

Глубина, м



ЯМТК



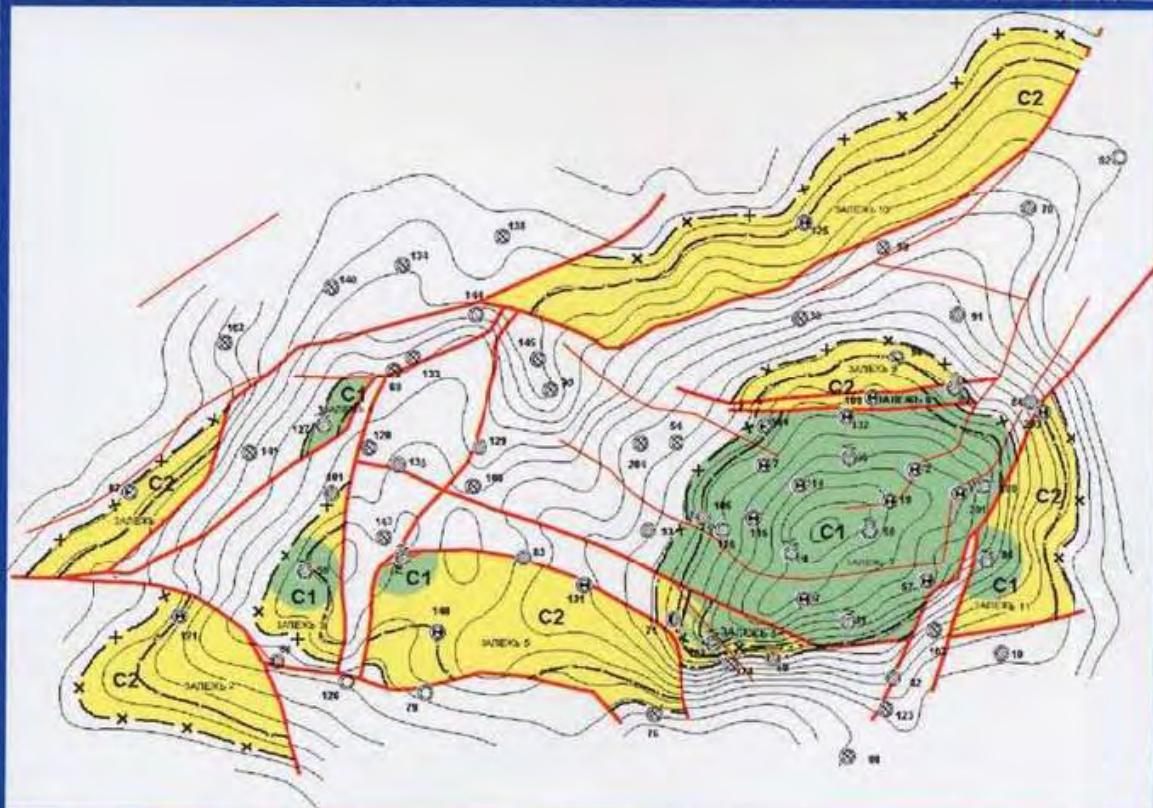
Ктофф.
Ктоспаль.
Ктак.

ЯМТК

Картин. - Карт.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ПОДСЧЕТУ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ
НЕФТИ И ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ



Министерство природных ресурсов Российской Федерации

**Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт (ВНИГНИ)**

**Научно-производственный центр по геофизическим работам
“Тверьгеофизика” (НПЦ “Тверьгеофизика”)**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ПОДСЧЕТУ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ
НЕФТИ И ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ**

Под редакцией док. геол.-мин. наук, проф. **В.И. Петерсилье**,
канд. геол.-мин. наук **В.И. Пороскуна**, док. геол.-мин. наук **Г.Г. Яценко**

**СОГЛАСОВАНЫ
с Государственной комиссией
по запасам полезных ископаемых
МПР России**

Москва-Тверь, 2003

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсильс, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. - Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ "Тверьгeofизика", 2003.

Рассмотрены особенности применения объемного метода при подсчете геологических запасов на разных стадиях изучения залежей. Описаны принципы использования геолого-геофизической информации для построения геологической модели и подсчета запасов залежей, современные методики и способы определения и обоснования эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости, нефте(газо)насыщенности, положений межфлюидных контактов, прогнозных дебитов, физико-химических свойств пластовых флюидов, давлений, температур и режима залежи. Даны рекомендации по применению передовых компьютеризированных систем обработки и интерпретации геолого-геофизической информации. Рассмотрены вопросы оценки достоверности определения подсчетных параметров и построения геологической модели залежи. Изложены требования к составу, объему и форме представления материалов по подсчету запасов на государственную экспертизу.

Для инженерно-технических и научных работников, занимающихся обработкой и интерпретацией геолого-геофизических материалов и подсчетом запасов нефти и газа, студентов геофизиков и геологов старших курсов ВУЗов.

Составители: *О.С. Аккуратов, В.И. Аронов, Е.П. Атяшева, В.А. Бреев, А.И. Брусиловский, С.Б. Вагин, Б.Ю. Вендельштейн, И.В. Воронцова, А.В. Городнов, И.С. Гутман, Д.С. Даев, С.Б. Денисов, В.М. Добрыши, В.Г. Драцов, В.В. Егоров, Ф.Х. Ешкеева, Б.К. Журавлев, М.Я. Зыкин, Д.А. Кохевников, В.Ф. Козяр, С.Н. Красильников, В.Н. Ларкин, Э.Е. Лукьянин, А.В. Матинин, Е.М. Милюшин, В.Г. Москвичева, В.А. Мурцовкин, И.А. Мушин, В.Д. Неретин, А.В. Овчаренко, В.А. Оксман, Т.Д. Островская, В.И. Петерсильс, А.И. Петров, Н.Б. Пилиотик, Н.В. Попова, В.И. Пороскун, Н.М. Свищунши, В.В. Сивирин, А.Е. Сытгаевский, В.Е. Тавризов, Г.В. Татусянинский, Р.И. Тухтаев, В.П. Филиппов, А.И. Фионов, А.Я. Фурсов, В.Н. Черноглазов, К.О. Шмыголя, Г.Г. Яценко.*

Раздел 5.10 "Определение глинистости" заимствован из "Методических рекомендаций по определению подсчетных параметров..." 1990 г. (составители раздела: *М.А. Беляков, Б.Ю. Вендельштейн, В.Ю. Терентьев, Г.А. Шнурман*).

В редактировании разделов 3 - 8 принимал участие док. техн. наук, проф. *А.И. Фионов*.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ (В.И. Петерсилье, В.И. Пороскин, Г.Г. Яценко)	0-1
1. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И РАЗРАБОТКИ (О.С. Аккуратов, И.С. Гутман, В.Н. Ларкин, И.А. Мушин, В.И. Пороскин, А.Я. Фурсов)	1-1
1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	1-1
1.2. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ	1-2
1.2.1. Подсчет геологических запасов на стадии поиска и оценки	1-2
1.2.2. Подсчет геологических запасов на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) месторождений (залежей)	1-3
1.2.3. Подсчет геологических запасов разрабатываемых залежей	1-4
2. ПРИНЦИПЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (О.С. Аккуратов, М.Я. Зыкин, В.Н. Ларкин, И.А. Мушин, В.И. Петерсилье, А.И. Петров, В.И. Пороскин, В.Е. Тавризов, А.Я. Фурсов)	2-1
2.1. ДИСТАНЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ	2-1
2.2. ПОЛЕВЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	2-1
2.3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ	2-2
2.4. ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ	2-4
2.5. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА	2-5
3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ (В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко)	3-1
3.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3-1
3.2. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КАЧЕСТВЕННЫМ ПРИЗНАКАМ	3-3
3.2.1. Наличие глинистой (шламовой) корки	3-4
3.2.2. Наличие положительных приращений на кривых микрокаротажа	3-4
3.2.3. Наличие радиального градиента сопротивлений	3-5
3.2.4. Повторные измерения сопротивлений	3-6
3.2.5. Повторные измерения ГК при принудительном задавливании в пласты индикаторной (мечепой) жидкости, содержащей растворенные вещества с повышенной естественной радиоактивностью, - методика "ГК-активация-ГК" (И.В. Воронцова, В.П. Филиппов)	3-8
3.2.6. Повторные измерения НК при задавливании в пласты жидкости, содержащей вещества с высоким сечением поглощения нейтронов, - методика "НК-активация-НК"	3-10
3.2.7. Выделение коллекторов в разрезах скважин, бурящихся с применением ПЖ на нефтяной основе	3-10
3.2.8. Выделение коллекторов по повторным замерам ПС при цементных заливках	3-11
3.2.9. Выделение коллекторов по данным ГИС, выполняемых в обсаженных скважинах	3-12
3.2.10. Использование данных ГТИ для выделения коллекторов (Э.Е. Лукьянов)	3-12
3.3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОЛИЧЕСТВЕННЫМ КРИТЕРИЯМ (В.И. Петерсилье)	3-14
3.3.1. Статистические способы	3-14
3.3.2. Корреляционные способы	3-17
3.3.3. Особенности выделения коллекторов с использованием количественных критериев	3-20

3.4. РАЗДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО СТРУКТУРЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА (В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко)	3-23
3.5. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТОНКОСЛОИСТЫХ И ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩИХ МЕТОДОВ ГИС (Н.М. Свихнушкин, В.В. Сивирин, А.Е. Сынгаевский, Р.И. Тухтаев, К.О. Шмыгая)	3-24
3.5.1. Выделение тонких пластов с использованием микросканеров	3-24
3.5.2. Оценка параметров тонких пластов	3-25
3.5.3. Возможности микросканеров при исследовании трещинных коллекторов	3-26
3.5.4. Возможности микрозелектрических сканеров при исследовании каверново-поровых коллекторов	3-27
4. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ	4-1
4.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ (В.И. Петерсилье)	4-1
4.2. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГТИ, КЕРНА И ИСПЫТАНИЙ ПЛАСТОВ	4-2
4.2.1. Оценка характера насыщенности по данным ГТИ и керна (Э.Е. Лукьянов, В.И. Петерсилье)	4-2
4.2.2. Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне (Г.Г. Яценко)	4-4
4.2.3. Оценка характера насыщенности по данным анализа градиентов давлений (В.И. Петерсилье)	4-6
4.3. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС (В.Г. Драцов, В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко)	4-7
4.3.1. Оценка характера насыщенности по электрическому сопротивлению	4-7
4.3.2. Оценка характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости	4-9
4.3.3. Оценка характера насыщенности по комплексу ГИС	4-12
4.4. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПРИКОНТАКТНЫХ ЗОН НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко)	4-13
5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ	5-1
5.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ (В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко)	5-1
5.2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ (В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко)	5-3
5.2.1. Петрофизические связи типа "керн-керн"	5-3
5.2.2. Петрофизические связи типа "керн-ГИС"	5-4
5.2.3. Определение пористости образцов кавернозных и слабосцементированных пород	5-4
5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА (Б.Ю. Вендельштейн, В.Г. Драцов, Г.Г. Яценко)	5-5
5.3.1. Определение пористости межзерновых коллекторов	5-5
5.3.2. Оценка емкости трещинных и трещинно-каверновых коллекторов	5-8
5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА (В.В. Егоров, В.Ф. Козяр)	5-10
5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ СТАЦИОНАРНЫХ НЕЙТРОННЫХ ВИДОВ КАРОТАЖА (Ф.Х. Еникеева)	5-17
5.5.1. Особенности обработки и интерпретации данных НК	5-20
5.5.2. Определение пористости по данным НК	5-23
5.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА ПЛОТНОСТНОГО КАРОТАЖА (Д.А. Кожевников)	5-24
5.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ЯМК (А.В. Малинин, Е.М. Митюшин, В.А. Мурцовкин, В.Д. Неретин)	5-26

5.7.1. Модификации методов исследований	5-27
5.7.2. Виды пористости, определяемые по ЯМК	5-28
5.7.3. Комплексирование ЯМК с другими методами ГИС	5-32
5.7.4. Схема использования данных ЯМК в искусственном поле для подсчета запасов	5-33
5.7.5. ЯМК в поле Земли	5-33
5.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДА ПС (Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кохевников, Г.Г. Яценко)	5-35
5.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА И СЛОЖНЫМ МИНЕРАЛЬНЫМ СОСТАВОМ (В.Ф. Козяр)	5-36
5.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ	5-40
5.11. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПО ГИС (В.И. Петерслье)	5-44
6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ	6-1
6.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ (В.И. Петерслье)	6-1
6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО КЕРНУ (В.И. Петерслье)	6-2
6.3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО (ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО) КАРОТАЖА (В.И. Петерслье, Г.В. Таужинский, Г.Г. Яценко)	6-4
6.3.1. Петрофизические связи $P_n - K_n$	6-7
6.3.2. Петрофизические связи $P_n - K_e$	6-8
6.3.3. Петрофизические связи $\rho_n - W_e$	6-9
6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА (В.Г. Драцов)	6-12
6.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА (ДК) (Д.С. Даев, С.Б. Денисов)	6-13
6.5.1. Определение диэлектрической проницаемости	6-14
6.5.2. Определение водонасыщенности по значениям ϵ_n и разности фаз	6-15
6.5.3. Определение объемного водосодержания по двум параметрам высокочастотного поля, измеряемым при проведении ДК	6-17
6.5.4. Достоверность определения значений коэффициентов водонасыщенности	6-17
6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ИМПУЛЬСНЫХ ВИДОВ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА (Ф.Х. Еникеева)	6-19
6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ СТАЦИОНАРНЫХ ВИДОВ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА (Ф.Х. Еникеева)	6-21
6.7.1. Определение газонасыщенности по данным НК	6-21
6.7.2. Определение газонасыщенности по комплексу НК-ГГКП	6-22
6.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА (А.В. Городнов, В.М. Добрыни, В.Н. Черноглазов)	6-22
6.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ УГЛЕРОД-КИСЛОРОДНОГО КАРОТАЖА (Ф.Х. Еникеева)	6-26
6.9.1. Первичная и предварительная обработка данных	6-27
6.9.2. Определение коэффициентов нефтенасыщенности	6-29
6.10. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС (В.И. Петерслье)	6-30

7. КОМПЬЮТЕРИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС	7-1
7.1. ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ SOLVER (<i>С.Н. Красильников</i>)	7-1
7.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСА ПРОГРАММ LOGTOOLS (<i>Ф.Х. Еникеева, Б.К. Журавлев</i>)	7-4
7.3. ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ ELANPLUS (<i>Н.М. Свихнушин, В.В. Сивирин, А.Е. Сытгаевский, Р.И. Тухтаев, К.О. Шмыгль</i>)	7-8
8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ПРОГНОЗНЫХ ДЕБИТОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ	8-1
8.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ (<i>В.И. Петерслье</i>)	8-1
8.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС	8-2
8.2.1. Определение проницаемости по данным электрического (электромагнитного) каротажа (<i>А.И. Фионов</i>)	8-2
8.2.2. Метод ядерно-магнитного томографического каротажа (<i>В.А. Мурцовкин</i>)	8-3
8.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ИСПЫТАНИЙ (<i>А.И. Фионов</i>)	8-6
8.3.1. Определение проницаемости по данным гидродинамического каротажа (ГДК)	8-6
8.3.2. Определение проницаемости по результатам испытания пластов инструментом на трубах	8-8
8.3.3. Определение проницаемости по данным испытания пластов в колонне	8-9
8.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ ДЕБИТОВ ПЛАСТОВ (<i>В.Г. Драцов</i>)	8-9
8.4.1. Расчетный способ прогноза дебитов	8-9
8.4.2. Статистический способ прогноза дебитов	8-10
9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ	9-1
9.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ (<i>В.А. Бреев, В.Е. Тавризов</i>)	9-1
9.2. СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И КОНДЕНСАТОВ (<i>А.И. Брусиловский, Т.Д. Островская, В.Е. Тавризов</i>)	9-4
9.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (<i>С.Б. Вагин, Н.В. Попова, В.И. Пороскуп</i>)	9-7
9.3.1. Ионно-солевой состав пластовых вод	9-8
9.3.2. Химические и физические свойства природных вод	9-9
9.3.3. Особенности отбора для изучения свойств воды	9-15
9.4. ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ (<i>В.Н. Ларкин, В.И. Пороскуп</i>)	9-16
9.4.1. Пластовое давление	9-16
9.4.2. Пластовая температура	9-17
10. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ (<i>В.И. Пороскуп</i>)	10-1
10.1. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН (<i>О.С. Аккуратов, И.С. Гутман, М.Я. Зыкин, В.Н. Ларкин, И.А. Мушин, В.А. Оксман</i>)	10-1
10.1.1. Детальная корреляция разрезов скважин по данным ГИС	10-1
10.1.2. Использование данных сейсморазведки для корреляции разрезов скважин	10-3
10.1.3. Оформление и представление результатов корреляции разрезов скважин	10-4
10.2. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА (<i>О.С. Аккуратов, В.И. Аронов, Е.П. Атишева, И.С. Гутман, И.А. Мушин, А.В. Овчаренко</i>)	10-5
10.2.1. Построение структурных карт по данным бурения и сейсморазведки	10-5

10.2.2. Выявление и картирование дислокаций	10-8
10.2.3. Определение границ литологического замещения (выклинивания) пород коллекторов	10-12
10.2.4. Обоснования положения флюидальных контактов и контуров залежи	10-15
10.2.5. Построение карт общих, эффективных и эффективных насыщенных толщин	10-17
10.2.6. Построение карт подсчетных параметров	10-21
10.3. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ (В.А. Бреев, И.С. Гутман, В.Н. Ларкин, В.А. Оксман, Н.Б. Пшеник)	10-24
10.3.1. Основные положения интерполяции геолого-геофизических признаков	10-24
10.3.2. Прогнозирование признаков, характеризующих строение резервуаров нефти и газа, по сейсмическим атрибутам	10-36
10.3.3. Компьютерные комплексы для решения задач геометризации	10-39
10.4. СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ (Е.П. Атяшева, И.С. Гутман, А.В. Овчаренко)	10-42
11. СОСТАВ, ОБЪЕМ И ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ (В.А. Бреев, А.И. Брусиловский, М.Я. Зыкин, В.Г. Москвичева, В.А. Оксман, Т.Д. Островская, В.И. Пороскун, А.Я. Фурсов)	11-1
11.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ	11-1
11.2. СОДЕРЖАНИЕ МАТЕРИАЛОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ КОМПОНЕНТОВ	11-1
11.2.1. Текстовая часть	11-1
11.2.2. Текстовые приложения	11-7
11.2.3. Табличные приложения	11-8
11.2.4. Графические материалы	11-8
11.2.5. Первоначальная документация геологоразведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов	11-10
11.2.6. Оформление материалов подсчета запасов	11-10
ПРИЛОЖЕНИЕ	11-12

Подписано в печать 22.12.2002 г.
Формат 60 x 84 1/8, Бумага офсетная. Гарнитура Times.
Печать офсетная. Усл. печ. л. - 29,9
Тираж 2000 экз. Заказ № 354.

Подготовка оригинал-макета - ООО "Издательство ГЕРС".

Лицензия ИЗД № 74-6 от 20.01.2000.

170000, г. Тверь, ул. Новоторжская, 12Б.

Тел.: (0822) 42-59-32.

Отпечатано в типографии ООО "Издательство ГЕРС".

Лицензия ПД № 5-0012 от 4.07.2000.

Подсчет запасов нефти и газа объемным методом на различных стадиях геологоразведочных работ и разработки

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Объемный метод наиболее часто используется для подсчета запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ, а также в процессе опытной эксплуатации и разработки месторождений нефти и газа.

Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов [1, 2, 4, 7].

Подсчет запасов объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле:

$$Q_{n0} = F \cdot h_{\phi,n} \cdot K_n \cdot K_u \cdot \theta \cdot \sigma_n, \quad (1.1)$$

где Q_{n0} - начальные геологические запасы нефти, тыс. т; F - площадь залежи, тыс. м²; $h_{\phi,n}$ - эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м; K_n - коэффициент открытой пористости, доли ед.; K_u - коэффициент нефтегазонасыщенности, доли ед.; θ - пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.; σ_n - плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, определяются по начальным геологическим запасам нефти и начальному газосодержанию нефти, определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании:

$$Q_{n,p,0} = Q_{n0} \cdot \frac{r_0}{1000}, \quad (1.2)$$

где $Q_{n,p,0}$ - геологические запасы растворенного в нефти газа, млн. м³; r_0 - начальное газосодержание нефти, м³/т; Q_{n0} - геологические запасы нефти, тыс. т.

Подсчет геологических запасов попутных компонентов (серы, металлов и др.), содержащихся в нефти, проводится по формуле:

$$Q_{kom,0} = Q_{n0} \cdot \frac{P_{kom,0}}{100}, \quad (1.3)$$

где $Q_{kom,0}$ - геологические запасы компонента, тыс. т; $P_{kom,0}$ - процентное содержание компонента в нефти; Q_{n0} - геологические запасы нефти, тыс. т.

Подсчет начальных запасов свободного газа залежи объемным методом проводится по следующей формуле:

$$Q_{r0} = F \cdot h_{\phi,r} \cdot K_n \cdot \left[\frac{p_0 \cdot \alpha_0 - p_{ostm} \cdot \alpha_{ostm}}{p_{cm}} \right] \cdot \left[\frac{T + T_{cm}}{T + T_{n1}} \right], \quad (1.4)$$

где Q_{r0} - начальные геологические запасы свободного газа, млн. м³; F - площадь залежи, тыс. м²; $h_{\phi,r}$ - эффективная газонасыщенная толщина, м; K_n - коэффициент открытой пористости; p_0 - среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 - поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z_0 при давлении p_0 : $\alpha_0 = 1/Z_0$; p_{ostm} - среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин будет равно стандартному, МПа; α_{ostm} - соответствующая p_{ostm} поправка на сжимаемость реальных газов, равная $\alpha_{ostm} = 1/Z_{ostm}$; p_{cm} - давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа; T - абсолютная температура, равная 273 °C; $T_{cm} = +20$ °C; T_{n1} - средняя пластовая температура в залежи, °C.

Подсчет геологических запасов стабильного конденсата, содержащегося в газе, проводится по формуле:

$$Q_{kn} = Q_{r0} \cdot P. \quad (1.5)$$

где $Q_{кн0}$ - геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т; $Q_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млрд. м³; Π - потенциальное содержание конденсата, г/м³.

Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, углекислого газа проводят по следующей формуле:

$$Q_{книп,0} = Q_{г0} \cdot \Pi_{книп}. \quad (1.6)$$

где $Q_{книп,0}$ - запасы компонента, тыс. т; $Q_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млрд. м³; $\Pi_{книп}$ - потенциальное содержание компонента, г/м³.

Потенциальное содержание компонента определяется по формуле:

$$\Pi_{книп} = I_{книп} \cdot \frac{\sigma_{книп}}{100}, \quad (1.7)$$

где $I_{книп}$ - процентное содержание компонента в пластовом газе; $\sigma_{книп}$ - плотность компонента при 0,1 МПа и 20 °C, г/м³.

1.2. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ

На любой стадии изучения залежей процесс подсчета геологических запасов нефти и свободного газа объемным методом включает следующий комплекс последовательно проводимых работ [2]:

1) детальную корреляцию разрезов скважин с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и прослоев, а также прослеживание их по плоскости залежи и выделения подсчетных объектов;

2) выделение пластов-коллекторов и определение параметров пласта и насыщающих его флюидов по пластовым пересечениям в скважинах; на этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и нефтегазонасыщенные толщины пласта, определяются емкость (пористость) продуктивных пластов в каждом пластопересечении, нефте(газо)насыщенность, абсолютные отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давление и температура;

3) построение статической геологической модели залежей углеводородов (подсчетных объектов) и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи; на этом этапе проводится: обоснование отметок ВНК, ГНК и ГВК залежи в целом, обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов, их геометризация и обоснование параметров подсчета, определение границ категорий запасов и составление подсчетного плана, подсчет запасов по каждому подсчетному объекту залежи в целом.

1.2.1. Подсчет геологических запасов на стадии поиска и оценки

Подсчет запасов на стадии поиска и оценки месторождений проводится для определения коммерческой ценности открытого месторождения.

Объектом подсчета являются залежи и продуктивный пласт в целом. Структурная карта по кровле продуктивного пласта строится по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ методом скождения. Контур залежи проводится с учетом определенного положения межфлюидных контактов (ВНК, ГВК или ГНК). В случае, если межфлюидный контакт не вскрыт скважинами, его абсолютная отметка принимается с учетом закономерностей изменения положения контактов выявленных залежей в пределах зоны нефтегазонакопления или с учетом величины коэффициента заполнения ловушек, определенной по соседним залежкам.

В нефтяных залежах абсолютная отметка ВНК может прогнозироваться по характеру уменьшения с глубиной коэффициента нефтенасыщенности в проницаемых прослоях по скважинам.

В газовых залежах абсолютная отметка ГВК может устанавливаться по графику изменения приведенного пластового давления с глубиной $p_{нп} = f(H_{abs})$ в газовой и водяной частях залежи, определенного по данным гидродинамического каротажа. Подробнее способы обоснования положения межфлюидных контактов рассмотрены в разделе 4.

Параметры залежи определяются по информации, полученной в единичных скважинах, с привлечением аналогий по соседним одновозрастным и однотипным по геологическому строению залежам.

Выделение пород-коллекторов проводится по прямым качественным признакам на диаграммах ГИС или с учетом граничных значений, принятых по аналогии с соседними залежами.

Коэффициент открытой пористости (K_o) принимается по данным пробуренных скважин и определяется по результатам лабораторных исследований керна или по результатам интерпретации материалов ГИС. При расчете по керну берется среднее арифметическое из всех наблюденных значений в проницаемых насыщенных интервалах пласта по залежам, а по ГИС - средневзвешенное по эффективной нефтегазонасыщенной толщине.

Коэффициент нефте(газо)насыщенности K_n (K_g) принимается также по скважинам и рассчитывается по данным лабораторных исследований керна или по результатам интерпретации материалов ГИС. В качестве петрофизической основы интерпретации используется обобщенная по региону или по аналогичным объектам информация. При расчетах по керну принимается среднеарифметическое значение из всех

наблюдаемых значений в нефте(газо)насыщенных прослоях пласта по залежам, а по ГИС - средневзвешенное по эффективной нефте(газо)насыщенной толщине и пористости.

Пересчетный коэффициент θ и плотность нефти σ_0 в поверхностных условиях при подсчете запасов нефти принимаются или по данным анализа пластовых проб, отобранных в пробуренных скважинах, по результатам дифференциального разгазирования или по аналогии с соседними одновозрастными залежами.

Начальное пластовое давление p_0 и пластовая температура T_n , при подсчете запасов газовой залежи определяются по данным замеров в скважине.

Коэффициент сжимаемости Z рассчитывается по составу пластового газа, определенному по пробе, отобранной на устье скважины, или принятому по аналогии с соседней залежью.

1.2.2. Подсчет геологических запасов на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) месторождений (залежей)

Подсчет запасов на стадии разведки и ОПЭ проводится для подготовки информации к проектированию промышленного освоения месторождения.

В соответствии с требованиями РД 153-39.0-047-00 [6] по результатам разведочных работ и ОПЭ должна быть создана постоянно действующая геологотехнологическая модель (ПДГТМ). На основе этой модели проводится гидродинамическое моделирование для определения технико-экономических показателей разработки и обоснования коэффициента извлечения нефти.

Статическая геологическая модель включает в себя набор структурных карт, схем корреляции, обоснования флюидных контактов, геологических профилей, карт изопахит продуктивной части горизонтов (пластов).

Подсчетным объектом является залежь. При неоднородном строении резервуара проводится дифференциация залежи на подсчетные объекты. Запасы подсчитываются по данным бурения скважин; при возможности привлекаются результаты детальных сейморазведочных работ. Структурной основой для построения подсчетного плана служит карта, построенная при совместном использовании результатов бурения и сейморазведки. Параметры подсчета запасов по залежи определяются по данным бурения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин.

ВНК, ГНК и ГВК определяются по данным ГИС с использованием результатов опробования и исследования скважин. При обосновании положения ВНК (ГВК) на данной стадии следует учитывать, что в пластах с предельной насыщенностью и высо-

кой проницаемостью двухфазные залежи характеризуются четкой границей между газом, нефтью и водой. В неоднородных слабопроницаемых пластах существуют значительные по величине переходные зоны.

Контакт нефть-вода обычно представляет собой поверхность, близкую к горизонтальной или наклонную. Поверхность ГВК практически всегда горизонтальная, однако, имеются случаи и наклонных контактов. Для определения контура залежи требуется построение карты поверхности ВНК (ГВК), определенной по скважинам. Точки пересечения этой поверхности с поверхностями кровли и подошвы коллекторов залежей соединяются между собой, определяя положение соответственно внешнего и внутреннего контуров.

При горизонтальном ВНК (ГВК) внешний и внутренний контуры нефтегазоносности проводятся по изогипсам на картах кровли и подошвы коллекторов продуктивного пласта в соответствии с определенной абсолютной отметкой контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте кровли коллекторов пласта.

В сложнопостроенных литологически экранированных залежах границы выклинивания или литолого-фациального замещения пород-коллекторов проводятся по градиенту изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с учетом материалов сейморазведки 3D либо на середине расстояния между скважинами, вскрытыми и невскрытыми коллектором. Картирование малоамплитудных нарушений, экранирующих залежь, можно проводить по комплексу данных бурения и сейморазведки 3D.

Эффективные нефте(газо)насыщенные толщины $h_{\text{неф.}} (h_{\text{газ.}})$ и эффективные толщины продуктивных пластов выделяются по залежам по данным ГИС с учетом опробования скважин. На основе выделенных толщин составляются соответствующие карты раздельно по газо- и нефтенасыщенной зонам залежей в пределах одноименных пластов.

Коэффициенты открытой пористости K_n и нефте(газо)насыщенности $K_n (K_g)$ залежей рассчитываются обычно по результатам интерпретации данных ГИС; данные керна используются в качестве петрофизической основы интерпретации и для обоснования достоверности полученных оценок. При расчете средних значений за основу принимаются данные, наиболее полно освещдающие разрез и не имеющие систематических ошибок.

Пересчетный коэффициент и плотность нефти в поверхностных условиях для нефтяных залежей рассчитываются как средние арифметические из имеющихся определений, полученных в результате анализов глубинных проб при дифференциальном разгазировании.

Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

Коэффициент сжимаемости реальных газов определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

1.2.3. Подсчет геологических запасов разрабатываемых залежей

Подсчет (пересчет) начальных геологических запасов разрабатываемых залежей проводится для оценки текущих запасов и для составления или корректировки проектных документов разработки.

Объектом подсчета является разрабатываемая залежь, разбуренная в соответствии с утвержденным технологическим документом. При неоднородном строении залежь может дифференцироваться на подсчетные объекты.

Для построения геологической модели разрабатываемых залежей, в соответствии с требованиями РД 153-39.0-047-00 [6], должны использоваться данные сейсморазведки (2D, 3D, 4D), результаты бурения разведочных и эксплуатационных скважин, материалы исследования керна и ГИС, данные опробования и исследования скважин, геолого-промышленные и промышленно-геофизические исследования скважин.

При пересчете геологических запасов залежей, разбуренных большим числом наклонно-направленных эксплуатационных скважин, необходимо провести разбраковку всей исходной геолого-геофизической информации и сформировать представительную для подсчета запасов выборку [3].

Для построения структурных карт по кровле и подошве коллекторов необходимо использовать все вертикальные скважины и те наклонные скважины, в которых достаточна точность определения абсолютных отметок кровли и подошвы коллекторов.

Структурной основой для построения подсчетного плана служит карта, построенная по данным сейсморазведки, скорректированным по данным бурения.

ВНК, ГНК и ГВК определяют по данным ГИС с учетом опробования и исследования скважин. Для определения отметок межфлюидных контактов необходимо использовать данные по скважинам, по которым характер насыщенности не искажен процессом разработки. Для обоснования контура залежи рекомендуется построение карт поверхности ВНК (ГНК, ГВК).

Эффективные нефте(газо)насыщенные толщины выделяют в разрезе скважин по данным ГИС с учетом опробования скважин. Массив скважин для определения эффективных толщин может включать как вертикальные, так и наклонные и горизонтальные скважины. По скважинам, включенным в выборку,

должны отсутствовать явные признаки обводнения, искажающие начальные геофизические характеристики, и пласт должен быть вскрыт до подошвы коллектора, а для определения эффективных нефте(газо)насыщенных толщин - до ВНК (ГВК). На основе этих данных составляют карты эффективных нефте(газо)насыщенных толщин.

Для литологически скранированных залежей зоны литологического замещения картируются по данным бурения с учетом материалов сейсморазведки 3D. Картирование малоамплитудных нарушений, скранирующих залежи, можно проводить по комплексу данных бурения и сейсморазведки 3D.

Коэффициенты открытой пористости и нефте(газо)насыщенности рассчитываются по результатам интерпретации данных ГИС; данные керна используются в качестве петрофизической основы интерпретации и для обоснования достоверности полученных оценок. Массив скважин для определения коэффициента пористости и нефтенасыщенности по данным ГИС должен включать вертикальные и наклонные скважины, по которым отсутствуют признаки обводнения и в которых пласт вскрыт до подошвы пласта-коллектора или до ВНК (ГВК). Для построения карт пористости и нефте(газо)насыщенности используется метод, наиболее полно освещавший залежь по площади и разрезу.

Параметры, характеризующие флюидальную систему, определяются по данным исследования поверхностных и глубинных проб нефти, газа и конденсата, по которым свойства флюидальной системы не искажены процессом разработки.

Среднее начальное пластовое давление p_0 и пластовая температура T_p , вычисляются с учетом проведенных в скважинах замеров.

ЛИТЕРАТУРА

- Гришин Ф.А., 1985, Промышленная оценка месторождений нефти и газа: М., Недра.
- Гутман И.С., 1979, Методы подсчета запасов нефти и газа: М., Недра.
- Денисов С.Б., Дьяконова Т.Ф., Юканова Е.А. и др., 2001, Формирование массива скважин для выполнения пересчета запасов длительно разрабатываемых месторождений: Геофизический вестник, 6.
- Жданов М.А., 1981, Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа: М., Недра.
- Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, 1984: М., ГКЗ СССР.
- Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, 2000, РД 153-39.0-047-00: М.
- Справочник по нефтепромысловой геологии, 1981, под ред. Быкова Н.Е., Максимова М.И., Фурсова А.Я.: М., Недра.

Принципы использования геолого-геофизической информации для построения геологической модели и подсчета запасов залежей нефти и газа

Источником информации для построения геологической модели залежи и определения подсчетных параметров при подсчете запасов объемным методом служат результаты геолого-геофизических исследований, проводимых в процессе поисково-оценочных, разведочных работ и эксплуатации оцениваемого объекта.

Информация, используемая для построения геологической модели и подсчета запасов, подразделяется на три группы:

1. Прямая - характеризующая непосредственно геологический объект (образцы пород, пробы флюидов и др.).

2. Косвенная - характеризующая свойства геологического объекта, полученные в результате геофизических методов измерений, которые с помощью установленных статистических зависимостей позволяют определить необходимые геологические параметры объекта.

3. Априорная - характеризующая общие закономерности геологического строения, полученные на основе обобщения материалов геологоразведочных работ, которые используют при геологических построениях.

Прямая информация связана с бурением глубоких скважин, имеет высокую себестоимость и носит дискретный характер, в связи с чем она обычно используется в качестве эталонной (базовой), на основе которой оценивают достоверность определения подсчетных параметров.

2.1. ДИСТАНЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для построения геологической модели залежей и месторождений нефти и газа могут применяться аэро- и космические фотоснимки (сканерные многоспектральные, спектрональные, синтезированные, тепловые в ближнем инфракрасном диапазоне, радиолокационные и др.), топографические и батиметрические карты.

Дешифрирование аэро- и космических материалов с применением прямых и геоиндикационных признаков позволяет:

- выявлять складчатые, складчато-блоковые, блоковые элементы тектонического строения различного порядка, их плановую морфологию и взаимосвязь;
- выделять и прослеживать в плане разломы, малоамплитудные нарушения, линейные и очаговые зоны аномальной трещиноватости (разуплотнения), в том числе контролирующие участки с высокой продуктивностью скважин;
- выявлять наиболее активные зоны, вертикальные, наклонные, сдвиговые деформации земной поверхности на рельефообразующем этапе, позволяющие прогнозировать активизацию элементов строения фундамента и осадочного чехла, их влияние на формирование и переформирование залежей;
- прогнозировать зоны относительного растяжения и аномального сжатия, влияющие на коллекторские свойства пород;
- уточнять контуры отдельных блоков с учетом дренирующей роли разрывных нарушений, а также аномального поля напряжений;
- использовать, благодаря большой обзорности, региональные данные и сопоставлять с соседними месторождениями.

Аэро- и космические материалы должны быть масштабированы и обеспечивать высокую точность привязки результатов дешифрирования и других методов исследований.

Масштабный ряд (от региональных до детальных) материалов аэро- и космических съемок и величина их разрешения должны обеспечивать выделение соответствующих разнопорядковых элементов геологического строения и ландшафта.

Методы аэро- и космических съемок, сезонность, время суток их проведения, методы обработки материалов должны обеспечивать получение наиболее полной и достоверной информации.

2.2. ПОЛЕВЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Площадные сейсморазведочные работы (2D, 3D, 4D) проводятся с целью картирования структурных

поверхностей, зон замещения и выклинивания пород-коллекторов и малоамплитудных нарушений и др.

Методика полевых работ должна обеспечивать точность и детальность определения геолого-геофизических характеристик разреза в межскважинном пространстве, достаточные для решения задач построения геологической модели и подсчета запасов. Для этого используемые материалы сейсморазведки должны обладать не менее 4-кратным отношением сигнал/помеха, широким частотным диапазоном регистрируемого волнового поля, а цифровая обработка должна быть направлена на дальнейшее повышение отношения сигнал/помеха при сохранении минимального искажения динамических характеристик полезных волн и полосы частот зарегистрированных колебаний. Граф обработки считается оптимальным, если получены динамические разрезы, на которых изменения амплитуд отображают изменение эффективных коэффициентов отражения.

Состав комплекса геофизических методов и аппаратуры определяется, исходя из сложности формируемой модели среды, адекватно отражающей геометрические особенности формы природных резервуаров, степень расщепленности и площадной концентрации запасов углеводородов. При этом должны учитываться:

- требуемая глубина исследований;
- разрешающая способность метода по вертикали и горизонтали;
- контрастность геофизических параметров среды;
- специфические помехи, обусловленные особенностями геологической среды и воздействием техногенных факторов;
- особенности рельефа дневной поверхности и верхней части разреза.

В процессе обработки и интерпретации данных полевой геофизики выполняют:

- стратиграфическую привязку и сейсмостратиграфический анализ;
- корреляцию волн и анализ тектонических нарушений;
- построение глубинно-скоростной модели среды и структурных карт;
- сейсмоакустический анализ и оценку динамических параметров волнового поля;
- палеогеоморфологический и палеотектонический анализ;
- анализ статистических связей между параметрами пласта-коллектора по ГИС и сейсмическими атрибутами (информационно-геофизическими характеристиками - ИГХ).

Исходными данными для поиска этих зависимостей являются параметры, определенные по данным ГИС, и карты сейсмических атрибутов. К числу ИГХ

относятся: амплитуды экстремумов, интенсивность и неоднородность отражений, контрасты акустического импеданса, частоты, пластовые и интервальные скорости, приращения Δt_g времени пробега сейсмической волны до отражающей границы.

2.3. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ

Материалы ГИС являются основным видом геологической документации разрезов нефтегазовых скважин и, вместе с результатами лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, испытания пластов, данными опытно-промышленной эксплуатации, служат главным источником информации, позволяющим осуществить подсчет запасов углеводородов, проектирование разработки залежей [1].

Материалы ГИС используются для:

- литологического и стратиграфического расчленения и корреляции разрезов скважин;
- выделения в разрезе коллекторов;
- разделения коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных коллекторов на газо- и нефтенасыщенные;
- определения положения межфлюидных контактов (ГНК, ВНК, ГВК), эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин, коэффициентов пористости, газо- и нефтенасыщенности, проницаемости, вытеснения;
- определения пластовых давлений, пластовых температур.

Эффективность методов ГИС зависит как от применяемого комплекса ГИС, так и от петрофизического обеспечения, информативности испытаний, типов изучаемых разрезов, характера строения резервуаров, фазового состояния углеводородов, технологии бурения, горногеологических условий газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей.

Данные по всем скважинам, пробуренным на месторождении, должны участвовать в интерпретации материалов сейсморазведки с целью построения геологической модели месторождения [3].

Объемы и качество ГИС в оценочных и разведочных скважинах должны обеспечить определение подсчетных параметров с достоверностью, регламентированной "Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов" для соответствующих категорий запасов, получение исходной информации для составления технологических схем и проектов пробной и опытно-промышленной эксплуатации, проектов разработки месторождений.

Объемы и качество ГИС в эксплуатационных скважинах должны обеспечить уточнение моделей залежей, начальных и текущих запасов нефти и газа, уточнение технологий и режимов разработки залежей.

Комплексы, полнота и качество материалов ГИС, используемых для подсчета запасов, должны соответствовать требованиям "Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах" [4].

Комплексы ГИС определяются задачами, соответствующими назначению скважин, проектируемыми техническими условиями бурения и прогнозируемым геологическим разрезом.

По целевому назначению различают:

- комплекс ГИС для решения геологических задач;
- комплекс ГИС для изучения технического состояния открытого ствола бурящихся скважин;
- комплекс ГИС при испытаниях в открытом стволе в процессе бурения;
- комплекс ГИС для изучения технического состояния обсадных колонн и качества цементирования колонн;
- комплекс ГИС при испытаниях в колонне;
- комплекс ГИС для контроля за разработкой нефтяных и газовых залежей.

Комплексы содержат набор методов, обеспечивающих успешное решение возлагаемых на ГИС задач для различных геолого-технологических ситуаций. Комплексы ориентированы на методы, освоенные в настоящее время в отечественной практике. По мере освоения новых методов комплексы могут дополняться. Комплексы ориентированы на применение цифровой компьютеризированной каротажной техники и комбинированных скважинных приборов (модулей).

Комплексы ГИС 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 задачами, решаемыми конкретной скважиной, и геолого-техническими условиями в скважине. Постоянную часть обязательных исследований составляют общие и детальные исследования. Материалы общих исследований визуализируются обычно в масштабе глубин 1 : 500, детальных 1 : 200.

Для поисковых, оценочных и разведочных скважин предусмотрен единый обязательный комплекс ГИС. Для эксплуатационных скважин обязательный комплекс ГИС отличается уменьшением количества выполняемых методов и объема детальных исследований.

Дополнительные исследования для решения геологических задач планируют и выполняют по индивидуальным программам и по специальным технологиям для выделения и изучения сложнопостроенных коллекторов в отдельных наиболее перспективных

интервалах. Эти исследования включают применение искусственных короткоживущих изотопов (радионуклидов) и часть обязательных исследований при смене скважинных условий (на двух ПЖ, повторные измерения во времени по мере формирования или расформирования зоны проникновения и др.).

При изучении сложных типов разрезов с прямыми признаками нефтегазоносности в составе дополнительных исследований проводятся повторные каротажи 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.

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.

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. Рекомендуется вскрытие продуктивного разреза с 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, ДК), а в разрезах с высокой минерализацией пластовых вод (свыше 50 г/л) при детальных исследованиях выполняют также ИНК.

В оценочных или разведочных скважинах, запущенных в пробную эксплуатацию, должны выполняться исследования методами расходометрии и термометрии, дополнительно - влагометрии и шумометрии, для локализации приточных интервалов и контроля за интенсификацией притока.

Исследования в скважинах с углом наклона более 45° и скважинах с горизонтальным окончанием ствола планируют и выполняют с применением специальных технологий по индивидуальным и типовым программам.

Технология выполнения геофизических исследований для решения геологических задач 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 вышеизложенные продуктивные интервалы. Этапность, интервальность и очередность проведения ГИС должны быть определены в проектах на строительство скважин.

Геофизические исследования выполняются в объемах и в сроки, которые предусмотрены комплексом ГИС, утвержденным для данного района.

Основу геологической интерпретации данных ГИС составляют петрофизические зависимости типа "керн-керн", "керн-геофизика", "геофизика-геофизика" [1].

Для построения зависимостей "керн-керн" сопоставляемые петрофизические и геологические параметры измеряют на образцах керна.

Зависимости "керн-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.

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.

2.4. ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ

С целью получения необходимой для подсчета запасов и составления проектов разработки информации о фильтрационных характеристиках пластов, пластовых давлениях, добывных возможностях, физико-химических свойствах пластовых флюидов при бурении скважин проводят:

- испытание объектов в процессе бурения в открытом стволе пластоиспытателями на бурильных трубах или приборами на каротажном кабеле с отбором проб пластовых флюидов;
- испытание объектов в колонне с отбором глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;

- работы по интенсификации притоков углеводородов из пластов;
- пробную эксплуатацию продуктивных скважин.

Технологии проведения указанных исследований и работ регламентированы соответствующими технико-методическими инструктивными документами.

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.

При испытаниях в колонне 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.

Для повышения достоверности результатов испытаний в колонне необходимо их сопровождение геофизическими исследованиями против вскрыто-го перфорацией пласта и соседних с ним неперфорированных интервалов. Эти исследования должны проводиться до, в процессе и после испытания скважины.

Геофизическое сопровождение вторичного вскрытия пластов должно обеспечить:

- привязку интервала перфорации к геологическо-му разрезу;
- контроль и регистрацию факта срабатывания перфоратора;
- определение местоположения интервала перфорации и регистрацию забойного давления;
- определение качества вторичного вскрытия.

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;
- контроль процесса и результатов кислотных и других обработок.

Работы по интенсификации притоков также должны проводиться с геофизическим сопровождением. Эти работы должны обеспечить:

- обоснование возможности и способов интенсификаци-ации притоков;

- воздействие на призабойную зону пластов энергией и продуктами взрыва горения пороховых зарядов и горюче-окислительных составов;
- акустические, тепловые, электрические, электро-гидравлические и импульсные депрессионные воздействия на призабойную зону пластов с помощью аппаратов, спускаемых на кабеле и на трубах;
- обоснование выбора способов глущения скважин перед спуском глубинного оборудования.

Результаты испытаний в колонне следует тщательно анализировать.

Достоверность интерпретации результатов испытаний по данным исследования в скважинах иногда затруднена прежде всего из-за отсутствия данных о локализации притока пластового флюида в исследуемом интервале. Возможны следующие основные причины, из-за которых привязка интервала притока к интервалу перфорации может быть ошибочной:

- ошибки в привязке к разрезу интервала перфорации;
- заколонные перетоки пластового флюида между перфорированным и соседним с ним пластом из-за негерметичности цементного кольца, изолирующего заколонное пространство;
- внутrikолонные перетоки из перфорированного пласта нижнего объекта, испытанного ранее, из-за нарушения герметичности разобщающего моста;
- снижение давления в нефтяном пласте ниже давления насыщения газом вблизи газонефтяного контакта, в результате чего из нефтяного пласта будет поступать, в основном, газ;
- приток воды из нефте- или газоносного пласта, когда интервал перфорации расположен несколько выше ВНК или ГВК, под действием депрессии на пласт;
- вскрытие перфорацией интервала пласта выше и ниже ВНК. При этом в притоке будет или вода, или вода с пленками нефти, в результате чего будет допущено завышение положения ВНК;
- сообщаемость со стволом скважины (по причине затрубной циркуляции и других причин) одновременно водоносного, газоносного и нефтеносного пластов. В этом случае нефтеносный (реже газоносный) пласт может оказаться не освоенным, например, из-за коллекторских свойств, и в притоке будет отсутствовать нефть или газ. В результате этого будет допущен пропуск нефтеносного или газоносного пласта.

Ошибканая интерпретация данных испытаний может быть связана с потерей проницаемости призабойной зоны из-за ее кольматации. В результате этого пласт-коллектор будет признан "сухим".

Мероприятия по интенсификации притока, особенно соляно-кислотные обработки, могут быть причиной создания вертикальных каналов между перфорированными и соседними неперфорированными пластами, благодаря чему произойдет переток флюидов.

Интерпретация результатов гидродинамических исследований предполагает знание величины работающей толщины перфорированного пласта. Работающая толщина может быть оценена ошибочно, например, из-за недоосвоения перфорированного пласта. В результате этого расчет удельного дебита и коэффициента продуктивности исследуемого пласта будет ошибочным, и фильтрационная характеристика пласта будет оценена неправильно.

2.5. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

В интервалах вскрытия нефте(газо)насыщенных или возможно нефте(газо)перспективных горизонтов в поисково-оценочных и разведочных скважинах проводится сплошной отбор керна. В этих интервалах керновый материал служит для получения информации о литологии и стратиграфии разреза, характере изменения его фильтрационно-емкостных характеристик, и в качестве опорной информации (петрофизической основы) для интерпретации данных ГИС.

Порядок работы с керном на буровой при его подъеме, первичной документации, герметизации, а также методики изучения фильтрационно-емкостных и других параметров описаны в соответствующих методических документах.

Общие требования к петрофизической информации, используемой в качестве петрофизической основы интерпретации данных ГИС, сводятся к следующему.

1. Комплекс петрофизических исследований должен обеспечивать возможность получения перечисленной выше петрофизической информации для интерпретации данных ГИС на этапе оперативной интерпретации и подсчета запасов.

2. Петрофизические связи должны строиться раздельно для каждого объекта подсчета запасов. Возможно использование обобщенных для нескольких подсчетных объектов связей; при этом необходимо специальное обоснование такой возможности.

3. При построении петрофизических связей типа "керн-керн" необходимо использовать не менее 30 образцов керна, равномерно распределенных в интервале изменения коррелируемых параметров.

4. Для построения петрофизических связей типа "керн-ГИС" используются опорные пластопересечения, охарактеризованные керном с выносом не

менее 70% и плотностью петрофизических анализов не менее 3-х на 1 м вынесенного керна.

5. В процессе отбора, транспортировки, хранения и исследования керна должны быть реализованы мероприятия, предотвращающие изменение естественных условий упаковки (для слабосцементированных и рыхлых пород) и смачиваемости.

6. При исследовании пород, характеризующихся наличием крупных элементов пустотного пространства (трещины, каверны), исследования керна должны выполняться на образцах большого размера (с сохранением диаметра керна) [2].

7. При необходимости прямого определения по керну остаточной водоносимости (бурение на безводной ПЖ) и остаточной нефтенасыщенности (бурение на водной ПЖ) требуется герметизация керна на буровой или использование при бурении с отбором керна герметизированных керноприемников.

Принципиальной разницы в составе петрофизического обоснования интерпретации данных ГИС при оперативной интерпретации и подсчете запасов нет. Эта разница заключается только в различном объеме петрофизической информации. При оперативной интерпретации на поисково-оценочном этапе обычно полный комплект петрофизической информации отсутствует. В этом случае возможно использование информации по объекту-аналогу или обобщенной информации, накопленной к моменту оперативной интерпретации, по району работ.

Петрофизические исследования керна ведутся по пяти основным направлениям, включающим изучение следующих параметров:

- литологических характеристик горных пород (макро- и микроописание, гранулометрия, карбонатность и т.д.);
- фильтрационно-емкостных характеристик, определяющих количественные показатели горных пород как коллекторов газа и нефти (пористость, проницаемость, газо-, водо- и нефтенасыщенность и т.п.);
- физических характеристик, сопоставимых с характеристиками, изучаемых методами ГИС (электрическое сопротивление, естественная радиоактивность и т.п.);
- динамических характеристик пород-коллекторов, связанных с моделированием воздействия на них в результате разработки месторождений (коэффициент вытеснения нефти водой или газом, относительная фазовая проницаемость и т.п.);
- технологических характеристик, связанных с изучением буримости горных пород, эффективности перфорации, влияния промывочных и других жидкостей на фильтрационные свойства и т.п.

При изучении газовых (газоконденсатных) месторождений петрофизические исследования ведутся, в основном, по первым трем направлениям. Работы по четвертому направлению реализуются при разведке газонефтяных (нефтегазовых) месторождений для обоснования коэффициента извлечения нефти и проектирования разработки. Исследования, связанные с изучением технологических характеристик, ведутся в ограниченном объеме и на каменном материале, получаемом, в основном, из горных выработок в связи с необходимостью выполнения исследований на блоках породы большого размера, которые не могут быть получены в результате бурения.

В поисковых скважинах керновый материал служит для получения информации, в первую очередь, о литологии и стратиграфии разреза, его нефтегазонасыщенности, для уточнения структурных построений и предварительной информации о свойствах пород-коллекторов.

В оценочных, разведочных и эксплуатационных скважинах керновый материал служит для получения информации, в первую очередь, о фильтрационно-емкостных и физических характеристиках разреза в интервалах выделенных продуктивных горизонтов, где реализуется сплошной отбор керна при обязательном выполнении мероприятий, обеспечивающих его вынос в объеме не ниже 70 - 80%.

В целях получения более полной информации о каком-либо интервале разреза, не освещенном керновым материалом, проводится отбор образцов из стенок скважины керноотборником на каротажном кабеле; интервал отбора устанавливается по данным ГИС.

На крупных и уникальных месторождениях бурится одна или несколько скважин (в зависимости от масштаба месторождения и степени неоднородности залежи) с применением безводной или нефильтрующейся ПЖ с целью получения прямой информации о газонефтенасыщенности пород-коллекторов.

В скважинах, бурящихся на безводных или нефильтрующихся ПЖ, весь керновый материал должен герметизироваться. В скважинах, бурящихся на обычных ПЖ, герметизируется не менее одного образца на 1 погонный метр вынесенного керна.

Петрофизические исследования подразделяются на массовые и детальные.

Массовые петрофизические лабораторные исследования должны включать определение следующих основных фильтрационно-емкостных характеристик на образцах керна с плотностью 3 - 5 образцов на 1 м вынесенного керна: открытая пористость; абсолютная газопроницаемость; остаточная водо-

нефтенасыщенность прямым способом (на герметизированном керне); карбонатность; объемная и минералогическая плотность; естественная радиоактивность; гранулометрический состав (20 - 30% образцов, включающих все вскрытые скважиной литотипы пород).

В результате определения основных фильтрационно-емкостных характеристик исследуемый разрез документируется петрофизической информацией. Совместное использование ее с данными ГИС позволяет реализовать надежную привязку керна к разрезу для построения петрофизических связей типа "керн-ГИС".

Детальные петрофизические лабораторные исследования включают:

- капиллярометрические исследования по методике, обеспечивающей получение неснижаемой водонасыщенности для всех групп пород-коллекторов;
- определение электрических свойств пород при переменной водонасыщенности в интервале от $K_{\text{so}}^{\text{min}}$ до $K_{\text{so}} = 100\%$;
- изучение электрических и акустических свойств при моделировании термобарических условий залегания;
- раздельное определение содержания кальцита и доломита;
- спектрометрические исследования естественной радиоактивности с определением содержания урана, тория и калия;
- косвенные (модельные) исследования по определению остаточного содержания нефти и газа;
- измерение диффузионно-адсорбционной активности, магнитных свойств пород;
- ядерно-магнитные исследования;
- определение емкости катионного обмена.

Методические руководства по исследованию керна и обработке результатов регламентируют технологию изучения коллекторов, в основном, простого строения. При исследовании сложных коллекторов достоверность петрофизических исследований снижается (табл. 2.1); для их изучения следует использовать специальные методики, описанные ниже.

Определение петрофизических характеристик трещинно-каверново-поровых коллекторов (группа 1) требует применения специальных методических приемов. Суть их сводится к реализации лабораторных измерений на образцах большого размера (с сохранением диаметра). Очевидно, что такой подход позволяет максимально использовать керновый материал для анализа в условиях, когда отдельные элементы пустотного пространства (каверны, трещины) соизмеримы с принятыми размерами образцов для стандартных петрофизических исследова-

Таблица 2.1
Эффективность петрофизических исследований
при анализе сложных коллекторов

Петрофизический параметр	Группа сложных коллекторов					
	1	2	3	4	5	6
Пористость	с	н	с	д	у	с
Проницаемость	с	н	д	д	н	с
Остаточная нефте- и водонасыщенность	с	н	с	с	у	с
Остаточная водонасыщенность (косвенным способом)	у	н	с	с	н	у
Электрическое сопротивление	у	н	о	с	н	у
Скорость распространения ультразвука	у	н	с	с	н	с
Естественная радиоактивность	д	д	д	д	д	д
Диффузионно-адсорбционная активность	у	н	д	с	у	у

Условные обозначения к таблице.

Группы сложных коллекторов: 1 - трещинно-каверново-поровые, 2 - трещинные, 3 - низкопоровые, 4 - полимиктовые, 5 - слабосцепментированные и рыхлые, 6 - с растворяющимся цементом.

Результаты петрофизических исследований: "д" - достоверны, "с" - достоверны при использовании специальных технологий, "у" - условны, "н" - недостоверны.

ний (20 - 30 мм). Методика определения основных фильтрационно-емкостных параметров на образцах большого размера описана в работе "Методы и аппаратура для изучения ФЕС пород-коллекторов на образцах большого размера" [2].

Значительно больше проблем возникает при разведке месторождений с коллекторами трещинного типа (группа 2).

Результаты изучения керна являются практическим единственным источником информации о трещиноватости пород, однако эта информация связана исключительно с микротрещиноватостью, влияние которой на фильтрационные свойства пород незначительно. Действительно, величины проницаемости образцов, характеризующихся наличием трещин при низкой пористости (до 2 - 3%), составляют, обычно, сотые и тысячные доли мД. Такая проницаемость не может отражать фильтрационные характеристики трещинного коллектора, для которого свойственны большие притока газа или нефти. Эффективные же трещины, обеспечивающие такие притоки, на керне реального размера (диаметром не более 100 мм) не могут быть изучены из-за раскалывания образцов по этим трещинам. Изучение объектов с коллекторами трещинного типа долж-

но включать, в первую очередь, данные гидродинамических и каротажных исследований. Данные исследования керна должны использоваться для изучения вещественного состава пород: важнейшую информацию получают также в результате попластового макроописания керна.

Низкопоровые коллекторы (группа 3) изучаются обычными способами, однако методики определения ФЕС корректируются с учетом повышенных требований к точности аппаратуры из-за малых величин изучаемых параметров. При определении пористости необходимо применение аналитических весов с надежной фиксацией масс образца с погрешностью не более 1 мг. Необходимо донасыщениe образцов в специальных бомбах с избыточным давлением до 15 МПа. При определении проницаемости таких пород методы нестационарной фильтрации использовать не рекомендуется. При применении стационарной фильтрации используются газомеры для измерения малых расходов.

Сложность петрофизических исследований полимиктовых коллекторов и, особенно, анализа их результатов (группа 4) связана с присутствием в скелете породы, в первую очередь, полевых шпатов, часто сильно измененных, которые определяют поверхностные свойства (диффузионно-адсорбционную активность, поверхности проводимость и др.) в не меньшей степени, чем глинистый цемент. При изучении емкостных характеристик полимиктовых пород сушка их проводится в вакууме при температуре до 70 °С с насыщением высокоминерализованными двухвалентными растворами для предотвращения разбухания.

Определение коллекторских характеристик неконсолидированных (рыхлых) пород (группа 5) вызывает большие трудности. Наиболее приемлемым считается отбор рыхлых пород в резиновый шланг, который удерживает керн от разрушения. Образцы правильной геометрической формы для дальнейших петрофизических исследований или вы-

резают прямо со шлангом, или вначале замораживают в среде жидкого азота (замораживание фиксирует зерна и агрегаты породы в процессе изготовления образцов), а затем обрабатывают.

При изучении керна с растворяющимся цементом (группа 6) основная сложность заключается в растворении компонент при экстракции и насыщении образцов водными растворами: еще в большей степени на величину ФЕС влияет растворение при бурении за счет опережающего пропитывания под долото водного фильтрата ПЖ. Для подобныхложений используется изучение керна, поднятого из скважин, пробуренных на безводных ПЖ. При определении пористости применяются газоволюметрические методы или насыщение образцов неполярной жидкостью (керосином). Определение остаточной водонасыщенности косвенными методами (каспиллярометрия, центрифугирование) затруднено из-за растворения солей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытаний продуктивных пластов*, 1990, под ред. Вендельштейна Б.Ю., Козяра В.Ф., Яценко Г.Г.: Калинин, Союзпромгеофизика.
2. *Петресилье В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я.*, 1980, Методы и аппаратура для изучения ФЕС пород-коллекторов на образцах большого размера: Труды ВИЭМС: М.
3. *Пороскуп В.И., Овчаренко А.В., Аккуратов О.С. и др.*, 1998, Инструкция по применению данных сейморазведки и ГИС при подсчете и Государственной экспертизе запасов нефти и газа: Геофизический вестник, 5.
4. *Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах*. 2001, отв. ред. Козяр В.Ф.: РД 153-39.0-072-01: М., Изд-во ГЕРС.

