающийся высокими дебитами скважин. Такой принцип выделения базисных горизонтов позволит обеспечить первоочередную разведку наиболее мощных нефтегазоносных пластов, прирастить запасы нефти и газа по высоким категориям и ускорить ввод этих залежей в разработку. Таким образом, если в разрезе месторождения имеются два мощных продуктивных горизонта, расположенных на значительном расстоянии (по вертикали) друг от друга, то целесообразно выделить два этажа разведки, если три, то, возможно, и три этажа. В качестве примера разведки по этажам можно привести Калинское месторождение (рис. 5.2.12). Здесь в разрезе продуктивной толщи среднего плиоцена было выделено три этажа, причем базисным горизонтом первого служили V и VI горизонты, второго – свита НКГ и третьего – свита ПК. Указанные горизонты являются наиболее мощными. Несколько иной принцип выделения этажей разведки принят для морского месторождения Бахар в Каспийском море. Если для других многопластовых месторождений выделению этажей разведки предшествовало вскрытие всего или большей части комплекса продуктивных отложений и установление количества залежей нефти и газа в разрезе, то на месторождении Бахар весь нижний отдел продуктивной толщи мощностью порядка 900-1000 м не вскрыт.

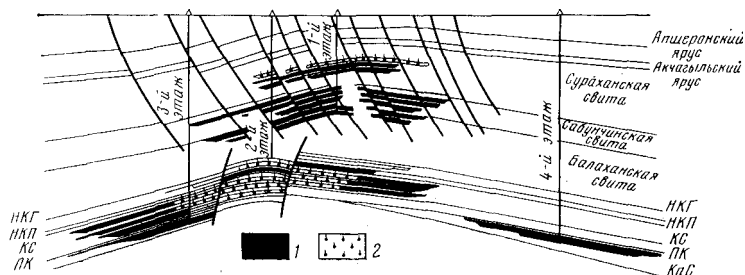


Рис. 5.2.12. Принципиальная схема разведки Калинского месторождения (продольный геологический профиль) 1 – нефть; 2 – газ

Месторождение Бахар находится вблизи банки Макарова, на небольшом расстоянии от г. Баку. Расположено оно на далеком погружении в море антиклинальной зоны, к которой приурочены известные нефтяные месторождения Сураханы, Карачухур, Зых, о-в Песчаный. Сейсморазведочными работами 1950-1953 и 1956-1957 гг. установлена приуроченность грязевого вулкана банки Макарова к указанной антиклинальной зоне и только детальными повторными сейсмическими исследованиями в 1963 г., и особенно МРНП в 1967 г., удалось закартировать самостоятельную брахиантиклинальную складку (наличие которой предполагалось полвека тому назад) протяженностью 10 км и высотой порядка 300 м. Впервые в разведочной скв. 3 при опробовании VII горизонта получен фонтан газа дебитом 300 000 м³/сут и конденсата – 40 т/сут. Последующими скважинами были выявлены газоконденсатные залежи в VI, IX, X горизонтах балаханской свиты и нефтяная залежь в свите Перерыва.

С учетом огромной мощности продуктивной толщи, которая достигнет порядка 5000 м, а также мощности четвертичных отложений 1000-1200 м проектные глубины скважин, предназначенные для вскрытия всей продуктивной толщи, составят 6000-6500 м. Бурение в условиях открытого моря с очень сложными метеорологическими условиями одновременно ряда подобных сверхглубоких скважин очень сложно. На основании того, что углы падения пластов с глубиной увеличиваются и структуры по нижележащим горизонтам становятся более четкими, а также с учетом закономерностей размещения залежей нефти и газа в свитах нижнего отдела продуктивной толщи Апшеронской нефтегазоносной области нет достаточных оснований сомневаться в их перспективности. Поэтому для ускорения работ по подготовке к разработке выявленных, а также поискам новых залежей следует признать обоснованным предложение А.М. Ахмедова, Х.Б. Юсуф-Заде, Б.М. Цигер и др., заключавшееся в том, что на площади Бахар было выделено три этажа разведки (рис. 5.2.13).

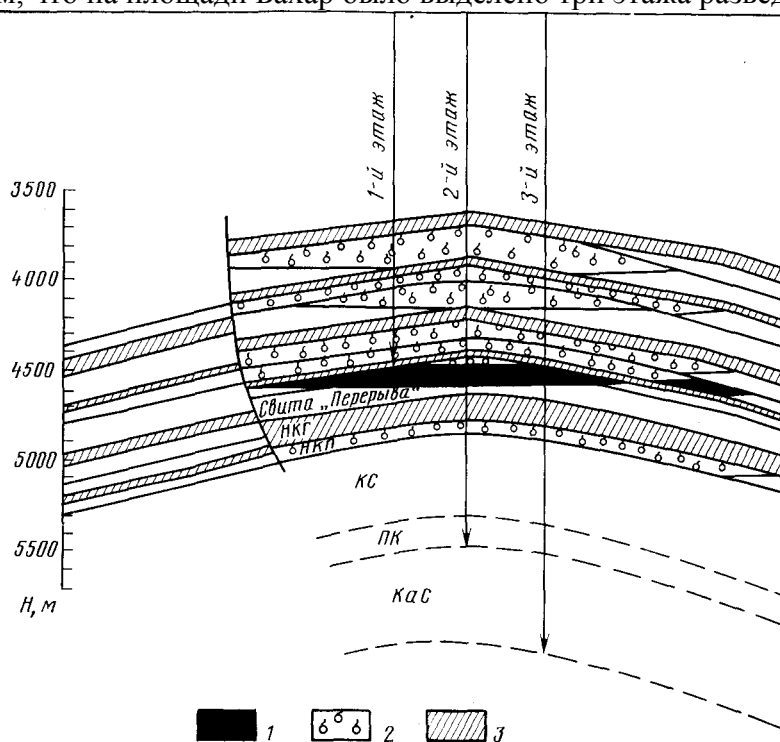


Рис. 5.2.13. Поперечный геологический профиль месторождения Бахар.

По А.М. Ахмедову, Х.Б. Юсуф-Заде, Б.М. Цигер и др.:

1 – нефть; 2 – газ; 3 – глины

I этаж разведки с базисным горизонтом – свита «Перерыва», с проектными глубинами 4700-4900 м охватывает все открытые залежи газоконденсата и нефти.

II этаж разведки имеет базисный горизонт – подкирмакинскую свиту (ПК). Задачами разведки являются поиски залежей нефти и газа в отложениях НКП, КС и ПК при проектных глубинах скважин порядка 5500 м.

III этаж разведки предусматривает изучение нефтегазоносности горизонтов калинской свиты (КаС) до понтических отложений, для этого потребуется бурение скважин до глубин 6250-6500 м.

Специфика II и III этажей разведки на площади Бахар заключается в том, что, хотя они и выделяются по аналогии с большим числом хорошо изученных месторождений Апшеронской нефтеносной области, тем не менее, по существу, являются поисковыми. Поэтому количество разведочных скважин на эти этажи должно быть ограничено, и вместе с тем скважины должны быть обеспечены новейшим оборудованием и необходимыми материалами для ускоренного и успешного завершения бурения до проектных горизонтов и получения промышленных притоков нефти или газа.

Для нефтяных месторождений Нижневартовского свода в Западно-Сибирской низменности целесообразно выделить два этажа разведки: нижний – для разведки горизонтов валанжина БВ₁₀, БВ₈ и другие и верхний – горизонтов группы АВ готерив-барремских отложений.

Для газовых месторождений севера Тюменской области также должно быть выделено не менее двух этажей: верхний – для разведки крупнейших газовых залежей сеномана и нижний – газоконденсатных или газонефтеконденсатных горизонтов валанжина, а при установлении высокопродуктивных горизонтов в юрских отложениях, возможно, возникнет необходимость выделения на отдельных месторождениях и третьего – юрского этажа разведки.

При выделении этажей разведки следует учитывать также условия бурения скважин. Если нижняя часть разреза месторождения отличается аномально-высоким пластовым давлением, требующим применения утяжеленных промывочных растворов и специальной конструкции скважин, а верхняя характеризуется давлением, близким к гидростатическому, и нормальными условиями проводки скважин, то эти части разреза должны быть подразделены на различные этажи. Так, на месторождениях Терского хребта (Малгобек, Вознесенское и др.), где условия бурения на залежи, приуроченные к карбонатной толще верхнего мела, резко отличаются от условий бурения на нефтяные горизонты чокракских и караганских отложений, выделялись два этажа разведки; получение притоков нефти из отложений нижнего мела обусловило необходимость выделения третьего этажа разведки.

Порядок разведки выделенных этажей системой снизу – вверх или сверху – вниз зависит от геологических, технических и экономических факторов. На практике возможны следующие варианты.

1. На месторождении высокодебитные горизонты, содержащие существенные запасы нефти и газа, расположены в нижней части разреза. В этом случае более эффективна разведка отдельных этажей снизу – вверх. В качестве примера можно привести ряд нефтяных месторождений, приуроченных к Татарскому своду (Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское и др.), в которых высокодебитные горизонты, содержащие основные запасы нефти, залегают в девонских отложениях, а залежи каменноугольных отложений отличаются малыми и средними дебитами скважин.

2. На месторождении выявлен ряд высокодебитных продуктивных толщ, относящихся к нескольким мощным литолого-стратиграфическим комплексам, например, на месторождениях Мухановское, Дмитриевское и другие в Куйбышевской области, где залежи нефти приурочены как к девонским, так и к каменноугольным отложениям. В таких случаях разведка отдельных стратиграфических комплексов или этажей должна осуществляться в зависимости от глубины их залегания. Если высокодебитные горизонты залегают на больших глубинах, не освоенных для массового бурения скважин, то, исходя из конкретных условий, может быть вначале разведана и подготовлена к разработке группа нефтяных пластов, приуроченных к верхнему стратиграфическому комплексу, и только после этого начата детальная разведка горизонтов нижнего комплекса самостоятельной сеткой. При залегании высокодебитных горизонтов, приуроченных к различным мощным толщам литолого-стратиграфических комплексов на вполне освоенных глубинах, предпочтение следует оказать системе разведки снизу – вверх, так как при этом количество неудачных разведочных скважин будет сведено к минимуму, а скважины, оказавшиеся за контуром нефтеносности нижних литолого-стратиграфических комплексов, могут быть возвращены для разведки верхних.

3. На месторождении высокодебитные горизонты приурочены к верхним литолого-стратиграфическим комплексам, а нижние комплексы содержат малодебитные залежи. В таких случаях вначале должны быть разведаны верхние слои. Одним из основных преимуществ системы разведки снизу – вверх является возможность возврата скважин с целью опробования верхних горизонтов. Особенно это важно для скважин малодебитных, давших отрицательные результаты, и аварийных. Для высокодебитных скважин рекомендуется воздерживаться от возврата.

В тех случаях, когда бурение на базисный горизонт разведки сопряжено с известными трудностями, а количество разведочных скважин, опробовавших основной горизонт, позволяет не только выполнить подсчет запасов, но и ускорить разработку залежи, возврат на верхние горизонты высокодебитных скважин может на длительное время задержать начало разработки крупной нефтяной или газовой залежи. В подобных условиях целесообразно заложить новую группу разведочных скважин для опробования выявленных по данным каротажа и отбора керна новых нефтяных горизонтов в верхней части разреза с тем, чтобы не прибегать к возврату высокодебитных скважин.

Аналогичное положение может создаваться и на газовых месторождениях, когда разведочные скважины, выявившие и оконтурившие мощную газовую залежь, вполне обеспечивают ее разработку и полное извлечение подземных запасов. В этих случаях может быть экономически более целесообразно заложение новой группы скважин для опробования верхних горизонтов.

Таким образом, возможность скорейшего ввода в разработку высокодебитных нефтяных и газовых залежей является достаточным основанием для отказа от возврата существующих скважин на верхние горизонты.

Следует иметь в виду, что этажи разведки выделяются на месторождениях, где в процессе поискового бурения уже выявлен ряд залежей нефти и газа промышленного значения. Выделение отдельных этажей будет способствовать ускоренной разведке залежей и наиболее рациональной, экономически обоснованной разработке их, обеспечивающей выполнение государственных планов.

Выделение этажей разведки не дает основания для подобного выделения этажей в стадии поискового бурения. Проектирование поисков нефти и газа самостоятельными группами скважин на отдельные стратиграфические комплексы (этажи) может лишь привести к увеличению числа скважин и снижению эффективности, а в случае отсутствия залежей в разрезе отдельных поднятий – к неоправданным затратам.

Во многих перспективных нефтегазоносных областях кристаллический фундамент залегает на глубинах, вполне доступных для современной техники бурения. Имеются все основания строго соблюдать систему разведки снизу—вверх и первыми поисковыми и разведочными скважинами вскрывать всю осадочную толщу вплоть до кристаллического фундамента. Если кристаллический фундамент залегает на глубинах, не освоенных бурением, то первые поисковые скважины должны быть запроектированы так, чтобы вскрыть нижние, наиболее перспективные горизонты.

Г.А. Габриэлянц. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

Методика разведки многозалежных месторождений во многом определяется распределением по разрезу отдельных залежей нефти и газа. По наличию в разрезе геологических предпосылок для разделения продуктивного разреза на самостоятельные этажи можно выделить два основных типа многозалежных месторождений (П.Е. Быков, Л.А. Америка, А.В. Черницкий).

Месторождения первой группы характеризуются тем, что нефтегазоносные пласты представляют собой единую продуктивную пачку значительной мощности. Вследствие соизмеримости мощностей продуктивных и изолирующих слоев внутри такой пачки для таких месторождений характерно отсутствие четко выраженных геологических предпосылок для

расчленения разреза на отдельные этажи. Примером месторождений данной группы могут служить месторождения типа Узень и Жатыбай в Западном Казахстане, многие месторождения на Украине, в Западной Туркмении, на Сахалине и в других регионах. Для таких месторождений выделение этажей и последовательность их разбуривания представляется весьма сложной задачей. Ее решение необходимо проводить с учетом последующего выделения эксплуатационных объектов.

Для многопластовых залежей первого типа выделение этажей разведки обуславливается следующими факторами. Во-первых, при разведке такого месторождения единой сеткой скважин с бурением до подошвы нижнего продуктивного пласта последовательное опробование снизу вверх задерживало бы изучение месторождения и особенно его верхних горизонтов. Во-вторых, при такой системе разведки потребуется большое количество опробований в одной скважине, что отрицательно скажется на ее техническом состоянии и на качестве исследований. Выделение этажей разведки позволяет избежать этих негативных последствий в процессе проведения разведочных работ.

На месторождениях второй группы отдельные залежи или группы близкорасположенных залежей разделены в разрезе значительными по мощности промежуточными толщами. Группы залежей обычно приурочены к разным литолого-стратиграфическим комплексам.

Каждый литолого-стратиграфический комплекс можно рассматривать как самостоятельный этаж разведки. Разведку залежей в пределах различных этажей можно проводить как одновременно, так и последовательно (причем в любой очередности). Очередность изучения этажей разведки определяется технико-экономическими показателями. Если залежи на различных этажах по данным поисковых и оценочных работ имеют примерно одинаковые запасы, разведку целесообразно проводить снизу-вверх (т. е. начинать разведку с нижнего этажа). При этом подходе разведка потребует меньших затрат, так как информация о геологическом строении, коллекторских свойствах и других характеристиках залежей в верхних этажах будет получена при бурении разведочных скважин на нижние этажи. Кроме того, после испытания в скважинах залежей в нижних этажах, в случае их бесперспективности, можно проводить испытание залежей в верхних этажах. Если залежи на различных этажах неравнозначны по промышленной ценности, то разведку следует начинать с этажа, содержащего наиболее крупные и наиболее промышленно ценные залежи, которые могут рассматриваться как возможные основные объекты разработки (так называемые базисные горизонты).

При разведке многозалежных месторождений для выбора системы размещения разведочных скважин можно использовать методику построения "суммарного резервуара", предложенную А.М. Бриндзинским, Г.А. Габриэлянцем, В.А. Саркисовым (1977 г.). Суммарный резервуар – это часть пространства, заключенная между горизонтальной плоскостью и поверхностью, аппроксимирующей значения $N_{эф} \cdot K_{п} \cdot K_{н}$ в пределах этажа разведки. По существу суммарный резервуар – сумма распределений показателей эффективного объема отдельных подсчетных объектов (залежей).

Для построения суммарного резервуара по каждой скважине определяются значения эффективной мощности ($N_{эф}$), пористости ($K_{п}$) и насыщенности ($K_{н}$) и показателя эффективного объема ($N_{эф} \cdot K_{п} \cdot K_{н}$). Суммарные значения показателя эффективного объема по скважинам в пределах этажа разведки наносят на план и путем интерполяции строят поле суммарного показателя эффективного объема. Разведочные скважины необходимо располагать согласно принципу "на каждую скважину – равная доля суммарного резервуара", т. е. плотность сети разведочных скважин при разбуривании многозалежного месторождения в пределах самостоятельного этажа разведки должна быть пропорциональна значению показателя эффективного объема, а следовательно, и плотности запасов.

5.3. ОСОБЕННОСТИ РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Г.А. Габриэляну. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000.

5.3.1. Особенности разведки пластовых залежей

Пластовые залежи — наиболее распространенный тип скоплений нефти и газа. Основные отличительные черты пластового резервуара: а) ограничение резервуара в кровле и подошве слабопроницаемыми породами; б) сохранение пластового характера, а отчасти толщины и литологического состава на значительной площади.

В зависимости от особенностей геологического развития региона преимущественное распространение имеет тот или другой тип ловушек, а следовательно, и залежей нефти и газа.

Поднятия складчатых областей отличаются более выпуклой формой и большей амплитудой и часто нарушены разрывами. Платформенные поднятия значительно распространены по площади, на которой углы наклона пород редко превышают 1-2°; известные здесь осложнения имеют обычно вид флексуобразных перегибов. Разрывы весьма редки. В нефтегазоносных провинциях тектонически активных областей ненарушенные сводовые залежи встречаются очень редко.

Рассматривая пластовые залежи как объекты разведочных работ, необходимо обратить внимание на закономерные особенности распределения запасов по площади, играющие решающую роль при выборе систем размещения разведочных скважин.

Пластовая залежь по характеру распределения запасов разделяется на две части. Основная доля запасов (в пределах внутреннего контура) контролируется приблизительно параллельными поверхностями кровли и подошвы. Другая часть залежи сосредоточена в межконтурной зоне (между внутренним и внешним контактами). При однородном строении пластового резервуара во внутриконтурной зоне изменение плотности запасов контролируется поведением кровли и подошвы пласта. Плотность запасов в этой зоне остается практически постоянной, если кровля и подошва приблизительно параллельны, либо имеют слабо выраженный тренд, если кровля и подошва не параллельны. В межконтурной зоне плотность запасов за счет срезания краевых частей пластовых залежей ВНК (ГЖК) изменяется закономерно — от максимальной во внутреннем контуре до нулевой на внешнем. Отсюда следует, что для пластовых залежей требования к детальности изучения структурной поверхности в сводовой и приконтурных зонах должны быть дифференцированы. Более детального изучения требует приконтурная зона, где значимость погрешностей в структурных построениях весьма существенна.

Отличительной особенностью пластовых залежей, принципиальной с точки зрения методики разведки, является и то, что для установления положения ВНК (ГЖК) пластовой залежи необходимо бурение специальных скважин в зоне ВНК (ГЖК) и проведение специальных исследований в скважинах, вскрывших полнопластовую часть залежи. Причем достоверное определение положения внутреннего и внешнего контуров для пластовых залежей имеет решающее значение с самого начала разведочных работ и на протяжении всего процесса разведки.

Важный элемент разведки пластовых залежей — установление фазового состояния насыщающих резервуар флюидов. Правильная оценка типа залежи на начальных этапах разведки дает возможность определить наиболее рациональный способ разведки. В массивных залежах установление нефтяной оторочки газовых залежей возможно по результатам исследования любой скважины, пробуренной во внутриконтурной зоне (исключение составляет случай, когда оторочка смещена на крыло или переклиналь). В пластовых залежах решение аналогичной задачи прямым путем возможно лишь в результате бурения скважин в межконтурной зоне на периферии залежи. Система размещения скважин нацеливается главным образом на оконтуривание залежей. И если бы не задача изучения характера неоднородности в пределах полнопластовой части залежи, являющейся основным объектом разработки, вопро-

сы оконтуривания считались бы единственно важными при разведке пластовых залежей. Неоднородность решающим образом влияет на размещение запасов и условия разработки месторождения, и это определяет необходимость изучения характера неоднородности пластовых резервуаров как во внутриконтурных, так и в приконтурных частях залежей.

В соответствии с принципом относительной элементарности пластовые природные резервуары можно разделить на две группы: 1) однородные; 2) неоднородные (см. рис. 5.3.1).

В течение довольно длительного времени пластовые залежи в большинстве случаев рассматривались в качестве квазиоднородных по всем параметрам объектов, которые можно охарактеризовать по всей площади средними значениями параметров. Практика разведки и особенно разработки показывает, что абсолютно однородные пласты в природе встречаются весьма редко.

Тип резервуара		Вид неоднородности	Распределение элементов неоднородностей	Принципиальная схема	Система размещения разведочных скважин	
Монолитный	Слоистый					
Однородный	Условно-однородный				Равномерная	
					Равномерная	
Неоднородный	Непрерывная				Равномерная	
				Закономерное		Неравномерная - концентрация в своде
						Неравномерная - концентрация на крыльях
	Прерывистая				Равномерная	
				Закономерное		Неравномерная - концентрация в своде
						Неравномерная - концентрация на крыле (крыльях)

Рис. 5.3.1. Типы пластовых резервуаров

Неоднородность пластов-коллекторов влияет на конечную нефтеотдачу, темпы отбора жидкости (нефть и вода) из залежи, скорость обводнения скважин и другие характеристики. В связи с этим изменяются требования к методике и детальность изучения неоднородности пластовых залежей в процессе разведки.

Неоднородные резервуары в зависимости от характера слагающих их элементов неоднородности подразделяются на два класса:

- 1) резервуары с элементами неоднородности, размеры которых одного порядка с размерами залежи (непрерывная неоднородность);
- 2) резервуары с элементами неоднородности, размеры которых меньше размеров залежи (прерывистая неоднородность).

В резервуарах второго типа элементы неоднородности не выдержаны в пределах всей площади залежей (линзы и полулинзы пород-коллекторов) и вскрываются лишь отдельными скважинами.

Каждый из выделенных классов в зависимости от размещения элементов неоднородности подразделяются на подклассы:

- 1) резервуары со случайным размещением элементов неоднородности (случайная изменчивость);
- 2) резервуары с закономерным размещением элементов неоднородности (закономерная изменчивость).

Резервуары первого подкласса характеризуются тем, что все элементы неоднородности размещаются в пласте случайно. Для резервуаров второго подкласса характерно наличие участков концентрации пластов и линз пластов-коллекторов, в результате чего доля коллекторов в разрезе, а следовательно, и концентрация запасов на этих участках будет больше, чем на других.

Все перечисленные виды пластовых резервуаров можно объединить в три большие группы. Однородные и условно однородные пластовые резервуары представляют собой единый сплошной пласт и относятся к пластовым монолитным резервуарам. Все возможные разновидности неоднородных резервуаров с непрерывными элементами неоднородности можно рассматривать как группу пластовых слоистых резервуаров. Пластовые резервуары с прерывистой неоднородностью относятся к литологически изменчивым пластовым резервуарам.

Неоднородность строения пластового резервуара может существенно влиять на распределение запасов по площади и поэтому играет важную роль при реализации равномерной по объему системы размещения скважин. В неоднородном резервуаре при случайном распределении элементов неоднородности (как и в однородном резервуаре) распределение запасов по площади (в пределах внутреннего контура) близко к равномерному (или равномерное), и система размещения скважин должна быть близка к равномерной по площади. При закономерном распределении элементов неоднородности система размещения разведочных скважин должна быть ориентирована на неравномерное распределение запасов по площади, т. е. разведочные скважины следует концентрировать в зонах высокой плотности запасов.

В практике разведки пластовых залежей наиболее часто используют профильную, кольцевую и треугольную системы размещения скважин. Причем профильная система, как правило, считается наиболее универсальной и применяется на практике в большинстве случаев. Например, в Тимано-Печорской провинции при разведке пластовых залежей в 76% случаев использовалась профильная система размещения скважин. На территории Днепровско-Донецкой впадины она тоже наиболее распространена. При линейной вытянутости структуры (Новотроицкое месторождение) разведка проводится бурением скважин одного продольного профиля и нескольких поперечных. При изометрической форме структуры скважины располагают по классическому кресту с последующим сгущением разведочной сети на неизученных участках площади. Подкозырьковые залежи обычно разведывают системой поперечных профилей или одним диагональным профилем с последующим бурением единичных скважин на участках с неоднозначной информацией. Практически на всех месторождениях Южного Мангышлака разведка проводилась по профильной системе.