3.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Породой-коллектором называют породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке в любых, даже незначительных количествах [5, 9, 10, 31]. Именно такое определение коллектора лежит в основе оценки геологических запасов нефти, газа и конденсата. Выделение коллекторов реализуется по прямым качественным признакам или с использованием качественных критериев, обоснование которых по результатам геологоразведочных работ (ГРР) и эксплуатации будет подробно рассмотрено ниже.

Вопросу обоснования качественных критериев всегда уделялось много внимания. При этом качественные критерии коллекторов назывались **нижними** [28], **абсолютными** [4] либо **абсолютными нижними пределами фильтрационно-емкостных свойств, геолого-геофизическими кондициями** [12], **абсолютными пределами запасов** [8] и т.п.

Кроме этого выделялась и другая группа качественных критериев, в основу определения которых была положена информация о рентабельных или экономически целесообразных дебитах нефти и газа, т.е. технико-экономические кондиции [12]. Эти критерии имеют разнообразную физико-экономическую основу и зависят от коэффициентов извлечения УВ и минимальной эффективной толщины h_{eff} коллекторов [12], их динамической емкости, проницаемости и продуктивности [4], либо только их продуктивности [8]. Численные значения этих критериев изменяются по мере развития техники и технологии добычи нефти и газа, изменения цен, технологических условий и стандартов на товарную продукцию, создающих условия для экономически оправданного освоения запасов нефти и газа. В некоторых работах [11] к коллекторам относят только те породы, в которых жидкости и газы содержатся в промышленных объемах, а притоки нефти или газа превышают минимальные рентабельные дебиты.

Необходимо отметить, что при подсчете геологических запасов применение для выделения кол-

лекторов подходов, базирующихся на технико-экономических критериях, неправомерно. Нельзя применять и способы выделения коллекторов, основанные на использовании любых величин дебитов, т.к. критерии коллектора для них не остаются постоянными. Значения кондиционных пределов в этих способах изменяются во времени и различаются в зависимости от геологических особенностей разреза. Последнее объясняется тем, что при постоянной депрессии один и тот же дебит можно получить при высокой проницаемости и малой толщине пласта либо при его низкой проницаемости и большой толщине. Следовательно, пласты с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами в разное время и в разных условиях могут быть отнесены к коллекторам и неколлекторам.

Еще раз отметим, что при определении геологических запасов УВ к коллекторам относятся породы, способные вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке; величина извлекаемых объемов жидкости либо газа и их дебиты при этом не оговариваются. Определенные таким образом коллекторы характеризуются стабильными признаками и критериями и содержат геологические запасы УВ.

По условиям образования коллекторы нефти и газа относятся преимущественно к осадочным отложениям, редко к вулканогенным и вулканогенно-осадочным и иногда к изверженным породам кристаллического фундамента. По вещественному составу различают терригенные, карбонатные, вулканогенные коллекторы и их смешанные типы. Известны также коллекторы, связанные с галогенными отложениями, представленными гипсом, ангидритом и смесью галита с карбонатными породами.

По морфологии порового пространства коллекторы делятся на поровые (межзерновые, гранулярные), трещинные, каверновые и смешанные (порово-трещинно-каверновые). Наименования последних варьируют в зависимости от вклада отдельных видов пустот в общую емкость и проницаемость коллектора.

Большинство терригенных и карбонатных коллекторов поровые. Трещинные коллекторы характерны для плотных метаморфизованных низкопористых пород, прежде всего для карбонатных, частично - для вулканогенных и редко - для терригенных. По-видимому, трещинным является также коллектор, представленный битуминозными аргиллитами, нефть и газ в которых содержатся в трещинах и пространстве между "листочками" аргиллита. Трещинно-каверновый и порово-трещинно-каверновый коллекторы типичны для карбонатных, а также для вулканогенных [14] отложений и практически не встречаются в терригенных породах.

Поровые коллекторы считаются простыми, если они сложены одним порообразующим минералом (за исключением цементирующих веществ) и содержат один тип подвижного флюида (нефть, газ либо воду). К сложным относят коллекторы, обладающие, по крайней мере, одним из следующих признаков:

- сложным минеральным составом порообразующих веществ, включая высокое содержание глинистых минералов;
- сложной структурой порового пространства;
- многофазной насыщенностью в пределах одного пластопересечения [7, 13].

Из-за трудностей количественной оценки по геофизическим данным параметров тонких пластов к сложным коллекторам следует отнести также все коллекторы толщиной менее 1,5 м.

При традиционном аппаратурном и методическом обеспечении геофизических исследований все подсчетные параметры (эффективная толщина - h_{eff} , коэффициенты пористости - K_n и нефтегазонасыщенности - $K_{n\text{g}}$) в абсолютном большинстве случаев могут быть определены только в пластах и прослоях толщиной $h_{\text{eff}} > 1,5$ м. В пластах меньшей толщины ($1,5 \text{ m} > h_{\text{eff}} > 0,5 \text{ m}$) по материалам ГИС определяют эффективные толщины и коэффициенты пористости; коэффициенты нефтегазонасыщенности могут быть уверенно установлены в отдельных случаях в коллекторах без проникновения или с малой ($D/d < 2$) глубиной проникновения. Для тонких одиночных пластов ($0,5 \text{ m} > h_{\text{eff}} > 0,2 \text{ m}$) по кривым ГИС устанавливается только h_{eff} ; количественные определения других параметров практически невозможны.

Как уже отмечалось выше, изложенное относится к случаю использования традиционного комплекса ГИС со стандартным разрешением. Применение высокоразрешающих методов ГИС, в первую очередь, каротажных акустических и электрических микросканеров (FMS, FMI и др.) позволяет выделять в разрезе пласти толщиной до первых сантиметров. Вопросы использования высокоразрешаю-

щих методов ГИС для обоснования подсчетных параметров будут рассмотрены ниже в разделе 3.5.

По характеру смачиваемости поверхности твердой фазы различают коллекторы гидрофильные, гидрофобные и частично гидрофобные. У последних лишь часть поверхности твердой фазы избирательно смачивается водой.

Еще раз укажем, что выделение коллекторов любого типа проводится с использованием установленных для них прямых качественных признаков или количественных критериев.

Прямыми качественными признаком коллектора является проникновение фильтрата ПЖ в пласты, которое устанавливается по данным ГИС и является следствием движения пластовых флюидов в поровом пространстве породы. Очевидно, что прямой информацией о наличии коллекторов в разрезе является получение притоков пластовых флюидов при опробовании и испытании пластов, в том числе приборами на каротажном кабеле. Прямые качественные признаки используются как для непосредственного выделения коллекторов в разрезах скважин, так и для обоснования количественных критериев.

Под *количественными критериями* коллекторов понимают величины фильтрационно-емкостных (K_n , $K_{n\text{g}}$ и др.) или соответствующих им геофизических (α_n , Δt , W , σ , ΔJ , и др.) характеристик, по которым на статистическом уровне пласты разделяются на проницаемые и непроницаемые, т.е. на коллекторы и неколлекторы.

Способы установления прямых качественных признаков и численных значений параметров, используемых в качестве количественных критериев, изложены ниже в разделах 3.2 и 3.3.

Определение эффективных газо- и нефтенасыщенных толщин включает выделение коллекторов, оценку характера их насыщенности и положений газонефтяного, водонефтяного или газоводяного контактов (ГНК, ВНК и ГВК соответственно) между пластовыми флюидами.

Границы пластов-коллекторов устанавливаются по диаграммам геофизических методов согласно общизвестным правилам, описанным в учебниках и справочниках по интерпретации, а также в соответствующих руководствах по методам ГИС.

Кривые большинства методов ГИС (ПС, БК, ИК, ДК, АК, ЯМК) симметричны. На этих кривых интервалы, в которых амплитуда регистрируемого параметра изменяется от значений во вмещающих породах до значения в пласте-коллекторе, равны длине зонда. Границы пласта соответствуют серединам этих интервалов.

В методах РК (ГК, НК, ГГК) при применении аппаратуры для аналоговой записи кривые асиммет-

ричны, сдвинуты в направлении движения прибора за счет влияния интегрирующей ячейки. Границы пластов толщиной более 1 м необходимо определять по началу кругого подъема и спуска кривой. Вместо этого иногда авторы отчетов с подсчетом запасов допускают отступления от этого правила и проводят границы пластов по середине интервалов спуска и подъема кривой, что приводит к досадным ошибкам (иногда значимым) при определении толщин выделенных коллекторов.

3.2. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КАЧЕСТВЕННЫМ ПРИЗНАКАМ

Среди видов ГИС, применяемых при изучении вскрытых скважиной горных пород, наибольшей информативностью и достоверностью при выделении в изучаемом разрезе проникаемых интервалов, т.е. пластов-коллекторов, обладают так называемые прямые методы исследования пласта ОПК и ГДК. Факт получения из пласта флюида в любом количестве и измерения пластового давления аппаратурой ОПК и ГДК является прямым доказательством наличия коллектора независимо от геофизической характеристики пласта. Неполучение притока флюида из пласта при ОПК и ГДК в случае благоприятной геофизической характеристики не является достаточным основанием для отнесения пласта к неколлектору. В таких случаях требуется проведение дополнительных (повторных) исследований.

К сожалению, прямые исследования в нашей стране, за исключением отдельных регионов (Якутия, Республики Башкортостан и Татарстан, Астраханская и Оренбургская области, шельф о. Сахалин), практически не применяются или применяются крайне редко (Западная Сибирь), поэтому на практике повсеместно для выделения коллекторов используется комплекс качественных (прямых и косвенных) признаков, а также количественные критерии.

Прямые качественные признаки являются наиболее надежным способом выделения коллекторов. Они основаны на доказательстве подвижности пластовых флюидов. Таким доказательством является установление факта наличия проникновения в пластины фильтрата ПЖ и формирования (или расформирования) зон проникновения; эти факты в большинстве случаев являются достаточным признаком коллектора.

Признаками проникновения по данным ГИС являются:

- сужение диаметра скважин, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой или шламовой корки;
- радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с разной глубинностью исследований;

- изменение показаний методов ГИС, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения.

В коллекторах со сложной структурой пустотного пространства прямые качественные признаки устанавливаются чаще всего только по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам и фиксирующим формирование зоны проникновения при:

- повторных измерениях во времени при сохранении свойств ПЖ в стволе скважины (методика временных измерений);
- измерениях на ПЖ с различными физическими свойствами (методика двух ПЖ с различной минерализацией, методики с закачкой активированных меченных жидкостей);
- 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 импульсными видами нейтронного каротажа (НК), свидетельствующих о расформировании во времени зоны проникновения.

Весьма информативными для выделения коллекторов являются также данные ГТИ (данные механического каротажа, расходометрии, газового каротажа и результаты анализа шлама и керна).

Косвенные качественные признаки обычно сопутствуют прямым признакам и 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 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.

Косвенные качественные признаки отражают присутствие, но не движение в исследуемой породе свободных флюидов. Например, показания ядерно-магнитного каротажа, превышающие фоновые, с равным успехом могут характеризовать сообщающиеся и несообщающиеся между собой поры и каверны. Увеличенное затухание упругих волн при акустическом каротаже может быть вызвано присут-

ствием в породах открытых либо залеченных трещин и каверн и т.п.

В общем случае выделение коллекторов по качественным признакам следует проводить по совокупности прямых признаков, указывающих на наличие проникновения фильтрата ПЖ в пласты, с использованием косвенных качественных признаков.

Для исключения присутствующих в выделенных пластах-коллекторах тонких плотных высококарбонатных или глинистых непроницаемых прослоев привлекаются данные всего имеющегося комплекса ГИС (МК, БМК, БК, ГК, НК, АК).

Эффективность выделения коллекторов по прямым качественным признакам существенно зависит от времени между разбуриванием и исследованием разреза, а также от ряда технологических и геологических факторов, к которым прежде всего следует отнести величину репрессии на пласт и свойства ПЖ. Эффективность снижается при низкой водоотдаче ПЖ, в разрезах с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) или при бурении на равновесии (репрессия на пласт близка к нулю). Снижается эффективность выделения коллекторов по прямым качественным признакам и на газовых месторождениях с высотой залежей в сотни метров, где в приподнятых участках залежей репрессии значительно ниже, чем вблизи ГВК (или ГНК).

Известны факты отсутствия прямых признаков проникновения против высокопроницаемых коллекторов в длительно бурящихся скважинах вследствие кольматации пластов глинистыми частицами, а также гематитом и магнетитом при применении утяжеленных промывочных жидкостей. Кольматация пластов с ухудшенными коллекторскими свойствами происходит медленнее, и они дольше сохраняют признаки коллекторов.

В породах с пластовыми водами хлоркальциевого типа, разбуривающихся на промывочных жидкостях с добавками карбоксилметилцеллюлозы (КМЦ), со временем проникновение фильтрата ПЖ в коллекторы прекращается вследствие появления в порах нерастворимого осадка, образующегося при взаимодействии пластовой воды с КМЦ [1]; более того, существовавшие вначале корки исчезают. Скорость образования осадка зависит от интенсивности фильтрации, концентрации КМЦ и содержания воды в порах. Например, в скважинах Ботуобинского нефтегазоносного района (Якутия), бурящихся на рассолах, исчезновение шламовых корок против низкопористых водонасыщенных коллекторов наблюдается в первые 5 суток после их вскрытия. Против водонасыщенных высокопористых ($K_n = 16 - 24\%$) коллекторов корки сохраняются до 25 суток. В продуктивных коллекторах процес-

сы закупорки происходят более медленно вследствие малых величин остаточной водоонасыщенности K_{no} .

Рассмотрим более детально возможности и эффективность для выделения коллекторов вышеперечисленных прямых качественных признаков и методики их установления.

3.2.1. Наличие глинистой (шламовой) корки

Фильтрация в пласты ПЖ имеет следствием образование глинистых или шламовых корок. Если образующиеся корки вызывают заметное уменьшение диаметра скважины по сравнению с名义альным, то наличие корок легко устанавливается на кривых кавернometрии или профилеметрии.

Толщина глинистой корки зависит от качества ПЖ: чем больше водоотдача ПЖ, тем толще корка. При водоотдаче $6 - 8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ толщина корки обычно превышает $1 - 2 \text{ см}$. Шламовые корки, которые образуются при бурении скважин на неглинистых ПЖ, более рыхлые; их толщина достигает $3 - 5 \text{ см}$.

Судить о наличии корок затруднительно в интервалах с увеличенным диаметром скважины, например, против рыхлых или сильно трещиноватых выкрашающихся разностей.

Уменьшение диаметра скважины не является признаком коллектора в интервалах образования сальников против пластичных глинистых пород, в призабойной зоне с осевшими шламовыми частицами и против тонких уплотненных прослоев, расположенных в толще коллектора, против которых происходит "размазывание" корки в ходе спуско-подъемных операций в процессе бурения.

Отсутствие глинистых или шламовых корок при наличии других признаков и критериев коллектора не может служить основанием для отнесения породы к неколлекторам, так как оно может быть следствием прекращения проникновения фильтрата ПЖ в коллекторы по ряду перечисленных выше технологических и геологических причин.

3.2.2. Наличие положительных приращений на кривых микрокаротажа

Превышение показаний микропотенциал-зонда (МПЗ) над показаниями микроградиент-зонда (МГЗ), именуемое положительным приращением, обусловлено наличием корки. Поэтому положительные приращения на диаграммах МК являются надежным признаком коллектора в той мере, насколько наджен признак наличия корки.

При использовании данных МК необходимо обращать внимание не только на наличие или отсутствие положительных приращений, но и на абсолютные величины измеренных зондами МК кажущихся сопротивлений r_k . При высоких r_k начинает прояв-

ляться нелинейность аппаратуры, причем для МГЗ она возникает при меньших ρ_k , чем для МПЗ. По этой причине положительные приращения иногда наблюдаются против плотных прослоев неколлекторов с высоким сопротивлением.

Верхний предел диапазона сопротивлений, в котором обеспечивается линейность измерений ρ_k обоими зондами МК, для каждого прибора определяется при его эталонировке. Для современной цифровой аппаратуры он достигает 50 - 60 Ом·м, для ранее выпускавшейся аналоговой аппаратуры он был значительно ниже и во многих случаях составлял 15 - 20 Ом·м.

С особой предосторожностью следует использовать данные МК в неоднородных коллекторах, содержащих тонкие плотные прослои. При большой толщине корки (более 2 см), а также в случае неплотного прижатия башмака микрозонда к стенке скважины уплотненные прослои могут не отмечаться на кривых МК.

Положительных приращений на кривых МК может не быть при бурении скважин на технической воде в условиях отсутствия корок и в скважинах, пробуренных на минерализованных ПЖ ($\rho_c < 0,2$ Ом·м). В последнем случае показания обоих зондов против коллекторов отличаются несущественно вследствие близости удельных сопротивлений корки и промытой зоны. Однако, в ряде случаев в скважинах с минерализованной ПЖ при тонких корках и неглубоких зонах проникновения получают кривые МК удовлетворительного качества, поэтому эффективность МК для выделения коллекторов должна проверяться в конкретных геологотехнических условиях.

3.2.3. Наличие радиального градиента сопротивлений

Изменение удельного электрического сопротивления (УЭС) пород в радиальном направлении обусловлено проникновением фильтрата ПЖ в пласт и поэтому является однозначным признаком коллектора. Наличие радиального градиента сопротивлений устанавливается сравнением показаний однотипных зондов с разным радиусом исследований (БКЗ, ВИКИЗ [30], многозондовые установки БК и ИК) или показаний комплекса разнотипных разноглубинных зондов БМК-БК-ИК. При использовании данных БМК нельзя забывать, что верхний динамический диапазон УЭС, измеряемых при БМК, ограничен. Для ранее выпускавшейся отечественной аппаратуры БМК он составлял 150 - 200 Ом·м; для современной цифровой аппаратуры он значительно выше и достигает 800 - 1000 Ом·м.

Если кривые названных методов зарегистрированы (или перестроены) в одинаковом масштабе кажу-

щихся сопротивлений ρ_k , показания зондов исправлены за влияние скважины и кривые совмещены между собой, что легко осуществимо в компьютеризированных системах обработки, то коллекторы довольно наглядно выделяются визуально по расхождению показаний разноглубинных зондов при условии, что в породах-неколлекторах показания зондов совпадают (рис. 3.1, верхний интервал). При наличии в пределах коллекторов плотных прослоев эффективность БКЗ снижается из-за влияния экранирования (рис. 3.1, нижний интервал).

Формирование радиального градиента сопротивлений зависит от многих факторов, в том числе от свойств ПЖ и сроков проведения каротажа. В разные сроки проведения каротажа можно получить разные радиальные градиенты. Нередки случаи, когда в одних и тех же продуктивных пластах при более

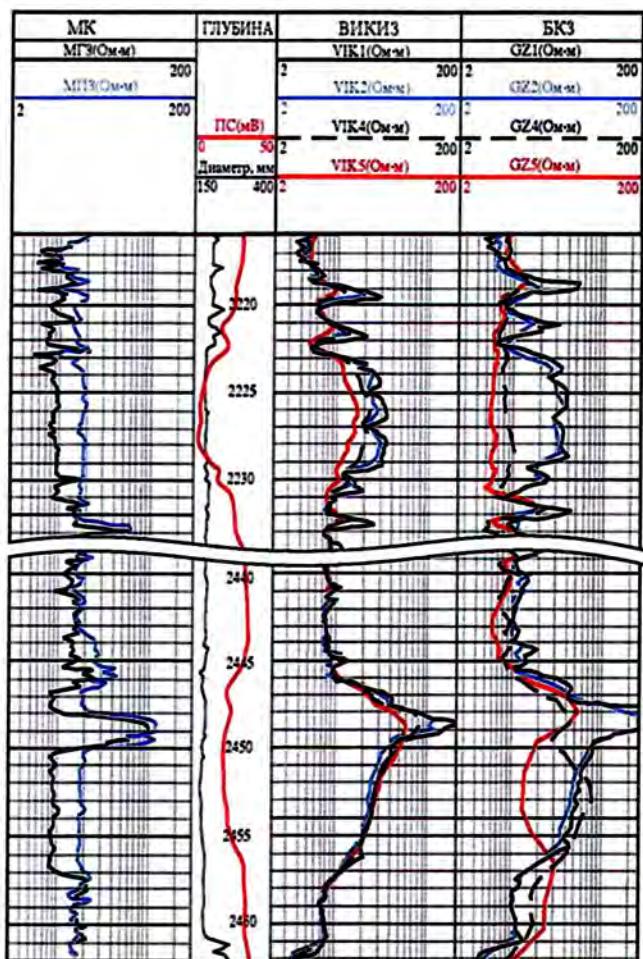


Рис. 3.1. Установление радиального градиента сопротивлений по совмещенным диаграммам разноглубинных зондов ВИКИЗ и БКЗ (Широтное Приобье) (по В.А. Пантихиным)

рашних измерениях фиксируется четкое понижающее проникновение, затем - нейтральное, а при более поздних измерениях - ярко выраженное повышающее проникновение.

При бурении на ПЖ с высокой водоотдачей и проведении каротажа через большой промежуток времени после вскрытия пластов бурением могут образовываться очень глубокие зоны проникновения. В таких случаях радиальный градиент может быть вообще не зафиксирован. Подобная картина наблюдается также в случаях нейтрального проникновения, когда УЭС зоны проникновения и неизмененной части пласта одинаковы (рис. 3.1, нижний интервал, ВИКИЗ). Поэтому наличие градиента является качественным признаком коллектора, но отсутствие радиального градиента сопротивлений по данным ГИС, полученным при статических скважинных условиях, не может служить основанием для отнесения породы к неколлекторам, особенно при благоприятной геофизической характеристике, т.е. при наличии косвенных качественных признаков (отрицательная аномалия на кривой ПС, низкие показания на кривой ГК и др.).

Следует отметить один фактор, который не связан с проникновением, но при определенных условиях может приводить к появлению радиального градиента сопротивлений. Фактор этот связан с отсутствием теплового равновесия в системе "скважина-пласт". Охлаждение пород в приствольной зоне в процессе бурения создает температурную воронку в радиальном направлении, что может приводить к появлению ложного эффекта повышающего проникновения даже в непроницаемых пластах. Вопросы эти изучены пока весьма слабо. Известно [32], что по сравнению с глинами, а также плотными и водонасыщенными терригенными и карбонатными породами нефтегазонасыщенные породы характеризуются значительно меньшей теплопроводностью (в 2 раза и более). Следовательно, можно полагать, что в продуктивных пластах влияние этого фактора не должно быть существенным.

Таким образом, установленный факт наличия радиального градиента сопротивлений можно использовать в качестве признака коллектора при условии, что в явных породах-неколлекторах наличие градиента не отмечается.

3.2.4. Повторные измерения сопротивлений

Данные однократных измерений УЭС разноглубинными зондами ЭК или ЭМК при статических скважинных условиях не всегда дают однозначный ответ о наличии или отсутствии коллекторов в изу-

чающем интервале разреза. Достоверность выделения коллекторов любого типа повышается при выполнении измерений УЭС по специальным методикам, основанным на фиксации протекания динамических процессов формирования или расформирования зон проникновения во времени. Такие исследования обычно проводят для выделения сложнопостроенных коллекторов. В разрезах с простыми поровыми коллекторами они применяются редко, однако их роль бывает решающей при обосновании граничных количественных критериев коллекторов и изучении неоднородных и глинистых пластов.

Для повторных измерений УЭС чаще всего применяют БК и иногда БМК (в скважинах с электропроводящими ПЖ), а также ИК (в скважинах с электронепроводящими ПЖ). При анализе материалов повторных измерений УЭС необходимо учитывать время контакта пластов с ПЖ до первого измерения (t_1) и между измерениями (t_2), состояние ствола скважины при первом и последующих замерах, параметры ПЖ (особенно ее сопротивление, водоотдачу и плотность), состояние скважины за период между замерами (бурение или испытание, проставление, ликвидация поглощений и применяемые при этом технологии, проработка ствола и т.д.). Для учета скважинных условий при каждом измерении УЭС пород выполняют также замеры каверномером (или профилемером, что важно при применении БМК) и скважинным резистивиметром. Для исключения влияния различного рода аппаратурных помех первые и повторные измерения УЭС желательно выполнять одним и тем же комплектом скважинной и наземной аппаратуры.

Коллекторы при повторных измерениях УЭС выделяются по закономерному изменению во времени или после направленного воздействия на пласты показаний применяемых методов, исправленных за влияние скважинных условий измерений. При этом против явно непроницаемых глинистых и плотных пластов исправленные за условия измерений показания должны остаться неизменными.

В отечественной практике опробованы с положительными результатами и применяются различные методики повторных измерений УЭС. Они перечислены в начале данного раздела. Рассмотрим особенности этих методик.

Повторные измерения сопротивлений во времени при сохранении всех свойствах ПЖ в стволе скважины - методика временных измерений. Эти исследования применяются широко, поскольку не требуют специальной подготовки скважин. Характер изменений сопротивлений во времени существенно различен при бурении скважин на минерализованной ($\rho_\phi = \rho_s$) и пресной ($\rho_\phi > 5\rho_s$) жидкостях.

При вскрытии на высокоминерализованной жидкости водонасыщенные коллекторы не отмечаются изменениями сопротивлений независимо от времени t_1 и t_2 . Нефтегазонасыщенные коллекторы обычно характеризуются уменьшением сопротивлений, что обусловлено снижением $K_{\text{н}}$ в зоне проникновения за время между измерениями. Благоприятные условия для выделения нефтегазонасыщенных коллекторов создаются при выполнении первого измерения вскоре после вскрытия пластов (малое значение t_1) и второго измерения - при большом времени t_2 между измерениями.

Кривые повторных измерений БМК незэффективны для выделения коллекторов независимо от времени проведения первого измерения. Промытая зона успевает сформироваться через 1 - 2 сутки после разбуривания проницаемого пласта, и ее неизменяемое в дальнейшем сопротивление измеряется зондом БМК уже при первом каротаже. При последующих повторных измерениях показания БМК изменяются мало или не изменяются совсем.

При вскрытии на пресной жидкости водонасыщенные коллекторы характеризуются увеличениями сопротивлений, что обусловлено уменьшением содержания невытесненной пластовой воды в зоне проникновения в период между измерениями.

Нефтегазонасыщенные коллекторы чаще также отмечаются увеличениями $\rho_{\text{н}}$, особенно при невысоком значении $K_{\text{н}}$ и высоком сопротивлении фильтрата ($\rho_f > 0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Однако возможно уменьшение $\rho_{\text{н}}$ этих пластов или его незначительное изменение.

При очень продолжительном контакте пород с пресными ПЖ отмечаются случаи, когда сопротивление увеличивается во времени в породах-коллекторах вследствие диффузного опреснения пластовой воды на значительную глубину по отдельным малоносным проницаемым прослойям. При позднем проведении измерений зоны проникновения в таких случаях не обнаруживаются.

Эффективность выделения коллекторов зависит от времени проведения измерений, которое устанавливают опытным путем. Целесообразно проводить первый замер вскоре после вскрытия пластов бурения, а второй - по окончании бурения скважины.

Повторные измерения сопротивлений при различной минерализации ПЖ - методика двух ПЖ. Экспериментально доказано [22], что принципиально безразлично, в какой последовательности изменяется сопротивление ПЖ в скважине: вначале пресная жидкость, а затем минерализованная, или наоборот. Эффективность выделения коллекторов определяется, в основном, различием в свойствах ПЖ и временемами t_1 и t_2 проведения измерений.

Когда первое измерение выполняют на пресной, а повторное на минерализованной ПЖ, то против проницаемых пластов, независимо от типов и величин пористости, характера насыщенности и степени трещиноватости, обычно отмечается уменьшение сопротивлений при повторном измерении. Однако, иногда при втором измерении, выполненном после осолонения ПЖ, отмечаются увеличения сопротивлений против пластов-коллекторов. Это может наблюдаться, когда повышение минерализации ПЖ произошло спустя длительное время после первого измерения, а второе измерение выполнено вскоре после осолонения. При этих условиях коллекторы выделяются и повышением, и понижением сопротивлений, а различный характер измерений $\rho_{\text{н}}$ отражает особенности строения коллекторов. Повышениями сопротивлений характеризуются коллекторы гранулярно-кавернового типа, в которые вследствие низкой проницаемости не успел глубоко внедриться минерализованный фильтрат, а рост $\rho_{\text{н}}$ произошел за время контакта пород с пресной жидкостью после первого измерения. Снижением $\rho_{\text{н}}$ характеризуются коллекторы с развитой трещиноватостью независимо от их общей пористости, минерализованный фильтрат в которые проникает в течение короткого промежутка t_2 .

Когда первое измерение выполняют на минерализованной, а второе на пресной ПЖ, все проницаемые пласти независимо от величин и типов пористости и характера насыщенности выделяются увеличениями сопротивлений на кривых повторных измерений. Увеличение тем больше, чем выше отношение сопротивлений ПЖ и больше промежуки времени t_1 и t_2 .

Общим правилом применения методики двух ПЖ является выполнение первого измерения непосредственно перед изменением свойств ПЖ в скважине, а второго измерения - как можно позже после замены ПЖ. Удельное сопротивление минерализованной ПЖ должно быть близким к сопротивлению $\rho_{\text{н}}$ пластовых вод, а сопротивление пресной ПЖ должно превышать $\rho_{\text{н}}$ не менее чем на порядок.

Повторные измерения сопротивлений при направлении воздействия на пласти путем создания дополнительной репрессии или депрессии - методики "каротаж-репрессия-каротаж" и "каротаж-испытание-каротаж". Измерения с нагнетанием ПЖ в пласти (методика "каротаж-репрессия-каротаж") выполняют непосредственно перед созданием избыточного давления в 2 - 5 МПа на устье скважины и как можно быстрее после снятия давления и освобождения устья. Существуют разнообразные варианты методики, различающиеся

тем, на какой - пресной или минерализованной - жидкости бурилась скважина и жидкость какого сопротивления нагнетается в пласт. Общим правилом для них является условие, что нагнетаемая жидкость (чаще всего порция свежей промывочной жидкости с известными свойствами, доставленная в исследуемый интервал через буровую колонну без долота) должна обладать максимальной водоотдачей и отличаться по удельному сопротивлению в 5 - 10 раз от пластовой воды и жидкости, на которой бурилась скважина.

Эффективность измерений для выделения коллекторов повышается с увеличением перепада давлений на пласты и объемов внедрившейся в них жидкости. Проницаемые пластины выделяются увеличением сопротивлений, если нагнетается пресная жидкость, или их уменьшением - если нагнетается минерализованная вода. В последнем случае водонасыщенные коллекторы не выделяются. С учетом небольших объемов нагнетаемых жидкостей (6 - 10 м³) и малых сроков проведения всех операций по закачиванию жидкости и проведению ГИС, более четкие признаки проникновения получают на кривых БМК по сравнению с кривыми БК.

Измерения по методике "каротаж-испытание-каротаж" выполняют до и после испытания исследуемого интервала пластоиспытателем на трубах ИП. Проницаемые интервалы характеризуются при этом изменениями сопротивлений за счет поступления пластовых флюидов к стенке скважины и, как следствие, расформирования зоны проникновения.

Положительные результаты по этой методике достигаются для неглубоко залегающих (800 - 1200 м) отложений при условии, что второе измерение выполняется не позже чем через 8 часов после проведения испытаний [27]. В скважинах глубиной более 2500 - 3000 м при бурении на ПЖ повышенных плотности и водоотдачи за время подъема ИП и спуска геофизического прибора в испытанном интервале обычно успевает восстановиться зона проникновения с теми же параметрами, которые были до испытания. По этой причине положительные результаты достигаются в единичных случаях.

Эффективность выделения коллекторов по этой методике повышается, если используется автономная аппаратура БК и БМК, монтируемая непосредственно в сборке ИП. Такой комплекс позволяет обнаружить изменение сопротивлений при исследовании коллекторов различной проницаемости даже в случае интенсивного восстановления зоны проникновения после снятия депрессии. К сожалению, такие исследования проводятся крайне редко, поскольку автономная аппаратура БК и БМК серийно пока не выпускается.

3.2.5. Повторные измерения ГК при принудительном задавливании в пластины индикаторной (меченой) жидкости, содержащей растворенные вещества с повышенной естественной радиоактивностью, - методика "ГК-активация-ГК"

Методику применяют для выделения коллекторов в разрезах, в которых широко распространены сложнопостроенные коллекторы. В качестве активаторов используют радон [21] либо короткоживущие изотопы натрия, приготовленные на базе либо непосредственно на скважине [15, 16].

Технология исследований и работ в скважинах с меченными жидкостями описана в новой "Технической инструкции" [29], а также в соответствующих методических документах, указанных выше.

Выделение поглощающих пластов (коллекторов) ведут по аномалиям гамма-активности, появившимся в результате контролируемого воздействия и превышающим погрешность измерений более чем в два раза. Отсутствие таких аномалий против заведомо непроницаемых пород (ангидритов, глин и т.п.) является критерием достоверного выделения коллекторов.

Наиболее широко применяется методика "ГК-активация-ГК" с использованием радона, получившая название ИМР (индикаторный метод по радону). В промышленных масштабах ИМР применялся на месторождениях Тенгиз (Казахстан) и Памятно-Сасовское (Волгоградское Правобережье). При подсчете запасов этих месторождений данные ИМР были основными при обосновании $h_{\text{зф}}$ по скважинам. В частности, на Памятно-Сасовском месторождении исследования ИМР были выполнены в большинстве пробуренных скважин. По полученным данным ИМР в продуктивной рифогенетической толще евлановско-ливенского горизонта нигде не было зафиксировано непроницаемых интервалов (рис. 3.2), что при подсчете запасов позволило рассматривать всю нефтенасыщенную толщу как единую гидродинамическую систему.

Особую ценность представляют данные ИМР при выделении сложнопостроенных карбонатных коллекторов с низкими емкостными свойствами или с повышенной гамма-активностью (в случае отсутствия замеров спектрометрического ГК), при выделении коллекторов в тонкослоистых разрезах, представленных чередованием карбонатных и терригенных разностей с различной степенью глинистости и карбонатности, а также при оценке экранирующих свойств пород-покрышек.

В качестве примера на рис. 3.3 представлены результаты изучения по ИМР карбонатных отложений с низкими емкостными свойствами. В разрезе

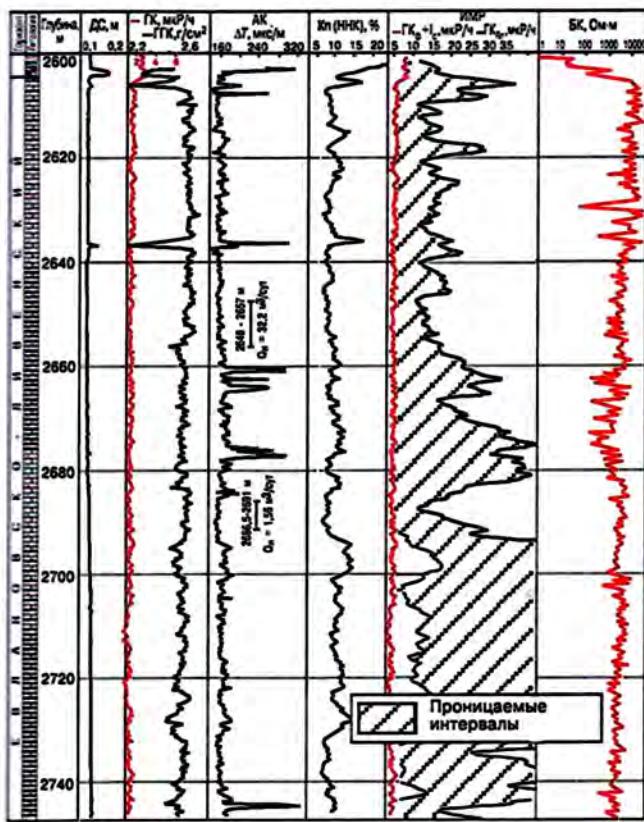


Рис. 3.2. Выделение проницаемых интервалов по ИМР в евлановско-ливенских отложениях (скв. 6-Платовская Памятно-Сасовского месторождения)

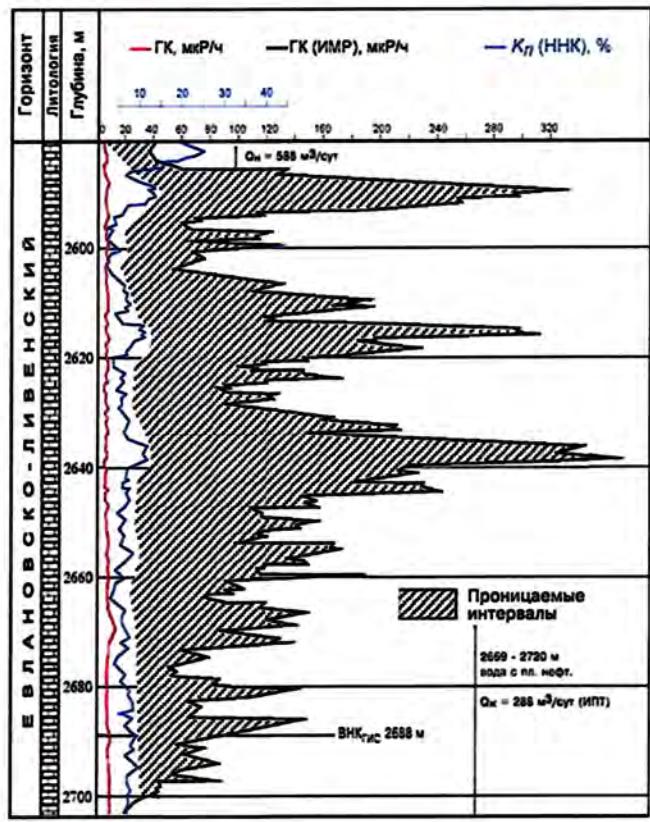


Рис. 3.3. Выделение коллекторов по ИМР в карбонатных отложениях с низкими емкостными свойствами (скв. 13 Демьяновского месторождения)

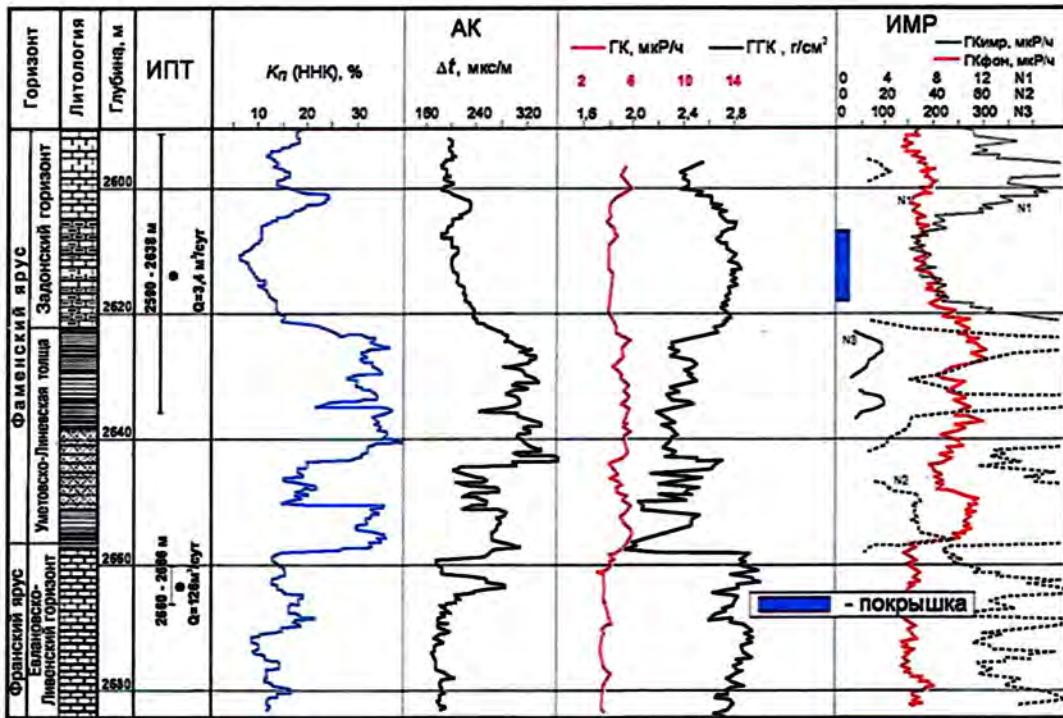


Рис. 3.4. Характеристика покровных отложений по ИМР (скв. 7-Памятная)

преобладают известняки с общей пористостью менее граничного значения 7%, установленного в данном районе для поровых коллекторов. Тем не менее все пласти по ИМР характеризуются высокими гамма-аномалиями, превышающими уровень естественной гамма-активности в десятки раз, что свидетельствует об их проницаемости, обусловленной трещинами.

Пример оценки по данным ИМР экранирующих свойств покрышек приведен на рис. 3.4. На первом этапе разведки Памятно-Сасовского месторождения предполагали, что покрышкой нефтяной залежи в евлановско-ливенских отложениях является преимущественно глинистая умтовско-линевская толща. Однако исследования ИМР показали, что эта толща не может быть экраном нефтяной залежи. Истинной покрышкой (флюидоупором) для этой залежи является подошвенная часть задонского горизонта, в которой не выявлено признаков проникновения индикаторной жидкости (ИЖ). Проницаемость пород покрышки не превышает 10^{-3} мД, поскольку при изучении пород с проницаемостью менее 10^{-3} мД концентрация радиона в ИЖ 10^{-5} Кн/л, обычно используемая при ИМР, уже не обеспечивает значимого приращения интенсивности гамма-излучения.

3.2.6. Повторные измерения НК при задавливании в пласты жидкости, содержащей вещества с высоким сечением поглощения нейтронов, – методика “НК-активация-НК”

По своему назначению, технологии проведения исследований и способу выделения коллекторов методика “НК-активация-НК” аналогична вышеописанной. На практике она применяется довольно редко. Положительный опыт использования методики накоплен при выделении сложнопостроенных коллекторов в карбонатных отложениях Пермской области [6].

В качестве веществ с аномальными нейтронопоглощающими свойствами применяют воднорастворимые соединения (соли) бора или кадмия. По данным работы [6] для качественного выделения проницаемых зон с эффективной пористостью 1% требуется растворы с концентрацией бора 4 г/л при $K_n = 2\%$ и 15 г/л при $K_n = 20\%$. Соответствующие концентрации кадмия должны быть в 3 раза выше. При большей величине $K_{n,\phi}$ требуемые концентрации уменьшают обратно пропорционально величине $K_{n,\phi}$.

Описанные способы повторных измерений РК (ГК и НК) с применением активаторов весьма эффективны для выделения коллекторов любого типа.

3.2.7. Выделение коллекторов в разрезах скважин, бурящихся с применением ПЖ на нефтяной основе

Промышленное применение получили ПЖ на нефтяной основе двух типов – безводные (известково-битумные – ИБР) и водоуглеводородные инвертные (обращенные) эмульсии – ВИЭР. Содержание воды в безводных жидкостях не превышает 2–5%, а в инвертных эмульсионных может достигать 60%. Даже при высоком содержании воды жидкости всех типов на нефтяной основе имеют низкую (часто нулевую) водоотдачу, обладают высокой условной вязкостью (до 150 секунд и более), высоким (практически бесконечным) удельным электрическим сопротивлением и достаточно свободно отдают фильтрат в пористо-проницаемые пласти. Фильтратом обычно является неполярная углеводородная жидкость; в отдельных случаях наблюдается также внедрение в породу неразрушенной водонасыщенной эмульсии.

Исследования в скважинах, пробуренных на ПЖ с нефтяной основой, и интерпретация полученных материалов имеют некоторые отличия от исследований (и интерпретации материалов) в скважинах, бурящихся на обычных ПЖ. В практике бурения наметились два подхода к проведению геофизических исследований в скважинах, бурящихся на жидкости с нефтяной основой: первый, когда исследования выполняются только на этой жидкости, и второй, когда ГИС проводят дважды – при заполнении скважины жидкостью с нефтяной основой и после ее замены (иногда с расширением ствола скважины) на обычную ПЖ с водной основой.

Основное отличие комплекса ГИС для скважин с электронепроводящей ПЖ – существенное ограничение методов ЭК. В таких скважинах выполняют только ЭМК (ИК, ДК). В остальном комплексы ГИС включают те же методы и их модификации, что и комплексы ГИС для скважин с ПЖ на водной основе.

Выделение коллекторов по данным ГИС, выполненных в скважинах с ПЖ на нефтяной основе, затруднено из-за отсутствия прямых качественных признаков. Их уверенное выделение возможно при проведении ГИС последовательно на ПЖ с нефтяной и водной основой, что является своеобразной модификацией методики двух ПЖ.

При вскрытии разрезов на ПЖ с нефтяной основой, особенно при вскрытии на ИБР, против коллекторов образуется очень тонкая непроницаемая битумная корка, которая препятствует образованию глубоких зон проникновения. Нефть и газ, присутствующие в прискважинной зоне продуктивных пластов, оказывают существенное влияние на показания ИК, ДК, НК, ИННК, ГГКП и АК по затуханию; меньшим изменениям подвержены показания АК по скорости. После замены

ИБР и заполнения скважины промывочной жидкостью на водной основе и при снятии битумной корки при проработке или расширении ствола скважины в проницаемые породы проникает водный фильтрат промывочной жидкости. В газонасыщенных коллекторах проникновение должно проявить себя изменениями показаний большинства перечисленных видов каротажа, в нефтенасыщенных - части из них (ИК, ДК, ИННК).

Как и в обычной методике двух ПЖ, коллекторы выделяют по расхождениям кривых, записанных при ПЖ с разной основой. Успешному решению задачи выделения коллекторов способствует также возможность выполнения разноглубинных видов ЭК после замены ПЖ электронепроводящей с нефтяной основой на электропроводящую с водной основой.

При использовании материалов ГИС, полученных после замены ПЖ, необходимо обращать внимание на то, как проводилась замена ПЖ и какие операции проводились в скважине в промежутке времени между окончанием замены ПЖ и выполнением ГИС (проработка, расширение ствола и т.п.). При спокойной (без проработки и расширения ствола) смене ПЖ битумная корка против коллекторов на стенах скважины может сохраниться. Выполнение ГИС сразу же после такой замены не даст ожидаемого эффекта. Мало того, будут искажены (завышены и "изрезаны") показания микрометодов с прижимными башмаками (МК, БМК), занижены амплитуды ПС против продуктивных пластов. Так, опыт работ на Туймазинском месторождении показал, что после удаления битумной корки амплитуда ПС против нефтенасыщенных песчаников возрасла в 1,5-2 раза, а против водонасыщенных не изменилась [20]. Поэтому ГИС после замены ПЖ целесообразно проводить дважды - сразу после замены, а затем после снятия битумной корки, что наилучшим образом достигается путем расширения ствола скважины после замены ПЖ.

Полученные таким образом данные ГИС в сочетании с данными, полученными при заполнении ствола скважины ПЖ на нефтяной основе, весьма эффективны для выделения коллекторов в разрезах скважин, бурящихся с применением ПЖ на нефтяной основе. Кроме того, что особенно важно, эти данные вместе с результатами исследования керна (в скважинах на безводных ПЖ обычно реализуется сплошной отбор керна) являются надежной основой для обоснования количественных критериев выделения коллекторов, определения положения контактов между флюидами, обоснования методик определения $K_{n..}$ и оценки достоверности определяемых по данным ГИС величин $K_{n..}$.

3.2.8. Выделение коллекторов по повторным замерам ПС при цементных заливках

В основе способа лежит обнаружение интервалов смещения кривой ПС на повторных замерах после цементных заливок.

Чаще всего цементные заливки назначают для изоляции проницаемых трещиновато-кавернозных пород, интенсивно поглощающих ПЖ, и глинистых интервалов, склонных к размывам и обвалообразованиям. В интервалах заливок цемент внедряется в породы с высокими коллекторскими свойствами, прежде всего в кавернозно-трещинные, трещинные и закарстованные, образуя в них зоны кольматации пород цементными частицами. В интервалах с увеличенными диаметрами на стенах скважины образуется непроницаемая цементная корка ("цементный стакан").

Выделению коллекторов способствует одна важная особенность цементного камня - его аномально низкая электрохимическая активность. Поэтому внедрение цемента в проницаемые породы, образование цементной корки или заполнение цементом каверн в стволе скважины вызывают смещение кривой ПС в область отрицательных значений. Смещение тем значительнее, чем больше цемента присутствует на данном участке скважины. Фактически на кривых ПС величина смещения изменяется от -5 до -75 мВ при наиболее часто встречающихся значениях в 10 - 20 мВ при $\rho_c > 0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [13]. Сдвиг в область отрицательных значений увеличивается с ростом числа трещин и каверн, однако четкой связи между величиной сдвига и вторичной пористостью не установлено. В гранулярных породах кривые ПС не изменяются, так как глубина проникновения глинистых и цементных частиц в межзерновые поры незначительна, вследствие чего за незначительной по глубине зоной кольматации находятся только фильтрат ПЖ и невытесненные пластовые флюиды.

Искажения кривых ПС, вызванные внедрением цемента в породы, позволяют установить интервалы залегания высокопроницаемых трещинно-каверновых коллекторов. Лучшие результаты получают по кривым повторных замеров ПС, выполненных на ПЖ с $\rho_c > 0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ до цементной заливки и после разбуривания мостов. При высокой минерализации ПЖ (кривая ПС слабо дифференцирована), при неоднородном сопротивлении ПЖ по стволу скважины и при изменяющемся по разрезу сопротивлении пластовых вод выделение трещиновато-кавернозных пород с проникшим в них цементом по повторным замерам ПС затруднено или невозможно.

3.2.9. Выделение коллекторов по данным ГИС, выполняемых в обсаженных скважинах

В скважинах, обсаженных стальной колонной, выделение коллекторов возможно по повторным измерениям стационарными (НГК, ННК) и импульсными (ИННК) видами нейтронного каротажа. В скважинах с обсадкой продуктивного интервала пеметаллической стекловолоконной колонной необходимо выполнение более полного комплекса ГИС, включающего, помимо НК, также АК, ДК, ИК. Выделение коллекторов основано на фиксации при временных измерениях названными методами изменений соответствующих параметров прискважинной части пласта (водородо- и хлоросодержания, водонасыщенности, удельного сопротивления) в процессе расформирования зоны проникновения, что аналогично времененным измерениям в открытом стволе при формировании зоны проникновения.

Временные исследования в обсаженных скважинах в большинстве районов проводят с целью оценки характера насыщенности коллекторов, выделенных по данным ГИС до спуска колонны, определения положения газожидкостных контактов и контроля за перемещением водонефтяных и газожидкостных контактов в ходе разработки нефтяных и газовых месторождений.

3.2.10. Использование данных ГТИ для выделения коллекторов

Среди многочисленных параметров, регистрируемых непосредственно или вычисляемых при проведении ГТИ, наиболее информативными для выделения коллекторов являются механическая скорость бурения, расход и объем ПЖ, газонасыщенность ПЖ углеводородными газами, компонентный состав углеводородных газов, люминесценция и пористость шлама и керна.

При вскрытии коллектора происходит резкое изменение механической скорости бурения (обычно в сторону увеличения) и наблюдаются поглощение ПЖ или приток в скважину пластового флюида.

Песчано-глинистые коллекторы, залегающие на относительно небольшой глубине (до 2,5 - 3 км), практически всегда уверенно выделяются по скорости бурения. Для них характерны незначительные поглощения ПЖ с быстрым снижением интенсивности поглощения. При вскрытии коллектора очень часто отмечается снижение давления в нагнетательной линии.

Аналогичная картина наблюдается в карбонатных коллекторах порового типа. Вскрытие каверновых, порово-каверново-трещинных коллекторов часто сопровождается провалами бурового инструмента, ростом скорости бурения (в 2 - 4 раза и бо-

лее), значительным поглощением ПЖ с его медленным затуханием. В коллекторах порово-трещинного и трещинно-порового типов скорость проходки возрастает обычно в 1,5 - 2 раза по отношению к покрывающим породам, а характер поглощения ПЖ в значительной степени определяется интенсивностью трещиноватости и раскрытием трещин. При значительной трещиноватости спад интенсивности поглощения ПЖ происходит медленно, при микротрещиноватости процесс поглощения - быстрозатухающий.

Глубокозалегающие терригенные и карбонатные коллекторы по результатам интерпретации диаграмм механического каротажа выделяются не всегда, так как для них обычно характерны низкие значения пористости. Применение расходометрии как наиболее информативного метода для определения момента вскрытия глубокозалегающих коллекторов сложного строения обусловлено характером фильтрации ПЖ при вскрытии коллекторов трещинного или трещинно-кавернового типа и вскрытием глубокозалегающих отложений с большими репрессиями на пласт. При вскрытии коллектора наблюдается поглощение ПЖ с интенсивностью, сравнительно медленно убывающей во времени. Практическая несжимаемость ПЖ позволяет по времени начала поглощения уверенно определять глубину вскрытия кровли коллектора. По кривой изменения давления ПЖ на входе в скважину определение момента вскрытия коллектора затруднено вследствие высокого уровня помех, обусловленных целым рядом причин (изменение физико-химических свойств ПЖ, изменение гидравлического сопротивления в затрубном пространстве в результате обвалов, сальникообразования и т.д.).

Повышение газопоказаний, соответствующее с учетом времени отставания момента вскрытия коллектора, является дополнительным важным признаком коллектора.

Изучение шлама существенно повышает достоверность выделения коллекторов. При этом решающее значение имеют данные люминесцентно-битуминологического анализа ЛБА, оценки пористости, плотности и литологии пород. В сложных случаях достоверность выделения коллекторов может быть повышена за счет проведения исследований дополнительными методами: газометрией шлама, анализами окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) пород, ЯМР-анализами, ИК-спектрометрией, фотокалориметрией и др.

Диагностика наличия коллектора в том или ином интервале разреза по данным обязательных методов ГТИ проводится с использованием интерпретационного кода (см. табл. 3.1).

Таблица 3.1

Но- мер п/п	Наименование параметра	Изменение значения параметра, баллы			
		нет	слабое	сред- нее	силь- ное
1	Механическая скорость бурения	0	1	2	3
2	Изменение расхода или объема ПЖ	0	1	2	3
3	Газосодержание ПЖ	0	1	2	3
4	Люминисценция шлама	0	1	2	3
5	Пористость пород	0	1	2	3

При сумме баллов (0 - 3) - объект неперспективный в отношении наличия коллектора; (4 - 6) - невозможность выдачи по имеющейся информации заключения о наличии коллектора; (7 - 10) - вероятный коллектор; (10 - 14) - коллектор; (13 - 15) - коллектор с высокими емкостными свойствами.

Изложенные критерии выделения коллекторов по существу являются качественными, рекомендованными в практике ГТИ достаточно давно.

В то же время разработан целый ряд количественных, в том числе и петрофизически обоснованных, критериев выделения коллектора, которые с успехом могут применяться как в терригенном, так и в карбонатном разрезах [17, 18]. Такими критериями являются комплексные параметры буримости горных пород, учитывающие (в отличие от механической скорости бурения) многие или практически все влияющие факторы. Для практического использования рекомендуются следующие комплексные параметры буримости:

- относительный коэффициент буримости K_{bo}^I , определяемый с начала рейса;
- "буровая" пористость $K_{n(I)}^b$, определяемая по K_{bo}^I ;
- удельная энергоемкость горных пород E_{yd} ;
- "буровая" пористость $K_{n(2)}^b$, определяемая по E_{yd} .

Относительный коэффициент буримости K_{bo}^I определяется как отношение скорости бурения интервала проходки, равного 1,0 или 0,4 м, к текущей осредненной скорости бурения с начала долбления (рейса) с учетом характера износа того или иного типа долота. Диапазон изменения K_{bo}^I от 0,1 до 10. Границные значения K_{bo}^I для уверенного выделения коллектора определяются из опыта работы в конкретном районе. Например, для терригенного разреза неокомских отложений Западной Сибири коллекторы уверенно выделяются при значении $K_{bo}^I > 1,5$.

Понятие "буровая" пористость было предложено западными специалистами в 70-х годах, когда было начато определение свойств горных пород по

технологическим параметрам непосредственно в процессе бурения. "Буровая" пористость не может заменить пористость, определяемую по керну и данным ГИС, поэтому ее использование носит оценочный характер. Зависимость "буровой" пористости от относительного коэффициента буримости выражается уравнением $K_{n(I)}^b = A \sqrt{K_{bo}^I}$, где A - граничное значение пористости для коллекторов конкретного разреза. Диапазон изменения $K_{n(I)}^b$ от 4 до 40%. Для условий, например, $K_{n(2)}^b = 12\%$ и $K_{bo,sp}^I = 1,5$ граничное значение $K_{n(I)}^b$ будет равно 14,7%.

Методика определения удельной энергоемкости горных пород (методика энергокаротажа) достаточно подробно изложена в работах [17, 18]. По величине удельной энергоемкости E_{yd} ($\text{kBt}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$) горные породы разбиты на десять классов, причем каждый последующий класс характеризуется удвоением значений E_{yd} предыдущего. Для первого класса $E_{yd} < 15,6$, для второго 15,6 - 31,2, для третьего 31,2 - 62,5, для четвертого 62,5 - 125, для пятого 125 - 250, для шестого 250 - 500, для седьмого 500 - 1000, для восьмого 1000 - 2000, для девятого 2000 - 4000, для десятого

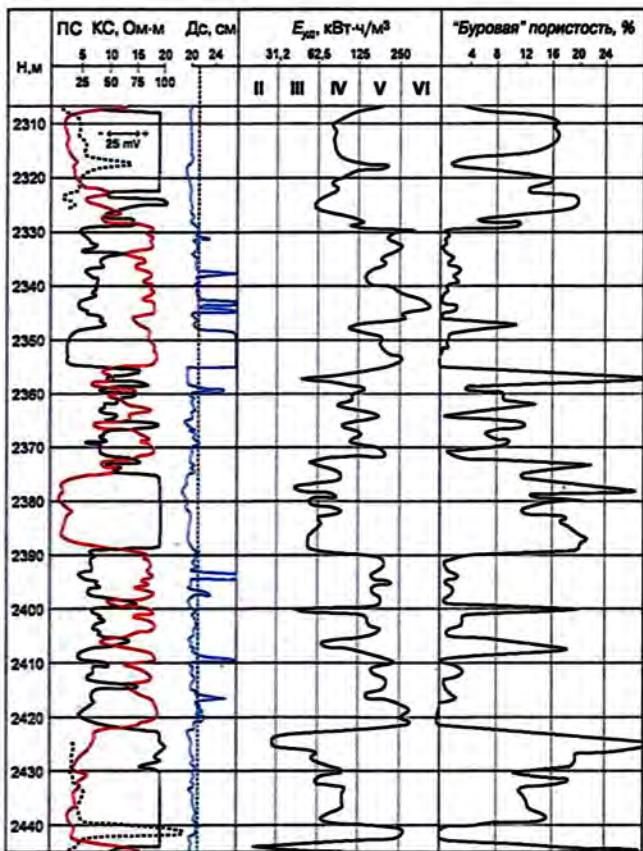


Рис. 3.5. Расчленение разреза по удельной энергоемкости горных пород E_{yd} (скв. 485/82 Повховского месторождения)

$E_{yd} > 4000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$. При прочих равных условиях для пород-коллекторов величины E_{yd} меньше, чем для пород-неколлекторов. Например, разрезы нефтегазовых месторождений Западной Сибири сложены породами II-VIII классов, коллекторам соответствуют породы II-IV классов удельной энергоемкости. Пример непрерывного определения E_{yd} по одной из скважин Западной Сибири приведен на рис. 3.5.

Связь между "буровой" пористостью и определяемой по данным ГТИ удельной энергоемкостью горных пород E_{yd} описывается уравнением:

$$K_{n(2)}^6 = K_{n,max} \left(1 - \frac{E_{yd}}{E_{yd,max}}\right)^n,$$

где $K_{n,max}$ - максимальная пористость, принимаемая равной 40%; $E_{yd,max}$ - максимальное значение удельной энергоемкости в изучаемом интервале разреза (в примере на рис. 3.5 $E_{yd,max} = 250 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^3$ на уровне глин); n - показатель степени (для условий Западной Сибири $n = 2$ до глубины 1000 м, 2,5 - в интервале 1000 - 1600 м и 3 - для глубин более 1600 м). Границные значения $K_{n(2)}^6$, используемые для выделения коллекторов, определяются из опыта работы в конкретном районе.