Другие системы разбуривания встречаются в практике работ значительно реже. Например, на Воронцовском месторождении после бурения первых продуктивных скважин последующие закладывали во все стороны от известных, а затем последовательно бурили

одну скважину вдоль предполагаемой оси на расстоянии 1,5-2 км, а другую – в сторону от оси на расстоянии 1 км. Лишь в отдельных случаях бурение велось по кольцевой системе (Туймазинское месторождение).

Однозначного мнения о преимуществе профильного разбуривания пластовых залежей по сравнению с другими методами (треугольным и кольцевым) нет. Различные исследователи приводят множество примеров эффективной разведки при той или иной системе размещения скважин.

Сосон М.Н., Борисенко З.Г., Жданов М.А. на примере газовых месторождений Ставрополья и Средней Азии сопоставили эффективность двух систем размещения – профильной и треугольной. В результате было установлено, что для разведки крупных газовых залежей размещение скважин по треугольной, равномерно сгущающейся, сетке более рентабельно, чем разведка по профилям. Для разведки средних по запасам газовых залежей более эффективно профильное расположение скважин. Промышленная разведка мелких газовых месторождений экономически нецелесообразна. Разведку подобных залежей рекомендуется проводить бурением двух-трех скважин, а подсчет запасов проводить по методу падения давления.

Установлено резкое снижение эффективности профильной системы в случае ухудшения коллекторских свойств в периферийных частях пластовых залежей.

5.3.2. Особенности разведки массивных залежей

Главным признаком, определяющим особенности разведки залежей, объединенных в группу массивных, является морфология скоплений нефти и газа. Массивные залежи в отличие от пластовых характеризуются закономерным изменением эффективной мощности от максимальной в своде до нулевой на контуре, что обуславливает неравномерное распределение запасов по площади. Как показывают расчеты, в сводовых частях массивных залежей концентрируется до 75-80% от общего объема запасов. Неравномерность их распределения существенно влияет на методику разведки и в особенности на выбор системы размещения разведочных скважин. В связи с этим все залежи, связанные с природными резервуарами, гидродинамически сообщающимися по всему разрезу и имеющими единый ВНК (ГЖК), объединяются в группу однотипных по методике разведки.

По особенностям внутреннего строения все перечисленные виды природных резервуаров можно разделить на четыре типа (рис. 5.4.2). Так, однородные, условно однородные и неоднородные резервуары с прерывистой неоднородностью следует относить к массивным. Неоднородные резервуары с непрерывными элементами неоднородности в зависимости от соотношения последних, как показано на рис. 5.4.2, можно подразделить на многопластовые, массивно-пластовые и сложно-пластовые.

Рассмотрим на моделях, как изменяется плотность запасов по профилям, секущим залежь в массивном резервуаре. Первая модель (рис. 5.3.2) характеризует залежи с четко выраженным сводом и крыльями, аппроксимируемыми на профиле прямой линией. Вторая модель соответствует залежам, форма которых на профиле описывается параболой. К ним относятся структуры с дугообразным замком и увеличивающимися по направлению к периферии складки углами падения крыльев. Третья модель описывает залежи, форма которых на профиле аппроксимируется уравнением четвертой степени. Это близкие к изоклинальным структуры с широким коробчатым сводом и относительно крутыми крыльями.

На указанных моделях, представляющих большинство форм известных массивных залежей, были проведены расчеты характера концентрации объемов залежи в различных частях профиля (зона залежи). Результаты расчетов показывают, что для всех рассмотренных моделей массивных залежей характерно закономерное повышение плотности запасов в сводовой части. Доля объема запасов в этой части изменяется от 60 до 80%.

Для выбора оптимальных точек заложения каждой из скважин на геометрических моделях наиболее часто встречающихся в природе массивных залежей были рассчитаны номограммы.














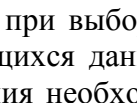

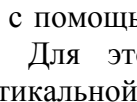
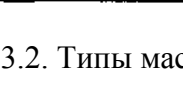
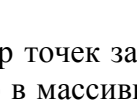
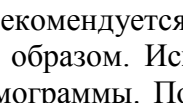
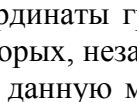
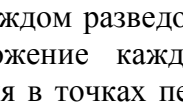
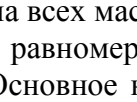
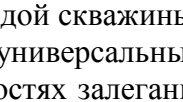
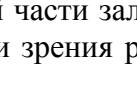
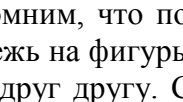

Тип резервуара		Вид неоднородности	Распределение элементов неоднородности	Принципиальная схема	ГЖК (ВНК)	Модели, описывающие распределение запасов
Массивно-пластовый	Массивный					
Массивно-пластовый	Многослойный	Неоднородный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов	
Сложно-пластовый	Неоднородный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый
Сложно-пластовый	Многослойный	Неоднородный		Единый контакт, секущий все тело природного резервуара Система контактов, прерывающихся в зонах метронуциальных пластов		
						Сложно-пластовый

Рис. 5.3.2. Типы массивных залежей

Полученные номограммы рекомендуется использовать при выборе точек заложения разведочных скважин следующим образом. Исходя из имеющихся данных, выбирают вид модели и соответствующие ей номограммы. После определения необходимого числа скважин в целом для разведки и на каждом разведочном профиле с помощью указанных номограмм устанавливают местоположение каждой скважины. Для этого определяют в относительных величинах значения в точках пересечения вертикальной прямой с кривыми зависимостей местоположения каждой скважины.

Приведенные номограммы универсальны, так как выбор точек заложения проектных скважин основывается на особенностях залегания нефти (газа) в массивном резервуаре и не зависит от размеров залежи. Напомним, что полученные координаты границ блоков точек заложения скважин разбивают залежь на фигуры, площади которых, независимо от размеров самой залежи, останутся равными друг другу. Следовательно, данную методику можно использовать для определения положения разведочных скважин на всех массивных залежах.

Из номограмм (см. рис. 5.3.3) видно, что сетка скважин, равномерная по объему залежи, существенно неравномерна по профилю и по площади. Основное количество скважин при такой системе их размещения концентрируется в сводовой части залежи, что позволяет, с одной стороны, избежать бурения малоэффективных с точки зрения разведки приконтур-

ных скважин, а с другой – получить для зоны концентрации основных запасов более плотную сеть разведочных скважин.

С увеличением степени концентрации запасов в сводовой части залежи (например, на складках, форма которых аппроксимируется параболой) неравномерность сетки, как видно из соответствующей номограммы, заметно возрастает. Для наиболее часто встречающегося типа массивных залежей, в сводовой части которых сосредоточено около 75-80% запасов, а крылья складки аппроксимируются прямой линией, сетка скважин особенно неравномерна.

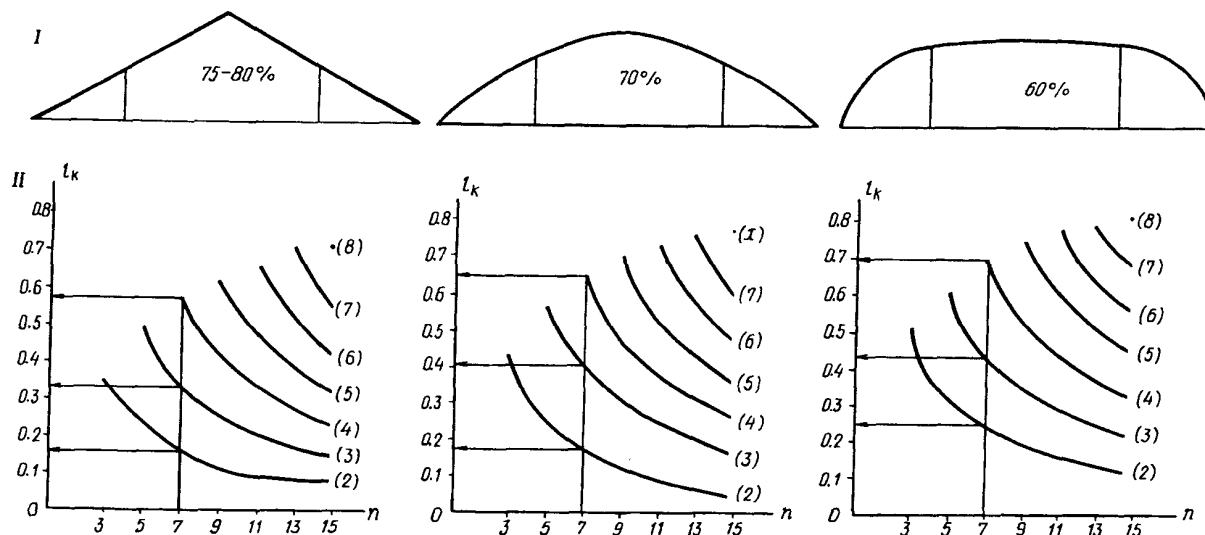


Рис. 5.3.3. Способ размещения скважин на разведочных профилях путем выделения зон равных объемов и бурения в центрах этих зон

I – модели массивных залежей; II – номограммы для выбора оптимальных точек заложения разведочных скважин; l_k – расстояние от оси складки до точки заложения скважины в долях от L ; n – число скважин на профиле, шифр кривых зависимости местоположения каждой скважины от общего числа скважин на профиле – номер скважины

Таким образом, площадная неравномерность сетки разведочных скважин, возникающая при размещении их равномерно по объему залежи, изменяется в зависимости от характера распределения запасов по профилю и площади.

Примером применения при разведке равномерных по объему систем размещения скважин может служить опыт разведки Западно-Крестищенского месторождения.

Западно-Крестищенское месторождение расположено в центральной грабене юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины, в зоне развития соляного тектогенеза. Западно-Крестищенская структура представляет собой брахиантиклиналь, на востоке и западе осложненную соответственно Крестищенским и Белуховским соляными штоками. Складка резко асимметрична в связи с тем, что сравнительно широкий свод располагается в непосредственной близости от Крестищенского штока. От свода шарнир складки полого, под углом 2-3°, погружается на запад в сторону Белуховского соляного штока. Крылья структуры выражены более четко, чем периклинали, крутизна крыльев составляет 12° на севере и 10° на юге. Размеры складки 10x7 км. Западно-Крестищенское месторождение имеет сравнительно простое геологическое строение. Резко осложнены лишь приштоковые зоны.

Продуктивны здесь верхнепалеозойские отложения, в разрезе которых выделяется около 17 промышленно-газонасыщенных пластов. Единый ГВК по всем продуктивным горизонтам позволяет рассматривать это месторождение как массивное в массивно-пластовом резервуаре.

Большое количество продуктивных пластов в разрезе Западно-Крестищенского месторождения, значительный этаж газоносности, литологические, гидродинамические и другие особенности обусловили необходимость выделения четырех разведочно-подсчетных и

эксплуатационных объектов, тем не менее разведка осуществлялась единой сеткой скважин. Всего на месторождении пробурены 23 разведочные скважины, 14 из которых переданы в фонд эксплуатационных.

Разведка Западно-Крестиченского месторождения проводилась неравномерной по площади сеткой скважин, в связи с чем общее число их было относительно невелико. Статистические расчеты показали, что средняя плотность разведочной сети на месторождениях, близких по строению Западно-Крестиченскому, составляет около $1,5 \text{ км}^2/\text{скв.}$ Исходя из этой величины, для разведки Западно-Крестиченского месторождения площадью 56 км^2 потребовалось бы пробурить равномерно по площади месторождения 37 разведочных скважин. Такая система, разведки позволила бы с высокой достоверностью изучить подсчетные параметры и подготовить месторождение к разработке.

Однако ее нельзя признать эффективной в связи с неравномерным освещением объема. Кроме того, при равномерном размещении скважин по площади многие из них оказались бы в малоинформативной приконтурной зоне и освещали бы незначительную долю объема залежи.

Применение неравномерной по площади и равномерной по объему сеток разведочных скважин позволило дифференцированно подойти к разведке различных по объему участков залежи (рис. 5.3.4). Так, сводовая часть Западно-Крестиченского месторождения (зона А), занимающая примерно 27% всей площади и содержащая около 55% всех запасов месторождения, была оценена шестью разведочными скважинами, т. е. плотность сетки на данном участке оказалась равной плотности сетки по расчетно-статистическому варианту. Таким образом, для сводовой части месторождения были получены наиболее достоверные параметры для подсчета запасов и составления проекта разработки.

Вторая зона (зона Б), занимающая 47% площади и содержащая 36% запасов, была разведана шестью скважинами вместо 13 по расчетно-статистическому варианту. Приконтурная зона, на долю которой приходится 26% площади и только 9% запасов, была оценена пятью скважинами вместо восьми по расчетно-статистическому варианту. Законтурных скважин фактически оказалось четыре – вдвое меньше, чем по расчетно-статистическому варианту. Приштоковые участки месторождения оказались освещенными соответственно расчетно-статистическому варианту.

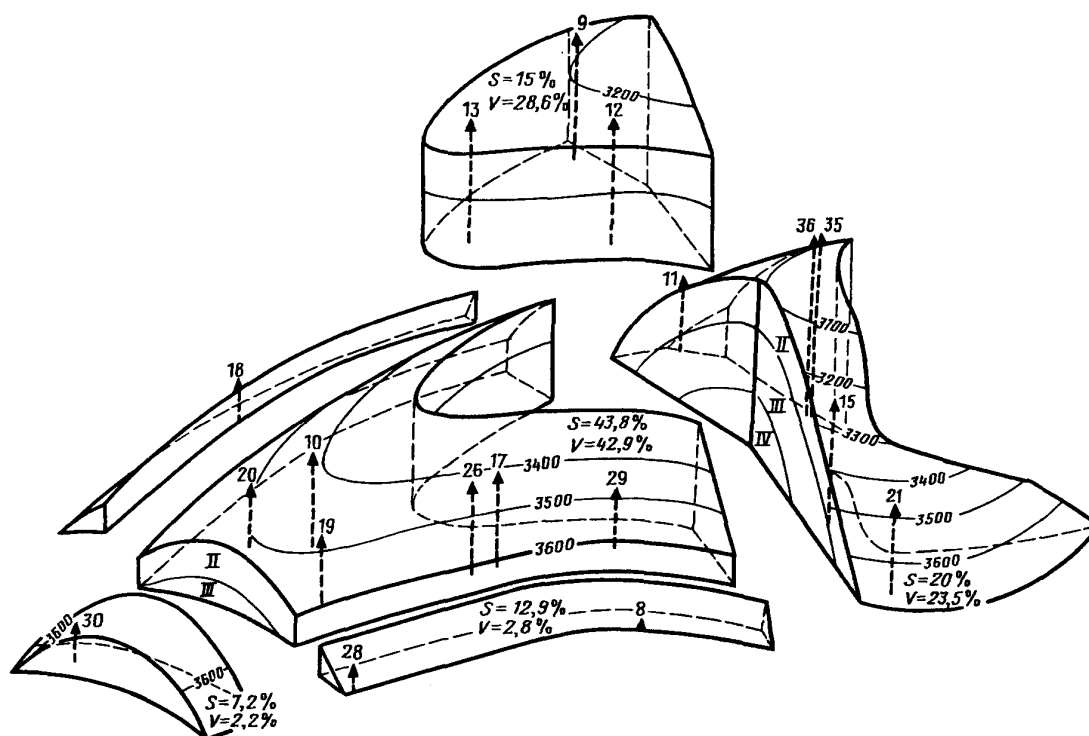


Рис.5.3.4. Объемная модель Западно-Крестиченского месторождения

По результатам приведенных разведочных работ были подсчитаны запасы Западно-Крестищенского месторождения, которые были утверждены в объеме, близком к представленному. Применение более редкой сетки разведочных скважин (92,4 км/скв., вместо 1,5 км/скв.) и сокращение их числа на Западно-Крестищенском месторождении без снижения достоверности подготовленных запасов оказалось возможным только благодаря применению неравномерной по площади и равномерной по объему системы размещения скважин.

5.3.3. Особенности разведки неантиклинальных залежей

Неантиклинальные залежи как объекты проведения разведочных работ имеют следующую особенность геологического строения. Границей залежи, помимо ВНК (ГВК), является линия литологического замещения (или выклинивания, или стратиграфического срезания) пород-коллекторов, которая во многих случаях имеет весьма причудливую конфигурацию и часто не согласуется со структурным планом.

Знание положения границы залежи необходимо для построения объемной модели, проектирования рациональной системы размещения скважин и оценки запасов. Поэтому в процессе проведения разведочных работ необходимо каптировать линию литологического замещения (или выклинивания) пород-коллекторов. Для решения этой задачи проводят бурение специальных оконтуривающих разведочных скважин вблизи этой линии.

Анализ строения неантиклинальных залежей нефти и газа показывает, что в зонах литологического замещения и выклинивания не только существенно уменьшается эффективная мощность, но и значительно ухудшаются коллекторские свойства проницаемых пластов. Эти зоны ввиду низкодебитности скважин практически не вовлекаются в активную разработку. В связи с этим бурение излишне большого количества скважин для детального оконтуривания зон литологического замещения представляется нецелесообразным и существенно снижает эффективность работ. Например, на Покомасовском месторождении на изучение 3% объема залежи вблизи зоны выклинивания пошло 48% поисково-разведочных скважин. По продуктивному горизонту "П" Трехозерного месторождения на изучение 7% объема залежи затравили 61% разведочного бурения.

Зоны выклинивания или замещения неантиклинальных залежей следует изучать, используя разнообразные косвенные методы прогнозирования линии литологического замещения (или выклинивания, или стратиграфического срезания).

Проведенные в последние годы исследования изменения свойств терригенных коллекторов непосредственно в самих зонах выклинивания позволили выявить ряд закономерностей строения этих зон. Установлено увеличение количества линз и пропластков терригенно-карбонатных пород и значения приведенного пластового давления вблизи зоны выклинивания (замещения) пород-коллекторов. Изменение мощностей проницаемых пород отражается и в гранулометрии осадков. В зонах полного или частичного замещения пластов отмечаются низкие значения максимальных и медианных диаметров, увеличение содержания глинистой и крупно алевритовой фракций, ухудшение коэффициента отсортированности обломочных пород.

Изучение закономерностей изменения гранулярных коллекторов в зонах литологического выклинивания по материалам месторождений Днепровско-Донецкой впадины, Припятского прогиба, Предкарпатского прогиба, Западной и Восточной Сибири, проведенное О. В. Бескровной, показало, что в сторону выклинивания снижается гранулометрический уровень, увеличивается содержание глинистой фракции, уменьшается песчаность разреза (от 40 до 20%), уменьшаются пористость и проницаемость песчаников. Используя указанные закономерности и изменения свойств пород-коллекторов, можно прогнозировать положения литологического экрана, определять систему размещения разведочных скважин.

Линию литологического замещения можно прогнозировать как линию пересечения карт кровли и подошвы нефтегазонасыщенного комплекса. Этот метод установления линии литологического замещения прост и универсален, его можно использовать на любых этапах поисково-разведочного процесса.

Существенную помощь могут оказать методы сейсморазведки. Зоны выклинивания песчаных тел можно картировать по спектрам отраженных волн с использованием спектрально-корреляционного способа.

Зоны литологического замещения можно определять по данным гидродинамических исследований скважин. Расчеты показывают, что при средних значениях пьезопроводности пласта (5000-6000 см/см) гидродинамические методы позволяют определять положение экрана на расстоянии до 500-700 м от ствола скважины.

Сложное строение неантиклинальных залежей и отсутствие надежных методов картирования неантиклинальных ловушек – объективные причины большого количества законтурных скважин. Успешность разведочного бурения бывает столь же низкой, как и на этапе поисковых работ. Решения в процессе разведки неантиклинальных залежей принимаются в условиях значительного дефицита информации об их строении, поэтому процесс управления разведкой залежей подобного типа должен быть гибким. Выбор местоположения каждой последующей скважины и методы их исследований необходимо корректировать каждый раз после получения новых данных.

Неантиклинальные залежи в подавляющем числе (90%) являются элементами системы многозалежного месторождения и открываются, и изучаются попутно в процессе поисков и разведки других залежей данного месторождения.

Целенаправленные работы по изучению неантиклинальных залежей проводились лишь в случае значительной концентрации запасов и отсутствия других типов залежей, большого различия в глубинах залегания от вышележащих сводовых залежей (Усинское, Возейское), полного (Возейское) или частичного (Родинское, Покровское) разобщения в плане.

Распределение запасов по площади неантиклинальных залежей отличается даже более резко выраженной неравномерностью, чем по площади массивной залежи. Наличие отчетливого тренда в изменении плотности запасов по площади предопределяет более высокую эффективность системы размещения скважин, ориентированных на равномерное по отношению к объему залежи размещение скважин, т. е. принцип равномерного освещения объема залежи (любые равные по запасам участки залежи должны быть разведаны одинаковым количеством скважин), предложенный для массивных залежей, может быть использован (возможно, даже с большей эффективностью) и при разведке неантиклинальных залежей.

Разведка неантиклинальных залежей нефти и газа в терригенных отложениях

Неантиклинальные залежи широко распространены в терригенных отложениях. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки развиты практически во всех нефтегазоносных регионах. Так, для юрского и нижнемелового комплекса Западной Сибири характерны ловушки локального и регионального литолого-фациального замещения и стратиграфического выклинивания; для отложений нижнего и среднего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – литологические ловушки речного типа, подводных течений и дельтовые, для нижнепермского комплекса Днепровско-Донецкой впадины – ловушки регионального и локального срезания.

По морфологическим признакам, которые определяют методику разведочных работ, залежи нефти и газа, связанные с неантиклинальными ловушками, можно разделить на несколько групп (рис. 5.3.5). Кольцевые залежи образуются в ловушках, связанных с локальным замещением, выклиниванием или срезанием пластов-коллекторов в своде структурного поднятия (залежи в ловушках с "лысым" сводом). Примером скоплений данного типа могут служить залежи в васюганской свите Веселовского месторождения (Западная Сибирь), в пашийском горизонте Катериновского и Сотниковского месторождений (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). Для залежей, входящих в данную группу, рациональными, учитывая особенности распределения запасов по площади, будут либо кольцевая система размещения скважин, либо радиально-профильная (скважины размещаются на коротких профилях вкрест линии замещения, выклинивания или срезания пластов-коллекторов).

Тип залежи	Схема строения		Роль неструктурного фактора	Система разведки
	План	Разрез		
Кольцевая ("лысый свод")			Увеличение роли неструктурного фактора в формировании ловушки	Кольцевая Радиальная
Козырьковая				Профильная, вкrest линии выклинивания и замещения
Клиновидная				Профильная, вкrest линии выклинивания и замещения
Шнурковая				Профильная, вкrest простирания, по методу клина, зигзаг-профильная
Клиноформная				Профильная, вкrest простирания
Линзовидная				Профильная, вкrest простирания
Мозаичная				Профильная, равномерная по площади

Рис. 5.3.5. Морфологические типы залежей в ловушках фациального замещения и выклинивания и системы их разведки

Козырьковые залежи связаны с ловушками, образующимися в случае, если породы-коллекторы развиты на крыльях или переклиналях локальных поднятий. Залежи подобного типа известны в Урало-Поволжье (Северокамское месторождение), в Тимано-Печоре (Печорогородское месторождение), Западной Сибири (Вэнгапурское месторождение). Разведку залежей данной группы необходимо проводить системой профилей, расположенных вкrest простирания линии замещения (выклинивания) пород-коллекторов.

При литолого-фациальном замещении, стратиграфическом выклинивании или срезании песчаных пластов на моноκлиальных склонах ловушки имеют клиновидную форму (κлин пород-коллекторов внедряется в непроницаемые породы). Залежи нефти и газа в ловушках данного типа широко известны в Нефтегорско-Хадыженском районе Северо-Западного Кавказа, Западной Сибири, Ферганской впадине и других регионах. Разведку залежей подобного типа предлагается проводить бурением скважин по профилям вкrest простирания линии выклинивания или замещения коллекторов.

Литологические ловушки речного типа, дельтовые, подводных течений имеют шнурковую форму – узкое (шириной до 1 км) песчаное тело протягивается на расстояние до десяти километров и более среди глинистых пород. В поперечном сечении такие песчаные тела имеют плоскую кровлю и выпуклую подошву (в виде "вреза" в подстилающие отложения).

Залежи данного типа выявлены на Северном Кавказе, Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях, Западной Сибири. Классический пример залежи в ловушке шнуркового типа – залежь нефти в палеогеновых отложениях Нефтяно-Ширванского месторождения, описанная И.М. Губкиным в 1913 г. Для разведки залежей данного типа рациональными являются: метод клина, профильное (вкрест простирания песчаного тела), и зигзаг-профильное размещение скважин.

Особую группу образуют залежи, приуроченные к крупным формам – толщам песчано-глинистых пород, формирующимся на границе между шельфовой и депрессионно-склоновой областями бассейна осадконакопления. В пределах шельфа пласты имеют субгоризонтальное залегание, а в депрессионно-склоновой области характеризуются преимущественно мегакослоистым залеганием. Примером залежей подобного типа могут служить залежи пластов АС10-АС12 Приобского месторождения. Гигантские скопления нефти в указанных пластах ограничены на западе (в депрессионной зоне) замещением коллекторов глинами, на востоке (в шельфовой зоне) – выклиниванием или срезанием пластов-коллекторов. Разведку залежей этого типа следует проводить системой профилей вкрест простирания песчаного тела.