3.3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОЛИЧЕСТВЕННЫМ КРИТЕРИЯМ

Как уже отмечалось, наиболее надежно выделение коллекторов реализуется с использованием прямых качественных признаков. При отсутствии информации для этого выделение коллекторов реализуется на статистическом уровне с использованием количественных критериев коллектора. Основными причинами отсутствия информации для выделения коллекторов по прямым признакам являются следующие:

- отсутствие в выполненнном комплексе ГИС диаграмм методов, по которым устанавливается проникновение фильтрата ПЖ в пласт (МК, каверномер, БК+БМК, многозондовые БК, ИК, ВИКИЗ и др.); в абсолютном большинстве регионов в эксплуатационных скважинах эти диаграммы не записывают;
- плохое качество диаграмм вышеназванных методов;
- бурение скважин на токонепроводящих, малофильтрующих или высокоминерализованных ПЖ;
- бурение скважин на равновесии.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев основано на следующих предпосылках:

- 1) в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств, а. сле-

довательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства;

2) граница между коллекторами и неколлекторами на статистическом уровне характеризуется граничными значениями фильтрационно-емкостных (проницаемость $K_{np,p}$, пористость $K_{n,sp}$, глинистость $K_{n,sp}$, относительная глинистость $\eta_{n,sp}$ и др.) или геофизических (относительная амплитуда $\alpha_{nc,sp}$, интервальное время Δt_{sp} , объемная плотность σ_{sp} , двойной разностный параметр $\Delta J_{y,sp}$, $\Delta J_{nn,sp}$, $\Delta J_{ny,sp}$ и др.) характеристик.

Выделение коллекторов проводят сравнением измеренных значений фильтрационно-емкостных или геофизических характеристик с найденными граничными значениями.

Границное значение каждого параметра определяют раздельно для коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода).

Количественные критерии коллектора могут быть найдены для любой фильтрационно-емкостной или геофизической характеристики породы, однако чаще всего устанавливают граничное значение пористости $K_{n,sp}$ как параметра, оценка которого по данным исследования керна и ГИС выполняется достаточно надежно и в массовом масштабе. Для Западной Сибири в качестве такого параметра часто выбирают относительную амплитуду ПС α_{nc} .

Количественные критерии, определяющие на статистическом уровне границу "коллектор-неколлектор", устанавливаются двумя принципиально различными способами - *статистическими*, определяющими количественный критерий по результатам статистической обработки данных непосредственно го разделения пластов в разрезе базовой скважины (или нескольких скважин) на коллекторы и неколлекторы, и *корреляционными* с оценкой численных значений количественных критериев из данных со-поставления различных фильтрационно-емкостных и геофизических характеристик пород.

3.3.1. Статистические способы

Суть статистических способов обоснования количественных критериев заключается в разделении разреза базовой скважины (базового интервала) на проницаемые и непроницаемые пласти по прямым качественным признакам или результатам опробований (испытаний) с последующим определением численного значения количественного критерия по результатам статистической обработки полученных данных. Перечень прямых качественных признаков и методика их установления в разрезах скважин приведены в предыдущем разделе.

Статистическая обработка полученной информации реализуется путем построения интегральных

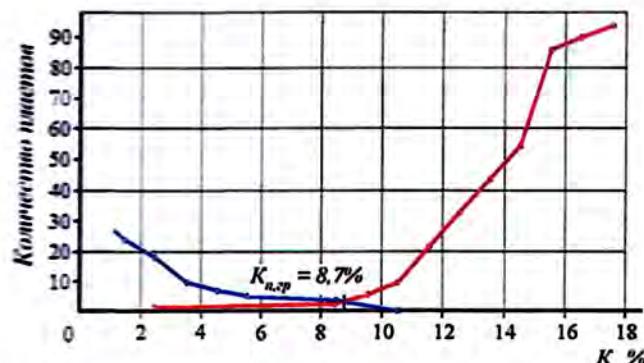


Рис. 3.6. Куммулятивные кривые распределения пористости коллекторов и неколлекторов

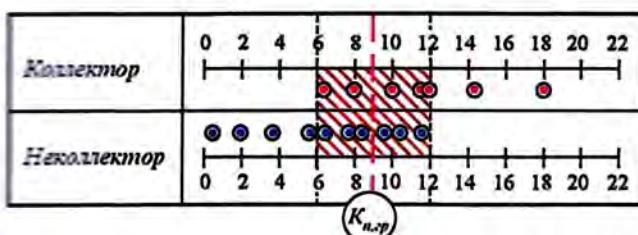


Рис. 3.7. Распределение пористости пластов-коллекторов и неколлекторов по результатам опробования

распределений (куммулят) пористости K_n по ГИС или какого-либо геофизического параметра (α_{nc} , Δt , ΔI и др.) для двух подвыборок - коллекторов и неколлекторов. Распределения рекомендуется накапливать по количеству пластов (рис. 3.6) или по процентам от общего количества пластов раздельно по 2-м подвыборкам - для коллекторов и неколлекторов. Возможно применение и более простого варианта построений - рис. 3.7.

При использовании в качестве основного критерия прямых качественных признаков коллектора для построения куммулят используют материалы ГИС по всем скважинам, в которых существовали реальные предпосылки для выделения коллекторов по прямым признакам. Обычно это скважины, пробуренные на месторождении на глинистой ПЖ с водной, чаще всего пресной основой, а также скважины, в которых выполнены исследования по специальным методикам, направленным на выделение коллекторов. Полученные граничные значения используются для выделения коллекторов в другой части скважин, пробуренных на безводной, малофильтрующейся, иногда на высокоминерализованной промывочных жидкостях, не обеспечивающих существование прямых признаков проникновения, а также в случаях отсутствия информации для выделения коллекторов по прямым признакам.

При использовании в качестве основного критерия результатов испытаний пластов граничные значения выбранных параметров (K_n , Δt , α_{nc} и др.) получают по точкам пересечения интегральных функций распределения усредненных значений этих параметров (например, пористости) для объектов, давших притоки и бесприточных. Некоторые авторы строят указанные распределения, откладывая по оси ординат количество объектов для выборок с приточными и бесприточными пластами [3], то же в процентах от числа объектов в каждой выборке [13] или от общего числа объектов, эффективные толщины пластов в процентах [25]. При этом получают существенно различные значения граничных параметров с использованием одних и тех же выборок.

В связи с изложенным статистическую обработку результатов испытаний пластов для оценки качественных критериев коллектора целесообразно проводить наиболее простым способом прямого сопоставления как на рис. 3.7.

Следует отметить, что количества испытанных интервалов в большинстве случаев бывает недостаточно для формирования значимых по объему подвыборок. Кроме того, как правило, при испытании одним объектом нескольких неоднородных по ГИС прослоев приток относят к прослою с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, не устанавливая реально отдающие интервалы средствами геофизического сопровождения испытаний. С другой стороны, причиной частого несоответствия оценок граничных значений по испытаниям пластов и по другим методам является то, что объекты с небольшими дебитами и низкими коллекторскими свойствами относят к бесприточным, хотя в скважине не были выполнены работы по интенсификации притоков.

Вариант оценки граничных значений с использованием результатов испытаний является сопоставление значений усредненных для интервала испытанных пластов K_n либо геофизических характеристик с коэффициентом удельной продуктивности пород η_{prod} ($\eta_{prod} = Q/\Delta p \cdot h_{ef}$, где Q - дебит, полученный при испытании скважины, Δp - депрессия, при которой выполнялось испытание, h_{ef} - эффективная толщина испытанного интервала) - рис. 3.8. Величина K_n или выбранной геофизической характеристики в точке, вторая координата которой $\eta_{prod} = 0$, определяет искомое граничное значение. Граничные значения находят отдельно для интервалов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода). Способ применим также при отсут-

* Для газонасыщенных пластов $\eta_{prod} = Q/(p_{at}^2 - p_{cav}^2)h_{ef}$, где p_{at} и p_{cav} - пластовое давление и давление в скважине.

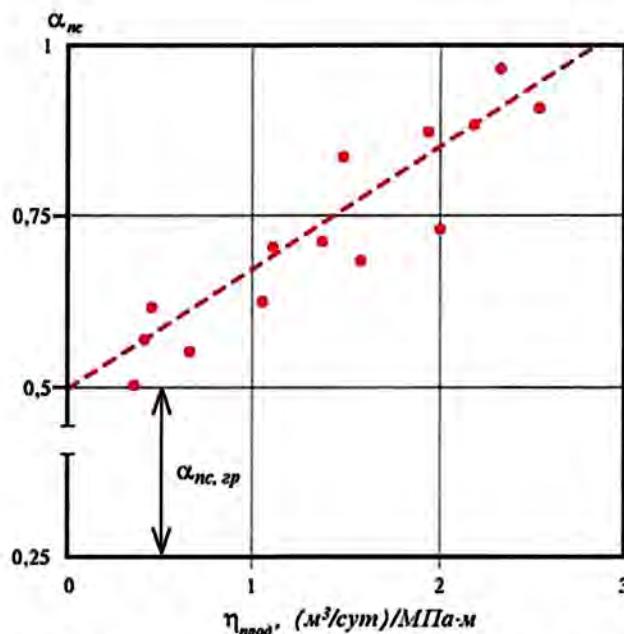


Рис. 3.8. Определение граничного значения $\alpha_{nc, gr}$ путем сопоставления α_{nc} и η_{prod} для испытанных нефтеносных пластов

ствии пластов, не давших притоков пластовых флюидов. Недостатком способа является отсутствие, обычно, точек на графике, соответствующих низкопроницаемым пластам, в связи с чем дальняя экстраполяция графика на ось ординат снижает надежность оценки граничных значений пористости или других параметров.

Важно отметить, что пласты с минимальными, но превышающими граничные ФЕС, не могут и не должны обеспечивать рентабельные дебиты при разработке. В массивных и пластово-массивных залежах, разрабатываемых или предназначенных для разработки в естественном режиме, прослои с небольшими дебитами могут вовлекаться в разработку в результате вертикальных перетоков и дренажа через вмещающие высокопроницаемые пласти. Подтверждения этому получены на разрабатываемых месторождениях в скважинах, пробуренных на участках, на которых текущее пластовое давление изменилось по сравнению с первоначальным более, чем на 10%. С помощью аппаратуры ГДК на Медвежьем газоконденсатном месторождении (скв. 438 и др.) в прослоях алевролитов, исключенных из эффективных толщин, измерены те же значения пластовых давлений, что и в коллекторах с высокими ФЕС.

Необходимо указать, что, хотя “самой прямой” информацией о наличии коллекторов в разрезе являются результаты испытаний пластов, надежно обосновать численные значения количественных крите-

риев коллектора по этой информации часто бывает затруднительно.

В большей степени реальному распределению в разрезе коллекторов и неколлекторов соответствуют результаты статистического анализа результатов испытаний пластов приборами на каротажном кабеле.

Обоснование количественных критериев коллектора статистическими способами всегда предпочтительнее других, т.к. они базируются на статистической обработке прямой информации о наличии коллекторов, причем эту информацию получают в результате реальных скважинных, а не модельных измерений.

При использовании статистического способа обоснования граничных значений фильтрационно-смкостных или геофизических параметров обычно реализуется разделение выборки на два класса по одному из этих параметров. Для выделения коллекторов ачимовской толщи Западной Сибири предложена методика комплексной интерпретации с ис-

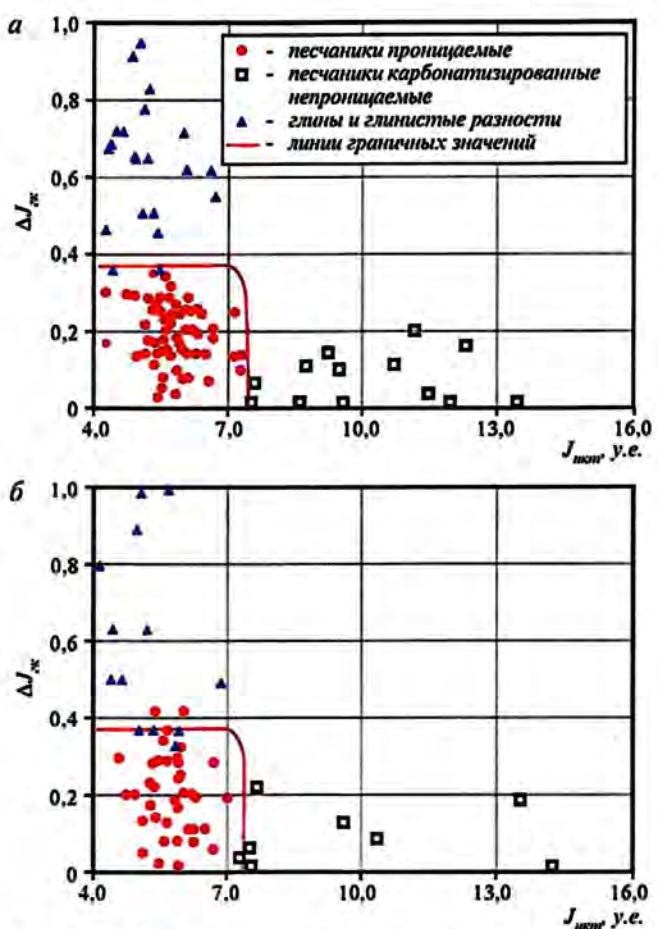


Рис. 3.9. Обоснование граничных характеристик коллекторов ачимовских отложений Западной Сибири [19].
а, б - см. по тексту

пользованием двух параметров - ГК и НКТ [19]. По результатам статистической обработки данных ГДК (рис. 3.9,а) и прямых качественных признаков БК-МБК (рис. 3.9,б) проницаемые интервалы (пластины-коллекторы) выделяются в одной и той же зоне показаний ГК и НКТ, что свидетельствует о высокой эффективности методики.

3.3.2. Корреляционные способы

При обосновании количественного критерия "коллектор-неколлектор" корреляционным способом используется, в основном, петрофизическая информация. Для этих целей выполняются следующие построения.

1. Сопоставление общей пористости K_n и эффективной $K_{n,\text{эфф}}$ (для газовых залежей) или динамической $K_{n,\text{дин}}$ (для нефтяных залежей) пористости, где $K_{n,\text{эфф}} = K_n(1 - K_{\text{вс}})$, $K_{n,\text{дин}} = K_n(1 - K_{\text{вс}} - K_{\text{но}})$, $K_{\text{вс}}$ - остаточная (неснижаемая) водонасыщенность, $K_{\text{но}}$ - остаточная нефтенасыщенность.

В данном случае под величиной $K_{\text{но}}$ понимают содержание остаточной нефти, неизвлекаемой из породы при заводнении. Значения $K_{\text{но}}$ находят по результатам лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой или прямым определением экстракционным методом на герметизированных образцах керна, отобранного на ПЖ с водной основой.

Очевидно, что выполнение условия $K_{n,\text{эфф}}(K_{n,\text{дин}}) > 0$ свидетельствует о наличии в породе эффективного пустотного пространства, которое может быть занято нефтью или газом. Границные значения $K_{n,\text{ср}}$

$K_{n,\text{ср}}$, отвечающие условию $K_{n,\text{эфф}}(K_{n,\text{дин}}) = 0$, устанавливают по корреляционным графикам между K_n и $K_{n,\text{эфф}}$ ($K_{n,\text{дин}}$), $K_{n,\text{ср}}$ и $K_{n,\text{эфф}}$ ($K_{n,\text{дин}}$) [33]. Пример подобных построений приведен на рис. 3.10. Фактически описанный подход равносителен отысканию на графиках $K_n - K_{\text{вс}}$ и $K_{n,\text{ср}} - K_{\text{вс}}$ значений K_n и $K_{n,\text{ср}}$, для которых $K_{\text{вс}}$ становится меньше 1 (или $1 - K_{\text{но}}$).

2. Сопоставление пористости K_n и эффективной проницаемости $K_{n,\text{эфф}}$, где $K_{n,\text{эфф}}$ - проницаемость при наличии в пустотном пространстве исследуемого образца остаточной (неснижаемой) водонасыщенности.

По физическому смыслу величина пористости, соответствующая нулевому значению эффективной проницаемости, является граничной. Эта величина на статистическом уровне делит пластины на проницаемые и непроницаемые. Значения $K_{n,\text{эфф}}$ находят по результатам лабораторного моделирования процессов фильтрации через образцы пород газа или нефти в присутствии остаточной воды. Принцип определения ясен из рис. 3.11.

Преимуществом данного способа по сравнению с первым является использование в качестве значимой фильтрационной, а не емкостной характеристики коллектора.

3. Установление наличия либо отсутствия проникновения фильтрата ПЖ в пластины, которые определяются по результатам специальных исследований керна. При этом оценивается превышение измеренных значений текущей водонасыщенности ($K_{\text{вс}}$) над остаточной водонасыщенностью ($K_{\text{но}}$). Воз-

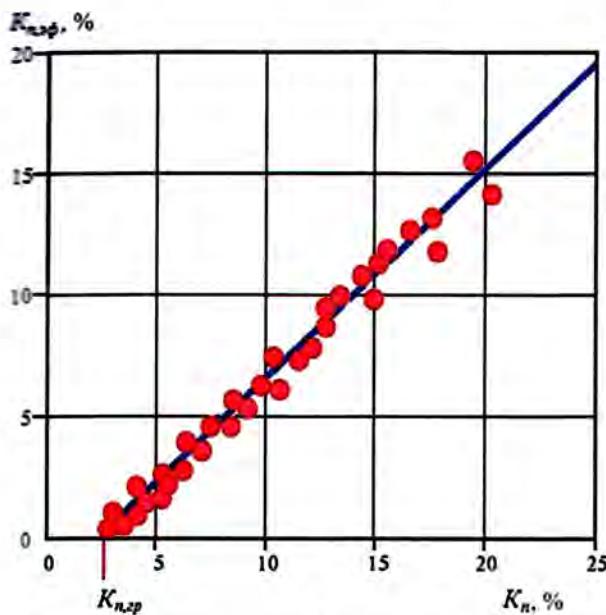


Рис. 3.10. Сопоставление эффективной пористости $K_{n,\text{эфф}}$ с пористостью K_n

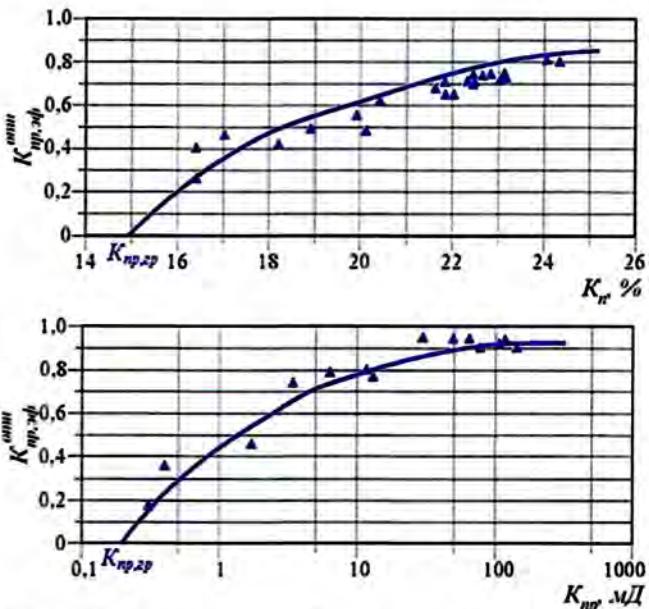


Рис. 3.11. Сопоставление относительной эффективной проницаемости ($K_{n,\text{эфф},\text{отн}}$) с пористостью K_n (вверху) и абсолютной проницаемостью $K_{n,\text{абс}}$ (внизу)

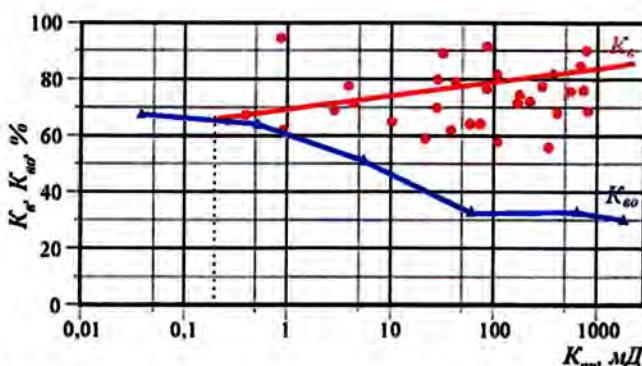


Рис. 3.12. Сопоставление остаточной K_{ao} и текущей K_e водонасыщенности с проницаемостью K_{np} . Даулетабадское месторождение

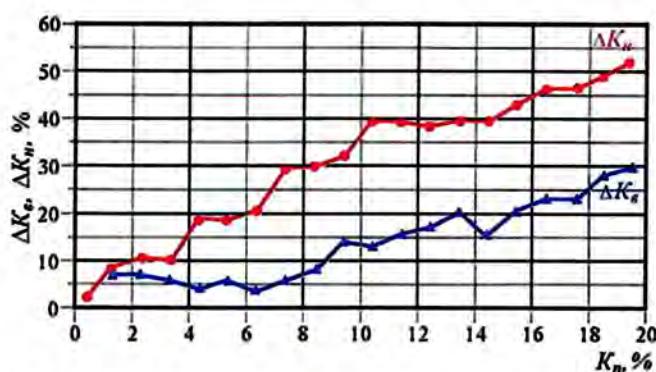


Рис. 3.13. Сопоставление приращений водонасыщенности ΔK_e и нефтенасыщенности ΔK_n парных скважин с пористостью K_n . Оренбургское месторождение

можны два варианта реализации определений, отличающихся способами измерения K_e и K_{ao} [25]. В одном из них K_e измеряется прямым дистилляционно-экстракционным способом на предварительно герметизированных на скважине образцах пород, отобранных из продуктивных пластов на водной ПЖ, а K_{ao} - на тех же образцах капилляриметрическим способом. Поскольку подвижная вода могла проникнуть только в проницаемые породы, то к коллекторам относят образцы, для которых $(K_e - K_{ao}) > 0$. Абсцисса точки $(K_e - K_{ao}) = 0$ определяет нижнее граничное значение проницаемости коллекторов (рис. 3.12).

Во втором варианте сопоставляются величины водо- и нефтенасыщенности, определенные прямым дистилляционно-экстракционным способом на образцах пород, отобранных из продуктивных коллекторов в соседних скважинах, которые пробурены на ПЖ с водной и нефтяной основой. Приращение ΔK_e или ΔK_n , установленное для коррелируемых пластов в двух скважинах, свидетельствует о наличии проникновения водного или углеводородного

фильтрата ПЖ в пласт, т.е. о том, что этот пласт является коллектором. Приведенное на рис. 3.13 сопоставление по 3-м парам базовых скважин, пробуренных на Оренбургском месторождении на водной и углеводородной ПЖ, свидетельствует о том, что коллекторы присутствуют практически во всем диапазоне изменения пористости.

4. Анализ результатов измерения минерализации воды в поровом пространстве образцов керна [24]. Вследствие проникновения в поры коллектора фильтрата ПЖ, обладающего иной по сравнению с пластовой водой минерализацией, текущая минерализация воды в порах будет различной в породах-коллекторах и неколлекторах. При разбуривании разрезов на пресной (по сравнению с пластовой водой) ПЖ минерализация воды в коллекторах будет меньшей, чем в неколлекторах (рис. 3.14); при разбуривании на минерализованной ПЖ - наоборот.

5. Сопоставление относительной глинистости $\eta_{el} = K_{el}/(K_{el} + K_n)$ с K_{np} или K_n . На этом сопоставлении (рис. 3.15) линии постоянных значений η_{el} делят совокупность точек для пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы, а область, соответствующую коллекторам, - на подобласти (классы) существования пород с различными коллекторскими свойствами.

Значения $\eta_{el,np}$ изменяются от района к району и от степени метаморфизма пород. Для молодых (кайнозойских) терригенных продуктивных отложений со значительным содержанием монтмориллонитового цемента $\eta_{el,np}$ составляет 0,3 - 0,4 (Северный Кавказ); для большей части продуктивных отложений мезозоя и верхнего палеозоя Волго-Уральской провинции, Западной Сибири, Манышлака оно равно 0,4 - 0,5 при глубине залегания коллекторов до 4000 м; для глубоко залегающих (более 4000 м) пород палеозоя и мезозоя Днепровско-Донецкой

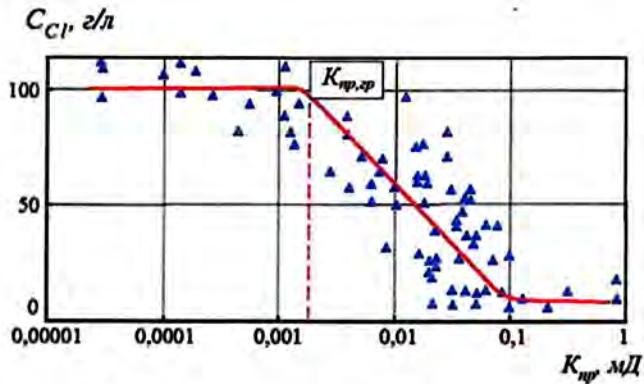


Рис. 3.14. Сопоставление минерализации воды в поровом пространстве образцов керна C_{Cl} с проницаемостью K_{np} (по Коростышевскому)

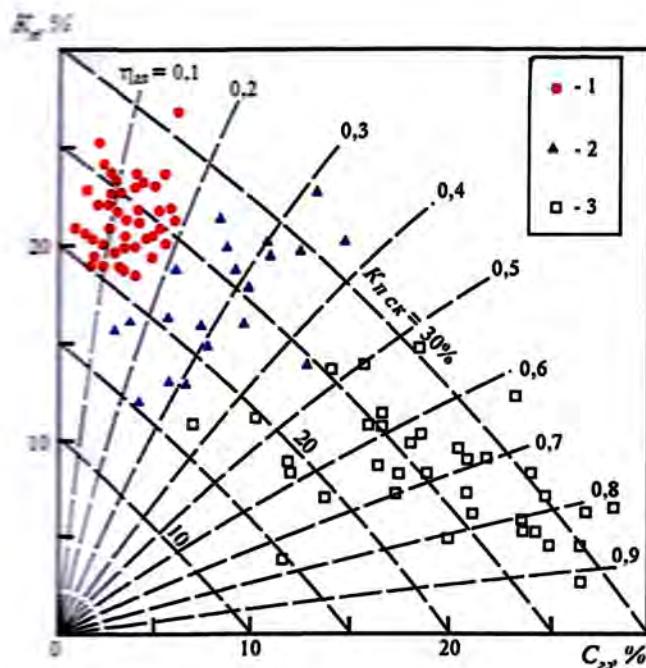


Рис. 3.15. Сопоставление коэффициентов пористости K_n и массовой глинистости C_{2g} для разделения терригенных пород на коллекторы и неколлекторы по параметру η_{2g} (продуктивные отложения девона, Родниково).

Коллекторы: 1 - хорошие ($K_{np} > 200$ мД); 2 - средние и плохие ($200 \text{ мД} > K_{np} > 2$ мД); 3 - неколлектор

западины (ДДВ), Северного Кавказа и Прикаспия η_{2g} достигает 0,5 - 0,6 [2].

6. Сопоставление относительной глинистости η_{2g} с относительной амплитудой кривой собственной поляризации пород (α_{nc}), определяемой как $\alpha_{nc} = \Delta U_{nc} / E_s$, где ΔU_{nc} - амплитуда ПС в интерпретируемом пласте, E_s - максимальная амплитуда ПС в исследуемом интервале разреза против наиболее чистых неглинистых песчаников.

Конкретный вид зависимости между η_{2g} и α_{nc} несколько отличается для разных районов (рис. 3.16). Для разрезов Волго-Уральской провинции, ДДВ, Манышлака с высокой минерализацией пластовых вод ($C_g > 100 - 150$ г/см³) и незначительной активностью глинистого каолинитово-гидрослюдистого элемента зависимость выполняется в области небольших значений η_{2g} и становится более крутой в области неколлекторов. С уменьшением минерализации пластовых вод (большинство нефтегазовых месторождений Западной Сибири) и ростом активности глин зависимость спрямляется, имея примерно одинаковый наклон во всем диапазоне изменения η_{2g} . При дальнейшем снижении минерализации вод и повышении активности глинистого материа-

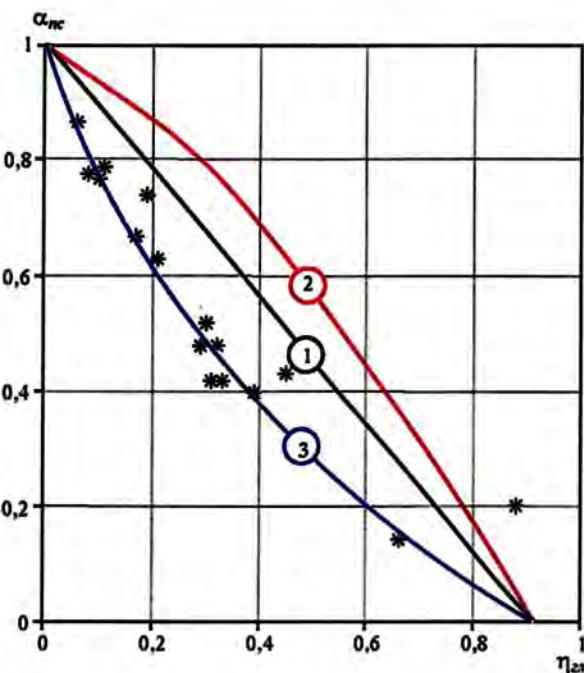


Рис. 3.16. Сопоставление относительной глинистости η_{2g} с относительной амплитудой ПС α_{nc} для продуктивных отложений Широтного Приобья (1), Южного Манышлака (2), ачимовской свиты Большого Уренгоя (3) [19, 20]

ла (нефтяные месторождения о. Сахалин, ачимовская толща Большого Уренгоя) зависимость α_{nc} и η_{2g} становится вогнутой с ростом крутизны в области коллекторов.

В среднем для коллекторов с рассеянной глинистостью характерны значения $\alpha_{nc,np} = 0,4 - 0,5$; для слоистых глинистых коллекторов - 0,2 - 0,3. При равных условиях $\alpha_{nc,np}$ несколько ниже для газоносных отложений чем нефтеносных. Конкретные значения $\alpha_{nc,np}$ для изучаемых отложений находят, пользуясь способами определения граничных значений геофизических характеристик по корреляционным зависимостям между α_{nc} , K_{np} , K_n , K_{2g} и результатами испытаний пластов.