Достаточно обширную группу составляют залежи нефти и газа, связанные с отдельными линзами. Они развиты в отложениях различного возраста, имеют различную конфигурацию и, как правило, небольшие размеры. Встречаются залежи как в одиночных линзах песчаников, так и в группе линз. Относительно крупные линзообразные песчаные тела необходимо разведывать системой профилей вкрест простирания песчаного тела, а в случае, если песчаное тело изометрично в плане – системой радиальных профилей.

Группу мелких песчаных линз следует разведывать как единый объект. Скважины необходимо размещать по профилям (вкрест простирания группы песчаных линз) или равномерно по площади (если отсутствуют закономерности в размещении песчаных тел).

Разведка неантиклинальных залежей нефти и газа в карбонатных отложениях

Наиболее распространенным типом неантиклинальных залежей нефти и газа в карбонатных отложениях являются залежи в рифогенных ловушках.

Анализ опыта разведки месторождений нефти и газа данного типа показывает, что разведочные работы не укладываются в рамки стандартных методик.

Применительно к задачам разведки была проведена классификация залежей, связанных с рифовыми ловушками (рис. 5.3.6).

По условиям ведения разведочных работ все морфологические типы рифовых ловушек можно объединить в три группы: 1) конусовидные и подковообразные; 2) плосковершинные; 3) асимметричные.

В первую группу объединяются наиболее простые и достаточно распространенные конусовидные, округлые в плане рифы, как правило, небольшого размера. Такие рифы известны в Приуралье (Грачевский), Урало-Поволжье (Бастрыкский), Канаде (J, E, M Рейнбоу, B и D Южного Рейнбоу) и в других районах. Кроме того, к этой группе отнесены островершинные рифы, также имеющие треугольное поперечное сечение, однако их конфигурация в плане более сложная. Это – удлиненные гряды либо прямолинейные, либо чаще изогнутые – серповидные, подковообразные. Примером могут служить рифы O Рейнбоу в Канаде, Любимовский в Саратовском Поволжье и др. Особенностью рифов данной группы является то, что наилучшими коллекторскими свойствами обычно обладают центральные части массивов.

Группа	Тип	Класс	Профиль	План	Геометрическая аппроксимация	Система разведки
Симметричные	Собственно рифовые	Конусовидные				Многоствольная
		Подковообразные				
		Плосковершинные				Кольцевая
		Атоллвидные				
Асимметричные	Комбинированные	Плосковершинные удлиненные				Профильная
		Рифы, сложенные складчатым разломам				
		Рифовый комплекс, изогнутый в антиклинальную складку				

Рис. 5.3.6. Строение основных типов рифовых ловушек и их геометрическая аппроксимация (по Г.А. Габриэлянцу, В.Г. Кузнецову, М.Б. Павлову, В.И. Пороскуну)

Во вторую группу входят рифы округлые, изометричные или слегка удлиненные в плане с крутыми склонами и относительно плоской вершиной. Такие рифы широко распространены в девонских отложениях Канады: риф А Южного Рейбоу, Суон-Хилс, Джу-ди-Крик и др. Атоллвидные рифы обычно изометричны в плане и имеют четко выраженные периферические гребни. Такие формы установлены в Волго-Уральской провинции (Батырбайский и Боруниковский массивы), в Канаде (Редоутер, рифы В, J, К Рейнбоу) и в других районах. В плосковершинных и особенно в атоллвидных рифах зоны улучшенных коллекторских свойств смещаются на периферию; центральные части массивов обычно не содержат коллекторов.

К третьей группе относятся резко асимметричные в поперечном сечении рифы, переходящие, с одной стороны, в глубоководные отложения, а с другой – в мелководно-морские, лагунные и континентальные. Такие рифы развиты в зонах значительного перепада глубин, обычно вытянуты и имеют уплощенную вершину. Высота ловушки нередко определяется не только структурной амплитудой рифа, но и наличием литологического экрана плотных за-

рифовых (лагунных) отложений. Примеров таких рифов и связанных с ними месторождений довольно много – Лобановский, Веслянский и другие рифы Урало-Поволжья, рифы Эбо, Кэпитен и Хоршшу Пермского бассейна США и т. д. В эту группу вошли также залежи в асимметричных рифах, в которых под действием тектонических движений частично или полностью изменилась первичная чисто рифовая форма ловушки (Уртабулак в Западном Узбекистане, Киркук в Иране). Зоны улучшенных коллекторов в рассматриваемых рифах смещены на периферию в область биогермного гребня и предрифового обломочного шлейфа.

В залежах, приуроченных к рифам первой группы, основные запасы сосредоточены в центральной части, что обусловлено не только морфологией (на осевую часть приходится 75% всего объема залежи), но и концентрацией коллекторов вблизи ее оси. Другой особенностью, по существу определяющей методику ведения разведочных работ, являются небольшие размеры залежей, входящих в данную группу. Применение какой-либо сетки скважин в данном случае экономически нецелесообразно. Оптимальным будет метод, предложенный Г.П. Ованесовым. Сущность его в следующем: после бурения и опробования первой скважины в случае необходимости заложения новых скважин для дальнейшей разведки площади проводится бурение двух-трех дополнительных стволов с отклонением от основного на 400-500 м. Одна многоствольная скважина может освещать 1 км площади. Для залежей, связанных с подковообразными ловушками, очевидно, разведку необходимо проводить путем бурения ряда многоствольных скважин, заложенных по гребню ловушки.

Для залежей в рифах второй группы основной объем запасов сосредоточен по периферии изометрической ловушки. Это вызвано тем, что основная доля коллекторов приходится на периферийные части рифового массива, поэтому рациональной в данном случае будет кольцевая система.

Для залежей в рифах третьей группы существенное влияние на распределение запасов оказывает соотношение рифа с зарифовыми и предрифовыми фациями. Исходя из того, что данные залежи обычно линейно вытянуты в одном направлении, разведку следует вести системой профилей, секущих тело по линии максимального изменения фаций.

Большинство залежей, связанных с рифогенными образованиями, по своей морфологии относятся к типу массивных, при проектировании системы разведки точки заложения скважины следует выбирать так, чтобы они равномерно освещали эффективный объем резервуара (в соответствии с принципом "на равные объемы запасов – равное количество скважин").

5.3.4. Особенности разведки газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей и месторождений

Фазовое состояние скоплений углеводородов имеет большое значение при выборе методики разведочных работ. Некоторые свойства газа и особенности разработки его залежей позволяют применять при разведке методы, существенно отличающиеся от методов разведки нефтяных месторождений. Основные положения методики разведки газовых месторождений состоят в следующем (В.П. Савченко, 1977).

1. Газ извлекается из залежи при ее эксплуатации почти полностью без применения законтурного или внутриконтурного заводнения. В результате отпадает необходимость детальной разведки приконтурной зоны газовой залежи для выяснения мест заложения нагнетательных скважин и их количества, в то время как для нефтяных залежей такую разведку в большинстве случаев необходимо проводить.

2. Из отдаленных участков залежи нефть отобрать практически невозможно, газ же подходит к эксплуатационным скважинам с этих же участков с относительно небольшой потерей давления. Это позволяет закладывать эксплуатационные газовые скважины вдали от контура газовой залежи в наиболее благоприятных условиях, преимущественно в самых высоких ее частях. В связи с этим нет необходимости проводить детальную площадную разведку

ку газовой залежи, особенно приконтурной ее части, чтобы выяснить условия заложения эксплуатационных газовых скважин. Для нефтяных залежей такая разведка необходима.

3. Рабочий дебит газовых скважин при прочих равных условиях непременно больше рабочего дебита нефтяных скважин. Это, а также дренаж газа эксплуатационными скважинами с более отдаленных участков позволяет разрабатывать газовую залежь несравненно меньшим количеством эксплуатационных скважин. Весьма существенно то обстоятельство, что если по окончании разведки нефтяной залежи всегда необходимо бурение эксплуатационных скважин, то по окончании разведки газовой залежи для ее разработки очень часто хватает разведочных скважин, давших газ. А в некоторых случаях, как показывает практика разведки мелких и средних газовых месторождений, количество этих скважин даже больше того, которое нужно для эксплуатации. Поэтому один из принципов разведки газовых залежей состоит в том, что количество разведочных скважин, которые могут дать газ, не должно превышать количества скважин, необходимых для разработки этой залежи.

4. Законтурная вода в большей части месторождений не успевает восстанавливать давление газа в процессе его отбора из залежи, причем в первой стадии разработки залежи продвижение воды в ней практически ничтожно. Это дает возможность достаточно достоверно оценить запасы по данным относительно кратковременной опытной эксплуатации с использованием падения давления. Такая возможность позволяет резко сократить объемы работ по промышленной разведке газовых залежей для подсчета запасов, что, однако, совершенно неприменимо к нефтяным залежам.

Оптимальная последовательность изучения газонефтяных залежей приведена на рис. 5.3.7. Для выбора рациональной стратегии освоения месторождения и оптимальной системы размещения скважин необходимо уже на первых этапах разведочных работ определить тип открытой залежи. В пластовых залежах для установления наличия нефтяной оторочки и оценки ее значимости в связи с тем, что первые поисковые скважины, бурящиеся в сводке, как правило, не вскрывают ее, требуется специальное разведочное бурение в приконтурной зоне. В случае отсутствия или непромышленного значения нефтяной оторочки большой объем бурения в приконтурной зоне снижает эффективность разведочных работ.



Рис. 5.3.7. Последовательность операций при разведке нефтяных оторочек газовых залежей

Сокращения затрат на поиски и разведку нефтяных оторочек можно добиться, применяя методы прогнозирования нефтяных оторочек по косвенным данным. В настоящее время разработан ряд методов, позволяющих прогнозировать наличие нефтяной оторочки на основе анализа особенностей химического состава газа. Так, одним из признаков наличия нефтяной оторочки может быть близость давления начала конденсации ($P_{нк}$) к пластовому, т. е.

предельное насыщение газа пентаном и высококипящими углеводородами. Данный критерий является необходимым, но недостаточным и применим при условии равновесия между жидкой и газообразной фазами. Весьма часто, однако, нефтяные оторочки наблюдаются при нарушенном равновесии, т. е. при значительном недонасыщении газовой фазы. В то же время нефтяная оторочка может отсутствовать и при перенасыщении газовой фазы. Согласно исследованиям В.П. Савченко, признаками нефтяной оторочки могут служить: 1) содержание C5+выш более 1,75% или выход стабильного конденсата более $80 \text{ см}^3 / \text{м}^3$;

2) преобладание в составе стабильного конденсата газовой залежи нефтяных углеводородов;

3) увеличение выхода стабильного конденсата к контуру газоконденсатной залежи.

При решении вопроса о возможном наличии под конденсатной залежью нефтяной оторочки необходимо учитывать и результаты разведочных работ на месторождениях, прилегающих к разведываемому.

На присутствие нефтяной оторочки в газоконденсатной залежи указывает отношение содержаний изобутана к нормальному бутану, меньше 0,8.

Изучение состава газа газовых залежей с нефтяными оторочками методом главных компонент позволило установить, что по минимальной информации – составу пластового газа и значениям начального пластового давления – можно достаточно надежно прогнозировать тип углеводородного скопления.

В случае, если под газовой залежью возможно обнаружение нефтяной оторочки, то первоочередной задачей разведки становится установление типа залежи (чисто газовая или газонефтяная).

Разведочные работы с целью обнаружения нефтяной оторочки при этом следует проводить в той части залежи, в которую ожидается смещение нефтяной оторочки (в направлении регионального движения вод). Если нефтяной оторочки в этой части нет, то можно считать доказанным, что ее нет и на других частях разведываемой залежи, т. е. залежь чисто газовая. Если по данным гидрогеологических исследований установлено отсутствие движения пластовых вод в рассматриваемой части разреза, то разведочные скважины на нефтяную оторочку целесообразно закладывать на пологом крыле складки, где ожидаемая ширина нефтяной оторочки максимальна.

При наличии нефтяной оторочки в первую очередь следует решить вопрос о промышленном ее значении и уточнить ее геологическое строение. В зависимости от этого устанавливаются сроки ввода в разработку газоконденсатных частей залежей и темпы добычи газа и конденсата. Методы оценки промышленной значимости нефтяной оторочки подробно рассмотрены в работах В.П. Савченко, М.Я. Зыкина и др.

При установлении самостоятельного промышленного значения нефтяной оторочки разведку газовой залежи следует прекратить, а нефтяную оторочку разведывать как нефтяную залежь. При непромышленном значении нефтяной оторочки следует осуществлять разведку и подготовку к разработке только газовой залежи в соответствии с принципами рациональной разведки газовых залежей.

При выявлении нефтяных оторочек подчиненного промышленного значения необходимо разведывать совместно и газовую залежь, и нефтяную оторочку. Детальность разведки нефтяной оторочки в этом случае определяется количеством нефти, которое может быть извлечено при одновременной разработке газовой части залежи.

Разведку нефтяных оторочек следует вести короткошаговым профилем из двух-трех разведочных скважин. Для надежного определения высотного положения контактов, допустимого безводного и безгазового дебита, выдержанности глинистых экранов в кровле и подошве нефтяного пласта, размеров высокопродуктивных участков профили скважин надо закладывать поперек выявленных оторочек.

При разведке газовых залежей с нефтяными оторочками равномерное площадное размещение скважин (особенно вдоль контура нефтегазоносности) приводит к существенному затягиванию сроков разведки как газоконденсатных частей залежей, так и нефтяных оторо-

чек и снижает ее эффективность. Например, нефтяные оторочки неокомских залежей Уренгойского, Заполярного, Песцового и других месторождений имеют высоту до 25 м и в плане достигают ширины 2-5 км. Причем на Уренгойском месторождении они развиты на отдельных участках залежей, и применяемая площадная система разведки не обеспечивает вскрытия нефтяных частей залежей в оптимальных условиях, хотя и предусматривает бурение большого числа скважин. При этом, несмотря на более плотную сетку скважин, периферийные участки оказываются разведанными менее детально.

Анализ разведочных работ показывает, что основные погрешности разведки и подсчета запасов двухфазных залежей связаны с неточным определением межфазовых контактов. По данным В.П. Савченко, погрешность определения положения контактов в несколько метров может привести к искажению истинной оценки значимости нефтяной оторочки в несколько раз. Особенно часто это наблюдается в карбонатных отложениях, где по результатам испытания скважин в колонне маломощные нефтяные оторочки систематически пропускаются или занижаются по высоте и запасам. Так, высота нефтяной оторочки основной газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения на ряде участков была занижена более чем вдвое, а высота центральной части месторождения до проведения специальных исследований в скважинах не установлена. Только результаты специальных геофизических исследований позволили установить, что высота оторочки на всей площади месторождения примерно одинакова и мощность ее составляет несколько десятков метров.

Решающее значение при разведке газонефтяных залежей имеет качественное опробование пласта.

Опробование при разведке нефтяных оторочек следует проводить небольшими интервалами (3-5 м), поскольку большие интервалы испытания (например, до 12 м в скв. 39 Заполярного месторождения) не позволяют однозначно судить о положении ГНК и ВНК. Для контроля результатов испытаний в зоне контакта необходимо проводить геофизические исследования. Положение ГНК следует контролировать результатами повторного нейтронного каротажа в длительно простаивающих обсаженных скважинах, а положение ВНК целесообразно определять по данным исследования скважин, пробуренных на растворах с нефтяной основой. Положение контактов двухфазных залежей, определенных только по данным испытаний без проведения геофизических исследований, как предлагают Я.П. Басин и др., следует считать недостоверным независимо от объема выполненных испытаний. Достоверность определения контактов значительно повышается при применении опробователей пластов на кабеле.

Заложение скважин для оценки размеров газовых и нефтегазовых залежей по методу В.П. Савченко

В 50-х годах В.П. Савченко была разработана и в дальнейшем усовершенствована методика определения высотного положения газоводяных, водонефтяных и газонефтяных контактов открытых месторождений и залежей по результатам гидрогеологических и гидродинамических исследований в первых пробуренных скважинах.

Согласно данной методике, кроме скважин в сводовых частях структур, где ожидаются или открыты газовые и нефтегазовые залежи, на каждом крыле структуры должно быть заложено по скважине, вскрывающей весь разрез отложений в водонасыщенной части. В этих контурных скважинах изучают воды всех перспективных горизонтов, величины напоров, характер и направление их изменения. В скважинах, вскрывших газовые залежи (нефтяные оторочки), определяют истинное пластовое давление газа (нефти), по возможности, в каждой залежи. По полученным данным рассчитывают высотное положение ГВК, ГНК и ВНК.

В районах или стратиграфических комплексах с незначительными изменениями напоров пластовых вод с целью обнаружения нефтяных оторочек, окаймляющих газовые залежи или полностью подстилающих их, одну-две скважины закладывают между внутренним и внешним расчетными контурами газоносности. При значительных изменениях пьезометрических напоров пластовых вод нефтяная оторочка может быть смещена на одно из крыльев. В этом случае скважину закладывают на участке наиболее низкого напора пластовых вод про-

дуктивного горизонта. Непосредственный контакт газа с водой в скважине, пробуренной на этом участке, указывает вообще на отсутствие нефтяной оторочки в пределах данной залежи.

Методика В.П. Савченко позволяет небольшим числом скважин решать вопросы о наличии и размерах подгазовых нефтяных залежей, высотных положениях ГВК, ГНК и ВНК в разных залежах многопластовых месторождений, предварительно оценивать их запасы. Она неприменима в условиях нарушений начального равновесия в пласте в результате разработки разведываемой (или соседней продуктивной) залежи или длительного аварийного фонтанирования скважин газом, нефтью или водой. Впервые данная методика использована в Куйбышевской, Волгоградской, Бухарской областях и Ставропольском крае. В настоящее время она является ведущей при поисках и разведке газовых и нефтегазовых залежей.

5.3.5. Разведка мелких месторождений нефти (до 1 млн т) и газа (до 3 млрд м³)

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн т) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.

Основной целью разведочных работ является подготовка месторождения (залежи) к разработке, подсчет и дифференциация его запасов. Месторождение считается подготовленным к разработке при оценке ЦКЗ Министерства запасов по категориям С₁ не менее 80%, С₂ до 20%.

Для однопластовых и мелкогазовых месторождений с запасами менее 0,5 млн т нефти и 1,5 млрд м³ газа, а также многопластовых месторождений с суммарными запасами около 1 млн т нефти и 3 млрд м³ газа, при оценке не менее 50% запасов по категориям С₁ на поисковом этапе, если имеется необходимая материальная база, задачи стадии подготовки месторождения решаются в процессе опытно-промышленной (пробной) эксплуатации.

Методика проведения работ

Разведочные скважины на данном этапе размещаются на профилях (диагональных, продольных), включающих поисковую скважину, на расстояниях, не превышающих половину ширины (длины) залежи или двойного расстояния будущей сетки эксплуатационных скважин. При размещении скважин учитываются приемы "шага поискового бурения", "удельной высоты залежей", "критического направления" и др.

Основным методическим принципом при проведении разведочного бурения должно быть заложение скважин в экстремальных точках, т.е. на участках, обеспечивающих получение максимальной геологической информации о залежи.

Применительно к наиболее часто встречающимся типам поднятий (брахиантиклинали и антиклинали, однокупольные поднятия изометрической формы, малоамплитудные поднятия с неясными элементами залегания на региональных моноклиналиных склонах) рекомендуются следующие системы размещения скважин (таблица 5.3.1, рис. 5.3.8, в качестве примера использованы месторождения Волго-Урала).

Первая группа (извлекаемые запасы менее 0,1 млн т). Рекомендуется бурение одной (поисковой) скважины независимо от типа поднятий. Главной задачей является заложение скважины в наиболее оптимальных условиях. Скважина должна размещаться на трассах сейсмических профилей в точке наивысшего перегиба опорных сейсмических горизонтов. Это позволит исключить сомнения в оптимальности заложения скважины при её непродуктивности, а также осуществить последующую переинтерпретацию сейсмических данных с учетом проведенных в скважине исследований.

Вторая группа (извлекаемые запасы 0,1-0,3 млн т). Залежи этой группы имеют относительно небольшие размеры. Для куполовидных и брахиантаклиналиных поднятий тектонического и седиментационного генезиса, при отношении осей складок не более 1:3, предпочтение следует отдавать заложению разведочных скважин по продольному профилю в створе с поисковой скважиной. Системы разбуривания по поперечному профилю являются менее эффективными, особенно при большом градиенте погружения крыльев и для поднятий

с низким коэффициентом заполнения ловушки. Заложение скважин по продольному профилю позволяет, при условии качественной подготовки, применять увеличенные расстояния между скважинами без риска их попадания за контур залежи. Разведочная скважина должна размещаться на более пологой периклинали с целью вскрытия ВНК и обеспечения максимального прироста запасов.

Таблица 5.3.1

Дифференциация мелких месторождений нефти по размерам с рекомендуемыми объемами поисково-разведочного бурения

Извлекаемые запасы, млн т	Балансовые запасы, млн т	Площадь, км ²	Число поисковых и разведочных скважин
Терригенные коллекторы			
менее 0,1	менее 0,4	до 2,2	1
0,1 - 0,3	0,4-1,1	2,2 - 3,5	1-2
0,3 - 1,0	1,1-2,2	3,5 - 5,5	2-4
Карбонатные коллекторы			
менее 0,1	менее 0,6	до 2,5	1
0,1 - 0,3	0,6-1,4	2,5 - 4,5	1-2
0,3 - 1,0	1,4-4,5	4,5 – 8,0	2-4

На изометрических структурах разведочная скважина закладывается с учетом возможности смещения залежей в нижележащих отложениях. Отход от поисковой скважины определяется величиной возможного смещения структурных планов, но при этом скважина не должна выйти за контур базисной залежи.

Для однокупольных поднятий изометрической формы целесообразна трехлучевая система расположения скважин по радиальным профилям с центром в скважине-открывательнице. Разведочные скважины располагаются на трех лучах, направленных от свода структуры под углом в 120°. Первую разведочную скважину желательно располагать на небольшом расстоянии от скважины-открывательницы (не более 500 м) на границе запасов категории С₁. Данные этих двух скважин в случае оптимальности заложения поисковой скважины дадут необходимую информацию о строении структуры, которую необходимо использовать для заложения последующих разведочных скважин. Кроме того, появляется возможность открытия разведочной скважиной небольших литологических и структурно-литологических залежей на склонах структуры. Последующие разведочные скважины бурятся по методу "шага поискового бурения". Точками заложения скважин являются пересечения поверхности условного ВНК с кровлей пласта.

Для успешного проведения разведки залежи по этому методу требуются достоверные данные о крутизне наклона крыльев структуры, к которой приурочена залежь. Для хорошо изученных районов целесообразно провести статистический анализ элементов залегания типичных структур, в том числе углов падения крыльев и периклиналей по различным горизонтам осадочного чехла. Эти обобщенные данные необходимо использовать для корректирования сейсмоосновы и определения точек заложения разведочных скважин. Бурение скважин может быть осуществлено наклонно направленным способом с устья поисковой. В случае разведки без вскрытия ВНК, на залежи выделяется некоторое количество запасов категории С₂, ограниченных границей запасов С₁ и предполагаемым контуром нефтеносности. Эти запасы следует рассматривать как резерв для прироста запасов промышленных категорий в процессе эксплуатационного разбуривания.