7. Сопоставление общей пористости, определенной по комплексу НГК-АК, с пористостью по БК (объемная водонасыщенность, равная произведению $K_n K_g$). Методика предложена В.И. Дузиным для выделения порово-трещинно-каверновых карбонатных коллекторов нижнего девона Западно-Лекейгинского месторождения (Ненецкий автономный округ Архангельской области). Эта методика была рассмотрена на экспертно-техническом совете ГКЗ МПР России и рекомендована для использования при подсчете запасов. К коллекторам относятся интервалы, где $K_n^{nck+ak} - K_n K_g > 3\%$. Граничное значение приве-

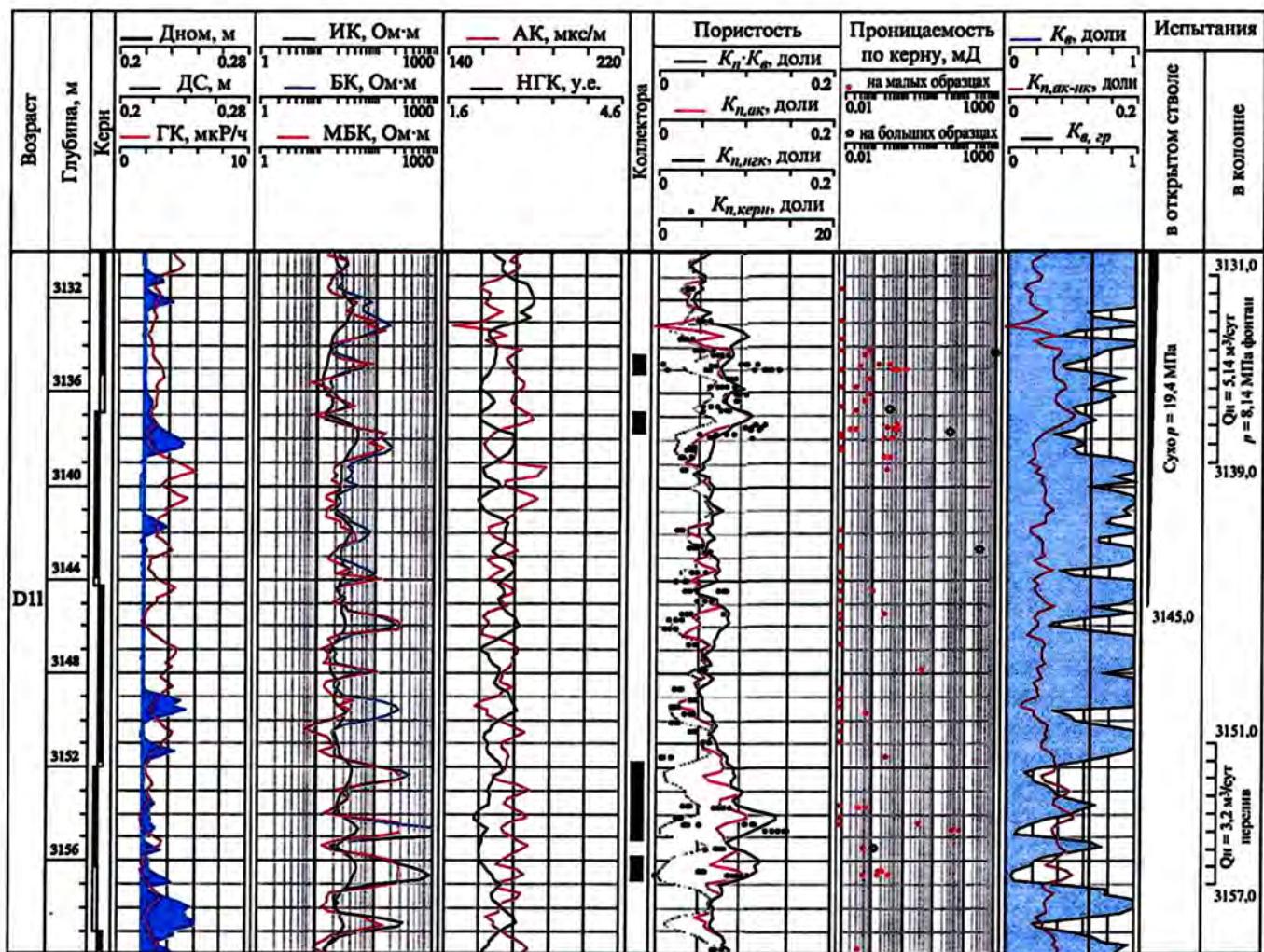


Рис. 3.17. Выделение коллекторов и оценка параметров по скважине Леккейянского месторождения (по В.И. Дузину и Е.П. Симоненко)

денной разности (3%) принято как произведение средних для рассматриваемых коллекторов величин пористости ($K_{n,cr} = 8\%$) и остаточной нефтенасыщенности ($K_{no,cr} = 36\%$). Таким образом, в качестве эффективных толщин выделяются интервалы разреза, содержащие подвижную нефть.

К сожалению, точно такие же коллекторы, как в нефтенасыщенной по испытаниям части разреза, выделяются в его водонасыщенной части. Авторы методики объясняют эту ситуацию повышающим проникновением фильтрата ПЖ в пласт. В связи с изложенным оценка характера насыщенности по стандартному комплексу ГИС не реализуется и положение ВНК определяется только по данным испытаний. Пример выделения и оценки коллекторов по описанной схеме приведен на рис. 3.17.

Существуют и другие способы обоснования количественных критериев коллектора, основанные на установлении наличия эффективного пустотно-

го пространства в породе или эффективной прони-
цаемости.

3.3.3. Особенности выделения коллекторов с использованием количественных критерий [23]

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев носит статистический, а не детерминистский, как при использовании качественных признаков, характер. Однако, если определение граничных значений выполнено методически верно на надежной петрофизической основе, то результаты выделения являются статистически надежными. Суммарная по достаточно большой выборке эффективная толщина определяется без смещения, хотя очевидно, что при использовании граничных значений для отдельных пластопересечений возможны ошибки обоих знаков.

Рассматривая способы обоснования количественных критериев коллектора, нельзя не отметить час-

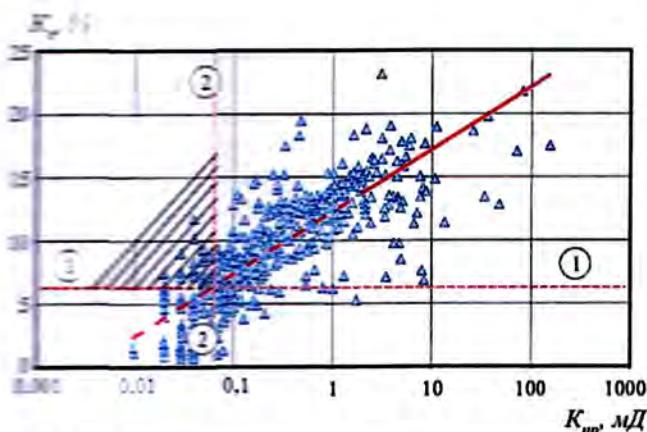


Рис. 3.18. Сопоставление пористости и проницаемости

то встречающуюся ошибку в обосновании эффективных толщин с использованием не одного, а нескольких количественных параметров или одновременно использования прямых признаков и количественного критерия (например, $K_{n,np}$). Действительно, получив каким-либо способом граничное значение параметра, можно, используя различные зависимости, найти соответствующие ему граничные значения и других параметров. Очевидно, что если граничное значение какого-либо параметра получено на статистическом уровне с разделением обучающей выборки на проницаемые и непроницаемые пласти (образцы), одновременное использование в качестве граничных двух или более параметров непременно приведет к искусственно занижению эффективных толщин. Точно так же нельзя, выделив эффективные толщины в какой-либо скважине (интервале) по количественному критерию, исключать из них затем пласти из-за отсутствия против них прямых признаков коллектора.

Для обоснования изложенных положений приведем следующие доводы. Пусть граничное значение пористости $K_{n,np}$, равное, например, 6%, получено по результатам статистической обработки данных выделения коллекторов по прямым качественным признакам. При этом, естественно, суммарная эффективная толщина коллекторов, выделенная по $K_{n,np}$, соответствует реальному соотношению в разрезе проницаемых и непроницаемых интервалов. Построим для изучаемой части разреза попластовое сопоставление пористости и проницаемости (рис. 3.18). Суммарная эффективная толщина коллекторов, как следует из вышеизложенного, состоит из пластов, лежащих на графике выше линии 1-1, для которых выполняется условие $K_n > K_{n,np}$.

Кроме этого из сопоставления следует, что граничному значению пористости формально соответствует граничная проницаемость $K_{np,np} = 0,07$ мД.

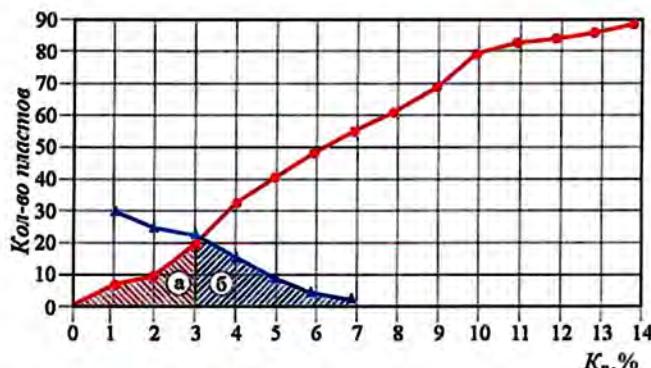


Рис. 3.19. Определение граничного значения пористости способом пересечения куммулят по числу пластов. Вишанское месторождение, семилукский горизонт

Пусть для пластов изучаемого разреза кроме пористости определена и проницаемость (по данным ЭК, ГДК или по керну). Возникает желание повысить достоверность выделения коллекторов и кроме $K_{n,np}$ дополнительно использовать в качестве граничного и $K_{np,np}$. В этом случае из числа проницаемых неминуемо будут исключены пласти, лежащие на графике левее линии 2-2. Ясно, что в этом случае суммарная эффективная толщина коллекторов будет искусственно занижена. Еще большее занижение возникнет при использовании еще одного количественного критерия (например, при определении глинистости по ГИС и наличии петрофизической связи $K_n - K_{cl}$).

Несмотря на очевидность изложенных положений, во многих отчетах по подсчету запасов допускается одновременное применение нескольких количественных критериев. Еще чаще количественные критерии применяются вместе с качественными признаками, что также неверно.

Рассмотрим еще одну особенность выделения коллекторов с использованием количественных критериев. Пусть на одном из месторождений количественный критерий (граничное значение пористости $K_{n,np}$) был установлен по базовым скважинам, в которых геолого-технические условия проведения ГИС позволили выделить коллекторы традиционным способом по наличию глинистых корок, связанных с проникновением фильтрата ПЖ в проницаемые пласти. Значение $K_{n,np}$ определялось с использованием статистической обработки путем построения куммулят для двух подвыборок пластов: с наличием и отсутствием глинистых корок (рис. 3.19).

На рисунке видно, что статистической границе коллектора отвечает значение $K_{n,np} = 3,2\%$. Важно указать, что суммарная эффективная толщина Σh_{np} при выделении коллекторов по прямым признакам и с ис-

пользованием $K_{n,p}$ одинакова, так как на рис. 3.19 количество пластов-коллекторов с $K_n < K_{n,p}$ (зона "а") равна количеству пластов-неколлекторов с $K_n > K_{n,p}$ (зона "б").

Однако наиболее важно то, что средняя пористость пластов с $K_n > K_{n,p}$ будет больше средней пористости коллекторов, выделенных по прямым качественным признакам. Естественно, что и величины K_n при выделении коллекторов по количественному критерию будут искусственно завышены по сравнению с реальными.

При выделении коллекторов по количественным критериям при правильной оценке суммарной эффективной толщины изучаемого объекта ряд выделяемых в качестве коллекторов пластов собственно коллекторами не является, однако по толщине эти пласти компенсируются проницаемыми пластами с $K_n < K_{n,p}$. Рассмотрим еще раз сопоставление разрезов одной из скважин, в которой h_{ϕ} было выделено по прямым качественным признакам и по количественному критерию (рис. 3.20). Для обоих вариантов выделения Σh_{ϕ} практически равны, однако распределения в разрезе проницаемых интервалов существенно отличаются друг от друга.

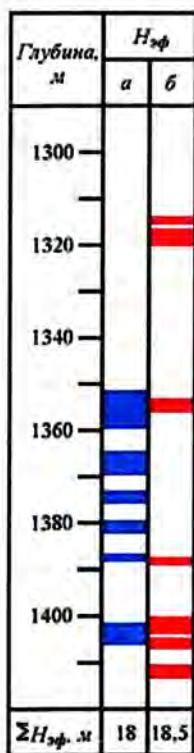


Рис. 3.20. Сопоставление результатов выделения коллекторов по прямым качественным признакам (а) и количественному критерию (б)

В этом случае в процессе разведочных работ могут быть допущены следующие ошибки, существенно влияющие на результат.

- Истинная отметка кровли первого коллектора на 41 м ниже установленной по ГИС с использованием количественного критерия $K_{n,p}$. В результате будет допущена ошибка в построении структурной карты и подсчетного плана.
- При опробовании в колонне интервала 1313 - 1337 м приток пластового флюида не должен быть получен из-за отсутствия в интервале пластов-коллекторов. На этом основании будет сделан ошибочный вывод о необходимости исключения из суммарной эффективной толщины выделенных по данным ГИС пластов-коллекторов и, как следствие, вывод о неадекватности алгоритма выделения проницаемых интервалов.
- При возможном опробовании интервала 1356 - 1386 м будет получен приток пластового флюида, и тогда из-за отсутствия в интервале выделенных пластов-коллекторов порового типа будет сделан вывод о развитии в нем коллекторов, например, трещинного типа.

Таким образом, установлены следующие особенности методики обоснования подсчетных параметров и в целом технологии проведения геологоразведочных работ при выделении коллекторов по количественным критериям.

1). Поинтервальные испытания пластов в колонне, выполняемые с целью подтверждения нефтегазоносности участков разреза или площади изучаемой залежи, следует выполнять в скважинах, где эффективные толщины выделены по прямым качественным признакам. В скважинах, где эффективные толщины выделены по количественным критериям, испытания целесообразно проводить в интервалах, ФЕС которых выше максимальных для пластов-неколлекторов (с $K_n > 7\%$ на рис. 3.19).

2). Геологические построения, связанные с выделением и прослеживанием отдельных продуктивных пластов (профили, схемы опробования и т.п.), следует проводить по скважинам, эффективные толщины которых выделяются по прямым качественным признакам.

3). Величины K_n и $K_{n,p}$ по данным ГИС следует определять по скважинам, эффективные толщины в которых выделяются по прямым качественным признакам. В скважинах, где h_{ϕ} выделены по граничным значениям ФЕС, возможна приближенная оценка K_n и $K_{n,p}$ при учете характера распределения в разрезе проницаемых и непроницаемых интервалов.

4). Выделение коллекторов возможно с использованием только одного статистического критерия;

использование нескольких критериев, в том числе совместно с выделением по прямым качественным признакам, неправомочно.

Границные значения основных параметров ($K_{n,p,r}$ и $K_{n,c,p}$) изменяются в широких пределах. Для карбонатных газонасыщенных коллекторов $K_{n,p,r}$ в большинстве случаев равно 0,2 - 1,0 мД, для нефтенасыщенных - 0,4 - 2,0 мД. Этим значениям соответствуют граничные значения пористости, равные 3 - 8% для газонасыщенных пород, 4 - 5% для нефтенасыщенных доломитов и 6 - 8% - для нефтенасыщенных известняков [13]. Минимальные значения $K_{n,c,p}$ наблюдаются для крупнопоровых рифовых коллекторов, максимальные - для тонкопоровых и тонкозернистых пород. Нельзя исключить и то, что низкие значения $K_{n,c,p}$ могут частично объясняться определенной трещиноватостью карбонатных пород.

Для неглинистых газонасыщенных терригенных коллекторов $K_{n,p,r}$ составляет 1 - 5 мД, для нефтенасыщенных - 2 - 10 мД. Соответствующие им граничные значения пористости изменяются еще в больших пределах: они тем меньше, чем древнее и интенсивнее метаморфизованы породы. Так, для нижнекембрийских песчаников Восточной Сибири $K_{n,p,r}$ равно 4 - 6% в газонасыщенных и 5 - 7% в нефтенасыщенных интервалах. Для нефтенасыщенных девонских песчаников Урало-Поволжья $K_{n,c,p}$ составляет 10 - 12%, а для песчаников нижнего карбона - 15 - 17%. Для газоносных сеноманских песчаников Западной Сибири величина $K_{n,c,p}$ равняется 20 - 27%, для более глубоко залегающих нефтенасыщенных меловых песчаников и алевролитов она уменьшается до 14 - 18% и в юрских отложениях - до 11 - 13% [2].

3.4. РАЗДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ПО СТРУКТУРЕ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Тип коллектора определяется на основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации по изучаемому объекту или интервалу разреза.

По данным ГИС с достаточной степенью достоверности возможно разделение коллекторов на три основных типа: поровый, порово-каверновый, трещинный. Более дробное уверенное разделение коллекторов по структуре порового пространства возможно по комплексу данных ГИС, ГТИ, петрофизических исследований и испытаний либо в редких благоприятных случаях при наличии достаточной информации.

Поровые коллекторы обычно выделяются по наличию прямых качественных признаков. По косвенным количественным критериям выделяют их только в скважинах, в которых по имеющимся материа-

лам ГИС невозможно надежно установить проникновение ПЖ в пласты из-за технологических условий бурения скважин или недостаточности выполненных исследований. При этом пористости пластов превышают нижние граничные значения ($K_n > K_{n,p,r}$). Петрофизическим признаком порового коллектора является наличие тесных корреляционных связей между фильтрационными и емкостными параметрами пород, а также между физическими свойствами и емкостными параметрами пород.

Порово-каверновые коллекторы не имеют устойчивых прямых качественных признаков и выделяются, как правило, с использованием косвенных количественных критериев. Основные геофизические признаки: расхождение значений K_n , определенных по данным РК (НК, ГГКП) и по АК, на величину, превышающую погрешности определения этого параметра ($\pm 2 - 3\%$ от объема пород); как правило $K_n^{PK} > K_n^{AK}$; превышение общей пористости (по данным РК) над $K_{n,p,r}$. Другие геофизические признаки (состояние стенки скважины, величина затухания продольных колебаний и др.) являются неустойчивыми и считаются вспомогательными. Для порово-кавернового типа коллекторов характерна меньшая теснота корреляционных связей между физическими параметрами пород и их фильтрационными и емкостными свойствами.

Трещинные коллекторы по геофизическим признакам характеризуются: повышенным затуханием продольных и поперечных акустических колебаний; повышенной интенсивностью волн Лэмба-Стоунли; неравномерным увеличением фактического диаметра скважины; наличием трещин на стенах ствола скважины, фиксируемым на диаграммах высокоразрешающих акустических и электрических сканеров; низкой общей пористостью пластов (меньше нижнего граничного значения, установленного для коллекторов порового типа). Все перечисленные геофизические признаки трещинного коллектора не являются обязательными. Обязательным считается факт установления проникновения фильтрата ПЖ или получения притока флюида при низкой (меньшей граничного значения) общей пористости пород. Наличие трещиноватости в керне и повышенной за счет этого фактора его проницаемости еще не является критерием наличия в разрезе трещинных коллекторов. Трещинные коллекторы не имеют косвенных количественных критериев. Для них не характерны определенные значения $K_{n,c,p}$; взаимосвязь между K_n и $K_{n,p,r}$ отсутствует. При разбуривании интервалов с трещинными коллекторами часто отмечаются поглощение промывочной жидкости и увеличение скорости бурения, фиксируемые на диаграммах ГТИ.

3.5. ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ФИЛЬРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТОНКОСЛОЙСТЫХ И ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩИХ МЕТОДОВ ГИС

Использование обычных видов каротажа для изучения тонкослоистых разрезов с прослойками от нескольких десятков до первых сантиметров приводит к пропуску проницаемых интервалов в перекрытиях между толстыми пластами-коллекторами и к завышению эффективных толщин за счет неучета тонких плотных или заглинизованных пропластков. Этот учет возможен при применении различных моделей слоистого коллектора [3], однако при этом необходима достоверная информация о параметрах этих моделей, многие из которых достоверно не оцениваются.

3.5.1. Выделение тонких пластов с использованием микросканеров

В последнее время при исследовании тонкослоистых разрезов все шире начинают применяться электрические и акустические микросканеры, разработанные компанией Schlumberger [35]. При ис-

пользовании этих приборов возможно получение непрерывной картины поверхности пород стенки скважины. Так, электрический микросканер FMI охватывает практически весь периметр скважины и дает развертку поверхности ствола, аналогичную развертке поверхности керна. При этом возможно выделение отдельных деталей разреза размером от 0,5 см и более.

Высокие возможности выделения тонких пластов различной литологии по данным микросканера подтверждаются непосредственным сопоставлением с фотографиями керна. В качестве примера рассмотрим возможности выделения тонких элементов разреза в интервале общей толщиной 5 м по одному из месторождений шельфа острова Сахалина (рис. 3.21). Из анализа рисунка следует, что в разрезе по данным FMI надежно выделяются:

- массивные продуктивные песчаники (темные зоны на развертке FMI и светлые - на фотографиях керна);
- относительно выдержаные по толщине интервалы неколлекторов, представленных плотными аргиллитами (светлые зоны на развертке FMI и темные - на фотографиях керна);
- тонкие прослои коллекторов во вмещающих непроницаемых породах и наоборот.

Важно указать, что в данном примере изменение литологических характеристик разреза, устанавливаемых по внешнему виду керна, подтверждается результатами определения основных ФЕС - пористости и проницаемости. В частности, пропласток толщиной в 10 см (2166,05 - 2166,15 м) при проницаемости в 500 мД очевидно должен быть отнесен к коллекторам.

По результатам исследований высокоразрешающими методами производится расчленение разреза на пропластки и создается попластовая модель. Данные современных высокоразрешающих методов ГИС, как правило, представлены набором кривых. Например, картина, получаемая микросканером, состоит из более чем 100 кривых; запись наклономера состоит из 4 - 8 кривых в зависимости от модификации прибора. Для разделения на пропластки используется лишь одна кривая. Выбирается та кривая, которая характеризуется наилучшим качеством и коррелируется с данными стандартных методов ГИС, или рассчитывается новая кривая из комбинации исходных. Важно отметить, что разбивка на пласты базируется на относительных различиях между смежными пластами по двум возможным алгоритмам - мин/макс значений или точки перегиба (равенства нулю второй производной). Абсолютные значения свойств или природа контраста не существенны для алгоритма определения границ. В

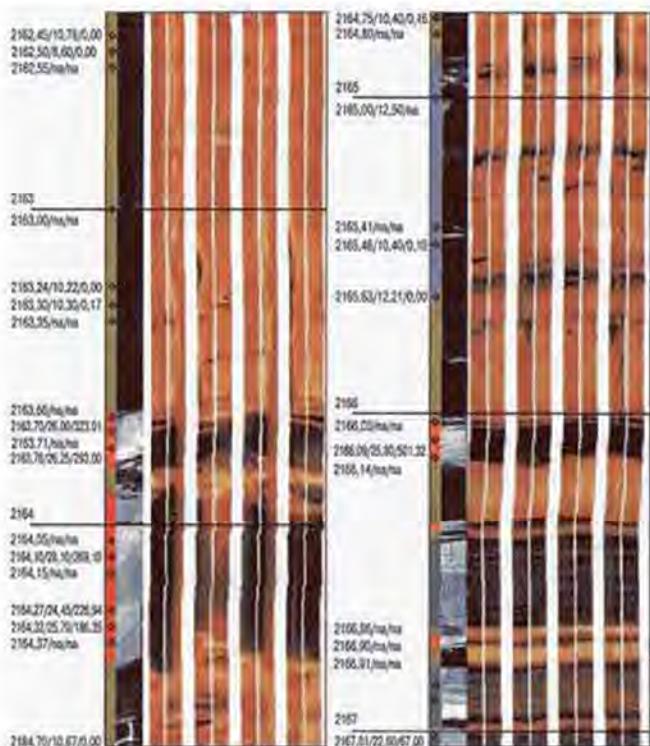


Рис. 3.21. Сопоставление результатов выделения пластов по данным FMI (4 правые колонки) с фотографиями керна (левая колонка). Шельф о. Сахалин

случае, если по кривым наклонометра или микросканера обнаруживаются различия свойств смежных слоев, программа автоматически выделит границу.

На рис. 3.22 показан пример создания слоистой модели на основании диаграммы микросканера с шагом дискретизации 3 см. Значения удельного сопротивления, зарегистрированного его электродами нормированы по показаниям микробокового каротажа. Границы пропластков определяются на основе кривой нормализованного удельного сопротивления, зарегистрированного прижимным башмаком микросканера, SRES (слева), с помощью одного из двух алгоритмов (мин/макс амплитуды и точки перегиба). Для уменьшения числа выделяемых пластов входные данные микросканера сглаживаются для удаления высокочастотного шума (< 3 см).

3.5.2. Оценка параметров тонких пластов

После выделения в разрезе пластов различной толщины необходима оценка их петрофизических характеристик по результатам ГИС. Результаты большинства методов ГИС, несмотря на достаточно большую

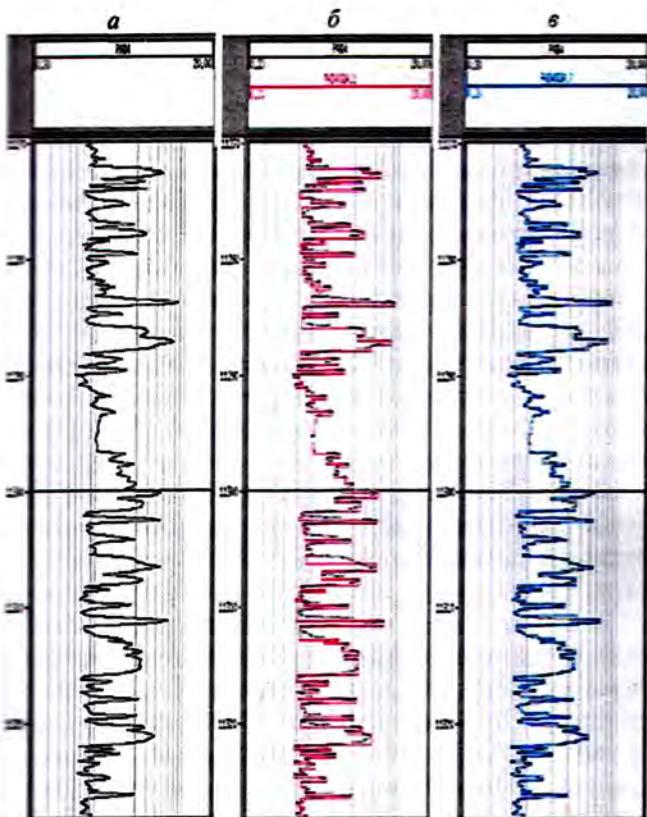


Рис. 3.22. Пример разбивки на пласты при построении слоистой модели.

а - диаграмма микросканера, б - разбивка на пласты по алгоритму min/max амплитуды, в - разбивка на пласты по алгоритму точки перегиба

глубинность, в условиях тонкослоистого разреза или в одиночных тонких пластах не обеспечивают надежного выделения и оценку геофизических параметров тонких прослоев коллекторов. С другой стороны, микрометоды - микрозонды, микробоковой, пластовый наклонометр, а также электрический и акустический микросканеры обеспечивают выделение тонких пропластков, однако из-за малой глубинности не позволяют оценить геофизические параметры коллекторов в незатронутой проникновением части пласта.

Для оценки петрофизических параметров прослоев коллекторов тонкослоистых разрезов компанией Schlumberger разработана методика SHARP [36], в основу которойложен принцип последовательных итерационных конволюций геофизических параметров геологической модели разреза.

Методика предусматривает комплексное использование результатов микрометодов с высокой разрешающей способностью и методов ГИС, обладающих достаточной глубинностью для оценки геофизических характеристик пород. По кривым микрометодов или по данным микросканеров проводится детальное расчленение разреза и строится морфологическая модель разреза. Затем строится первое приближение геофизической модели тонкослоистого разреза. Геофизические параметры глинистых и плотных пропластков задаются по значениям в толстых пластах, залегающих по соседству с исследуемым интервалом. Геофизические параметры коллекторов задаются на основании результатов интерпретации комплекса ГИС по стандартной методике и петрофизической модели. Затем с помощью специальных фильтров проводится конволюция параметров геофизической модели разреза и получение расчетных кривых отдельных методов ГИС, сравнение расчетных и зарегистрированных кривых, уточнение отдельных параметров модели разреза и повторная конволюция. Итерация повторяется до получения приемлемой невязки между расчетными и зарегистрированными кривыми методов ГИС. Последовательность этапов работы по методике SHARP представлена в табл. 3.2.

Важно отметить, что для выделения тонких пропластков используются не только данных микросканера, но и микробокового каротажа и микрозондов. При этом получаются вполне приемлемые и сопоставимые оценки параметров тонких пропластков. В то же время наиболее тонкие пропластки ($h < 5$ см), выделяемые по микросканеру, по МБК не выделяются. Другими словами, методика SHARP позволяет проводить анализ тонкослоистого разреза с вертикальным разрешением самого высокоразрешающего метода ГИС из комплекса, имеющегося в наличии.

Таблица 3.2

Этап	Действия
1	Создание первого приближения слоистой модели среды. Установление границ пропластков по кривым ГИС высокого вертикального разрешения (микросканер, акустический сканер, микробоковой каротаж, наклонометр и т.п.).
2	Задание значений различных геофизических параметров в зависимости от комплекса ГИС по выделенным пластам. Первое интерактивное редактирование морфологической модели.
3	Выполнение одномерной свертки пластовой модели разреза со специальными фильтрами, определяющимися вертикальными геометрическими характеристиками для конкретного типа аппаратуры. Получение расчетных (реконструированных, восстановленных) кривых отдельных методов.
4	Сравнение реконструированной и зарегистрированной кривых. Оценка сходимости по минимуму среднеквадратичного отклонения.
5	Изменение принятых значений геофизических параметров по пластам для соответствующего метода ГИС в случае большой невязки. Повторение шагов 1-4 для данной кривой. Реализация процесса итераций до получения минимальной невязки.
6	Повторение процесса для всех методов комплекса ГИС.