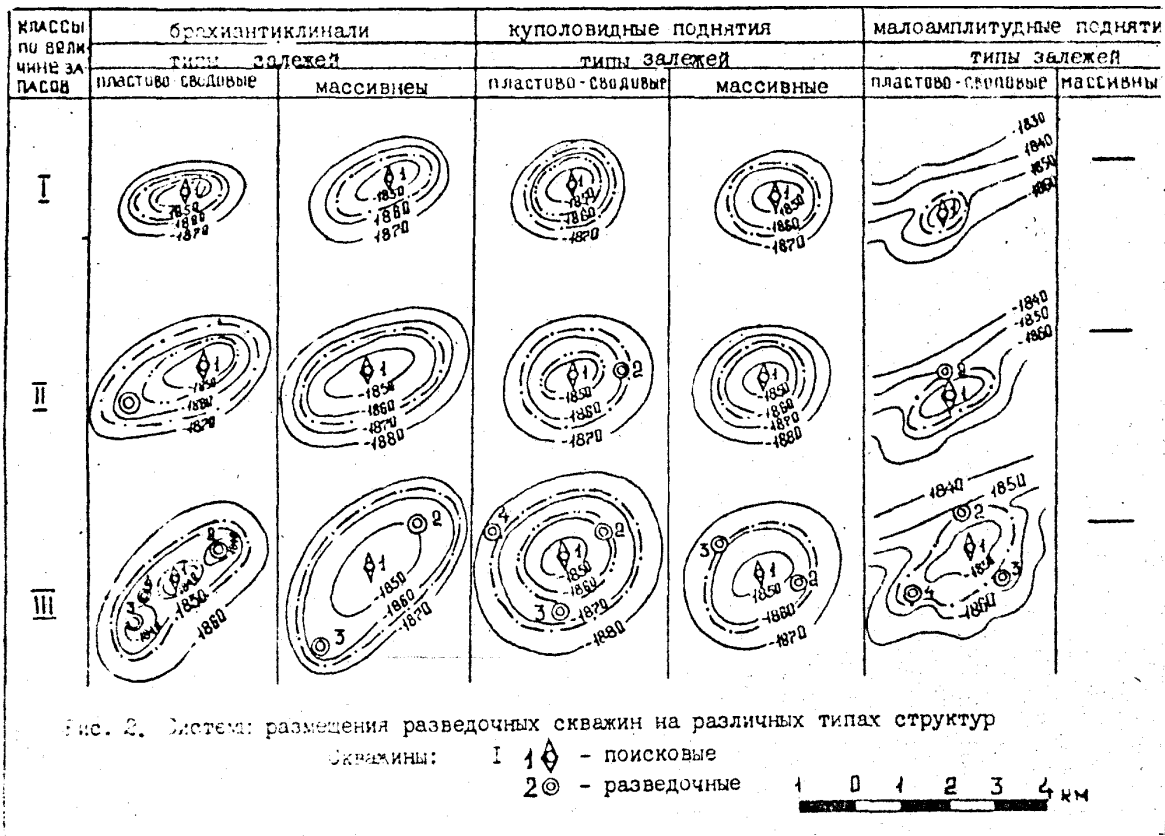


Рис. 5.3.8. Системы размещения скважин на структурах различного типа

Для малоамплитудных структур, приуроченных к региональным склонам, применяется метод критического направления. Как правило, залежи этих структур являются водоплавающими, в связи с чем ВНК обычно устанавливается первыми скважинами. Бурение дополнительных скважин на периклинальных погружениях структуры может вызваться необходимостью детализации строения залежи в связи с неясной морфологией продуктивного пласта.

Все рекомендации по выбору систем размещения разведочных скважин, рассмотренные выше, относятся в основном к пластово-сводовым залежам. Для массивных залежей в силу их специфичности требуется примерно на одну скважину меньше. Для массивных залежей контур нефтеносности определяется пересечением плоскости ВНК с кровлей продуктивного пласта. При надежной структурной основе, в принципе, оконтуривание массивных залежей может быть приведено по данным скважины-открывательницы. Сводовая скважина позволяет установить границы залежи, а для небольших залежей оценить запасы. Для массивных залежей III класса бурение 1-2 разведочных скважин оправдывается необходимостью иметь представление о продуктивности залежи на разных гипсометрических отметках и в разных частях залежи, так как массивные залежи часто характеризуются резкой неоднородностью коллекторских свойств.

Количество скважин для разведки многозалежных месторождений зависит от количества и разницы в глубинах залегания этажей разведки или совпадения структурных планов нефтенасыщенных пластов. Для месторождений с базисными залежами в верхней или средней частях разреза рекомендуется применять единую сетку скважин, но с уменьшением количества скважин на нижние залежи – в соответствии с их размерами и запасами. Для месторождений с приблизительно одинаковыми по размерам залежами оптимальной является единая сетка скважин, бурящихся до нижних залежей и позволяющих оценить запасы по всему разрезу. В случае резкой разницы в запасах для открытия и разведки залежей, находящихся ниже базисной, осуществляется прогнозирование их размеров по данным сейсморазведки с учетом карт схождения, а вскрытие – углубленными эксплуатационными скважинами. Залежи, находящиеся выше базисной, выявляются по данным ГИС и разведываются попутно скважинами, бурящимися на базисные горизонты.

Ограничение количества разведочных скважин обуславливает жесткие требования к проведению разведки. Для этого необходимо комплексное использование современных методов прогнозирования границ залежей, их геологических особенностей и сложности строения. Возможно использование следующих геолого-геофизических методов раннего оконтуривания залежей: метод условного контура, аналитические методы, а также методы скважинной электроразведки и сейсморазведки, детализационная сейсморазведка, структурное бурение. Необходимо в каждом конкретном районе выявить закономерности в условиях залегания залежей УВ с целью определения их размеров на ранних стадиях изучения. Такими закономерностями могут стать: изменение коэффициента заполнения ловушек на территории в целом или по различным нефтегазоносным комплексам; связи между глубиной залегания свода ловушки и положением ВНК, между высотой залежи и толщиной покрывки и т.д.

По результатам разведочного цикла работ производится подсчет начальных балансовых и извлекаемых запасов углеводородов, а также сопутствующих компонентов по разведанным и выявленным залежам (продуктивным горизонтам) месторождений.

Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов проводится в соответствии с "Инструкцией ... " ГКЗ СССР, 1984. Возможно более широкое использование аналогии с соседними месторождениями, а также статистических связей между геологическими параметрами.

Особенности разведки мелких месторождений (залежей) газа.

Ввиду различия физических свойств нефти и газа, практически ничтожной вязкости газа по сравнению с вязкостью нефти, разведка газовых месторождений осуществляется по более упрощенной методике.

Рациональная последовательность разведочных работ мелких чисто газовых месторождений в обустроенном районе после получения первого промышленного притока газа в поисковой скважине следующая:

- ввод залежи (поисковой скважины) в опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ);
- подсчет запасов газа по методу падения пластового давления в залежи и получение исходных данных для проектирования разработки;
- анализ данных ОПЭ и сейсморазведки с целью решения вопросов о необходимости доразведки залежи разведочным бурением.

В этом перечне работ по подготовке чисто газовых залежей к разработке этап разведки как таковой опускается, поскольку поисковая скважина переводится в эксплуатацию, а задачи разведки решаются ОПЭ в комплексе с данными сейсморазведки.

В процессе работ выполняются следующие мероприятия.

Опробование всех верхних перспективных горизонтов в поисковой скважине после получения первого промышленного притока газа приостанавливается до завершения ОПЭ или даже разработки нижней залежи. Если по данным, полученным на начальной стадии ОПЭ, доказано, что для подсчета запасов по методу падения давления требуется значительный срок, соизмеримый с бурением новой скважины, решается вопрос о целесообразности опробования верхней части разреза специальной разведочной скважиной – дублером поисковой скважины.

В процессе проведения опытно-промышленной эксплуатации скважин проводится детальный анализ динамики пластовых давлений и объемов отбора газа. Срок ОПЭ зависит от возможных запасов газа вскрытой залежи и должен обеспечить надежный подсчет запасов по методу падения давления. Наиболее уверенный подсчет запасов по МПД может быть достигнут при снижении начального пластового давления не менее чем на 1,0-1,5 МПа.

На основании полученных величин запасов газа, эффективной толщины продуктивного горизонта, вскрытого поисковой скважиной, ориентировочных величин остальных подсчетных параметров и результатов переинтерпретации сейсморазведки оценивается площадь газоносности. После этого решается вопрос о целесообразности доразведки залежи дополнительными разведочными скважинами, которые при получении промышленных притоков газа могли бы

стать эксплуатационными, а при получении притока пластовой воды – пьезометрическими. Разведочные (а при необходимости и опережающие эксплуатационные) скважины рекомендуются закладывать на расстоянии, не превышающем двух радиусов интенсивного дренирования (до 1000-1200 м). Каждая последующая разведочная скважина должна закладываться с учетом новых эксплуатационных и результатов предыдущих разведочных скважин.

Разведка газовых залежей с нефтяной оторочкой промышленного значения проводится оконтуривающими разведочными скважинами.

Поиски и разведка газовых залежей в горизонтах, расположенных под разрабатываемыми залежами, проводится преимущественно в начальный период разработки последних, до значительного снижения пластового давления.

Требования к повышению информативности скважин

Объемы поисково-разведочного бурения на мелких месторождениях предусматривают минимальное число скважин для их разведки. В связи с этим особое внимание следует обратить на полноту и качество всех видов исследований (ГИС, геологические, гидрогеологические, гидродинамические и др.), предусмотренных проектом, на увеличение процента выноса керна из продуктивной части пласта, отбор глубинных проб нефти, проведение опытной эксплуатации и др. Недобор информации в первой и зачастую единственной на структуре скважине потребует бурения второй скважины, которая может значительно ухудшить геолого-экономические показатели поисково-разведочного бурения. Поэтому пробуренная на объекте первая скважина должна обеспечить получение материалов стандартных и специальных видов ГИС, скважинных сейсмических исследований, максимально возможный объем выхода керна из нефтеперспективных интервалов (не менее 80%), качественное испытание объектов ИП по многоцикловой технологии. Интервал испытания при этом строго ограничивается толщиной пласта. Для получения достоверных данных ИП об объекте следует соблюдать оптимальные условия проводки скважин и не допускать длительных перерывов между вскрытием пласта и его испытанием.

Значительное повышение эффективности бурения скважин обеспечит внедрение новых технологических схем исследования разрезов скважин, таких как оперативный геолого-технологический контроль, измерения с воздействием на пласт и др. Геолого-технологический контроль направлен на максимальное извлечение информации о разрезе непосредственно в процессе бурения скважин. Он предусматривает круглосуточные геолого-геохимические и технологические наблюдения, в результате которых устанавливается вхождение в перспективный пласт, назначаются геофизические исследования ограниченным комплексом, оперативные гидродинамические исследования, характеризующие насыщенность коллекторов и их промышленную значимость. После завершения бурения скважины и выполнения заключительного комплекса ГИС по скважине выдается комплексное заключение, в котором даются количественная оценка свойств и промышленная значимость продуктивных коллекторов.

5.4. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОНТУРА ПРОДУКТИВНОСТИ В СКВАЖИНАХ (ВНК, ГВК)

Методы ускоренной разведки месторождений нефти и газа. Епифанов А.А., Марухняк Н.И., Парахин Б.Г., Капканщикова И.А. М., Наука, 1982. 108 с.

5.4.1. Определение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов по комплексу исследований в скважине

Оценка характера насыщенности производится с целью установления положений контактов между флюидами – водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК).

Положение ВНК или ГВК устанавливается с учетом толщины водонефтяной или газоводяной зоны, величина которой может меняться от долей метра до нескольких десятков метров. По условиям фильтрации пластовых флюидов эта зона делится на три части:

- нижнюю, с однофазной фильтрацией воды;

- среднюю, с двухфазной фильтрацией воды и нефти или газа;
- верхнюю, в которой возможна только однофазная фильтрация нефти или газа.

Положения ВНК и ГВК устанавливаются по границе между верхней и средней частями зоны с изменяющейся насыщенностью. При данном положении ВНК и ГВК производится оценка запасов части залежи, обеспечивающей безводные притоки нефти или газа.

Если запасы нефти или газа в зоне двухфазной фильтрации составляют более 5% суммарных запасов месторождения (залежи), то по границе между средней и нижней частями зоны с изменяющейся насыщенностью устанавливается положение другого контакта – ВНК или ГВК. В интервале глубин между ВНК (ГВК) и ВНК¹ (ГВК¹) производится оценка запасов части залежи, обеспечивающей притоки нефти (газа) с водой.

Определение положений ВНК и ГВК производится по материалам электрических методов ГИС сравнением удельного сопротивления пластов (ρ_p) или коэффициентов увеличения сопротивлений (R_n) с граничными (критическими) значениями $\rho_{p_{гр}}$ или $R_{n_{гр}}$. Коллекторы относят к нефтегазонасыщенным, если $\rho_p > \rho_{p_{гр}}$ или $R_n > R_{n_{гр}}$.

Определение положений ВНК¹ и ГВК¹ производят аналогично – сравнением ρ_p и R_n с граничными (критическими) значениями $\rho_{p_{гр}^1}$ и $R_{n_{гр}^1}$.

Граничные значения ρ_p и R_n устанавливают двумя способами – по результатам испытаний нефтегазонасыщенных и водонасыщенных пластов и (или) по результатам определений относительной фазовой проницаемости для нефти (газа) и воды на образцах керна.

Дополнительными методами ГИС для определения ВНК, ГВК и ГНК служат повторные измерения стационарным (НК) и импульсным (ИННК) нейтронным каротажем, выполненные в обсаженных скважинах в ходе расформирования зоны проникновения. По результатам исследований керна положение ВНК обосновывается по измеренным значениям остаточной нефтенасыщенности.

Положения ВНК и ГВК в терригенных коллекторах с небольшой (1-2 м) зоной изменяющейся насыщенности или при ее отсутствии могут определяться также по материалам гидродинамического каротажа (ГДК) и с помощью опробователей пластов на кабеле (ОПК).

Положение ГНК устанавливается, как правило, по данным ГДК и ОПК, полученным в открытом стволе, и по материалам повторных измерений НК и ИННК, выполненных в обсаженных скважинах в ходе расформирования зоны проникновения.

Положения ВНК, ГВК и ГНК, установленные по материалам ГИС, должны быть подтверждены результатами испытаний не менее чем 3-5 интервалов в зонах однофазного притока.

В сложно построенных залежах, представленных чередованием проницаемых и непроницаемых прослоев малой толщины ($h < 0,5$ м) с резко изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами, когда положения контактов не определяются по материалам ГИС, их устанавливают по результатам испытаний пластов.

5.4.2. Методы определения контура продуктивности (ВНК, ГВК) расчетным путем

Определение границ залежей нефти и газа расчетно-гидростатическим методом по результатам исследования продуктивной и законтурной скважин

Способы аналитического определения высотного положения контактов в залежах углеводородов по известным замерам пластовых давлений в продуктивной и водоносной частях пластов неоднократно привлекали внимание исследователей. В советской литературе вопрос расчетного определения контактов впервые был затронут в 1942 г. А.Н. Снарским и В.М. Барышевым. Они предложили гидростатический способ расчета высотного положения газонефтяного контакта, предполагая, что плотность газа в пластовых условиях равна нулю. В результате получена формула

$$h_{ГНК} = \frac{10 (P_n - P_r)}{\gamma_n}, \quad (2.1)$$

где $h_{ГНК}$ – расстояние по вертикали от точки замера пластового давления в нефтяной скважине до газонефтяного контакта; P_n , P_r – пластовое давление в скважинах, расположен-

ных соответственно в газовой и нефтяной частях залежи; γ_n – среднее значение плотности нефти в пластовых условиях.

В 1952 г. **М.А. Жданов** предложил способ расчета высотного положения газоводяного контакта по формуле, аналогичной приведенной выше (2.1). В 1970 г. он привел аналитические выражения для определения высотного положения контактов газ – вода, газ – нефть и нефть – вода по замерам пластовых давлений, которые имеют вид:

$$h_{ГВК} = h_v - \frac{10 (P_v - P_r)}{\gamma_v}, \quad (2.2)$$

$$h_{ГНК} = h_n - \frac{10 (P_n - P_r)}{\gamma_v}, \quad (2.3)$$

$$h_{ВНК} = \frac{h_v \gamma_v - h_n \gamma_n - 10 (P_v - P_n)}{\gamma_v - \gamma_n}. \quad (2.4)$$

Здесь $h_{ГВК}$, $h_{ГНК}$, $h_{ВНК}$ – абсолютные отметки соответственно газоводяных, газонефтяных и водонефтяных контактов; h_n , h_v – абсолютные отметки точек замеров пластовых давлений в скважинах, расположенных соответственно в нефтяной зоне и за пределами залежи, в водяной зоне; γ_v , γ_n – плотность нефти и воды в пластовых условиях;

P_r , P_n и P_v – пластовые давления в скважинах, расположенных соответственно в газовой и нефтяной зонах залежи и за ее контуром, в водяной зоне.

Вопросы расчетного определения положения водонефтяного контакта, его внутреннего и внешнего контуров с использованием гидростатических законов и гидродинамических характеристик пласта изучал **С.Ф. Сайкин**. В одной из статей [93] он рассмотрел случай, когда пласт находится в статическом состоянии. Определение положения водонефтяного контакта проведено на основе предположения о постоянстве плотностей пластовой нефти и воды, об отсутствии капиллярных сил на границе раздела жидкостей и без учета влияния регионального движения пластовых вод. При наличии одной скважины в пределах нефтяной залежи, а второй – в водоносной части пласта гидростатическое уравнение равновесия давлений на уровне водонефтяного контакта принимает вид:

$$P_n + h_n \gamma_n = (H_v - h_{ВН} + h_n) \gamma_v, \quad (2.5)$$

где P_n – пластовое давление у подошвы пласта в скважине, расположенной в нефтяной зоне; γ_n и γ_v – плотность нефти и воды в пластовых условиях; h_n – расстояние от подошвы пласта в продуктивной скважине до плоскости водонефтяного контакта; $h_{ВН}$ – расстояние между подошвой пласта в нефтяной и водяной скважинах; H_v – высота столба воды, считая от подошвы пласта в водяной скважине.

Из формулы (2.5) следует, что расстояние от подошвы пласта в продуктивной скважине до поверхности водонефтяного контакта можно вычислить по выражению

$$h_n = \frac{P_n - (H_v - h_{ВН}) \gamma_v}{\gamma_v - \gamma_n}. \quad (2.6)$$

Расстояние от продуктивной скважины до внутреннего контура нефтеносности (L) определяется отношением

$$L = \frac{h_n}{\text{tg}\alpha}.$$

Подставив в формулу (2.7) выражения для определения h_n и $\text{tg}\alpha$, найдем

$$L = a \frac{P_n - (H_v - h_{ВН}) \gamma_v}{h_{ВН} (\gamma_v - \gamma_n)}. \quad (2.7a)$$

Здесь α – угол наклона подошвы пласта; a – расстояние между нефтяной и водяной скважинами.

Уровень воды H_v в расчетах может быть заменен пластовым давлением (P_n), замеренным у подошвы пласта. Тогда формула для определения расстояния до внутреннего контура нефтеносности примет вид

$$L = a \frac{P_n - P_v - h_{вп}\gamma_v}{h_{вп}(\gamma_v - \gamma_n)} . \quad (2.7б)$$

При вычислении расстояния от продуктивной скважины до внешнего контура нефтеносности в выражения (2.7,а) и (2.7,б) следует подставить значения соответствующих величин применительно к кровле пласта.

С.Ф. Сайкин также рассмотрел роль колебания плотностей нефти и воды в различных областях пласта, определил влияние капиллярных сил и гидравлического напора вод на положение водонефтяного контакта. Он дал оценку и провел учет влияний различных физико-гидродинамических факторов на положение и форму водонефтяного контакта в статическом состоянии.

Положение газовой водяного контакта в залежах устанавливается расчетным способом по статическому уровню воды на основе выражения:

$$H_{ГВК} = C - \frac{10P_g}{\gamma_g} , \quad (2.8)$$

где C – абсолютная отметка статического уровня воды в законтурной скважине; P_g – пластовое давление в газовой скважине; γ_g – плотность газа в пластовых условиях.

В 1957 г. В. П. Савченко предложил следующие формулы для определения контактов газ – вода, нефть – вода и газ – нефть:

$$H_{ГВК} = \frac{\Delta h_{гв}\gamma_v - 10(P_v - P_g)}{\gamma_v - \gamma_g} , \quad (2.9)$$

$$H_{ВНК} = \frac{\Delta h_{нв}\gamma_v - 10(P_v - P_n)}{\gamma_v - \gamma_n} , \quad (2.10)$$

$$H_{ГНК} = \frac{\Delta h_{гн}\gamma_n - 10(P_n - P_g)}{\gamma_n - \gamma_g} . \quad (2.11)$$

Определить положение контактов газ – нефть и газ – вода по выражениям (2.9) и (2.10) можно более точно, чем по формулам (2.1)-(2.3), так как они учитывают плотность газа в пластовых условиях.

При наличии в газовой залежи нефтяной оторочки и известном удалении точки замера пластового давления в газовой скважине от газонефтяного контакта, определенного любым способом (по результатам опробования, по материалам промыслово-геофизических исследований или расчетным путем), положение водонефтяного контакта можно вычислить по выражению:

$$h_{ГВНК} = \frac{\Delta h_{гв}\gamma_n - 10(P_v - P_g) - h_{ГНК}(\gamma_n - \gamma_g)}{\gamma_v - \gamma_n} . \quad (2.12)$$

В приведенных выше формулах (2.9)-(2.11) приняты следующие обозначения: $h_{ГВК}$, $h_{ГНК}$, $h_{ВНК}$, $h_{ГВНК}$ – расстояние по разрезу от точки замера пластового давления соответственно до газовой водяного, водонефтяного, газонефтяного и водонефтяного контактов в газовых залежах с нефтяной оторочкой (рис. 5.4.1).

Δh – расстояние между точками замера пластового давления в скважинах, расположенных в газовой (нефтяной) и водяной зонах продуктивного горизонта.

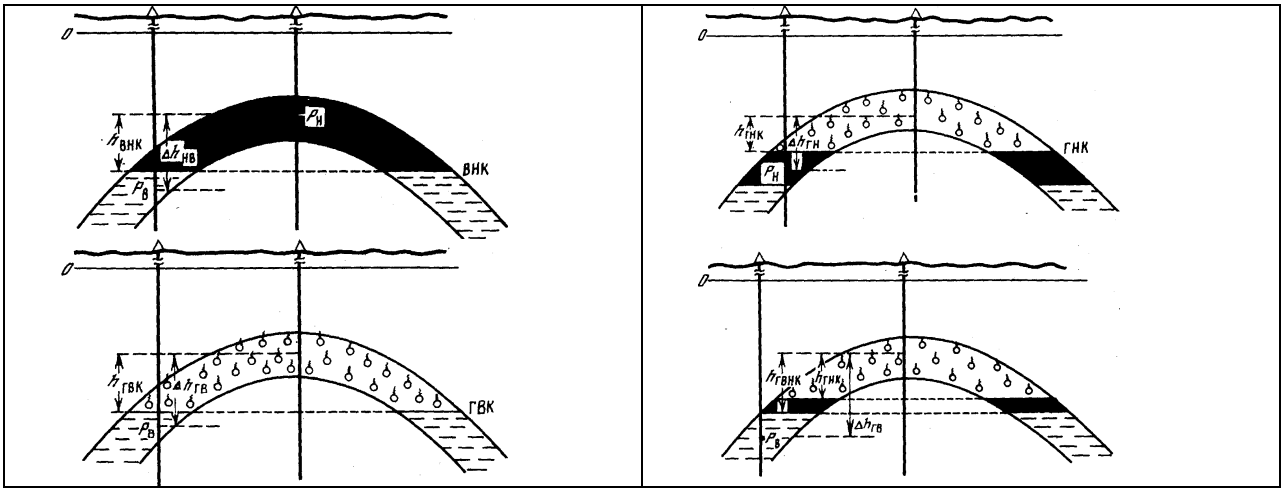


Рис. 5.4.1. Схематические разрезы нефтяной, газовой и нефтегазовой залежей.
1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода; 4 – скважины; 0 – уровень моря.

Для определения абсолютной отметки газоводяного (водонефтяного) контакта можно воспользоваться формулой, приведенной в работе [13]. Она имеет вид:

$$H_K = \frac{10(P - P_B) + \gamma_B \Delta h}{\gamma_B - \gamma}, \quad (2.13)$$

где H_K – абсолютная отметка газоводяного (водонефтяного) контакта; H – абсолютная отметка точки замера пластового давления в скважине, расположенной в газовой (нефтяной) зоне залежи; Δh – расстояние между точками замера пластового давления в скважинах, расположенных в газовой (нефтяной) и водяной зонах продуктивного горизонта; P , P_B – пластовое давление в скважине, расположенной соответственно в газовой (нефтяной) и водяной зонах продуктивного горизонта; γ_B , γ – плотность газа (нефти) и воды в пластовых условиях.

Абсолютная отметка контакта может быть вычислена путем несложных арифметических действий при знании альтитуды скважины, поправки на искривление ее ствола, глубины до точки замера пластового давления и удаления этой точки от контакта.

В 1961 г. Ю.П. Коротаев и А.П. Полянский предложили барометрическую формулу для определения положения газоводяного контакта, которая имеет следующий вид:

$$P_{Гг} e^{\frac{0,03415 h_{ГВК} \gamma_{Г}}{T_{пл} Z_{пл}}} = P_B \frac{(\Delta h - h_{ГВК}) \gamma_B}{10}, \quad (2.14)$$

где $h_{ГВК}$ – расстояние по вертикали между забоями газовой и водяной скважин, м; Δh – расстояние по вертикали между забоем газовой скважины и контактом газ – вода, м; $P_{Гг}$ и P_B – пластовые давления, замеренные в скважинах, расположенных соответственно в газовой и водяной зонах продуктивного горизонта, кгс/см²; $\gamma_{Г}$ – относительная плотность газа; γ_B – плотность воды, т/м³; $T_{пл}$ – пластовая температура, °К; $Z_{пл}$ – коэффициент сжимаемости газа для условий забоя газовой скважины.

Для газовых залежей, особенно с аномально высоким пластовым давлением, Ю.П. Коротаев рекомендует следующий приближенный метод определения положения газоводяного контакта по данным одной или нескольких скважин, не вышедших из газовой части пласта [61]. Принимая давление на контакте газ – вода равным гидростатическому для газовой и водяной частей залежи, этот автор приравнивает два уравнения:

$$P = \frac{h_{ГВК} \gamma_B}{10}, \quad (2.15)$$

(2.16)

$$P = P_{ге} \frac{0,03415 h_{ГВК} \gamma_{г}}{T_{ср} Z_{ср}},$$

Здесь обозначения те же, что и в приведенной выше барометрической формуле (2.14).

Решив полученное выражение относительно $h_{ГВК}$ после соответствующего преобразования найдем формулу для определения положения газоводяного контакта по результатам исследования одной или нескольких газовых скважин. Она имеет следующий вид:

(2.17)

$$h_{ГВК} = \frac{P_{г}}{\frac{\gamma_{в}}{10} - 0,03415 P_{г} \frac{\gamma_{г}}{T_{ср} Z_{ср}}},$$

В 1961 г. Э.Б. Чекалюк предложил метод графического определения контактов газ – нефть и нефть – вода по эпюрам пластовых давлений. Положения первоначальных уровней нефти, газа и воды находятся по точкам пересечения пьезограмм начальных пластовых давлений для газовой и нефтяной частей залежи, а также для законтурной водоносной зоны пласта. Этот автор отмечает, что применение метода требует максимальной точности глубинных замеров. Погрешность в определении пластовых давлений порядка ± 01 кгс/см² при небольшой разности плотностей воды и нефти (0,2 г/см³) может привести к значительным погрешностям в определении положения водонефтяного контакта (до ± 5 м).

Все приведенные выше формулы для определения положения контактов не учитывают изменения плотности нефти, газа и воды по разрезу, что для залежей с большим этажом нефтегазоносности приводит к погрешностям ± 10 м и более. В связи с этим **Б.С. Воробьев и В.Е. Карачинский** предложили способ определения газоводяного, водонефтяного и газонефтяного контактов по среднеинтервальным значениям плотности газа, нефти и воды. Формула для определения контакта газ – вода имеет

(2.18)

$$h_{ГВК} = \frac{\Delta h_{гв} \gamma_{в} - 10 (P_{в} - P_{г})}{\gamma_{вср} - 0,03415 \frac{P_{г} \gamma}{T_{г} Z_{ср}}},$$

или в случае, когда неизвестна относительная плотность газа (γ),

(2.19)

$$h_{ГВК} = \frac{\Delta h_{гв} \gamma_{в} - 10 (P_{в} - P_{г})}{\gamma_{вср} - 10 \omega \frac{P_{г}}{T_{г}}}.$$

Здесь $P_{г}$ и $P_{в}$ – пластовые давления в скважинах, расположенных соответственно в пределах газовой залежи и за контуром газоносности, $\gamma_{в}$ – плотность воды в условиях замера пластового давления; $\gamma_{вср}$ – средняя плотность воды в интервале глубин от точки замера пластового давления; $\Delta h_{гв}$ – расстояние по вертикали между точками замера $P_{г}$ и $P_{в}$; $T_{г}$ – пластовая температура на забое газовой скважины; $Z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа для условий забоя газовой скважины; $Z_{ср}$ – среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа в интервале от точки замера $P_{г}$ до водогазового контакта; ω – температурный градиент в пределах месторождения.

Аналогично определяется положение газонефтяного и водонефтяного контактов.

По материалам практического применения гидростатического метода погрешность в расчетном определении высотного положения газоводяного контакта изменяется от -8 до +35

м, а для водонефтяного составляет +15м и -25 м. Эти значения основаны на изучении небольшого числа газовых месторождений и на единичных определениях по нефтяным месторождениям. Величина погрешности в расчетном определении высотного положения контактов не зависит от глубины залегания продуктивных горизонтов.

Заканчивая рассмотрение возможностей гидростатического метода определения контактов по результатам исследования продуктивной и законтурной скважин, следует отметить, что допускается также графическое решение приведенных ранее уравнений. С этой целью на график зависимости $P = f(H)$ выносятся точки, отвечающие давлению и абсолютной отметке точек замеров пластовых давлений в продуктивной (P_n, H_n) и водяной (P_v, H_v) скважинах. Через полученные точки проводятся прямые с угловыми коэффициентами, равными соответственно $\gamma/10$ и $\gamma_v/10$ (γ – плотность газа или нефти, а γ_v – плотность воды). Точка пересечения прямых отвечает абсолютной отметке контакта. Графический способ дает менее точные результаты по сравнению с аналитическим вычислением положения контактов продуктивности.

Установлено, что с увеличением этажа нефтегазоносности и угла падения пород в приконтурной зоне залежи относительная погрешность в определении контактов снижается. Соответственно этому рекомендуется применять графоаналитические методы определения контактов главным образом для залежей нефти и газа высотой более 50 м и с углами падения пород не менее 3° .

Определение границ залежей нефти и газа расчетно-гидростатическим методом по результатам исследования первой продуктивной скважины

Все рассмотренные выше способы гидростатического метода расчетного определения контактов требуют замера пластовых давлений хотя бы в двух скважинах, одна из которых расположена в пределах залежи, а другая за ее контуром.

В 1964-1967 гг. **Б.С. Воробьев и В.Е. Карачинский** предложили расчетный способ определения контактов и размеров залежей по первой продуктивной скважине. Способ расчетного определения контактов по первой продуктивной скважине представляет собой дальнейшее усовершенствование гидростатического метода. Он основан на замене значений пластовых давлений в законтурной части залежи, полученных в результате их замера, средним значением величины РГД или МГД.

Значения регионального или местного гидростатического давления остаются практически постоянными в пределах крупных областей, принадлежащих к единой гидродинамической системе, и вычисляются на основе эмпирических зависимостей, выявленных для бассейна в целом или для его частей. Так, по данным исследований, для ДДВ зависимость пластовых давлений в водонапорной системе от глубины (в интервале абсолютных отметок от -500 до -4500 м) определяется по эмпирической формуле:

(2.20)

$$P_v = 63 + [0,1 + 5,22 \cdot 10^{-5} (H - 500)^{2/3}] (H - 500),$$

где H — глубина от уровня моря до расчетной абсолютной отметки, м.

В практике работ по имеющимся фактическим замерам строятся среднерайонные графики зависимости приведенных гидростатических давлений и плотности пластовой воды от абсолютной отметки пласта. Абсолютная отметка контакта определяется графическим путем по точке пересечения теоретических кривых давления в нефтяной или газовой части залежи с кривой РГД или аналитически по формуле

(2.21)

$$H_K = H - \frac{10 (P - P_v) + \gamma_v \Delta h}{\gamma_v - \gamma_{cp}},$$

где H_K – абсолютная отметка контакта; H – абсолютная отметка точки замера пластового давления в нефтяной или газовой зоне залежи; P – пластовое давление, замеренное в скважине, расположенной в нефтяной или газовой зоне залежи; P_v – РГД законтурной области; γ_{cp} – среднее значение плотности газа или нефти в пластовых условиях; γ_v – среднее

значение плотности воды в пластовых условиях; Δh – расстояние между точкой замера пластового давления в залежи и точкой, в которой определяется региональное гидростатическое давление законтурной области.

Эффективность метода РГД оценена на ряде газовых месторождений. Результаты расчетного определения контактов газ – вода показали, что абсолютная погрешность в определении положения контакта по методу РГД колеблется от -15 до +5 м относительно положения контакта, установленного по данным опробования или результатам интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований скважин.

При оценке возможностей метода РГД на Шебелинском месторождении средняя отметка газоводяного контакта оказалась всего на 3 м выше, чем по данным опробования. Максимальные отклонения расчетного положения контакта составили от +15 до -19 м. Расхождения в результатах графического и аналитического определения отметки газоводяного контакта по методу РГД невелики.

В зарубежной литературе сообщение о возможности расчетного определения положения водонефтяного контакта по данным исследований в одной скважине появилось в 1963 г. Роуч И.В. предлагает определять положение водонефтяного контакта по формуле

$$H = x + \frac{10 (P_{xв} - P_x)}{\gamma_в - \gamma_н}, \quad (2.21)$$

где H – глубина залегания поверхности водонефтяного контакта, м; x – глубина замера пластового давления в продуктивной скважине, м; P_x – пластовое давление на глубине x , кгс/см²; $P_{xв}$ – нормальное гидростатическое давление на глубине замера пластового давления, кгс/см²; $\gamma_в, \gamma_н$ – плотность воды и нефти в пластовых условиях, г/см³.

В приведенной формуле значение пластового давления может быть определено по данным опробования испытателем пласта в процессе бурения или на основании гидродинамических исследований. Гидростатическое давление вычисляется по заранее установленному значению плотности воды или определяется по диаграмме зависимости давления от глубины, построенной по нескольким близлежащим скважинам. Плотность пластовой воды может быть найдена по материалам близлежащих скважин или рассчитана по данным о солёности вод продуктивного горизонта. Плотность нефти в пластовых условиях может быть определена при опробовании скважины испытателем пласта или примерно оценена по данным о составе продукции скважины.

Предложенная формула расчетного определения контакта неприменима для пластов с аномальными давлениями и в случае, если при испытании горизонта получен приток нефти с водой и газом. Для определения положения водонефтяного контакта при наличии в залежи газовой шапки необходимо знание высотного положения газонефтяного контакта и данных о плотности газа, нефти и воды в пластовых условиях.

5.5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ РАЗВЕДКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Эффективность геофизических исследований при разведке сложнопостроенных месторождений нефти и газа. В.А. Низьев, Л.Д. Бовт, С.Ф. Попова, В.П. Щербаков, В.Б. Ростовщиков. Советская геология, №9, 1985. С. 6-13.

Важным направлением повышения геолого-экономической эффективности на разведочной стадии является широкое развитие детализационных работ с помощью комплекса геофизических методов. Современный научно-технический уровень последних позволяет не только определять геометрические формы ловушек, но и уточнять в комплексе с бурением строение и контуры конкретных залежей, определять зоны распространения улучшенных коллекторов, линий литологических и стратиграфических выклиниваний, фациального замещения, устанавливая положение тектонических нарушений и другие особенности геологического строения месторождения.

Сокращение объемов дорогостоящего бурения глубоких скважин за счет заложения их в более оптимальных условиях, а также сроков подготовки запасов является главной задачей детализационных геофизических работ и непременным условием повышения общей эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ. **Основной метод детализационных исследований – сейсморазведка.**

Основным направлением дальнейшего повышения эффективности детализационных работ может быть **комплексирование** наиболее информативного метода **сейсморазведки МОГТ с другими методами разведочной (высокоточная гравиразведка, электроразведка) и промысловой (акустический каротаж, гамма-гамма-плотностной каротаж) геофизики, а также со скважинной сейсморазведкой (ВСП, ВЛП и др.)**. При этом геофизические работы в технико-методическом плане должны выполняться на достаточно высоком уровне, обеспечивающем решение конкретных задач. В сейсморазведке сеть профилей, кратность, длина годографа, шаг наблюдений, высокая разрешенность записи, а также уровень обработки должны быть ориентированы не только на выяснение особенностей геометрического строения залежей, но и на определение границ развития продуктивных пластов, зон с улучшенными коллекторами и уточнение других важных свойств нефтегазонасыщенных пород. Высокоточная гравиразведка и электроразведка могут давать дополнительную информацию для прогнозирования разреза на месторождениях. Важнейшая роль отводится скважинным сейсморазведочным и промыслово-геофизическим исследованиям, а также лабораторному изучению физических свойств исследуемого разреза по керновому материалу.

В Красноярском крае в пределах западной части Сибирской платформы на Собинском месторождении применен комплекс геолого-геофизических методов (сейсморазведка МОГТ, электроразведка ЗСБ, колонковое и глубокое бурение). В Прикаспийской впадине на Астраханском газоконденсатном месторождении для достижения наибольшего эффекта сейсморазведка МОГТ комплексировается с высокоточной гравиметрией и электроразведкой ЗСБ.

На этапе детальной разведки месторождения в комплекс программ обработки сейсмического материала необходимо включать **накет программ прогнозирования геологического разреза**. Наибольшей эффективности при этом можно достичь путем применения скважинной сейсморазведки. Переход от скважинной (точечной) характеристики продуктивных толщ через наземные наблюдения к площадному изучению параметров пластов на основе псевдоакустических кривых и синтетических сейсмограмм позволяет получить окончательный разрез акустических жесткостей между двумя пробуренными скважинами, на основе которого уточняется интерполяция границ распространения и физических свойств продуктивных пластов.

Важное значение имеет **повторная обработка архивных геофизических материалов** по более сложным программам, позволяющая получить дополнительную информацию без проведения дорогостоящих полевых работ. Обобщение и анализ структурных построений на основе повторной обработки полевых материалов по более совершенным графам и с привлечением данных бурения целесообразно проводить не менее 2-3 раз в течение всего периода разведки месторождения.

После бурения первых разведочных скважин производится уточнение априорно выбранных параметров среды для интерпретации материалов. Данные последующего бурения позволяют уточнять структурные построения непосредственно по разведываемым залежам и прогнозировать строение продуктивных толщ и пластов. И, наконец, на завершающей стадии разведки месторождения обобщение и анализ полученного геолого-геофизического материала позволяет подготовить и обосновать представление запасов промышленных категорий к утверждению в ГКЗ СССР.

Особое место в комплексе мероприятий по повышению эффективности детализационных работ должны занять новые направления геофизических исследований, и в первую очередь **высокоразрешающая, многоволновая и пространственная сейсморазведка** с целью прогноза литологии, условий осадконакопления, коллекторских свойств и изучения детального строения продуктивных толщ.

5.5.1. Комплексование глубокого бурения и детализационной сейсморазведки

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн т) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.

Сущность технологии комплексирования сейсморазведки и глубокого бурения заключается в проведении целенаправленных наземно-скважинных, а в случае необходимости детализационных, сейсмических полевых исследований, ориентированных как на уточнение морфологии ловушки (залежи), так и других параметров продуктивных пластов.

Переинтерпретация полевых сейсмических материалов выполняется на основе глубокого комплексирования наземной сейсморазведки и данных скважинных сейсмических исследований в поисковой скважине – ВСП, непродольное ВСП, ГСТ, включая ГИС (АК, ГГК), наклономер. При таком комплексировании из данных сейсморазведки можно извлечь дополнительную информацию об изменениях разреза по латерали.

Интерпретация включает следующие этапы:

- в точке заложения скважин по данным ГИС составляется детальная геосейсмическая модель разреза, которая принимается в качестве опорной;
- с помощью ВСП, ГИС и синтезированных сейсмограмм устанавливается соответствие экстремумов и других особенностей отражений на временных разрезах отдельным границам и тонким пластам опорной модели.

Может потребоваться проведение дополнительных полевых детализационных работ МОГТ. Полевые наблюдения на месторождении и прилегающих участках выполняются с плотностью, определяемой размерами и конфигурацией контролирующей залежь структур, и опираются на данные глубоких скважин.

Расстояния между профилями желательнее иметь равными шагу сетки эксплуатационных скважин. При этих условиях плотность сети профилей (например, при сетке 400 x 400 м) может достигать 5 км на 1 км².

Результативными материалами комплексной методики являются крупномасштабные карты 1 : 25 000 и 1 : 10 000, уточненные двух- и трехмерные модели залежей с оперативным подсчетом запасов категорий С₁ и С₂ и рекомендациями на бурение первоочередных эксплуатационных скважин. Положение ВНК определяется по данным ГИС и опробования по ограниченному числу поисковых и разведочных скважин. Контуры нефтегазоносности залежей определяются по отражающим горизонтам с учетом средней величины несовпадения отражающей поверхности и кровли продуктивного пласта. Возможны другие способы оконтуривания залежей, например, способ, использующий амплитуду аномалий сейсмической записи. Применение методики комплексирования обеспечит ускоренное получение информации о строении месторождения, сокращение числа разведочных скважин, особенно законтурных, и получение надежной геолого-геофизической модели залежей для подсчета запасов.

Эффективность геофизических исследований при разведке сложностроенных месторождений нефти и газа. В.А. Низьев, Л.Д. Бовт, С.Ф. Попова, В.П. Щербаков, В.Б. Ростовщиков. //Советская геология, №9, 1985. С. 6-13.

В 1983 г. эти работы по Министерству геологии РСФСР составили 10% от общего объема геофизических исследований, а в Западной Сибири и Тимано-Печорской провинции достигли 20%.

В Тимано-Печорской провинции детализационные работы проводятся с середины 60-х годов. Они выполнены на Вуктыльском, Усинском, Возейском, Западно-Соплесском, Сарембойском, Северо-Сарембойском, Песчаноозерском, Югидском, Сандивейском, Харьягинском, Баганском и других месторождениях. Основным видом исследований является сейсморазведка методом общей глубинной точки (ОГТ). Результаты детализационных работ на Баганской площади показаны на рис. 5.5.1. Дополнительно отработанная сеть сейсморазведочных профилей позволила получить структурную карту, которая по своей детальности значительно превосходит первоначальный вариант.

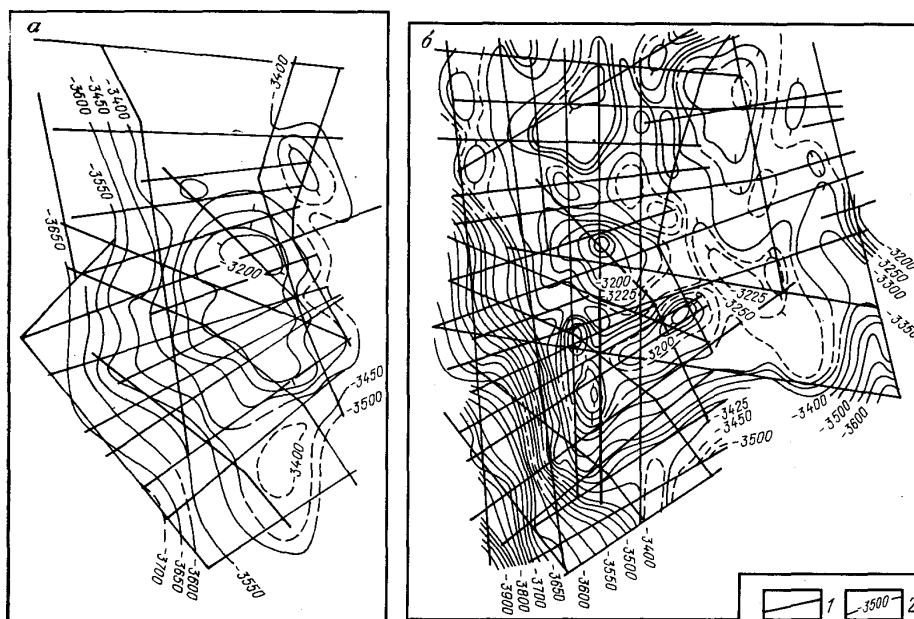


Рис. 5.5.1. Результаты детализационных работ на Баганской площади
Тимано-Печорской провинции

а – структурная карта по подошве верхнедевонских отложений; б – структурная карта по тем же отложениям после детализационных работ; 1 – сейсмические профили, 2 – изогипсы, м

Характерным примером высокой эффективности детализационной сейсморазведки может быть разведка сложнопостроенного многозалежного Харьягинского нефтяного месторождения, расположенного в центральной части Колвинского мегавала, к северу от Усинско-Возейской группы разрабатываемых месторождений. Месторождение открыто на структуре, подготовленной методом отраженных волн (МОВ) по верхнедевонскому отражающему горизонту, который контролирует поведение верхне- и среднедевонских терригенных отложений, регионально нефтеносных в пределах Колвинского мегавала. Залежи нефти в терригенных отложениях среднедевонского возраста приурочены к пластам песчаников, имеющим ограниченное распространение на юге месторождения вследствие предверхнедевонского размыва. Разведка выявленных залежей потребовала дополнительных (детализационных) сейсморазведочных исследований, которые были проведены на более высоком технико-методическом уровне (МОГТ, 12-кратная система, цифровая регистрация и обработка материалов по более совершенным программам).

В результате были изучены структурные планы продуктивных горизонтов в средневерхнедевонских терригенных отложениях, уточнено строение кровли карбонатов нижнепермского возраста, получены структурные построения по верхнепермским и триасовым терригенным отложениям. Но наиболее важным результатом было установление в верхнедевонском разрезе рифогенных отложений и прогнозирование крупной рифовой ловушки.

В процессе разведки дважды проводились дополнительные сейсморазведочные детализационные работы и тематические комплексные обобщения геолого-геофизических материалов. В процессе комплексных геолого-разведочных работ на месторождении дважды производилось тематическое обобщение геолого-геофизических материалов и их анализ на основе полученных данных бурения. Уточненные структурные карты по залежам в значительной мере помогли оптимизировать количество и положение разведочных скважин на месторождении. На конечном этапе разведки структурные построения стали основой для окончательного подсчета запасов нефти и представления их к защите в ГКЗ.

В результате детализационных работ на Харьягинском месторождении были значительно увеличены запасы по сравнению с первоначальной оценкой за счет открытия и изучения новых залежей, срок разведки был сокращен на два года, метраж глубокого бурения – на 55 тыс. м, количество скважин – на 37 против проектных. Из общего количества пробурен-

ных скважин (58) только две были непродуктивными. Общий экономический эффект комплексирования сейсморазведки и глубокого разведочного бурения оказался достаточно высоким, а стоимость подготовки 1 т запасов нефти на месторождении в несколько раз ниже, чем в целом по Тимано-Печорской провинции.

5.5.2. Определение границ залежей нефти и газа с помощью скважинной электроразведки

Методы ускоренной разведки месторождений нефти и газа. /А.А. Етифанов, Н.И. Марухняк, Б.Г. Парахин, И.А. Капканщикова. М.: Наука, 1982.108с.

В последнее десятилетие для оконтуривания залежей нефти и газа применяется скважинная электроразведка: метод экранированного электрода, при котором скважина должна пересекать залежь, и метод отнесенного (переносного) питающего электрода (ОПЭ), если скважина пробурена вблизи залежи. При этих методах используется электрическая установка, один из питающих электродов которой располагается в скважине ниже продуктивного горизонта, а второй – на поверхности земли. Поскольку **нефтегазоносный пласт отличается от вмещающих его пород повышенным удельным сопротивлением, то при пропускании через него электрического тока токовые линии будут экранироваться высокоомным продуктивным пластом. Это может быть зафиксировано путем измерения разности потенциалов на дневной поверхности.**

Наземные исследования при использовании метода экранированного электрода проводятся по профилям, расходящимся от устья скважины. В методе ОПЭ измерения выполняются по профилям, радиально расходящимся от верхнего питающего электрода, который вначале заземляют у устья скважины. После проведения исследований и установления залежи этот электрод перемещают на участок предполагаемого ее местоположения и потом проводят повторные измерения. Опытные исследования по опробованию метода экранированного электрода были проведены в 1968 г. на Пролетарском газовом месторождении, расположенном в центральной части ДДВ.

В результате получены графики (рис. 5.5.2), на которых показано изменение кажущегося сопротивления (ρ_k) по профилям, проходящим через газовую залежь. Здесь по оси абсцисс отложено расстояние (R) от верхнего питающего электрода до точки замера значений кажущегося сопротивления. На всех графиках над контуром газоносности залежи появляется характерное ступенчатое резкое изменение кажущихся сопротивлений, обусловленное разностью между высоким удельным электрическим сопротивлением газонасыщенных и низким удельным сопротивлением водонасыщенных пород.

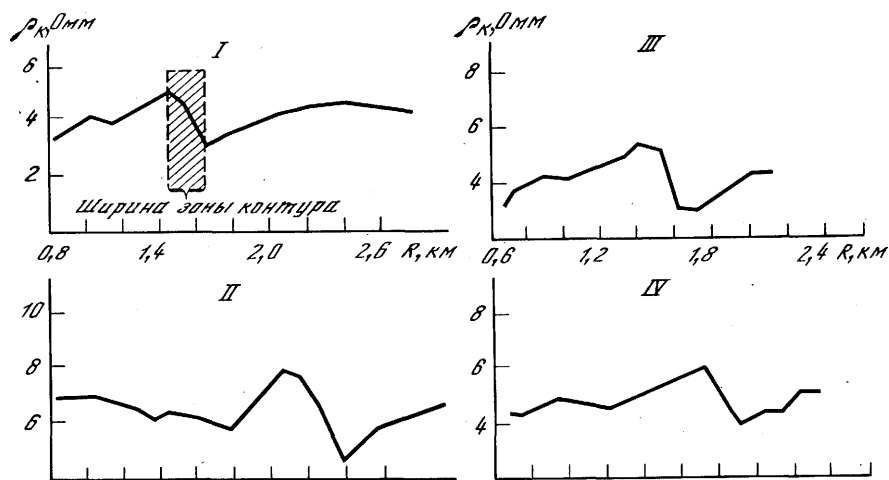


Рис. 5.5.2. Графики изменения кажущегося сопротивления ρ_k по профилям (I-IV) над газовой залежью

Положение профилей см. на рис. 5.5.3.