К основным ограничениям методики SHARP относятся следующие.

- Результаты анализа SHARP не единственны и могут быть эквивалентны, т.к. одинаковые (в пределах погрешности) реконструированные (расчитанные) кривые могут быть получены при использовании различных моделей разреза. По мере уменьшения толщины использованных в модели пропластков неопределенность анализа значительно возрастает.
- В настоящее время реализована только индивидуальная процедура свертки для каждого из методов ГИС.
- Фильтры одномерной свертки являются лишь аппроксимациями истинных геометрических факторов приборов.
- Радиальные характеристики методов ГИС непосредственно не учитываются.
- Использование процедуры одномерной свертки с помощью фильтров для разных методов позволяет получать геофизические параметры тонких пла-

стов с разной погрешностью в зависимости от физических основ метода и модификации аппаратуры, что необходимо учитывать при дальнейшем использовании результатов SHARP при количественной интерпретации и оценке применимости данной методики для конкретного объекта.

3.5.3. Возможности микросканеров при исследовании трещинных коллекторов

Применение высокоразрешающих методов при исследовании сложных карбонатных коллекторов позволяет принципиально повысить эффективность комплекса ГИС. В трещинных коллекторах с помощью микросканеров не только можно увидеть трещины на стенке скважины, но и количественно оценить некоторые параметры трещиноватости. При исследовании каверново-поровых коллекторов удается установить форму и размеры каверн, участки развития коллекторов порового типа. Существующая методика количественной обработки комплекса ГИС и данных микросканера позволяет оценить долевое участие каверновой и поровой составляющих в общем объеме пустот коллектора.

Трещины распознаются как аномалии проводимости, плоскость которых пересекает залегание пластов. На рис. 3.23 вертикальные и субвертикальные трещины выделяются более темными участками, что свидетельствует об их раскрытомости. Исследования показывают, что открытые трещины заполняются флюидом с большей проводимостью при бурении скважин на ПЖ с водной основой. Поэтому электропроводность трещин выше по сравнению с электропроводностью матрицы породы. При бурении скважин на ПЖ с нефтяной основой открытые трещины также выделяются достаточно четко скорее всего за счет дезмульгации в трещинном пространстве воды, которая добавляется в ПЖ для улучшения ее реологических свойств.

Таким образом можно констатировать, что четкость выделения трещин определяется контрастом электропроводности открытых трещин и матрицы породы. Поэтому могут быть случаи, когда трещины не отражаются на материалах микросканирования в случаях, если они заполнены нефтью. Трещины, залеченные глинистым или другим электропроводящим веществом, могут быть ошибочно отнесены к открытым. В этих случаях выделить и провести количественную оценку трещиноватости невозможно, однако считается, что вероятность таких искажений невелика.

Количественная интерпретация результатов исследований микросканеров включает в себя определение углов падения и азимутов простирания, оценку плотности и кажущейся раскрытии трещин. Определение углов падения и азимутов про-

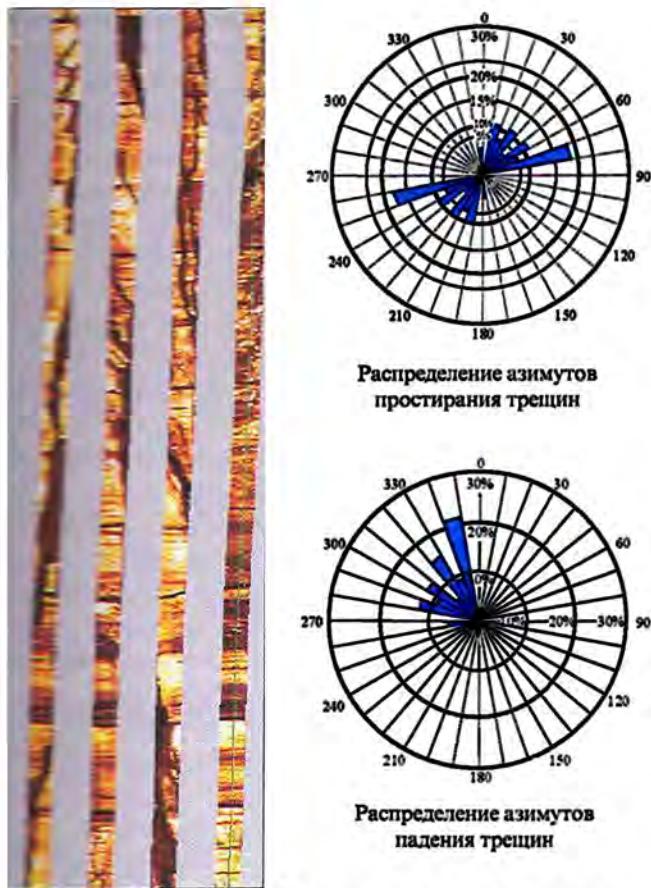


Рис. 3.23. Имидж FMI в трещиноватом доломите. Трещины: открытые, субвертикальные, с раскрытием 0,5 - 0,8 мм.

стириания трещин проводится с помощью методики, аналогичной методике интерпретации результатов пластового наклонометра. На рис. 3.23 приведены результаты определения пространственного расположения трещин. В рассматриваемом примере трещины практически вертикальные с простирианием ЮЗ-СВ.

Принципиальная возможность оценки кажущейся раскрытии трещин определяется следующим выражением:

$$W = adA/hE/k\rho_m^b \rho_{xo}^{1-b}.$$

где W - кажущаяся раскрытие трещин в мм; $a = 0,218$; $1/k$, b - переводные коэффициенты, индивидуальные для каждого типа приборов, учитывающие сечение ствола скважины и фактический диаметр скважины в точке замера; ρ_m - сопротивление ПЖ, Ом·м; ρ_{xo} - сопротивление ближней зоны плотной части породы, Ом·м; E - суммарное превышение электропроводности в трассе трещины над полем плотной породы внутри выделенного прямоугольного окна; h - длина линейного сегмента трассы трещины в окне; dA - площадь текущего прямоугольного окна.

Оценка кажущейся раскрытии трещин и их плотности проводится с помощью программы Borview в автоматическом режиме [34]. Перед запуском программы проводится калибровка изображений с помощью кривых бокового каротажа средней глубинности LLS или микросферического MSFL метода. В интерактивном режиме интерпретатором проводится трассировка трещин, классификация их по характеру раскрытия: открытые - электропроводящие (темные на изображениях) и залеченные (закрытые) - электронепроводящие (светлые); задаются и контролируются величины сопротивлений ρ_m и ρ_{xo} .

Затем программа проводит полную количественную интерпретацию подготовленного изображения по заданным параметрам и в результате оценивает следующие характеристики разреза:

- пространственные характеристики положения трещин;
- кажущуюся раскрытие трещин непрерывно по разрезу;
- среднюю плотность трещин;
- средний объем трещин - "трещинную емкость".

Высокие разрешающие возможности микрозлектрических сканеров позволяют проводить визуальный контроль техногенных трещин, которые обычно (в отличие от естественных трещин) регистрируются только на двух башмаках сканера и не секут оси скважины.

3.5.4. Возможности микрозлектрических сканеров при исследовании каверново-поровых коллекторов

Использование микрозлектрических сканеров при исследовании кавернозно-поровых пород позволяет получить непрерывно по разрезу скважины принципиально новую качественную и количественную характеристику коллекторов этого типа. На рис. 3.24 показаны результаты исследования участка разреза, представленного кавернозно-поровыми доломитами. На изображении (трек 2) каверны четко выделяются более темными участками. Более светлыми участками выделяются коллектора порового типа и почти белыми пятнами характеризуется плотная матрица. Как видно из примера, каверны располагаются хаотично, в отличие от трещин, которые на имиджах отражаются в виде определенной системы.

Появление микросканеров с высокими разрешающими возможностями позволили разработать новую методику анализа их результатов для количественной оценки емкостного пространства каверново-поровых коллекторов [34]. Методика базируется на использовании классического уравнения Арчи-Дахнова $\rho_n/\rho_s = a/K_n^n K_s^m$ и реализуется с помощью

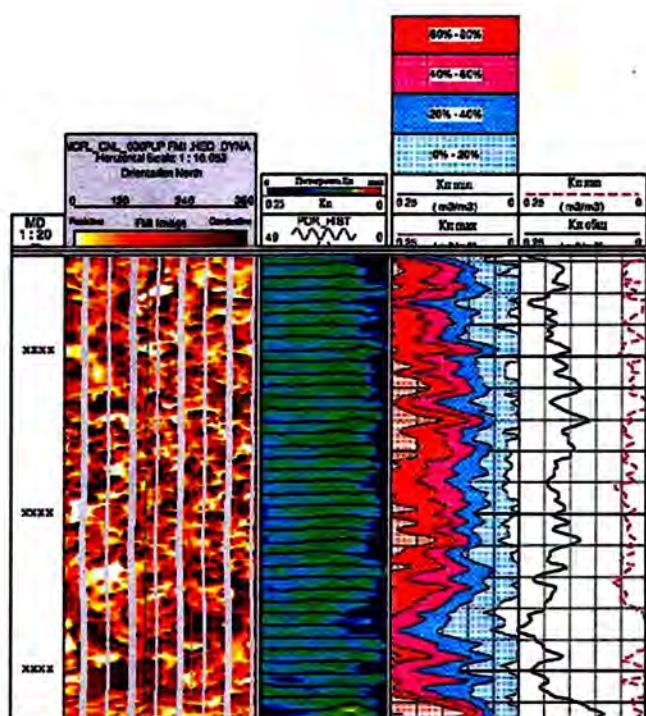


Рис. 3.24. Результаты исследования каверново-порового коллектора микроэлектрическим имиджером

программы PoroSpect. Программа реализует следующие основные этапы обработки.

Откалиброванные электрические изображения, полученные с помощью пластового микросканера FMI или FMS, представляют картину электропроводности пород на стенке ствола скважины - карту проводимости. Поскольку глубинность метода измеряется несколькими сантиметрами, то измеренные величины проводимости характеризуют электрические параметры зоны проникновения, а скорее всего, в коллекторах - полностью промытой зоны. Тогда величина проводимости, зарегистрированная каждым электродом прибора FMI или FMS, может быть пересчитана в значения пористости. Поскольку в нефтеносных пластах величина K_n промытой зоны неизвестна, пересчет к значениям пористости осуществляется по формуле:

$$K_{ni} = K_n^{GIC} \cdot (\rho_{bk} \cdot C_{ni})^{1/m},$$

где K_{ni} - коэффициент пористости; m - коэффициент уравнения Арчи-Дахнова; ρ_{bk} , C_{ni} - удельное электрическое сопротивление зоны проникновения, измеренное зондом бокового каротажа со средней глубинностью исследования, и проводимость, замеренная каждым электродом прибора FMI; K_n^{GIC} - пористость по данным нейтронного, плотностного или других методов ГИС.

В результате изображение переводится из масштаба проводимости в масштаб пористости и получается картина азимутального распределения пористости по стволу скважины - "карта пористости скважины".

На следующем этапе строится распределение коэффициентов пористости по глубине интервала в окне глубин 3 см. На рис. 3.24 показаны дифференциальные распределения пористости (гистограммы) в виде цветовой закраски, дублированной кривыми (трек 3). Интегральные кривые распределения коэффициентов пористости показаны на треке 4.

После построения распределений проводится их анализ с целью выделения из величины общей пористости доли, приходящейся на каверны. В каверново-поровых породах распределения пористости характеризуются большой дисперсией, а часто и двухвершинными распределениями. В породах порового типа распределения одновершинные и характеризуются низкой дисперсией. Выделение каверновой составляющей из общей емкости пустот каверново-поровых коллекторов базируется на решении статистической задачи разделения сложного распределения величины (в данном случае пористости) на простые составляющие. Программа выделяет распределение коэффициента пористости для поровой части из суммарного распределения пористости, рассчитывает статистические характеристики этого распределения (среднее арифметическое, стандартное отклонение) и устанавливает граничное значение пористости для разделения последней на матричную и вторичную. Часть распределения для значений пористости выше установленного граничного значения принимается за распределение вторичной пористости и по нему рассчитывается средняя величина каверновой составляющей.

Рассчитанные величины общей и каверновой емкости в виде непрерывных кривых выводятся в 5-й трек графической формы результатов обработки имиджей с помощью программы Poro Spect. На рис. 3.24 показаны результаты выполненной интерпретации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Артамонов В.Ю., Коновалов Е.А., Афонин В.Н., 1984, Влияние буровых растворов на фильтрационные свойства газонасыщенных коллекторов: Газовая промышленность. 7.
2. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др., 1985, Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа: М., Недра.
3. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., 1978, Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов: М., Недра.

4. Губайдуллин А.А., Безродных В.Г., Козина Е.А., Малотина М.Я., 1983, Оценка граничных пределов пород-коллекторов продуктивных горизонтов карбона Татарии по керну в связи с подсчетом запасов нефти: Труды ТатНИПИ: Багульма, 52.
5. Дахнов В.Н., 1982, Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. 2-ое изд. перераб: М., Недра.
6. Дахнов В.Н., Быков В.Н., Наборицкова И.Н. и др., 1978, Выделение коллекторов в карбонатных отложениях Пермской области с помощью мечевых веществ: Геология нефти и газа, 9.
7. Добрынин В.М., 1986, Проблемы подсчета запасов нефти по залежам со сложными коллекторами. Методы подсчета запасов нефти и газа: М., Наука.
8. Жданов М.А., Азamatov B.I., Гудков Е.П. и др., 1982, Дифференциация запасов нефти в неоднородных коллекторах: М., Недра.
9. Интенберг С.С., 1978, Интерпретация результатов каротажа скважин: М., Недра.
10. Калинко М.К., 1983, Состояние и задачи методов изучения природных коллекторов нефти и газа и флюидоупоров: Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры: Новосибирск, Наука.
11. Каналин В.Г., 1984, Интерпретация геолого-промышленной информации при разработке нефтяных месторождений: М., Недра.
12. Козальчук Ю.А., Санин В.П., Сонич В.П., Толстолытков И.П., 1986, Основные принципы определения подсчетных параметров запасов нефти на примере месторождений Западной Сибири: Методы подсчета запасов нефти и газа: М., Наука.
13. Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г., 1983, Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях: М., Недра.
14. Кондрушик Ю.М., Буряковский Л.А., 1987, Природные резервуары в эффективных породах и методы оценки запасов в коллекторах сложного строения: Геология нефти и газа, 1.
15. Костин Ю.И., Гулин Ю.А., Жувагин И.Г., 1976, Опыт применения радиоактивного изотопа с малым периодом полураспада при геофизических исследованиях разведочных и эксплуатационных скважин: Региональная разведочная и промысловая геофизика: М., ВИЭМС. Вып. 12.
16. Костин Ю.И., Гулин Ю.А., Зайченков Б.Д., 1982, Способ определения местоположения радиоактивного раствора в скважине: А.с. 1034505 СССР.
17. Лукьянов Э.Е., 1979, Исследование скважин в процессе бурения: М., Недра.
18. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В., 1997, Геолого-технологические исследования в процессе бурения: М., Нефть и газ.
19. Методические рекомендации по использованию материалов ГИС, данных анализа керна и результатов испытаний для подсчета запасов газа и нефти в продуктивных отложениях ачимовской толщи УГКМ, 1998: М., ОАО "Газпром".
20. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов, 1990, под ред. Вендельштейна Б.Ю., Козяра В.Ф., Яценко Г.Г.: Калинин, Союзпромгеофизика.
21. Методическое руководство по применению радионеводного индикаторного метода для определения технического состояния скважин и выделения проницаемых пластов, 1984, РД 39-4-957-83: Волгоград, ВолгоградНИПИнефть.
22. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М., 1976, Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа: М., Недра.
23. Петерсилье В.И., 1991, Особенности выделения пластов-коллекторов с использованием количественных критерий: Геология нефти и газа, 7.
24. Петерсилье В.И., Белов Ю.Я., Веселов М.Ф., 1982, Способы установления факта проникновения водного фильтрата бурового раствора в нефтегазоносный пласт: А.с. №976420 СССР: Открытия. Изобретения, 43.
25. Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г., Макарова З.И., 1979, Комплексная методика оценки коэффициента газонасыщенности и нижнего предела пористости коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения: Геология нефти и газа, 8.
26. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, 1999, М., Изд-во ГЕРС.
27. Рогожин В.Г., 1976, Определение эффективной мощности объектов по данным геофизических исследований при работах с трубным испытателем пластов: Опыт исследования горных пород скважинными геофизическими и лабораторными методами: Уфа, Башкнигоиздат.
28. Свихнушин Н.М., Азamatов В.Н., 1971, Методы изучения неоднородных коллекторов при оценке кондиций и подсчете запасов: М., Недра.
29. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, 2001, отв. ред. Козяр В.Ф.: РД 153-39.0-072-01: М., Изд-во ГЕРС.
30. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство, 2000, ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н.: Новосибирск, НИЦ ОИГМ СО РАН, Изд-во СО РАН.
31. Ханин А.А., 1976, Петрофизика нефтяных и газовых пластов: М., Недра.
32. Яковлев Б.Я., 1967, Изучение тепловых свойств горных пород нефтяных месторождений Татарии: Термические методы увеличения нефтеотдачи и геотермология нефтяных месторождений. Материалы конференции: М., ВНИИОЭНГ, 155 - 163.
33. Яценко Г.Г., Ручкин А.В., 1975, Обоснование нижних пределов проницаемости и пористости коллекторов по данным исследований образцов керна: Геология нефти и газа, 12.
34. M. Grace, B. Newberry. Geologic Application of Dipmeter and Borehole Electrical Images, Houston, 1998. Schumberger Oilfield Services.
35. Schumberger. Wireline services catalog. 1995.
36. Schumberger. Thin beds. 1991.

4.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Оценка характера насыщенности коллекторов включает разделение их на водоносные и нефтегазосодержащие, установление типа насыщающих углеводородов (газ, нефть) и оценку возможности получения притоков нефти или газа. Трудности и достоверность решения этих задач существенно различны для поровых коллекторов, содержащих один тип насыщающего флюида (газ, нефть, воду), и для коллекторов со сложной структурой пустотного пространства либо насыщенных двумя-тремя флюидами.

В пределах нефтяных (газовых) залежей выделяются сверху вниз две зоны:

- однофазной фильтрации нефти (газа),
- двухфазной фильтрации нефти (газа) и воды.

Нижней границей зоны однофазной фильтрации нефти (газа) является водонефтяной (газоводянной) контакт ВНК* (ГВК*).

Нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом является водонефтяной (газоводянной) контакт ВНК (ГВК).

В пределах зоны однофазной фильтрации может быть выделена подзона предельной насыщенности с $K_n = K_{so}$ и подзона непредельной насыщенности с $K_{so} < K_n < K_e$. В отдельных случаях при малой высоте вся залежь находится в зоне двухфазной фильтрации, и с самого начала из нее добывают нефть с водой. Примерами таких залежей являются залежи в терригенных отложениях викуловской свиты Красноленинского свода Западной Сибири, в карбонатных верхнемеловых и терригенных нижнемеловых отложениях месторождения Лесное в Ставропольском крае и др.

Структура нефтяной залежи хорошо видна из весьма популярного в Западной Сибири сопоставления удельного электрического сопротивления ρ_n с каким-либо параметром, характеризующим пористость изучаемых пластов, - обычно α_{nc} (рис. 4.1). С помощью таких графиков по результатам интерпретации данных электрического (электромагнитного) каротажа возможно выделение продуктивных

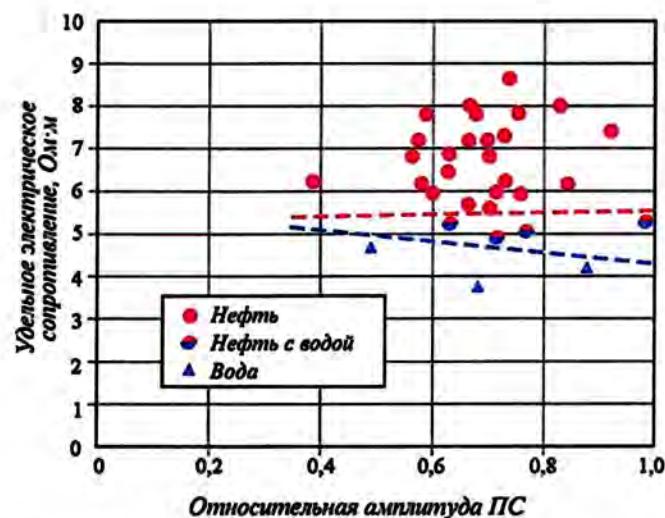


Рис. 4.1. Сопоставление удельного электрического сопротивления с относительной амплитудой ПС. Нонгъеганско месторождение, пласт БВ₂₋₃

пластов, работающих безводной нефтью или нефтью с водой.

Таким образом, при построении геологической модели и подсчете запасов за нижнюю границу залежи принимается водонефтяной (газоводянной) контакт ВНК (ГВК), являющийся границей, ниже которой при опробовании получают однофазный приток воды, а выше - приток нефти (газа) с водой. Эту границу называют также уровнем свободной воды (УСВ).

Уровень безводного притока нефти ВНК* (ГВК*) - верхняя граница зоны двухфазной фильтрации - может определяться тогда, когда это необходимо для решения технологических вопросов освоения залежи.

Оценка характера насыщенности реализуется с использованием:

- прямой информации о нефтегазонасыщенности разреза, получаемой в процессе проводки скважин - при интерпретации данных ГТИ и прямых определений (наблюдений) остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу;

- прямой информации о нефтегазонасыщенности разреза, получаемой при испытании пластов в процессе бурения и в колонне, в том числе приборами на каротажном кабеле;
- результатов измерения пластового давления в открытом стволе с помощью приборов на каротажном кабеле;
- результатов интерпретации данных ГИС.

Нельзя не отметить, что в сложившейся практике геологоразведочных работ наиболее применяемыми для оценки характера насыщенности являются испытания пластов в колонне и в открытом стволе и методы ГИС; остальные методы, хотя и рассматриваются как весьма эффективные, используются редко из-за малых объемов их выполнения.

4.2. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГТИ, КЕРНА И ИСПЫТАНИЙ ПЛАСТОВ

4.2.1. Оценка характера насыщенности по данным ГТИ и керна

Данные ГТИ используются обычно на качественном уровне, чтобы определить наличие или отсутствие в изучаемой части разреза нефтегазонасыщенных пород, а также оценить приближенное местоположение межфлюидных контактов. В то же время, современное аппаратурное и методическое обеспечение ГТИ принципиально позволяет повысить разрешающую способность метода при обосновании положения этих контактов и использовать их не только при оперативной обработке результатов бурения скважин, но и при подсчете запасов. Методика интерпретации данных ГТИ при этом заключается в следующем.

При ГТИ мерой продуктивности коллекторов служит так называемый остаточный газовый фактор флюида пласта $G_{\phi o}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$), определяемый через приведенную газонасыщенность горной породы Γ_{np} ($\text{м}^3/\text{м}^3$) и ее пористость K_n .

Величина Γ_{np} рассчитывается одним из двух способов:

- через объемную газонасыщенность ПЖ Γ_{ob} , определяемую акустическим методом в потоке ПЖ на выходе из скважины или рассчитываемую через плотность ПЖ, измеренную на входе в скважину и на выходе из нее (с учетом "отставания");
- через суммарные газопоказания газоанализатора Γ_{sum} с учетом коэффициента разбавления E и коэффициента дегазации K_d применяемого дегазатора.

Определение Γ_{np} первым способом предпочтительнее, т.к. при втором способе большие погрешности при измерении Γ_{np} могут дать нестабиль-

ность K_d и неучет неуглеводородных компонентов в составе газа. При расчетах Γ_{np} через Γ_{ob} используется не абсолютное значение Γ_{ob} , а его приращение $\Delta\Gamma_{ob}$ над фоновым значением.

В целом, методика определения $G_{\phi o}$ и используемых при этом параметров Γ_{np} , Γ_{ob} , Γ_{sum} и других подробно изложена в работах [14, 15] и поэтому здесь не рассматривается.

Графические значения $G_{\phi o}$, используемые для разделения коллекторов на продуктивные и непродуктивные, определяются из опыта работы в конкретном регионе. Например, для Волго-Уральской НГП $G_{\phi o,sp} = 1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для Западно-Сибирской НГП $-2,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. В любом случае значения $G_{\phi o} > 4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ соответствуют продуктивным коллекторам, поскольку эта величина является предельным значением растворимости углеводородных газов в пластовой воде.

Оценка характера насыщенности продуктивных коллекторов, выделенных по значению $G_{\phi o}$, реализуется с использованием данных о составе газа, извлеченного из ПЖ при термовакуумной (по отдельным пробам) и непрерывной принудительной высокозэффективной дегазации, а также с использованием результатов количественных люминесцентно-битуминологического весового и ИК-спектрометрического анализов по пробам шлама (керна). Наиболее эффективен комплексный подход.

Для определения характера насыщенности пластов-коллекторов по составу газа предложено большое количество методик, приемов, флюидных коэффициентов, обобщенных показателей углеводородного состава (*ОПУС*) и т.п. [15], имеющих различную эффективность при применении в различных горно-геологических условиях.

Главной проблемой определения характера насыщенности коллекторов по составу газа является то обстоятельство, что большинство предложенных зависимостей [15] основано на анализе состава добываемого природного или попутного газа, отбираемого из продукции скважины в условиях, резко отличающихся от условий отбора газа при проведении ГТИ как по начальным концентрациям (до 3 - 4 порядков), так и по условиям разгазирования, от которых серьезно зависит извлекаемый состав.

К составу добываемого природного и попутного газа достаточно близки газы, получаемые при опробовании и испытании пластов, если последние проведены в оптимальные сроки и если извлечены представительные пробы пластового флюида.

Хуже обстоит дело с представительностью данных о составе газа, извлеченного непрерывным дегазатором из промывочной жидкости. Здесь решающее значение имеет начальная газонасыщен-

ность ПЖ и степень извлечения газа. Трудно ожидать представительных данных по составу газа при содержании суммы углеводородных газов в составе газовоздушной смеси, извлеченной, например, из поплавкового дегазатора, на уровне нескольких сотых и даже десятых объемных долей процента. Поэтому для получения высокой степени дифференцированности по разрезу скважины главной задачей при проведении газового каротажа является достижение максимально возможной (до 100% по свободному газу) степени дегазации с минимальной постоянной времени.

Именно по этой причине в РД 153-39.0-069-01 "Техническая инструкция по проведению геологотехнологических исследований в нефтяных и газовых скважинах" применение поплавкового дегазатора запрещено.

Учитывая тот факт, что загрязнение ПЖ нефтепродуктами практически неизбежно даже для разведочных скважин, предпочтение следует отдавать критериям определения характера насыщенности, основанным на использовании наиболее защищенной (помехоустойчивой) части извлекаемых газов, таких, как метан, этан, пропан, практически полностью дегазируемых из добавленной нефти за один цикл циркуляции, в то время как углеводороды $C_4 - C_6$ могут оставаться в ПЖ очень долго.

Поэтому для практического использования рекомендуются критерии, основанные на вариациях легких углеводородов $C_1 - C_3$. Основой являются

$OPLUS_3 = C_1 \cdot C_2 / (C_2 + C_3)^2$, соотношение C_2/C_3 и их произведения $(OPLUS_3) \cdot C_2/C_3$ и $(OPLUS_3)^2 \cdot C_2/C_3$. Количественные критерии определения типа пластового флюида по этим соотношениям [15] приведены в табл. 4.1, которая составлена по данным о составе газов (свободных и растворенных в нефти), собранным практически по всем известным отечественным и зарубежным месторождениям.

Методика проведения указанных выше люминесцентно-битуминологического и ИК-спектрометрического анализов шлама изложена в работах [14, 15]. При этих анализах по пробам шлама (керна), привязанным к истинным глубинам, количественно определяется удельная битумонасыщенность (условно остаточная нефтенасыщенность) пород q_{no} (мг/г), а также тип битума (по характеру люминесценции извлеченного экстракта). Результаты представляются в виде кривой q_{no} в функции глубин с указанием наряду с глубиной цвета люминесценции (может быть отражен цветом на кривой q_{no}) и типа битумоида. Нефтенасыщенные объекты на такой кривой выделяются в десятки раз контрастнее по отношению к водонасыщенным, т.е. пропуск нефтенасыщенных объектов по свежим правильно привязанным пробам шлама (керна) заведомо исключен.

Для корректного определения характера насыщенности выделенных пластов-коллекторов рекомендуется использование данных как по составу газа, извлеченного из ПЖ принудительным дега-

Таблица 4.1.

**Критерии определения типа пластового флюида в залежи
по соотношению легких углеводородов газовой части флюида**

Критерии Соотношение (параметр)	Фазовое состояние углеводородов в залежи								
	Остаточная (окисленная) нефть	Тяжелая нефть	Нефть	Нефть-нефть переходного состояния	Газонефте- конденсат	Газокон- денсат - жирный газ	Газ	Газ	Газ
	Газовая фаза					Газ свободный			
Свежий	Жирный	Средней жирности	Сухой	Наиболее сухой (попутный), сверхжирный свободный	Жирный	Средней жирности	Сухой	Сверхсухой ($CH_4 +$ следы ТУ)	
$OPLUS_3 = \frac{C_1 \cdot C_2}{(C_2 + C_3)^2}$	< 0,25	0,2 - 0,625	0,43 - 1,16	1,0 - 4,0	2,5 - 10,0	6,0 - 25,0	20 - 62,5	30 - 160	> 62,5
$(OPLUS_3) \cdot \frac{C_2}{C_3}$	< 0,20	0,2 - 0,53	0,5 - 1,4	1,25 - 5,3	5,0 - 22,0	20,0 - 85,0	80 - 220	200 - 500	> 400
$(OPLUS_3)^2 \cdot \frac{C_2}{C_3}$	< 0,05	0,05 - 0,3	0,3 - 2,0	2,0 - 20,0	20,0 - 200	200 - 2000	2000 - 10000	10000 - 60000	> 60 000
Плотность газа (по воздуху)	1,6 - 1,9	1,4 - 1,7	1,1 - 1,5	0,9 - 1,2	0,7 - 1,0	0,6 - 0,75	0,58 - 0,61	0,57 - 0,59	0,58 - 0,554
Молекулярная масса газа	46,1 - 55,0	40,5 - 49,1	31,7 - 43,3	25,9 - 34,7	20,2 - 28,9	17,3 - 21,6	16,6 - 17,6	16,5 - 17,0	16,7 - 16,0

затем непрерывного действия, так и по содержанию остаточной нефти (битума), определяемому с помощью вышеизложенных методик.