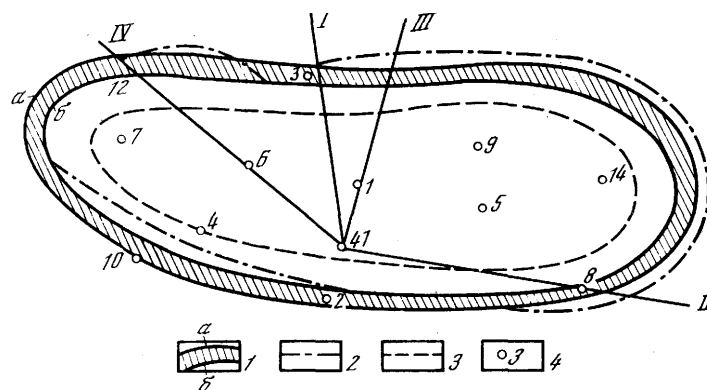


Рис. 5.5.3. Схема контура газоносности Пролетарского газового месторождения
 7 – зона контура газоносности по электрическим данным: а, б – кривые, построенные по точкам, в которых получены значения ρ_{\max} и ρ_{\min} ; 2, 3 – соответственно внешний и внутренний контуры газоносности по результатам бурения; 4 – скважины и их номера; I-IV – линии профилей

По данным этих графиков построены две замкнутые кривые – ρ_{\max} и ρ_{\min} (рис. 3). Одна из них соединяет на профиле точки максимумов, вторая – точки минимумов. Предполагается, что в пределах зоны, заключенной между этими двумя кривыми, находится граница залежи. Внешний контур газоносности, установленный по данным глубокого бурения и показанный на рис. 5.5.3, хорошо совпадает в плане с контуром, полученным с помощью электроразведки.

Методы скважинной электроразведки еще в 1968-1969 гг. были использованы при оконтуривании семи газовых месторождений Украины. Размеры контуров залежей нефти и газа в горизонтальной плоскости определяются с достаточно высокой точностью (от ± 5 до $\pm 15\%$ от размеров контуров, установленных по данным бурения). Методы скважинной электроразведки могут быть применены в самых различных, но не очень сложных геологических условиях. Их можно проводить на всех нефтяных и газовых площадях, за исключением горных районов и участков с соляными куполами.

5.5.3. Определение границ залежей нефти и газа с помощью сейсморазведки

Методы ускоренной разведки месторождений нефти и газа. /А.А. Епифанов, Н.И. Марухняк, Б.Г. Парахин, И.А. Капканицикова. М.: Наука, 1982. 108 с.

Применение сейсмических методов для поисков и оконтуривания залежей нефти и газа основано на разных способах анализа изменения энергии волнового поля, обусловленных различиями в плотности пород, скорости сейсмических волн, величине коэффициентов отражения и поглощения в области залежи и за ее пределами. Изменения значений физических параметров сопровождаются изменениями амплитуды отраженных волн, фиксируемыми на сейсмограммах.

Плотность продуктивного пласта и скорость распространения в нем сейсмических волн зависят от пористости и нефтегазонасыщенности коллектора. Она всегда ниже, чем в водонасыщенной части пласта. Экспериментально показано, что *при переходе от водонасыщенной к нефтегазонасыщенной части пласта скорость распространения отраженных волн снижается на 10-30%, а величина коэффициента отражения уменьшается на 7-20%. Вследствие этого на записях в районе залежи должны фиксироваться аномальные значения амплитуд сейсмических сигналов, а также отражения от водонефтяного (водогазового) контакта и волны, дифрагированные на краях залежи. В области залежи наблюдается также повышенное поглощение энергии сейсмических сигналов, что приводит к уменьшению амплитуд сейсмических сигналов на записях.* В связи с этим для выделения аномалий, указывающих на наличие залежей, применяют различные способы

анализа, обнаруживающие изменения амплитуд (энергии) волнового поля за счет различия коэффициентов отражения и поглощения в области залежи и за ее пределами и проявления отражений от контактов нефть – вода, газ – вода.

В практике сейсморазведочных работ волновое поле на сейсмограммах в районе залежи осложнено множеством различных помех, в том числе отражениями от пластов, залегающих выше. Сложность волнового поля и наличие помех в большинстве случаев не дают возможности надежно выделить аномалии, соответствующие залежам, с помощью визуального анализа сейсморазведки МОВ и обработки специальными методами записей многократного профилирования МОГТ. Невысокая эффективность указанных методов снижается еще больше с увеличением глубины залегания продуктивных горизонтов и уменьшением их мощности.

Значительно более широкие возможности для поисков и оконтуривания залежей нефти и газа представляет импульсная **сейсмическая голография** – принципиально новый метод сейсморазведки. В основу метода положено дифракционное (голографическое) преобразование сейсмических записей в изображение среды. Сейсмическая модель (рис. 5.5.4) показывает, что *возможность обнаружения на сейсмическом изображении залежей объясняется уменьшением скорости распространения сейсмических волн в самой залежи и в области над ней. За счет этого изображение контактов нефть – вода, газ – вода и других отражающих границ, расположенных под залежью, сдвигается вниз по разрезу на величину аномального запаздывания.* Граница, связанная с кровлей залежи, смещается вверх за счет проникновения углеводородов в покрывающую толщу. За пределами залежи отражающие границы сохраняют свое истинное положение. В районе контура залежи на изображениях могут наблюдаться разрывы волнового поля. К краям залежи величина аномального запаздывания уменьшается, в результате чего сама аномалия приобретает линзовидную форму.

Обработка исходных материалов проводится многократно в различных вариантах по различным программам дифракционного преобразования. Сейсмические изображения после визуального анализа и выделения аномалий типа залежей подвергаются дополнительной обработке по специальным программам, формализующим выделение аномалий и дающим дополнительные параметры. Для преобразования изображений в сейсмические разрезы применяется программная система "Прогноз". На сейсмических разрезах изменения амплитуд, обращение фазы сигнала, водонефтяные (водогазовые) контакты, запаздывание волн для нижележащих границ выделяются более четко, чем на изображениях. На основе дифракционного преобразования достигается более эффективное, чем при МОГТ, ослабление помех, свертываются дифрагированные волны, повышается точность и детальность результативных материалов. Изображения геологических границ и других объектов, полученные голографическим методом, совпадают по форме с реальными объектами в среде, а динамические параметры изображений границ достаточно тесно связаны со свойствами самих границ в среде. Все это позволяет выделять на сейсмических изображениях аномалии, соответствующие залежам нефти и газа.

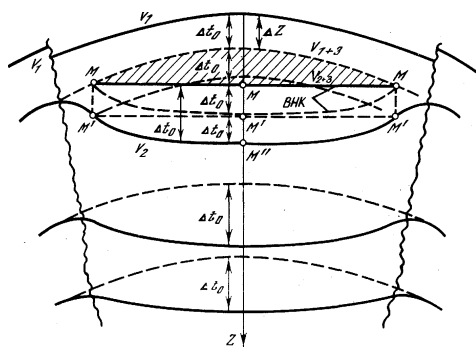


Рис.5.5.4. Сейсмическая модель залежи углеводородов

Положение ВНК (ГВК): $M - M -$ в среде. $M' - M' -$ с учетом аномального запаздывания волн в покрывающей толще. $M - M' - M -$ на сейсмическом изображении с учетом аномального запаздывания волн в залежи; скорость распространения сейсмических волн: V_1 – в покрывающей толще; V_{1+3} – в области диффузии углеводородов в покрывающей толще; V_2 и V_{2+3} – соответственно в водо- и нефтегазонасыщенном коллекторе; Δt_0 – аномальное запаздывание отраженных волн в области над залежью; ΔZ – высота проникновения углеводородов в покрывающую толщу; штриховкой показана залежь углеводородов

По экспериментальным данным на сейсмическом изображении выделяются следующие характерные признаки, указывающие на присутствие залежей:

1) наличие непрерывно или прерывисто прослеживающихся, практически горизонтальных границ среди основных наклонных границ; они могут соответствовать ВНК или ГВК, а в некоторых случаях – ГНК;

2) изменение формы сигналов отраженной волны над горизонтальной границей;

3) изменение амплитуды волны, отраженной от кровли пласта-коллектора в области над горизонтальной границей, соответствующей контакту продуктивности;

4) ослабление амплитуд сигналов ниже границы водонефтяного (газоводяного) контакта;

5) изменение амплитуд сигналов в области диффузии углеводородов из залежи. Признаки, характеризующие наличие залежи на сейсмических изображениях, не зависят от глубины залегания залежей и одинаково применимы к терригенным и карбонатным коллекторам. Выявление всех или части признаков с высокой вероятностью свидетельствует о наличии залежи нефти и газа в соответствующей области среды.

В качестве примера приведены графики распределения энергии сейсмических сигналов над залежью Монастырищенского нефтяного месторождения (рис. 5.5.5).

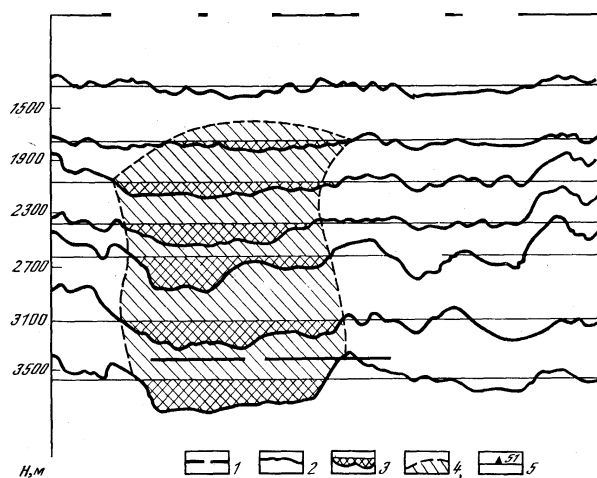


Рис. 5.5.5. Графики распределения энергии сейсмических сигналов над залежью Монастырищенского месторождения

1 – водонефтяной контакт; 2 – графики суммарной энергии (SU^2); 3 – энергетические аномалии; 4 – область диффузии углеводородов из залежи; 5 – скважины и их номера

5.5.4. Новый метод сейсморазведки – сейсмическая локация бокового обзора (СЛБО)

Метод сейсмической локации бокового обзора (СЛБО), разработанный в Государственном научном центре "ВНИИГеосистем" и его Научно-внедренческом предприятии "Геоакустик", является принципиально новым методом сейсморазведки и предназначен для изучения трещиноватости в больших объемах геосреды от 1 до 200 куб.км.

Принципиальные отличия СЛБО от существующих видов сейсморазведки заключаются в следующем.

Физической основой СЛБО является свойство трещин геосреды переизлучать упругую энергию сейсмических волн, приходящую к ним от сейсмического источника (вибратора, ударника или взрыва). Переизлученные от трещин рассеянные волны (резонансного и релеевского типов), присутствующие в регистрируемом сейсмическом волновом поле, в энергетическом отношении на 1-2 порядка ниже зеркально-отраженных волн. Выделение слабых рассеянных волн и определение места их зарождения в геосреде основано на принципе локатора бокового обзора, реализуемого при выполнении полевых наблюдений и обработке сейсмических материалов.

Технология полевых наблюдений СЛБО включает создание на поверхности Земли пространственных систем: апертуры приема и синтезированной апертуры излучения сейсмических волн. Для реализации бокового обзора эти апертуры располагают за пределами площади исследования. Пункты приема и излучения распределяют в соответствующих апертурах относительно равномерно. Возбуждение и регистрацию сейсмических волн осуществляют аппаратурой и оборудованием, которые используются в современной сейсморазведке. При изучении площади 10-15 кв. км время полевых наблюдений составляет 1-2 дня.

Обработка полевых материалов СЛБО включает как стандартные процедуры по определению и коррекции статических поправок и скоростной характеристики, улучшения отношения "сигнал/помеха", АРУ и др., так и специальные процедуры, основанные на сопряженном фокусировании апертур излучения и приема для выделения рассеянных волн и определения мест их зарождения. Результатом обработки являются объемные модели трещиноватости геосреды в режиме "Медиаплеер", структурные и горизонтальные срезы, вертикальные разрезы и псевдокаротажные кривые по проекции линии скважин.

Геологическая интерпретация результатов обработки СЛБО основана на использовании тектонофизических моделей напряженно-деформированного состояния геосреды, которое формирует объемное распределение трещиноватости в массивах горных пород.

С 1990 г. исследования СЛБО выполнены более чем на ста площадях (Татарстан, Оренбуржье, Зап. Сибирь, Коми, Казахстан, Якутия, Турция) для решения различных задач: выбор направления горизонтального бурения и места заложения разведочных скважин, прогноз зон осложнения при бурении, контроль техногенных воздействий на геосреду (закачка воды, сейсмическое излучение, гидроразрыв, подземный взрыв и др.), контроль герметичности ПХГ и т.д.

5.6. ОПЫТНАЯ (ПРОБНАЯ) ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. М., 1987.

На месторождениях, разведка которых незавершена, а также на сложно построенных залежах (независимо от утверждения запасов в ГКЗ), в случае необходимости получения дополнительной информации для подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов, определения возможности и целесообразности поддержания пластового давления, других исходных данных, требуемых для составления технологической схемы разработки, может проводиться пробная эксплуатация залежей или представительных их участков. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков следует понимать временную (сроком не более 3 лет) эксплуатацию разведочных, а при необходимости, и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин

Пробная эксплуатация залежей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии со специально составленными проектами пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации залежей служат данные разведки месторождения, полученные в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

В проектах пробной эксплуатации обосновываются:

- а) количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;
- б) количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории С₁, интервал отбора керна в них;
- в) комплекс детальных сейсмических исследований, направленных на уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллектора, положения контуров газо- и нефтеносности сложно построенных продуктивных горизонтов с целью обоснования размещения скважин;
- г) комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых для:
 - уточнения положения ВНК, ГНК, продуктивности добывающих скважин, приемистости, нагнетательных скважин по воде, оптимальных депрессий;
 - изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газа, физико-гидродинамических характеристик коллекторов (величин начальных нефтегазонасыщенностей, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой и газом, соответствующих им значений проницаемостей для нефти, воды и газа, зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности);
- д) ориентирующие уровни добычи нефти, газа, закачки воды на период пробной эксплуатации.

Проекты пробной эксплуатации мелких месторождений составляются организациями и подразделениями, подчиненными нефтегазодобывающим объединениям при методической помощи отраслевых, территориальных и специализированных институтов. Проекты пробной эксплуатации уникальных, крупных, средних и всех сложно построенных месторождений составляются отраслевыми НИПИ. Проекты пробной эксплуатации по месторождениям с запасами нефти 100 млн т и более и газа более 500 млрд м³ по согласованию с Госгортехнадзором утверждаются в установленном порядке.

На основе утвержденных проектов пробной эксплуатации составляется проектно-сметная документация на обустройство месторождения (на период пробной эксплуатации), в которой должны быть рассмотрены вопросы утилизации нефтяного газа и конденсата.

Виды, объемы и качество результатов опытных и исследовательских работ, проводимых при пробной эксплуатации, контролируются организациями, осуществляющими подсчет запасов и проектирование разработки, местными органами Госгортехнадзора.

Задачи пробной эксплуатации

Опытная эксплуатация разведочных и опережающих добывающих скважин – одно из мероприятий по детальной разведке месторождения, проводимых с целью получения исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и проектирования разработки. К ним относятся:

- дебиты нефти и газа, газовые и конденсатные факторы, содержание пластовой воды и др.;
- физические свойства коллекторов и характер неоднородности продуктивного разреза;
- величина и характер изменения пластового давления во времени; режим залежи;
- физико-химические свойства флюидов и товарные свойства нефти, газа и конденсата;
- условия работы скважин (разрушение призабойной зоны, пробко- и гидратообразование, выпадение конденсата, парафина и т.д.);
- возможности перетоков нефти, газа и воды в другие пласты, а также межколонные пропуски; коррозионная агрессивность нефти, газа и конденсата, скорости и характер коррозии.

Для получения перечисленных данных проводится большой комплекс промысловых и лабораторных исследований, включающий:

- 1) исследование скважин методом установившихся отборов на различных штуцерах; на каждом режиме желательны проведение не менее двух замеров дебитов флюидов, отбор проб нефти для определения содержания воды и механических примесей, замер забойного и устьевых давлений;

- 2) замер пластовой температуры, пластового давления и давления по стволу скважины – один раз в квартал;
- 3) снятие кривой восстановления давления – один раз в полгода;
- 4) отбор и исследование глубинных проб с целью изучения физико-химических свойств пластовой жидкости – не менее двух проб в процессе опытной эксплуатации;
- 5) отбор и анализ поверхностных проб флюидов с определением плотности, вязкости, фракционного состава, содержания смол, серы, асфальтенов, парафина, гелия, аргона и др. – один раз в полгода;
- б) определение проницаемости, пористости и нефтегазонасыщенности для установления степени неоднородности продуктивного разреза.

По окончании исследования на приток выбирается и устанавливается оптимальный технологический режим работы скважин и проводятся следующие исследования:

- а) замеры дебитов нефти, газа и конденсата – не менее одного раза в неделю;
- б) отбор проб нефти, газа и конденсата для определения содержания воды и мехпримесей – один раз в 10 дней;
- в) регистрация устьевых давлений – ежемесячно.

Опытная эксплуатация нефтяных и газовых скважин в процессе доразведки продуктивных горизонтов постепенно переходит в опытно-промышленную, а после утверждения запасов в ГКЗ и составления технологической схемы разработки – в промышленную эксплуатацию месторождения.

5.7. ОТЧЕТ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ

Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в государственную комиссию по запасам полезных ископаемых. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

Материалы подсчета запасов включают: текстовую часть, ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов, текстовые, табличные и графические приложения и документацию геолого-разведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа.

ТЭО коэффициентов извлечения нефти, конденсата и содержащихся в них компонентов должно содержать расчеты коэффициентов извлечения, выполненные по методике, апробированной для данного района, повариантные расчеты систем разработки месторождения, обоснование рекомендуемого варианта разработки, обеспечивающего наиболее полное извлечение нефти из недр с применением современных технических средств и технологических способов добычи при соблюдении требований законодательных актов по охране недр и окружающей среды.

Текстовые приложения должны содержать необходимую распорядительную документацию, результаты рассмотрения материалов подсчета запасов заинтересованными организациями и НТС организаций, осуществлявших геолого-разведочные работы или разработку, а также результаты дополнительных работ, выполненных сторонними организациями. Для разрабатываемых месторождений следует дать сведения о размерах добычи, потерь, списания утвержденных запасов, о качестве получаемой продукции, полноте комплексного использования полезных ископаемых.

Табличные приложения должны включать материалы по определению параметров, операциям и результатам подсчета запасов, а также сведения, необходимые для обоснования основных положений и выводов, изложенных в тексте отчета.

Графические приложения при минимальном их количестве должны достаточно полно отображать результаты геолого-разведочных работ: геологическое строение месторождения, нефтегазоносность, положение контуров подсчитанных запасов, гидрогеоло-

гические, геокриологические и другие природные условия. Диаграммы стандартного каротажа, инклинограммы, описание керна, акты испытания скважин и акты проверки манометров, а также документация математической обработки материалов на ЭВМ представляются в одном экземпляре.

5.7.1. Текстовая часть

При составлении текста отчета рекомендуется излагать материал по следующей схеме:

- введение;
- общие сведения о месторождении;
- геологическое строение района и месторождения;
- геолого-разведочные работы;
- геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;
- нефтегазоносность месторождения;
- гидрогеологические и геокриологические условия;
- физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по керну;
- состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов;
- сведения о разработке месторождения;
- обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;
- сопоставление подсчитанных запасов с числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых СССР и с ранее утвержденными;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения;
- качество и эффективность геолого-разведочных работ;
- геолого-экономическая оценка месторождения;
- заключение;
- список использованных материалов.

5.7.2. Графические приложения

В отчете по подсчету запасов независимо от метода подсчета должны содержаться следующие графические материалы:

1. Обзорная карта района месторождения с указанием его местоположения, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефте- и газопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов.

2. Структурная карта по данным геофизических исследований, структурного бурения или иных исследований, послужившая основой для постановки глубокого бурения. На этой карте должен быть нанесен весь фактический материал, положенный в основу ее построения: сейсмические профили, структурные, проектные и фактически пробуренные поисковые и разведочные скважины с указанием сроков начала и конца их бурения.

3. Сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения в масштабе от 1 : 500 до 1 : 2000 со стратиграфическим расчленением, каротажной характеристикой, кратким описанием пород и характерной фауны, указанием электрических, сейсмических и других реперов и выделением нефтегазонасыщенных пластов (горизонтов).

4. Геологические разрезы (один продольный и как минимум один поперечный) по месторождению, отражающие стратиграфические единицы отложений, литологические особенности пород, положение тектонических нарушений, залежей нефти и газа, контактов нефть – вода, газ – нефть или газ – вода.

5. Схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1 : 200, составленные по данным каротажа и описания керна, с выделением проницаемых пород, нефте- и газонасыщенных интервалов, интервалов перфорации, положениями контактов нефть – вода, газ – нефть, газ – вода, их глубиной и абсолютными отметками. При значительной толщине продуктивного разреза (до 1000 м) схемы корреляции даются в масштабе 1 : 500. Для слабо изученных месторождений желательна составление схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.

6. Структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана (представляются по пластовым залежам для обоснования положения внутренних контуров нефтегазоносности).

7. Схема опробования каждого пласта для обоснования положения контактов; на ней должны указываться глубина и абсолютные отметки интервалов залегания пластов-коллекторов и перфорации, результаты опробования и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа.

8. Карты изолиний суммарной эффективной и нефтегазонасыщенной (газонасыщенной) толщины пласта в масштабе подсчетных планов. При небольшом количестве скважин эти карты можно совместить на одном листе. На картах должны быть нанесены границы категорий запасов и исходные данные, использованные для построения этих карт.

9. Подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1 : 5000 – 1 : 50000, обеспечивающем необходимую точность замера площадей и зависящем от размеров месторождения и сложности его строения. Эти планы составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживаемому ближайшему реперу, не более чем на 10 м выше или ниже кровли пласта. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газонасыщенности, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасов скважины с точным нанесением положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта.

По испытанным скважинам указываются глубина и абсолютные отметки кровли и подошвы коллектора и интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, газа и воды, диаметр штуцера, депрессии, продолжительность работы скважин, дата появления и процент воды. При совместном опробовании двух и более пластов указываются их индексы.

Кроме того, на подсчетном плане помещаются таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, параметры, принятые по решению ГКЗ СССР, дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете запасов на подсчетных планах должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете.

10. Графики, характеризующие динамику добычи нефти и газа по отдельным залежам и месторождению в целом, а также изменения пластовых давлений и дебитов нефти, газа и воды за период разработки.

11. Индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам.

12. Графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслово-геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов.

13. Графики изменения свойств пластовой нефти и конденсата в зависимости от давления и температуры.

14. Карта разработки залежи и состояния пробуренных скважин.

15. Карта распространения и толщин многолетнемерзлых пород.

5.7.3. Документация геолого-разведочных работ

К материалам по подсчету запасов должна быть приложена следующая первичная документация.

1. Описание керна по продуктивным пластам (горизонтам), а также породам, залегающим на 10-15 м выше и ниже каждого продуктивного пласта. Диаграммы стандартного каротажа в масштабе 1 : 500 по всем скважинам с указанием на них стратиграфических границ и интервалов продуктивных пластов с их индексацией.

2. Диаграммы ГИС (БКЗ, микрозондирования, радиоактивного каротажа и термокаротажа, кавернометрии, фотокаротажа акустическим телевизором и других видов исследования) в масштабе не менее 1 : 200 с их интерпретацией.

Все диаграммы каротажа, по данным интерпретации которых определяются эффективная толщина продуктивных пластов, положение контактов и др., помещаются на одном планшете с увязкой по глубине. Здесь же указываются интервалы отбора и вынос керна в метрах в соответствии с его привязкой, границы и номенклатура пластов, интервалы залегания пород-коллекторов и их литологические особенности, величины общей, эффективной и нефте- и газонасыщенной толщины, пористости, проницаемости абсолютной и эффективной, нефтегазонасыщенности по керну и каротажу, интервалы и дата перфорации, результаты опробования, положение контактов нефть (газ) – вода, положение цементных мостов. В отдельной графе должны быть даны заключения по БКЗ для отдельных интервалов. Кроме того, должны быть представлены развернутые заключения по ГИС в виде таблиц обработки.

3. Акты об испытании скважин, содержащие сведения об их состоянии, условиях испытания, продолжительности непрерывного притока нефти, газа или воды на каждом режиме, условиях замеров статических уровней, проверке герметичности эксплуатационных колонн, установке и проверке герметичности цементных мостов.

4. Акты на проверку точности манометров.

5. Данные лабораторных определений пористости (трещиноватости, кавернозности), абсолютной и эффективной проницаемости, состава пород-коллекторов, нефте-, газо- и водонасыщенности, результаты механических анализов пород, анализов нефти, газа, конденсата, воды, определения в них механических примесей; для пород-покрышек – изменение фильтрационных и емкостных свойств.

6. Данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, коэффициентах сжимаемости газа.

7. Данные замеров дебитов, нефти, газа и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений, газосодержания нефти и воды, температуры пласта.

Глава 6. ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Доразведка месторождения – это изучение и уточнение геологического строения залежей месторождения, введенного в эксплуатацию, в основном по результатам бурения опережающих эксплуатационных скважин и, в меньшей мере, дополнительных разведочных скважин. Главная задача доразведки – получение информации для уточнения показателей разработки эксплуатационных залежей или подготовки к разработке залежей, или частей залежей, ввод в разработку которых планируется во вторую очередь.

Методика проведения работ на стадии доразведки определяется особенностями геологического строения и особенностями ввода в эксплуатацию изучаемого месторождения. Для изучения участков залежей, не освещенных бурением, или в случае выявления новых залежей (литологически и тектонически экранированных) применяется разведочное бурение с детальной сейсморазведкой. Скважины размещают по профилям или по равномерной сетке в зависимости от закономерностей строения пласта-коллектора.

Доизучение введенных в эксплуатацию крупных залежей нефти и газа проводится в процессе эксплуатационного разбуривания. Для уточнения параметров, необходимых при составлении проекта опытно-промышленной эксплуатации для газовых месторождений или технологической схемы для нефтяных месторождений, проводят разбуривание отдельных участков залежи по сетке, близкой к плотности будущей плотности эксплуатационной сети, и организуют на этом участке опытно-промышленную эксплуатацию и различного рода промысловые эксперименты. Такой метод доразведки является наиболее эффективным при вводе в эксплуатацию сложно построенных залежей нефти и газа. Например, на многих газоконденсатных залежах с нефтяными оторочками на северо-западе Западной Сибири для изучения нефтяных оторочек используется такой метод доразведки. Поскольку коллекторы, к которым приурочены нефтяные оторочки, характеризуются значительной изменчивостью и невысокой проницаемостью, данные о неоднородности резервуара, получаемые по редкой сетке разведочных скважин, и начальные дебиты скважин, определяемые по результатам опробования, не являются в достаточной степени представительными для проведения технологических расчетов. Разбуривание отдельных участков нефтяных оторочек эксплуатационной сеткой скважин не дает принципиально новых данных для уточнения размеров залежи и запасов, однако оно позволяет уточнить фильтрационные характеристики коллекторов и характер изменения дебитов и пластового давления в процессе эксплуатации.

На многопластовых месторождениях, введенных в разработку по базисному горизонту, для выявления и доизучения залежей, расположенных в верхних частях разреза, используют в основном данные по уже пробуренному фонду эксплуатационных скважин. Обычно для этого проводят комплексный анализ и переинтерпретацию всех геологических и геофизических материалов. По результатам проведенных исследований выделяют на площади участки с благоприятными структурными условиями, а в скважинах – перспективные для опробования интервалы. В эксплуатационных скважинах, бурящихся на базисный горизонт, в пределах выделенных участков производят отбор керна, специальные геофизические исследования, опробование и исследование перспективных горизонтов. По результатам этих исследований может проводиться геолого-экономическая оценка залежей в вышележащих горизонтах и приниматься решение о бурении специальных оценочных или разведочных скважин в наиболее перспективных участках.

Доразведку недоизученных залежей, залегающих ниже базисного эксплуатационного горизонта (на 200-300 м), можно проводить эксплуатационными скважинами, бурящимися на верхние горизонты, увеличив их проектную глубину. После изучения не освещенной бурением нижней части разреза и получения необходимой информации о нефтегазоносности скважины могут быть возвращены на разбуриваемый горизонт для выполнения прямого назначения – эксплуатации залежи в предусмотренной проектом точке.

Если в пределах эксплуатируемого месторождения нефтегазоперспективные горизонты залегают на технически недоступных глубинах, то более глубокая, не изученная часть разреза вводится в поиски и разведку тогда, когда появляются новые технические возможности освоения залежей на таких глубинах.

Для мелких месторождений и залежей, как показывает опыт геолого-разведочных работ, наиболее эффективным является изучение параметров залежи в процессе эксплуатационного разбуривания. После открытия такой залежи и ее ориентировочной оценки при благоприятных предпосылках необходимо приступать к разработке небольшим числом (3-4) эксплуатационных скважин, пробуренных вблизи поисковой скважины, давшей приток нефти. По результатам бурения этих скважин уточняется строение залежи и одновременно определяются технологические показатели разработки.

Вследствие того, что все последующие скважины будут заложены в пределах нефтяной залежи, возникает вопрос о целесообразности дальнейшего заложения разведочных скважин, так как задача детализации строения нефтяных пластов может быть возложена в начале разработки на опережающие эксплуатационные скважины. Заложение опережающих скважин из числа эксплуатационных следует проводить в первую очередь в пределах внутреннего контура нефтеносности, где сосредоточены основные запасы.

В результате бурения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин будут получены достоверные данные, характеризующие нефтеносность и физико-геологические параметры пласта, которые позволят внести соответствующие коррективы в технологическую схему разработки.

Использование эксплуатационных (добывающих) скважин для детального изучения и перевода запасов, введенных в разработку нефтяных и газовых месторождений, в более высокие категории предусмотрено классификацией запасов нефти и газа.

Некоторые исследователи полагают, что разведку нефтяных залежей после их открытия следует проводить в процессе разработки эксплуатационными скважинами. Подобная постановка вопроса не содержит ничего нового и, по существу является возвратом к прошлому, когда эксплуатационное бурение начиналось на небольшой части залежи вокруг первой скважины, давшей нефть, задолго до составления проекта разработки. При этом разведочное бурение для оконтуривания производилось одновременно с разработкой залежи и обычно затягивалось на долгие годы.

Разведка нефтяных залежей в процессе разработки широко практикуется в США и в настоящее время. Однако получение 25% неудачных скважин в эксплуатационном бурении является лучшим доказательством неприемлемости этого метода разведки.

6.1. Требования к ГРП на этапе разработки месторождений

Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. М., 1984, 64 с. ГКЗ СССР.

В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефти или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления. Определение гидродинамической связи нефтегазосодержащих пластов необходимо проводить в соответствии с требованиями действующей "Инструкции по гидродинамическим исследованиям пластов и скважин" (ВНИИ, 1982). Гидродинамическую характеристику и химический состав подземных вод месторождений следует сопоставлять с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

На разрабатываемых месторождениях нефти и газа (в том числе газовых, находящихся на стадии опытно-промышленной разработки) в обязательном порядке должно проводиться-

ся всестороннее доизучение залежей эксплуатационными, а в необходимых случаях и разведочными скважинами:

— детальное и комплексное изучение керна с целью уточнения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивного пласта и пород-покрышек;

— геофизические исследования скважин, рациональный комплекс которых определяется исходя из поставленных задач и конкретных геолого-геофизических условий;

— комплекс гидродинамических исследований, уточняющих коллекторские свойства пород, положение контактов газ-нефть-вода;

— изучение изменения пластового давления;

— изучение изменения текущих и годовых отборов продукции. Объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов **газа** – методом падения давления и перевода их в более высокие категории.

На месторождениях, введенных в разработку, должен производиться перевод запасов категорий C_1 и C_2 в категории А и В по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях – по данным доразведки.

Запасы категории А подсчитываются только на разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям "Классификации", в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам.

Запасы категории В подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), степень изученности которых отвечает требованиям "Классификации", в границах залежи, а для части залежи – в границах, проведенных по эксплуатационным скважинам.

Подсчет запасов нефти залежей (месторождений), находящихся в разработке, проводится объемным методом и методом материального баланса. Подсчет извлекаемых запасов нефти залежей, находящихся на поздней стадии разработки, может проводиться статистическим методом.

Для разрабатываемых залежей (месторождений) газа может применяться как объемный метод, так и метод падения давления при отсутствии резко выраженного водонапорного режима. При использовании этого метода должно быть определено изменение во времени приведенного пластового давления в зависимости от суммарного отбора газа, установлено снижение средневзвешенного пластового давления, оценено количество воды, поступившей в пласт за период разработки месторождения.

При подсчете запасов на разрабатываемых месторождениях необходимо сопоставить данные разведки и разработки по запасам, условиям залегания, эффективной газо- и нефтенасыщенной толщине, площади залежи, коллекторским свойствам нефтегазонасыщенных пород, рассмотреть конкретные причины происшедших изменений в запасах, их категорийности, объеме нефтегазонасыщенных пород, коэффициентах извлечения и других параметрах.

6.2. Использование материалов ГИС, полученных в процессе разработки залежей, для пересчета запасов нефти и газа

При пересчете запасов нефти и газа по месторождениям, разбуренным по эксплуатационной сетке, учитываются технологические особенности эксплуатационного бурения и характер информации, полученной в ходе эксплуатации.

Большое количество эксплуатационных и наблюдательных скважин, пробуренных в процессе разработки залежей, позволяет уточнить структурный план объекта, провести дифференциацию разреза по коллекторским свойствам, более обоснованно выделить подсчетные объекты.

Промыслово-геофизические материалы контроля за разработкой месторождения позволяют уточнить некоторые подсчетные параметры:

- начальное и текущее положение контактов,
- граничные значения фильтрационно-емкостных и геофизических параметров,
- средние значения эффективных толщин,
- геометрический и полезный объем залежи,

- остаточное нефтегазонасыщение в обводненных зонах. При уточнении этого параметра могут быть использованы геофизические материалы по бурящимся в процессе разработки скважинам на участках с обводнившейся частью продуктивного разреза.

По материалам промыслово-геофизического контроля за разработкой и по результатам бурения скважин на эксплуатируемых участках залежи производится количественная оценка возможных утечек и перетоков углеводородов за пределы залежи (оценка запасов техногенных залежей).

При обработке промыслово-геофизических материалов контроля за разработкой и при получении количественных значений параметров необходимо вводить поправки на условия измерений – конструкцию скважин, заполнение забоев скважин, изменение пластовых давлений.

Уточнения граничных значений пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности производят по результатам промысловых и геофизических исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин, вскрывающих разрабатываемые или выработанные интервалы пластов и участки залежи. Результаты представляются в обобщенном виде.

Глава 7. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

7.1. ПРОЕКТ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГАЗА

Методические указания по составлению проекта поисков месторождений (залежей) нефти и газа на..... площади. М., 1999.

7.1.1. Текст проекта

1. Введение

Целевое назначение проектируемых поисковых работ.

Административное положение района работ.

Перспективность данного направления поисков для обеспечения прироста планируемых запасов углеводородов и создания предпосылок для дальнейшего развития работ в районе.

Технико-технологические возможности решения проектируемых геологических задач глубоким бурением с указанием общего количества скважин, их проектных глубин, горизонтов.

2. Географо-экономические условия

(сведения приводятся в табличной форме):

1 Географическое положение района работ.

2 Место базирования НГРЭ.

3 Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района.

4 Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ.

5 Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников).

6 Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур.

7 Количество осадков.

8 Преобладающее направление ветров и их сила.

9 Толщина снежного покрова и его распределение.

10 Геокриологические условия.

11 Начало, конец и продолжительность отопительного сезона.

12 Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий.

13 Населенные пункты и расстояния до них.

14 Состав населения.

15 Ведущие отрасли народного хозяйства.

16 Наличие материально-технических баз.

17 Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы.

18 Источники: теплоснабжения, электроснабжения.

19 Виды связи.

20 Пути сообщения.

21 Условия перевозки вахт.

22 Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние до них от мест базирования экспедиции и объектов работ.

23 Наличие зимников, срок их действия.

24 Тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения).

25 Речные пути и период навигации по ним.

26 Данные по другим полезным ископаемым района, а также по обеспеченности стройматериалами.

Глава сопровождается обзорной картой района работ.

3. Геолого-геофизическая изученность

Обзор и результаты ранее проведенных работ в хронологическом порядке, их оценка с точки зрения обоснования проектируемых работ.

Таблица 3.1. Методы поисков, изучения нефтегазоперспективных структур и объектов АТЗ и подготовки их к глубокому бурению – структурно-геологическое картирование, дистанционные и геофизические методы картирования (гравиметрия, магнитометрия, термометрия, электроразведка и сейсморазведка как ведущий метод), геохимические методы поисков нефти и газа, структурное бурение. Результаты окончательной обработки геофизических, геохимических и геологических исследований с указанием наличия паспорта на структуру или объект АТЗ, а также результаты переинтерпретации геофизических материалов прошлых лет на современной методической основе.

Таблица 3.2. Результаты бурения и испытания параметрических и других глубоких скважин на данной площади и отдельных скважин на соседних площадях (аналогах), вскрывших наиболее полный разрез или продуктивные и перспективные в нефтегазоносном отношении комплексы.

Таблица 3.3. Проекты предшествующего этапа или стадии геолого-разведочного процесса на нефть и газ и результаты выполненных работ.

Выводы о состоянии геолого-геофизической изученности площади проектируемых работ и оценка подготовленности объекта к поисковому бурению.

4. Геологическое строение площади

4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

Фактические данные, послужившие основанием для составления проектного разреза (результаты геологических съемок, сейсмических исследований, бурения скважин на данной и соседних площадях, геофизических исследований скважин и др.). Краткое описание сводного литолого-стратиграфического разреза района (площади) в стратиграфической последовательности (снизу вверх) согласно принятой стратиграфической схеме. Краткая литологическая характеристика отложений, слагающих разрез.

Пространственное распространение стратиграфических единиц, их толщина и выдержанность, несогласное залегание пород, отражающие сейсмические горизонты.

Раздел сопровождается проектным геологическим разрезом площади проектируемых работ, а в случае необходимости — литолого-фациальными картами перспективных горизонтов (комплексов) или толщ-покрышек или картами литолого-фациальных изменений (зон выклинивания) толщ-коллекторов, толщ-покрышек.

4.2. Тектоника

Тектоническое положение площади проектируемых работ согласно геотектоническому районированию данного региона.

Геоструктурные этажи с указанием их стратиграфического объема и формационного состава. Особенности строения основных тектонических элементов этажей с краткой историей тектонического развития, перерывы в осадконакоплении, геофизические аномалии, зоны регионального выклинивания, палеоструктуры и глубинные разломы, прочие структурные осложнения и тектонические тела: рифы, бары, линзы, эрозионные останцы.

Описание локальной структуры по основным отражающим горизонтам. Тип структуры, размеры, ориентировка, амплитуда, разрывные нарушения, характер прослеживания отражающих горизонтов по площади, их гипсометрия и стратификация, а также подтверждаемость данными скважинных сейсмических исследований и параметрического бурения, если последнее предшествовало поисковому. Описание других аномалийных структур и тектонических тел (рифы).

Тектонические предпосылки нефтегазоносности (резервуары, ловушки, тектонические экраны...).

Возможные пути региональной миграции УВ и положение площади относительно путей этой миграции.

Раздел иллюстрируется тектонической картой (схемой), структурными картами по основным отражающим горизонтам и сейсмическими разрезами по профилям (продольным и поперечным), палеотектоническими картами (при необходимости).

4.3. Нефтегазоносность

Положение площади проектируемых работ согласно нефтегазогеологическому районированию. Нефтегазоносность мегакомплексов и комплексов, перспективных на поиски углеводородов, основные геологические предпосылки нефтегазоносности для каждого из них. Нефтегазопроявления при проводке скважин на данной или соседних площадях, а также результаты опробования и исследования отдельных скважин, термобарическая характеристика нефтегазоносных комплексов, характеристика и химический состав флюидов (таблица 4.3.1.). Общая оценка потенциальных ресурсов по категориям запасов.

Состояние и надежность перспективных ресурсов нефти и газа категории Сз на объекте проектирования согласно "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (1983).

Вывод о перспективах нефтегазоносности разреза, прогноз характера ловушки, коллекторов, покрывшей, фазового состояния углеводородов.

4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза

Приуроченность площади проектируемых работ к артезианскому бассейну согласно гидрогеологическому районированию.

Гидрогеологические этажи, комплексы и региональные водоупорные толщи. Характеристика гидрогеологических комплексов с указанием глубин их залегания, гидродинамических режимов. Результаты опробования водоносных объектов на данной площади или по отдельным скважинам соседних площадей. Характеристика пластовых вод по общей минерализации и солевому составу, газонасыщенности, пластовым давлениям и температурам (таблицы 4.4.1, 4.4.2).

Гидрогеологические и гидрогеохимические показатели перспектив НГН.

5. Методика и объем проектируемых поисковых работ

5.1. Цели и задачи поисковых работ

Обоснование постановки поисков месторождений нефти и газа или залежи на ранее открытых месторождениях, исходя из регионального и локального прогноза нефтегазоносности перспективных комплексов с учетом всех поисковых критериев.

Метод подготовки объектов к глубокому бурению.

Целевое назначение поискового бурения в зависимости от степени изученности объекта поисков, перспектив нефтегазоносности, экономического положения района и геологических условий проведения работ.

Геологические задачи, возлагаемые на поисковые работы в соответствии с "Положением об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ" (2001).

5.2. Система расположения поисковых скважин.

Обоснование методики заложения скважин, обеспечивающей выполнение геологических задач минимальным их числом в зависимости от особенностей строения структуры (объекта АТЗ) и прогнозируемого типа ловушки.

Система расположения скважин согласно "Методическим указаниям по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа" (1982) и "Методическим рекомендациям по выбору системы размещения поисковых скважин" (1982) с учетом рекомендации геофизической службы, подготовившей структуру (объект АТЗ).

Общее количество поисковых скважин с выделением независимых и зависимых в соответствии с пп.2.3.2 и 2.3.4 "Методических указаний по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа" (1982). Очередность бурения, местоположение скважин относительно структуры (объекта АТЗ) и сейсмических профилей. Обоснование проектных глубины и горизонта, исходя из глубины залегания объектов поисков и технических возможностей.

Возможность поисков залежей углеводородов, связанных с ловушками неантиклинального типа.

Для каждой скважины указываются конкретные геологические задачи, для решения которых она проектируется, и обосновывается выбор ее местоположения.

5.3. Геологические условия проводки скважин

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями проводки скважин с учетом опыта бурения на данной или соседних площадях. Литологические особенности, категории твердости и абразивности пород согласно "Комплексной методике классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений" (1980). Сведения по ожидаемым пластовым давлениям, температурам, углам и направлению падения пластов.

Ожидаемые в процессе бурения осложнения, обусловленные литологическими, геохимическими, гидрогеологическими, геотермическими особенностями проектного разреза и геологического строения района (осыпи, обвалы, сужения ствола, сальнико-, каверно-, желобообразования, поглощение глинистого раствора, водопроявления). Интервалы нефтегазопроявлений, агрессивного воздействия сероводорода и его процентное содержание, аномально высоких и низких пластовых давлений, зоны термоаномалий, текучих галогенных пород, рапопроявлений, криозоны.

5.4. Характеристика промывочной жидкости

Характеристика промывочной жидкости, исходя из условий вскрытия проектного разреза и согласно "Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности". М., 1993 (табл. 5.4.1).

5.5. Обоснование типовой конструкции скважин

Обоснование типовой конструкции скважин, исходя из их проектной глубины и способа проводки, характера и ожидаемой продуктивности разреза, давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений, наличия осложнений, допустимых величин выхода из-под башмака предыдущей обсадной колонны. Совмещенный график давлений для обоснования конструкции скважин.

Конструкция должна обеспечивать возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа в открытом стволе и в колонне, гидродинамических исследований, отбора глубинных проб нефти; возможность перевода скважины в категорию эксплуатационных.

Сводные данные по типовой конструкции скважин (табл. 5.5.1).

5.6. Оборудование устья скважин

Типы противовыбросового оборудования, устанавливаемого на устье в зависимости от ожидаемого флюида и пластового давления в соответствующих интервалах (табл. 5.6.1).

5.7. Комплекс геолого-геофизических исследований

5.7.1. Отбор керна и шлама

Обоснование отбора керна для изучения литологии и стратиграфии разреза, уточнения структурных построений и получения предварительной информации о фильтрационно-

емкостных и экранирующих свойствах пород. Интервалы отбора керн в зависимости от степени изученности разреза и в соответствии с "Методическими указаниями по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа" (1982) и "Методическими указаниями по оптимизации условий отбора керн и количества учитываемых образцов" (1983).

Категории пород по трудности отбора керн, общая проходка с отбором керн в метрах и процентах от толщины всего разреза и от его перспективной части, проектный вынос керн, условия его отбора и герметизации согласно действующей "Инструкции по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керн скважин колонкового и разведочного бурения" (1973).

Интервалы отбора шлама.

Сведения по проектному отбору керн (табл. 5.7.1.1).

Всего: в % от общей проходки, в % от перспективной части разреза.

5.7.2. Геофизические и геохимические исследования

Комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) в соответствии с "Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах" (1984) и обязательным комплексом, разработанным государственным геологическим предприятием для конкретного района.

Основные, дополнительные и специальные методы, определяемые геологическими задачами, геолого-геофизической характеристикой разреза и условиями измерений. Обоснование отклонений от обязательного комплекса.

Газовый каротаж, геолого-технологические исследования, скважинная сейсморазведка и геотермические исследования.

Проектируемый комплекс ГИС сводится по разделам, определяющим их целевое назначение (табл. 5.7.2.1).

5.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов

Опробование пластов в процессе бурения испытателями на трубах. Возможно нефтегазоносные интервалы, а также основные водоносные горизонты, приуроченные к региональным нефтегазоносным толщам или представляющие интерес для исследования гидрогеологических условий района. Условия опробования пластов в открытом стволе с соблюдением инструкции по испытанию скважин трубными испытателями пластов. Система исследований каротаж – ИП – каротаж (табл.5.7.3.1).

Интервалы опробования пластов на кабеле в процессе бурения и объемы исследований (табл. 5.7.3.2).

Интервалы испытания скважин в эксплуатационной колонне.

Метод вскрытия объектов в колонне с помощью перфорации, плотность перфорации, способ вызова притока в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (1993), "Едиными правилами безопасности при ведении прострелочно-взрывных работ" (1974), "Правилами пожарной безопасности" (1980).

Методы обработки и воздействия на опробуемые объекты при получении низких дебитов в процессе испытания.

Исследования объектов при получении притока пластовых флюидов и количество режимов в соответствии с действующими инструкциями по исследованию нефтяных, газовых, газоконденсатных и водяных скважин. Для каждого объекта должно быть обеспечено получение информации по начальным величинам пластовых давлений и температур, продуктивной характеристике скважины, физико-гидродинамическим параметрам пласта, работающим интервалам разреза, физико-химическим свойствам пластовых флюидов.

Дополнительные работы при испытании скважин.

Сводные данные по испытанию объектов в эксплуатационной колонне (табл. 5.7.3.3).

5.7.4 Лабораторные исследования

Виды и объемы лабораторных исследований керна, шлама, образцов пород, отобранных боковым грунтоносом, и пластовых флюидов в соответствии с геологическими задачами, литологическими особенностями разреза, объемом информации по изучаемым объектам.

Изучение петрофизических, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Полный и сокращенный анализы нефти, конденсата, газа и пластовой воды. Палеонтологические, петрографо-минералогические, рентгено-структурные, люминесцентно-химикобитуминологические, термические исследования керна керна материала.

Комплексное изучение керна в соответствии с действующей "Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (1983) и "Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых".

Сведения по лабораторным исследованиям керна, шлама и пластовых флюидов (табл. 5.7.4.1).

6. Попутные поиски

Методы и объем изучения радиоактивности разреза с целью выявления радиоактивных аномалий (гамма-каротаж) по всему стволу скважины и радиометрический промер керна.

Попутные поиски вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.). Использование ликвидированных глубоких скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований в соответствии с "Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и опорных скважин, давших при опробовании воду, для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований" (1962).

Сведения о других полезных ископаемых – углях, горючих сланцах, железных и марганцевых рудах, цветных и редких металлах, строительных материалах, различных видах сырья.

7. Обработка материалов поисковых работ

Систематизация и обобщение буровых и геолого-геофизических материалов в процессе поисковых работ. Составление проекта разведки или отчета по завершённым поисковым работам на непродуктивной площади или на объекте, подлежащем длительной консервации по геолого-экономическим соображениям.

8. Охрана недр, природы и окружающей среды

Мероприятия по охране недр, природы и окружающей среды в период строительства глубоких скважин, подготовительных и заключительных работ на площади на основе "Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше" (М., 1990), а также действующих норм, постановлений, положений, инструкций, указаний и других нормативно-технических документов Совета Министров РФ, Минэкологии, Госгортехнадзора РФ, Роскомнедр, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава и местных директивных и контролирующих органов. Предусматривается утилизация продуктов, получаемых при испытании скважин.

Условия эксплуатации артезианских скважин с целью технического водоснабжения в соответствии с "Положением о порядке использования и охраны подземных вод на территории РФ".

9. Продолжительность проектируемых работ на площади

Продолжительность строительства поисковых скважин на основании утверждённой проектно-сметной документации на скважины, расположенные на соседних площадях с ана-

логичными геолого-техническими условиями проводки, с обоснованием данной аналогии. Достигнутые коммерческие скорости по экспедиции или по региону.

Ориентировочная общая продолжительность проектируемых работ по проекту с учетом времени на подготовительные работы, очередности бурения скважин и технических возможностей.

10. Предполагаемая стоимость проектируемых работ

Предполагаемая стоимость проектируемых работ, рассчитанная по формуле:

$$A_{п} = (п \times ((C_1 - 3в):H_1 \times H + 3в:K) + 3об.) \times т,$$

где п – количество проектируемых скважин;

C_1 – стоимость строительства базовой скважины, тысяч рублей.

За базовую принимается аналогичная скважина близлежащей площади с обоснованием данной аналогии; с указанием даты составления ПСД;

3в – затраты, зависящие от времени бурения, тысяч рублей;

H – глубина проектируемой скважины, м;

H_1 – глубина базовой скважины, м;

K – коэффициент изменения скоростей.

$$K = V:V_1,$$

где V – плановая коммерческая скорость бурения, м/ст. мес.;

V_1 – коммерческая скорость по базовой скважине, м/ст. мес.;

3об. – затраты на обустройство площади проектируемых работ, тысяч рублей;

т – коэффициент, учитывающий инфляцию за период от даты составления ПСД на скважину-аналог до даты составления данного проекта.

11. Ожидаемые результаты работ

11.1. Подсчет ожидаемых запасов нефти, конденсата и газа

Подсчет ожидаемых запасов нефти, газа и конденсата объемным методом и оценка их по категориям C_1 и C_2 в соответствии с "Инструкцией по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (1983) и "Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых". Обоснование подсчетных параметров по аналогии с соседними месторождениями (по которым запасы углеводородов утверждены ГКЗ СССР) или на основании лабораторных анализов керна, каротажного материала, данных испытания, исследований и опытно-промышленной эксплуатации скважин по соседним площадям в пределах данной структурно-фациальной зоны.

Оценка содержащихся в нефти, газе и конденсате компонентов промышленного значения в соответствии с "Требованиями к комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и компонентов" (1982).

При проектировании поисков многопластовых месторождений оценка ожидаемых запасов приводится по каждому пласту (залежи) отдельно (табл. 11.1.1, 11.1.2).

11.2. Основные технико-экономические показатели поисковых работ

Предполагаемая геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели поисковых работ на площади (табл. 11.2.1).

Таблица 11.2.1

№№ пп	Показатели	Единица измерения
1	2	3
1	Количество проектных поисковых скважин	шт.
2	Проектные глубина, горизонт	м
3	Суммарный метраж	м

1	2	3
4	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес.
5	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	тыс.руб.
6	Предполагаемые затраты на 1м проектируемого бурения	тыс.руб.
7	Предполагаемые затраты на поисковое бурение на площади	тыс.руб.
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год, мес.
9	Ожидаемый прирост запасов нефти, газа, конденсата	т, млрд м ³
10	Прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки	т/м, тыс.м ³ /м
11	Прирост ожидаемых запасов на 1 поисковую скважину	т/скв, тыс.м ³ /скв.
12	Затраты на подготовку 1т ожидаемых запасов нефти, (тыс.м ³) ожидаемых запасов газа	тыс.руб/т тыс.руб/тыс.м ³

12. Список использованных материалов

Перечень в порядке упоминания опубликованных и фондовых материалов (раздельно), использованных при составлении проекта (включая инструкции, руководства и др.).

7.1.2. Графические приложения к проекту поисков месторождений (залежей) нефти и газа

Графические приложения иллюстрируют обоснование условий выполнения проектного задания и представляются в виде отдельных нескрепленных чертежей, которые хранятся в общей папке с текстом проекта в специальном кармане или в отдельной стандартной папке размером 21х30. Масштаб представляемых карт и схем выбирается в зависимости от их назначения, от района и вида работ.

На каждом графическом приложении необходимо указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, ориентировку по сторонам света, наименование организации-исполнителя проектируемых работ, должности и фамилии авторов, составивших приложение, и лиц, утвердивших его. Графические материалы должны быть подписаны указанными лицами.

Условные обозначения, наносимые на графические приложения, должны соответствовать "Каталогу условных знаков для картографических материалов, составляемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений" (1976).

Условные обозначения помещаются либо на каждом приложении, либо на отдельном листе.

Перечень графических приложений.

1. Обзорная карта района деятельности организации-исполнителя работ с нанесением на ней административных границ, основных упоминавшихся в тексте названий гидрографической сети, дорог, населенных пунктов, баз, аэродромов, железнодорожных станций, пристаней, а также площади проектируемых работ.

2. Тектоническая карта (схема) района работ с границами тектонических элементов, основными дизъюнктивными нарушениями, локальными структурами, месторождениями нефти и газа, опорными и параметрическими скважинами, площадью проектируемых работ.

3. Проектный литолого-стратиграфический разрез площади проектируемых работ.

4. Структурные карты по основным отражающим сейсмическим горизонтам, контролирующим перспективные толщи, с указанием сейсмических профилей, проектных и пробуренных скважин, их номеров, категории, состояния и абсолютных отметок кровли отражающего горизонта (согласно "Каталогу условных знаков", 1976).

5. Сейсмические разрезы по профилям (продольный, поперечные) с указанием стратификации сейсмических отражающих горизонтов, проектных и пробуренных по линии

профиля и вблизи нее скважин (на вышележащие горизонты), их фактических глубин и стратиграфических разбивок с нанесением литологической колонки.

6. Прогнозные карты (литофациальные, палеотектонические, геохимические и др.) – в случае необходимости обоснования соответствующих проектных решений.

7. Типовой геолого-технический наряд на скважину или группы скважин.

7.2. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТА ПАРАМЕТРИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ (Отличия от проекта поискового бурения)

Методические указания по составлению проекта параметрического бурения на..... площади. М., 1999.

1. Введение

Назначение проектируемых работ согласно комплексному, генеральному перспективному плану геолого-геофизического изучения данного региона.

Обоснование постановки параметрического бурения, его актуальность.

4.3. Нефтегазоносность

Состояние прогнозных ресурсов нефти и газа категории D_1 , D_2 и перспективных ресурсов категории C_3 согласно "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (1983).

Вывод о перспективах нефтегазоносности отдельных стратиграфических комплексов.

5. Методика и объемы проектируемых работ

5.1. Цели и задачи параметрического бурения

Целевое назначение параметрических скважин, определяемое особенностями геологического строения и степенью изученности района, перспективами нефтегазоносности.

Основные, дополнительные и попутные геологические задачи, возлагаемые на параметрическое бурение, согласно "Инструкции по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин" (1973) и в соответствии с "Положением об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ" (1983).

5.2. Обоснование мест заложения и проектной глубины параметрических скважин

Обоснование заложения параметрических скважин в оптимальных структурных и литолого-фациальных условиях, приуроченность скважин к сейсмопрофилям и геофизическим аномалиям.

Обоснование проектной глубины, исходя из обеспечения вскрытия перспективных в нефтегазоносном отношении толщ и геофизических реперов.

5.7. Комплекс геолого-геофизических исследований

5.7.1. Отбор керна и шлама

Интервалы отбора керна, обеспечивающие выполнение задач, возлагаемых на параметрическое бурение, в зависимости от изученности разреза и глубины скважин и в соответствии с "Инструкцией по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин".

5.7.4. Лабораторные исследования

Виды и объемы исследований, выполняемые непосредственно на буровой, в тематических партиях производственных организаций, научно-исследовательских институтах, оговариваются в плане научной обработки и обобщения материалов параметрического бурения.

7. Научная обработка материалов параметрического бурения и составление отчета

Обработка и обобщение материалов параметрических скважин. Составление сводного геологического отчета тематической партией производственной организации или подразделением научно-исследовательского института согласно "Инструкции по проводке и научной обработке материалов параметрических скважин" (1973).

Оглавление к проекту параметрического бурения

Реферат

1. Введение
 2. Географо-экономические условия
 3. Геолого-геофизическая изученность
 4. Геологическое строение площади
 - 4.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез
 - 4.2. Тектоника
 - 4.3. Нефтегазоносность
 - 4.4. Гидрогеологическая характеристика разреза
 5. Методика и объем проектируемых работ
 - 5.1. Цели и задачи параметрического бурения
 - 5.2. Обоснование мест заложения и проектной глубины параметрических скважин
 - 5.3. Геологические условия проводки скважин
 - 5.4. Характеристика промывочной жидкости
 - 5.5. Обоснование типовой конструкции скважин
 - 5.6. Оборудование устья скважин
 - 5.7. Комплекс геолого-геофизических исследований
 - 5.7.1. Отбор керна и шлама
 - 5.7.2. Геофизические и геохимические исследования
 - 5.7.3. Опробование и испытание перспективных горизонтов
 - 5.7.4. Лабораторные исследования
 6. Попутные поиски
 7. Научная обработка материалов параметрического бурения и составление отчета
 8. Охрана недр, природы и окружающей среды
 9. Продолжительность проектируемых работ на площади
 10. Ожидаемая стоимость проектируемых работ
 11. Основные технико-экономические показатели параметрического бурения
- Список использованных материалов
Список текстовых приложений
Список графических приложений
Перечень нормативных документов

7.3. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТА РАЗВЕДКИ (ДОРАЗВЕДКИ) МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАЛЕЖИ) НЕФТИ И ГАЗА (Отличия от проекта поискового бурения)

Методические указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождения (залежи) нефти и газа. М., 1999.

1. Введение

Наличие лицензии у заказчика на право проведения геологического изучения недр с одновременной или непосредственно следующей за ним добычей нефти и газа, номер лицензии, дата ее выдачи, полное название. Границы горного отвода по лицензии.

Назначение проекта разведки. Состояние запасов категорий C_1 и C_2 на дату проектирования и обоснование целесообразности разведки, исходя из геолого-экономической оценки (бизнес-плана).

Значение месторождения для обеспечения прироста запасов углеводородов и развития минерально-сырьевой базы нефти, газа и конденсата в районе.

Рассмотрение целесообразности проведения детализационных полевых геофизических работ в процессе выполнения разведки месторождения.

3.2. Тектоника

Раздел сопровождается следующими графическими приложениями:

- итоговые структурные карты по каждой залежи;
- корреляционные профили продуктивных пластов;
- геолого-геофизические разрезы пробуренных скважин.

3.3. Нефтегазоносность

Состояние запасов по залежам категорий C_1 и C_2 . Оценка ресурсов невоскрывших горизонтов (C_3).

Характеристика каждой залежи с указанием типа, глубины залегания, размеров (длины, ширины, высоты), эффективных нефтенасыщенных толщ и их изменений по площади, положения и предполагаемого характера поверхностей межфазовых контактов.

Физико-химические свойства нефти, состав растворенного газа, характеристика свободного газа, характеристика стабильного конденсата и расчеты состава сырого конденсата и пластового газа газоконденсатной залежи и газовой шапки двухфазной залежи. Изменчивость отдельных показателей содержания углеводородов по площади и разрезу каждой залежи.

3.4. Гидрогеологические (и геокриологические) условия

Наличие зон многолетнемерзлых пород, их распространение по площади и разрезу.

Прогноз изменения геокриологических условий в процессе разработки месторождения и рекомендации по предупреждению развития явлений, которые могут осложнить ход разработки месторождения.

4. Обзор, анализ и оценка выполненных геологоразведочных работ

4.1. Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований

Полевые геологические и геофизические исследования и структурно-картировочное бурение, виды работ, объемы, качество материалов, методика обработки, итоговые геологические материалы, детализационные геофизические работы, материалы переинтерпретации геофизических исследований на современной методической основе и их достоверность.

4.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ

Задачи поискового и разведочного бурения, основные результаты этих работ, оценка полноты и качества реализации проекта поисковых работ и проекта разведки месторождения.

4.3. Изученность месторождения глубоким бурением

Объемы буровых работ и их результаты. Горно-геологические условия проводки скважин, оценка качества буровых работ. Сведения о мере подтверждаемости структурных построений и структурных планов по материалам бурения и данным сейсморазведки (структурно-картировочного бурения).

4.4. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность

4.4.1. Комплекс, объем, интервалы и виды выполненных геофизических исследований. Аппаратура и методика геофизических измерений в скважинах, качество полученных материалов, причины невыполнения предусмотренного комплекса ГИС.

4.4.2. Методика интерпретации материалов ГИС, использованные при обработке петрофизические связи, необходимые для определения межфазовых контактов, эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, коэффициентов открытой пористости, нефте- и газонасыщенности, глинистости и пр. Результаты интерпретации материалов ГИС. Сравнительно подробные сведения о нестандартных методиках интерпретации ГИС (при условии их использования).

4.4.3. Оценка достоверности средних значений межфазовых контактов и подсчетных параметров, определяемых по материалам ГИС. Вывод об уровне изученности основных параметров, характеризующих каждую залежь в пределах этажа разведки.

4.5. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин

Объемы и результаты опробования и испытания скважин. Исследования на конденсатность (количество и результаты: потенциальное содержание конденсата, давление начала конденсации, условия исследования). Данные, характеризующие фазовое состояние залежей, надежность измерения эффективных толщин и межфазовых контактов. Методы, использованные при опробовании и испытании скважин. Сведения о мероприятиях по интенсификации притоков и их эффективности. Оценка качества и полноты гидродинамических исследований.

Графическое приложение – схема опробования пластов.

4.6. Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек и изученность подсчетных параметров по керну

4.6.1. Сведения об объемах отбора и лабораторных определениях керна. Оценка представительности керна в соответствии с "Методическими указаниями по оптимизации условий отбора керна и количества учитываемых образцов" (1983). Методы изучения физических свойств коллекторов и покрышек с указанием используемых при измерениях методических модификаций и аппаратуры.

4.6.2. Результаты определения литолого-физических свойств коллекторов по каждому продуктивному пласту по керновым данным. Литологическая характеристика коллекторов и покрышек.

4.6.3. Результаты обоснования предельных и средних значений подсчетных параметров пластов-коллекторов по керновым данным (коэффициент пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности).

Средние значения параметров по каждому пласту с оценкой их достоверности, вывод об изученности параметров по керну.

4.7. Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность

Сведения о величине запасов по категориям C_1 и C_2 , числящихся на балансе. Оценка соответствия изученности запасов "Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов" (1983). Данные по каждому продуктивному пласту.

4.8. Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения

Количественная оценка изученности залежей и месторождения в пределах планируемого этажа разведки на дату составления проекта на основе геометризации свойств залежей.

Графические приложения – схематические подсчетные планы.

4.9. Обоснования коэффициентов извлечения нефти и конденсата

Обоснование методики определения коэффициентов извлечения. Оценка надежности расчета. Обоснование принятых отклонений от традиционных способов оценки коэффициентов извлечения УВ. Предпосылки, обусловившие выбор объекта-аналога для определения КНО.

5. Методика, объемы и условия проведения проектируемых работ

5.1. Цели и задачи проектируемых работ

Обоснование целесообразности ввода месторождения в разведку или необходимости доразведки месторождения (залежи). Требования к результатам разведки (доразведки) ме-

сторождения (залежи) нефти и газа. Соотношение категорий запасов по залежам на дату окончания разведки (доразведки). Проектируемый прирост запасов по категории С₁. Обоснование требований к надежности запасов, подготавливаемых к разведке. Конкретные задачи, решаемые в процессе опытно-промышленной эксплуатации (если ОПЭ во времени совпадает с этапом разведки или предусмотрена в проекте разведки).

5.2. Обоснование этажей разведки

Сведения об этапе (этажах) разведки для многозалежного месторождения. Геолого-экономические предпосылки, обеспечивающие проектное решение.

5.3. Система размещения скважин

Данные по системе размещения опережающих эксплуатационных скважин, если ОПЭ совпадает во времени с разведкой либо предусмотрена в проекте разведки.

5.8.3 Опробование, испытание и исследование скважин

Объем и методика отбора технологических проб флюидов.

8. Обработка результатов разведки (доразведки).

Подготовка материалов и документации для составления отчета по подсчету запасов. Сроки составления отчета и представления запасов в ГКЗ РФ.

Оглавление

проекта разведки (доразведки) месторождения (залежи) нефти и газа

Реферат

1. Введение
2. Географо-экономические условия
3. Геологическое строение месторождения
 - 3.1. Литолого-стратиграфический разрез
 - 3.2. Тектоника
 - 3.3. Нефтегазоносность
 - 3.4. Гидрогеологические (и геокриологические) условия
4. Обзор, анализ и оценка выполненных геолого-разведочных работ
 - 4.1. Объем и результаты полевых геологических и геофизических исследований
 - 4.2. Сведения о состоянии выполнения проектов поисковых и разведочных работ
 - 4.3. Изученность месторождения глубоким бурением
 - 4.4. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации данных ГИС и их достоверность
 - 4.5. Объем, методика и результаты опробования, испытания и исследования скважин
 - 4.6. Физико-литологическая характеристика коллекторов и покрышек и изученность подсчетных параметров по керну
 - 4.7. Состояние запасов нефти, газа и конденсата и их достоверность
 - 4.8. Геометризация свойств и оценка точности разведки залежей и месторождения
 - 4.9. Обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата
5. Методика, объемы и условия проведения проектируемых работ
 - 5.1. Цели и задачи проектируемых работ
 - 5.2. Обоснование этажей разведки
 - 5.3. Система размещения скважин
 - 5.4. Геологические условия проводки скважин
 - 5.5. Характеристика промывочной жидкости
 - 5.6. Обоснование типовой конструкции скважин
 - 5.7. Оборудование устья скважин
 - 5.8. Комплекс геолого-геофизических исследований

- 5.8.1. Отбор керна и шлама
- 5.8.2. Геофизические и геохимические исследования
- 5.8.3. Опробование, испытание и исследование скважин
- 5.8.4. Лабораторные исследования
- 6. Попутные поиски
- 7. Ликвидация или консервация скважин
- 8. Обработка результатов разведки (доразведки)
- 9. Охрана недр, природы и окружающей среды
- 10. Продолжительность проектируемых работ
- 11. Предполагаемая стоимость проектируемых работ
- 12. Основные технико-экономические показатели разведочных работ
- 13. Список использованных материалов
- Список текстовых приложений
- Список графических приложений

Проектный литолого-стратиграфический разрезплощади (зоны)

Масштаб	Система	Отдел	Подотдел	Ярус	Свита	Подсвита (толща)	Пласт	Индекс	Мощность (толщина)	Литологическая колонка	Литологическое описание пород	Палеонтологическая характеристика	Нефтегазонаосность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Сводный (нормальный) геолого-геофизический разрезплощади (зоны)

Масштаб	Система	Отдел	Подотдел	Ярус	Свита	Подсвита (толща)	Пласт	Индекс	Мощность (толщина)	Литологическая колонка	Освещенность керном	Электрометрическая характеристика пород по данным электрокаротажа	Литологическое описание пород	Интервалы и результаты опробования или испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Геологическая часть
 к типовому геолого-техническому наряду на
 поисковую скважину № /наименование площади (зоны)/

Площадь
 Скважина
 Категория
 Цель бурения
 Проектная глубина
 Проектный горизонт
 Продолжительность бурения
 Скорость бурения

313

Геологическая часть												
Масштаб	Стратиграфия	Литологический разрез		Интервалы бурения с отбором керна, шлама	Предполагаемый угол падения пластов	Интервалы возможных осложнений, ожидаемые пластовые давления, давлении поглощения	Конструкция скважины, высота подъема цемента, интервалы: перфорации, испытания,	Геофизические исследования скважины	Параметры промысловой жидкости и ее обработка	Категория пород		
		Проектный	Фактический							по твердости	по абразивности	по трудности отбора керна
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Техническая часть 14-25

Библиографический список

1. Временное методическое руководство по подсчету перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата (категории С₃) и порядку их учета. – М., 1983.
2. Временное положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ, 2001. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.
3. Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). 2001. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.
4. Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, 2001. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001.
5. Выявление аномалий типа "залежь" по магнитному полю / В.А. Безукладнов, В.Г. Мавричев // Геология нефти и газа. – 1997. – №7. – С. 21-24.
6. Габриэлянц Г.А., Порожун В.И., Сорокин Ю.В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 304 с.
7. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000.
8. Ехлаков Ю.А., Горбачев В.И., Карасева Т.В., Богацкий В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (по результатам исследования Тимано-Печорской глубокой опорной и Колвинской параметрической скважин). – Пермь: КамНИИКИГС, 2000. – 330 с.
9. Закон Российской Федерации "О недрах" – М., 1992.
10. Зональность "наложенных" ореолов рассеяния металлов над нефтяными залежами / С.Г. Алексеев, С.А. Вешев, Н.А. Ворошилов, К.И. Степанов. // Отечественная геология. – 2000.
11. Инструкция по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового и разведочного бурения. – М.: ВНИГНИ, 1973.
12. Инструкция по проводке опорных скважин и камеральной обработке материалов опорного бурения. – М., 1962.
13. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М., 1984. – 64 с.
14. Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. – М.: ВНИГНИ 1987. – 20 с.
15. Инструкция по сейсморазведке. Министерство геологии СССР. – М., 1986.
16. Инструкция о содержании, оформлении, порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М., 1984. – 64 с.
17. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Научные основы поисков нефтегазоносных структур. – Уфа; ИГ Башкирский ФАН СССР, 1983.
18. Клещев К.А. (ВНИГНИ), Крылов Н.А. (ВНИИГаз), Мирончев Ю.П. (ВНИГНИ) // Геология нефти и газа. – 1999. – №3-4. – С. 45-48.
19. К методике оценки результатов и планирования геолого-поисковых работ. А.А. Плотников, Н.Ф. Медведев, Д.А. Плотников (ВНИИГаз). Геология нефти и газа. – 1997. – №7. – С. 39-42.
20. Козловский Е.А. Комплексная программа глубинного изучения земных недр // Сов. геология. – 1982. – № 9. – С. 3-12.
21. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 334 с.
22. Методические рекомендации по выбору системы размещения поисковых скважин. – М.: ВНИГНИ, 1982.

23. Методические рекомендации по проведению региональных геолого-геофизических работ на нефть и газ. – М., 1981.
24. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. – М.: ВНИГНИ, 1978.
25. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
26. Методические указания по анализу фонда структур и уточнению их оценки нефтегазоносности. – М.: ВНИГНИ, 1983.
27. Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн т) и газа (до 3 млрд/м³). Миннефтепром СССР. – М., 1988. – 56 с.
28. Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М.: ВНИГНИ, 1982.
29. Методические указания по оконтуриванию залежей и многозалежных месторождений нефти и газа. – М., 1983.
30. Методические указания по составлению проекта поисков месторождений (залежей) нефти и газа на..... площади. – М., 1999.
31. Методические указания по составлению проекта параметрического бурения на..... площади. – М., 1999.
32. Методические указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождения (залежи) нефти и газа. – М., 1999.
33. Методы ускоренной разведки месторождений нефти и газа / А.А. Епифанов, Н.И. Марухняк, Б.Г. Парахин, И.А. Капканщикова. – М.: Наука, 1982. – 108 с.
34. Наливкина Э.Б. (ВСЕГЕИ). Сверхглубокие скважины России и сопредельных регионов. Геологические аспекты, 2000.
35. Пермяков И.Г., Хайрединов Н.Ш., Шевкунов Е.Н. Нефтегазопромысловая геология и геофизика: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1986. – 269 с.
36. Положение о порядке приема и учета нефтегазоперспективных структур и объектов аномалий типа залежи (АТЗ) и подготовки их характеристик для ввода в ЭВМ. – М.: ВИЭМС, 1979.
37. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.
38. Правила разработки нефтяных и газовых месторождений. – М., 1987.
39. Программа региональных работ в ТПП на 2001-2005 годы. – 2000 г.
40. Соболев И.С., Рихванов Л.П., Ляшенко Н.Г., Паровинчак М.С. Геохимические исследования, прогнозирование и поиски месторождений нефти и газа радиогеохимическими методами // Геология нефти и газа. – 1999. – №7-8. – С. 19-24.
41. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. Под редакцией А.А. Бакирова: Учебник для вузов. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1976.
42. Удоратин В.В., Конанова Н.В. Глубинное строение литосферы по профилю МЕЗТИМРЕСН // Отечественная геология. – 2000, – С. 44-50.
43. Эффективность геофизических исследований при разведке сложнопостроенных месторождений нефти и газа. В.А. Низьев, Л.Д. Бовт, С.Ф. Попова, В.П. Щербаков, В.Б. Ростовщиков // Советская геология. – 1985. – №9. – С. 6-13.

Учебное издание

Никонов Н.И.

**Рациональный комплекс поисково-разведочных работ
на нефть и газ**

Курс лекций

Редактор Гурьева Ю.В.
Корректор Мойсеня О.В.
Технический редактор Коровкина Л.П.

План 2005 г., позиция 30. Подписано в печать 30.01.06 г.
Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.
Формат 60x84 1/8. Бумага офсетная. Печать трафаретная.
Усл. п. л. 36,3. Уч. -изд. л. 19,5. Тираж 120 экз. Заказ №197.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.
Отдел оперативной полиграфии УГТУ.
169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.