Более надежным источником информации для оценки характера насыщенности являются, естественно, результаты исследования керна. При достаточном выносе керна в интервале межфлюидных контактов (по крайней мере более 70%) в процессе полного макроописания керна на буровой легко устанавливается переход от водоносной к нефтенасыщенной части разреза. Более того, по разгазированию керна, длившемуся иногда несколько часов после его подъема на поверхность (особенно в плотных разностях), возможно по данным макроописания выделение газоносных пластов.

Еще более точно оценка характера насыщенности реализуется по результатам лабораторных анализов керна. В качестве примера на рис. 4.2 приведено распределение остаточной нефтенасыщенности по высоте залежи Лянторского месторождения; здесь для более полного использования керновой информации по ряду скважин результаты определения остаточной нефтенасыщенности были нормированы по толщине нефтяной залежи. Еще раз отмечаем, что при достаточном отборе керна в зоне контакта его положение определяется вполне надежно (рис. 4.3) [2].

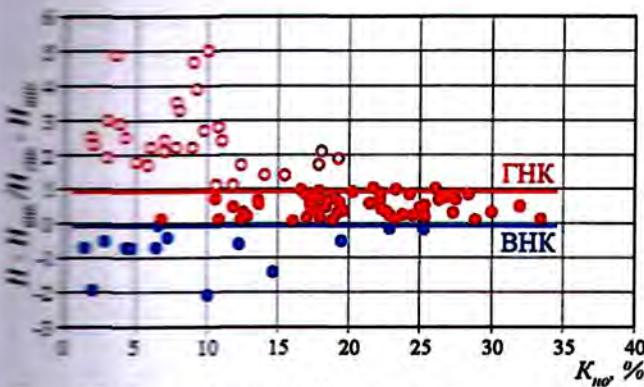


Рис. 4.2. Распределение K_{no} по высоте залежи, Лянторское месторождение

4.2.2. Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в эксплуатации

В открытом стволе бурящихся скважин испытания проводят с помощью испытателей пластов на бурильных трубах (ИПТ) и опробователей (испытателей) пластов на каротажном кабеле (ОИПК). Испытания обладают высокой избирательностью и позволяют получить пробу пластового флюида с заданным пластовым давлением в любой точке пластоизолятора с надежной привязкой ее по глубине к

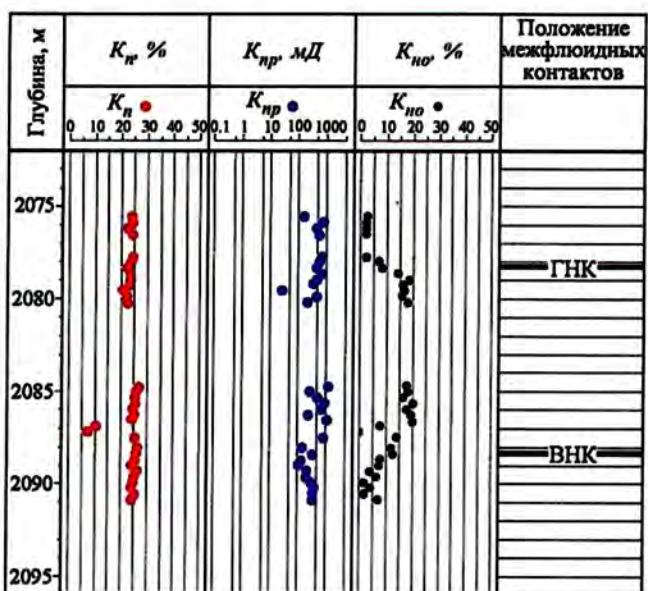


Рис. 4.3. Распределение коллекторских параметров по высоте газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой

диаграммам ГИС, что очень важно при испытании пластов с неоднородным по высоте характером насыщенности (газ-нефть-вода) и пластов, близко расположенных друг к другу, относящихся к разным залежам.

Оценка характера насыщенности по результатам испытания с помощью ОИПК основана на том, что даже при интенсивном проникновении в продуктивные пластины фильтратов ПЖ в зоне проникновения остается часть газа и нефти, объемное содержание которых в порах составляет не менее 10 - 30% и которые поступают в баллон ОИПК вместе с фильтратом за счет больших депрессий, создаваемых при отборе проб.

Благоприятными условиями для получения однозначных результатов испытания являются близость гидростатического давления ПЖ и пластового давления, малая водоотдача ПЖ (не более 10 см³ за 30 мин), повышенная вязкость пластовой нефти, слабо вытесняемой фильтратом.

При незначительном проникновении фильтрата ПЖ в пласт интерпретация результатов испытания проста: характер отобранный пробы соответствует насыщенности пластина. При значительном проникновении фильтрата ПЖ в пласт отбор нефти и пластовой воды затруднен, так как глубинность метода ограничена (20 - 40 см [5]). В этих случаях характер насыщенности определяют по составу и количеству газа, поступающего из остаточного флюида зоны проникновения вследствие его дегазации при испытании, а также по содержанию пластовой воды

Таблица 4.2.

Критерии определения характера насыщенности пластов по данным опробователей (испытателей) пластов на каротажном кабеле [10]

Пласти		
нефтесодержащий	водоносный	газосодержащий
Основные критерии		
Наличие нефти в пробе	Наличие пластовой воды в пробе	Количество газа в баллоне, равное нескольким десяткам или сотням литров
Компонентный состав углеводородных газов, характерный для нефтеносного пласта	Компонентный состав углеводородных газов, характерный для водоносного пласта	-
Вспомогательные критерии		
Содержание УВ в газе более 15% при отсутствии в пробе пластовой воды. Сопротивление жидкости близко к сопротивлению фильтрата	Сопротивление жидкости в пробе ниже сопротивления фильтрата	Высокое суммарное содержание УВ при отсутствии пластовой воды

в пробе (табл. 4.2). В хорошо проницаемых породах дополнительно проводят зондирование пласта пробосборниками увеличенной емкости и сопоставляют результаты.

Если количество газа, замеренное при нормальных условиях, более чем в 3 раза превышает объем пробосборника, а содержание пластовой воды в пробе составляет не более 10% объема поступившего в пробосборник фильтрата ПЖ, то это свидетельствует о наличии свободного газа в объекте испытания. Чем больше газа отобрано и чем меньше пластовой воды содержится в пробе, тем больше вероятность получения безводного газа при стандартном испытании через колонну.

Наличие нефти и конденсата в исследуемых пластах устанавливают как по их присутствию в пробах, так и по количеству и составу газообразных УВ в газовоздушной смеси. Для газоконденсатных и нефтяных пластов характерно наличие тяжелых УВ в пробах (C_5H_{12} + высшие), а относительное содержание метана редко превышает 85 - 90% при абсолютном содержании УВ в газовоздушной смеси более 0,5 - 1%.

При наличии нефти в пробе необходимо по результатам анализов контрольной пробы ПЖ и по

записям в акте на подготовку скважины к проведению исследований удостовериться, что полученная в процессе испытания нефть не из ПЖ.

Получение вместе с нефтью и фильтратом значительного количества (более 10% общего объема жидкости) пластовой воды указывает на ее присутствие и подвижность в объекте испытания. Содержание пластовой воды в пробе C_{ne} (%) при использовании ПЖ на основе пресной воды рассчитывают по формуле:

$$C_{ne} = \rho_e(\rho_\phi - \rho_{\text{ж}}) / [\rho_{\text{ж}}(\rho_\phi - \rho_e)] \cdot 100,$$

где ρ_e , ρ_ϕ , $\rho_{\text{ж}}$ - удельное электрическое сопротивление соответственно пластовой воды, фильтрата ПЖ, фильтрата пробы, Ом·м. Если пластовая вода и фильтрат ПЖ близки по минерализации, то для их различия следует использовать данные химического анализа пластовой воды и проб фильтрата, отобранных при испытании.

В коллекторах порового и каверново-порового типов успех оценки характера насыщенности по результатам испытания с помощью ОИПК тем выше, чем больше их пористость и проницаемость и меньше глубина зоны проникновения и продолжительность времени между разбуриванием и испытанием. При уменьшении пористости, а также в коллекторах трещинного типа эффективность применения ОИПК снижается вследствие увеличения количества беспри точных точек, вызванных прижатием отверстия стока скважинного прибора к отдельным непроницаемым участкам породы.

Более уверенно характер насыщенности коллекторов, особенно сложного строения (трещинных, каверновых, глинистых), определяется по результатам их испытаний с помощью ИПТ. Результаты испытаний практически всегда однозначны в газонасыщенных коллекторах. В нефтенасыщенных коллекторах положительных результатов достигают только при проведении испытаний в минимальные сроки (1 - 2 суток) после разбуривания коллекторов. При поздних сроках испытаний уменьшается вероятность получения притоков нефти и воды, увеличивается количество "сухих" объектов. Эффективность применения ИПТ уменьшается с глубиной скважин. Неоднозначные результаты испытаний получают в объектах с неоднородным характером насыщенности. Как правило, на притоке получают наиболее подвижный флюид (газ или газ с водой) из объектов, содержащих газо-, нефте- и водонасыщенные интервалы, и воду с фильтратом, иногда с пленками нефти, если в пределах объекта испытаний расположен ВНК.

Испытания в колонне являются в настоящее время наиболее массовым источником прямой информа-

жеции о нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов. Достоверность оценки характера насыщенности по данным испытаний в колонне снижается при следующих условиях:

- совместное испытание пластов, принадлежащих двум и более залежам; даже при получении в этом случае однофазного притока нефти или газа без каротажного контроля за испытаниями (т.е. локализации в разрезе работающих интервалов) испытанные пластины не могут быть отнесены к содержащим запасы промышленных категорий;
- плохое или неизвестное качество цементирования колонны в интервале перфорации;
- использование методов интенсификации притока, в результате чего возможно формирование искусственных каналов гидродинамической связи интервала перфорации с выше- и нижележащими пластами, насыщенными отличающимся по составу от интервала перфорации флюидом;
- испытание зон двухфазной фильтрации, когда результаты существенно зависят от режима испытаний.

4.2.3. Оценка характера насыщенности по данным анализа градиентов давлений

Оценка характера насыщенности по данным градиентов давлений, получаемым с помощью приборов на каротажном кабеле, используется и может быть использована при достаточном количестве измерений $p_{\text{нр}}$. В качестве примера на рис. 4.4 приведено распределение пластового давления по высоте залежи, полученное с помощью прибора МДП с погрешностью замера давления, не превышающей 0,1 кг/см². Из рисунка видно закономерное изменение градиента давления при последовательном переходе от воды к нефти и газу.

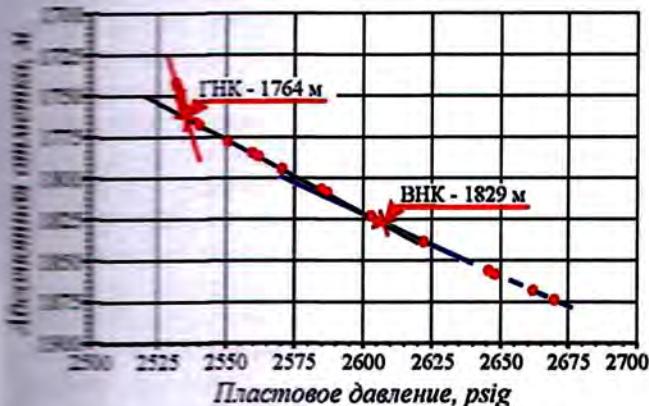


Рис. 4.4. Распределение пластового давления по высоте залежи. Шельф о. Сахалин

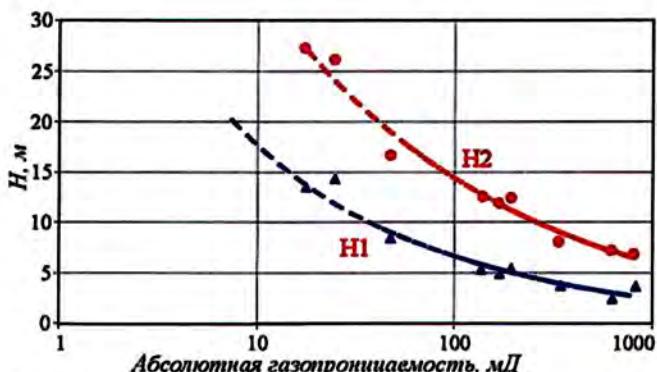


Рис. 4.5. Сопоставление проницаемости с расстоянием от УСВ до подошвы (H_1) и кровли (H_2) зоны двухфазной фильтрации

Строго говоря, изменение градиента давлений должно быть более плавным и отражать существование зоны двухфазной фильтрации, однако точное распределение давлений в зоне контактов на рассматриваемом месторождении установить трудно из-за недостаточного количества замеров $p_{\text{нр}}$ в зоне двухфазной фильтрации, а также из-за того, что эта зона относительно невелика - для коллекторов с проницаемостью более 100 мД размер ее для системы нефть-вода не должен превосходить 4 - 6 м. В целом, размеры зоны двухфазной фильтрации увеличиваются с ухудшением ФЕС пород-коллекторов. Для рассматриваемого месторождения эта тенденция иллюстрируется рисунком 4.5.

Таким образом, по данным анализа градиентов давлений по пересечению прямых определяется обычно некий промежуточный контакт, отметка которого находится внутри зоны двухфазной фильтрации. Для пластовых залежей с высотой более 30 - 40 м и коллекторами с высокими ФЕС ($K_{\text{нр}} > 100$ мД) последнее уточнение практически не меняет геологическую модель залежи и никак не влияет на оценку ее запасов. Для них точку пересечения прямых можно считать уровнем свободной воды (подошвой зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом). Для массивных залежей, залежей с малой высотой и коллекторами с низкими ФЕС следует уточнить строение зоны двухфазной фильтрации и определить ее кровлю и подошву.

Теоретически возможна оценка положения межфлюидных контактов и по данным анализа давлений, получаемым при испытании пластов в колонне. Очевидно, что погрешность отметки контакта в этом случае существенно возрастает из-за следующих причин:

- обычно больших интервалов испытаний и одновременно неизвестного положения в разрезе работающего интервала;

- невысокой чувствительности манометров;
 - нестабильной плотности пластового флюида и др.
- Можно отметить, что сколько-нибудь надежная оценка положения контакта по данным измерения давлений при испытании возможна только при наличии близкорасположенных интервалов перфорации для контактирующих флюидов. Однако в этой ситуации вполне удовлетворительный результат даст и обычно применяемый подход, когда отметка контакта определяется как средняя между подошвой коллектора, насыщенного верхним флюидом, и кровлей коллектора, насыщенного нижним флюидом.

4.3. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС

4.3.1. Оценка характера насыщенности по электрическому сопротивлению

Удельное электрическое сопротивление ρ_n пласта и в редких случаях удельное электрическое сопротивление ρ_{n_2} прискважинной зоны пласта, полностью промытой фильтратом ПЖ, были и остаются основными характеристиками пласта, используемыми для выделения нефте(газо)содержащих пластов, оценки подвижности УВ в пласте, количественного определения нефтегазонасыщенности K_{n_1} пласта и остаточной нефте(газо)насыщенности $K_{n_1,2,3,4}$ в промытой зоне, прогнозирования состава притока при испытании. Так как нефть и газ в равной степени не электропроводны, то по электрическому сопротивлению нефтегазонасыщенность коллекторов обычно оценивают без их разделения на нефте- или газонасыщенные интервалы. Такое разделение бывает возможно в отдельных конкретных случаях, которые будут описаны ниже.

Удельное сопротивление ρ_n определяется по данным комплекса БКЗ-БК-ИК. Рекомендуется использовать для этих целей так называемую изорезистивную методику, реализованную в компьютерной программе ЭКАР НПЦ "Тверьгеофизика". В территориальных разрезах весьма эффективно для определения ρ_n применение ВИКИЗ [24] и многозондовой аппаратурой ИКЗ с набором зондов ИК разной глубинности.

Удельное сопротивление ρ_{n_2} определяется по данным БМК, глубина исследование которого составляет 8 - 10 см. Для образования промытой зоны такой глубины необходимо, чтобы диаметр D всей зоны проникновения превышал $3d_c$. В случае глубокого ($D > 6d_c$) проникновения ρ_{n_2} может быть определено также по данным малых зондов БКЗ или ВИКИЗ.

Задача оценки характера насыщенности по электрическому сопротивлению удовлетворительно ре-

шается для простых коллекторов порового типа. В коллекторах сложного строения эффективность решения задачи существенно ниже. Основной причиной снижения эффективности является резко выраженная зависимость ρ_n от структуры порового пространства, вследствие чего породы разного строения различаются по величине ρ_n в несколько раз при равных значениях K_n и K_e . Влияние структуры пор на ρ_n увеличивается с уменьшением K_n .

Для коллекторов смешанного типа, в которых пустотное пространство состоит из межзерновых пор, каверн и трещин, и пористость матрицы $K_{n,e}$, которых больше граничного значения пористости $K_{n,ep}$, установленного для поровых коллекторов, считается, что если в порах содержатся углеводороды, то трещины и каверны также насыщены ими. С учетом известных данных, по которым K_n трещин и каверн достигает почти 100%, можно полагать, что в таких коллекторах по величине ρ_n оценивается нефтегазонасыщенность межзерновой матрицы. Поэтому полученные результаты в той или иной степени достоверны для смешанных трещинно-поровых, каверново-поровых, трещинно-каверново-поровых коллекторов. Характер насыщенности трещинных и каверновых коллекторов по данным ГИС достоверно не определяется.

Классическая методика выделения нефтегазосодержащих коллекторов заключается в сопоставлении измеренных ρ_n или ρ_{n_2} с расчетными величинами удельных сопротивлений пласта ρ_{en} или его промытой зоны ρ_{en_2} для условий 100%-ной насыщенности пласта водой, а промытой зоны - фильтратом ПЖ на водной основе.

Значения ρ_{en} и ρ_{en_2} находят как $\rho_{en} = P_n \cdot \rho_e$ и $\rho_{en_2} = P_n \cdot \rho_\phi$, где P_n - относительное сопротивление (параметр пористости), определяемое согласно установленной для изучаемого пласта (горизонта) петрофизической связи $P_n = K_n$. Петрофизические зависимости, а также значения ρ_e и ρ_ϕ должны быть установлены для термобарических условий залегания данного пласта. Способы их нахождения приведены ниже в разделе, где описываются методики количественных определений коэффициентов нефтегазонасыщенности $K_{n,e}$.

Пласт содержит нефть или газ, если $\rho_n > \rho_{en}$ или $\rho_{n_2} > \rho_{en_2}$. При $\rho_n \approx \rho_{en}$ пласт водоносен. При $\rho_n \leq \rho_{en_2}$ характеристика пласта по насыщенности неоднозначная.

В некоторых случаях продуктивные коллекторы уверенно выделяются по понижающему характеру проникновения, когда $\rho_{n_2} \ll \rho_n$. Характер проникновения может быть установлен без количественного определения ρ_{n_2} и ρ_n по сопоставлению исправленных за влияние скважины и толщины пласта по-

однотипных разноглубинных зондов БКЗ, БИКИЗ, ИКЗ или БМК-БК. Понижающее проникновение может быть только в продуктивных коллекторах с предельной нефте(газо)насыщенностью и соответствующими значениями K_{so} . На практике такие случаи встречаются сравнительно редко.

Наличие подвижных углеводородов определяется путем сопоставления K_{so} с K_{nsso} или (что то же самое) путем сопоставления отношений ρ_n/ρ_{vn} с ρ_n/ρ_{ns} . Если $K_{\text{so}} = K_{\text{nsso}}$ ($\rho_n/\rho_{\text{vn}} \approx \rho_n/\rho_{\text{ns}}$), пласт не содержит подвижных углеводородов. При $K_{\text{so}} > K_{\text{nsso}}$ ($\rho_n/\rho_{\text{vn}} > \rho_n/\rho_{\text{ns}}$) часть углеводородов в пласте подвижна.

Отношение ρ_n/ρ_{ns} принято называть коэффициентом увеличения сопротивления или параметром P_n , который обычно связан с коэффициентом водонасыщенности K_n зависимостью $P_n = a_n K_n^{\alpha}$, где a_n и α - константы, устанавливаемые экспериментально для данного пласта (горизонта) и отдельной коллекции образцов керна.

Факт установления наличия подвижных углеводородов в пласте, за исключением случаев с четким понижением проникновением, не служит гарантией того, что из него будет получен безводный приток нефти или газа. Характер предполагаемого притока устанавливают, сравнивая полученные для исследуемого пласта значения ρ_n , P_n или K_n с критическими значениями этих параметров для границы, разделяющей области безводных притоков нефти (газа) и притоков воды, в том числе смеси воды с нефтью (газом). Критические значения $\rho_{n,kp}$ ($P_{n,kp}$, $K_{n,kp}$) определяются путем статистической обработки результатов по завершении поинтервальных испытаний, состоящих из кривых интегральных распределений соответствующего параметра для испытанных продуктивных и водоносных пластов. Построение кривых распределений рекомендуется проводить в процентах от общего числа испытанных объектов. Критическим значениям соответствуют точки пересечения кривых распределений. Чем меньше значение перекрытия распределений, тем надежнее применение данного параметра.

Рассмотренный способ определения критических значений требует большого числа испытаний продуктивных и водоносных пластов и может быть реализован лишь на завершающей стадии разведки; на начальном этапе разведки применяют критерии, установленные для соседних месторождений района. В том же порядке, что и найденные таким способом критические значения, необходимо использовать с особым вниманием, если коллекторские свойства пород изменяются в широких пределах. Это вызвано тем, что на практике часто испытывают наиболее хорошие коллекторы, в найденные критерии справедливы для кол-

лекторов этой группы. Применение установленных критериев для коллекторов с худшими коллекторскими свойствами может привести к неправильным заключениям о характере притока.

Широко применяются и другие варианты сопоставлений и статистического анализа ρ_n по испытанным пластам. Из них наиболее распространены (особенно в Западной Сибири [3], где преобладают терригенные в разной степени глинистые коллекторы порового типа) сопоставления ρ_n с α_{ns} по испытанным пластам с разным характером притока (см. рис. 4.1). Этот вариант также требует большого числа испытаний.

Для установления типа углеводородов (газ или нефть), насыщающих продуктивные пластины, данные ЭК и ЭМК физической основы не имеют, поскольку нефть и газ в равной степени неэлектропроводны. Тем не менее, в отдельных случаях это бывает возможно, о чем упоминалось в самом начале данного раздела.

Так, например, по данным А.Н. Бабушкиной и В.Г. Фоменко [16] в отложениях ачимовской свиты Уренгойского месторождения величины ρ_n по испытанным пластам изменяются в следующих пределах: для водоносных коллекторов - от 5,0 до 14,0 Ом·м, для нефтеносных - от 19,5 до 32,5 Ом·м, для газоносных - от 39,0 до 154,0 Ом·м. Таким образом, в данном конкретном случае по величине ρ_n возможно разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных - на газо- и нефтеносные. Обращает на себя внимание довольно значительная разница в ρ_n для газо- и нефтенасыщенных пластов. По мнению авторов работы [16], это может быть обусловлено следующими тремя факторами:

- флокацией пород ачимовской толщи в газоконденсатной зоне месторождения;
- способностью газа заполнять более тонкие поры по сравнению с нефтью. В ачимовских отложениях Уренгойского ГКМ преобладают мелкозернистые песчаники и алевролиты с низкими K_{ns} (от 0,01 до 1 мД, редко до 10 мД) и преимущественно малым размером пор (от 1 - 3 мкм до 0,01 мкм и менее), что создает предпосылки для различных K_{so} в газо- и нефтенасыщенных породах;
- возможным испарением в газонасыщенных коллекторах части остаточной воды в объем, заполненный газом, за счет высокой пластовой температуры, достигающей 100 - 120 °C при глубинах залегания 3500 - 4000 м. Превращение части воды в парообразное состояние приводит к увеличению ρ_n газонасыщенных пород по сравнению с нефтенасыщенными при одной и той же пристости.

Подобные явления, но менее контрастные, наблюдаются иногда также в меловых отложениях на некоторых газонефтяных месторождениях Западной Сибири.

4.3.2. Оценка характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости

Для оценки характера насыщенности пластов-коллекторов в конце 70-х - начале 80-х гг. отечественными исследователями было предложено несколько способов, основанных на законах фазовой проницаемости.

В 1979 году Б.Ю. Вендельштейн [6] предложил использовать способ, основанный на построении палетки с семейством зависимостей $\rho_n = f(K_n)$, шифром которых являются различные значения коэффициента относительной водонасыщенности $K_{n,отн}$, характеризующей водонасыщенность эффективного объема пор, в том числе критические значения $K_{n,отн}^*$ и $K_{n,отн}^{**}$ (рис. 4.6). Относительная водонасыщенность вычисляется как $K_{n,отн} = (K_n - K_{\text{вз}})/(1 - K_{\text{вз}})$. Палетка строится для конкретного объекта с использованием данных о ρ_n , петрофизических зависимостей $P_n = f(K_n)$, $K_{\text{вз}} = f(K_n)$ и кривых относительной проницаемости, полученных для пород с

разной пористостью. Кривые относительной фазовой проницаемости используются для установления связи $K_{n,отн}$ и $K_{n,отн}^{**}$ с пористостью.

Кривая на палетке с шифром $K_{n,отн} = 0$ отражает изменение ρ_n от K_n для предельно нефтегазонасыщенных пластов, когда $K_n = K_{\text{вз}}$; кривая с шифром $K_{n,отн} = 1$ отражает изменение ρ_n от K_n для водонасыщенных пластов, когда $K_n = 100\%$. Линии с шифрами $K_{n,отн}^*$ и $K_{n,отн}^{**}$ разделяют области, в которых значения координат ρ_n и K_n соответствуют пластам, отдающим при испытании безводные углеводороды, воду с углеводородами и чистую воду.

К сожалению, в процессе геологоразведочных работ на нефть и газ кривые относительной фазой проницаемости на образцах керна получают редко, а если и получают, то только на отдельных образцах, представляющих средние фильтрационно-емкостные характеристики изучаемых пород-коллекторов. В то же время для получения петрофизической основы оценки характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости последние необходимо получить в широком диапазоне изменения ФЕС. Кроме того, практически всегда эти кривые стоятся так, что $K_n^* = K_{\text{вз}}$, т.е. в пределах зоны однофазной фильтрации отсутствует подзона непредельной насыщенности с $K_{\text{вз}} < K_n < K_n^*$. Другими словами ставится под сомнение, например, наличие нефтяных залежей в отложениях неокома и юры в Западной Сибири, где из-за низкой высоты залежей начальная водонасыщенность практически всегда выше $K_{\text{вз}}$; если же $K_n^* = K_{\text{вз}}$, то эти залежи сразу на начальной стадии разработки должны давать притоки нефти (газа) с водой.

В связи с этим в 1982 году была предложена [18], а затем достаточно широко внедрена технология, заключающаяся в использовании для решения описанных задач петрофизической информации, получаемой при капилляриметрических исследованиях. Суть технологии заключается в следующем.

1. Получаемые при петрофизических исследованиях кривые капиллярного давления перестраиваются в кривые относительной фазовой проницаемости по одному из известных соотношений, вычисленных в соответствии с принимаемой моделью породы. Наиболее часто принимается модель Бурдайна, по которой кривые относительной фазовой проницаемости вычисляются как [2]:

- для смачивающей фазы (вода)

$$K_{n,\text{пр.отн}}^* = \left(\frac{K_n - K_{\text{вз}}}{1 - K_{\text{вз}}} \right)^2 \times \frac{\int_0^{K_n} \frac{dK_n}{p_K^2}}{\int_0^1 \frac{dK_n}{p_K^2}};$$

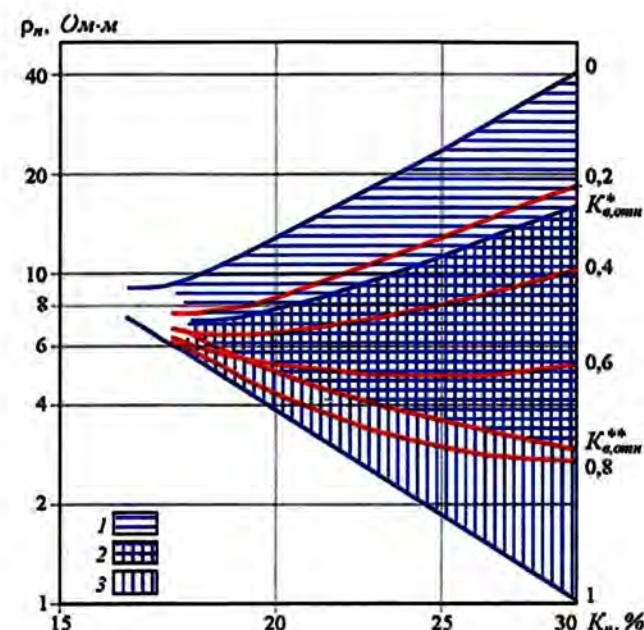


Рис. 4.6. Зависимости ρ_n от K_n для пород-коллекторов с различной степенью водонасыщенности эффективного объема пор $K_{n,отн}$ (шифр кривых).

1 - 3 - области коллекторов, которые при испытании будут отдавать соответственно: безводные углеводороды, воду с углеводородами, чистую воду

• для несмачивающей фазы (нефть)

$$K_{\text{пр.отн}}^n = \left(1 - \frac{K_n - K_{no}}{1 - K_{wo} - K_{no}} \right)^2 \times \frac{\int_0^{K_n} \frac{dK_n}{p_k^2}}{\int_0^{K_{wo}} \frac{dK_n}{p_k^2}},$$

где $K_{\text{пр.отн}}^n$, $K_{\text{пр.отн}}^w$ - относительная фазовая проницаемость для воды и нефти, соответственно; K_n - текущая водонасыщенность; K_{wo} - остаточная водонасыщенность; K_{no} - остаточная нефтенасыщенность; p_k - капиллярное давление.

Пример пересчета кривых капиллярного давления в кривые относительной фазовой проницаемости приведен на рис. 4.7. Авторами работы [18] неоднократно проводилось сопоставление полученных описаным способом кривых относительной фазовой проницаемости с непосредственно измеренными на керне; при одной и той же величине остаточной водонасыщенности K_{wo} сопоставляемые кривые расходятся незначительно.

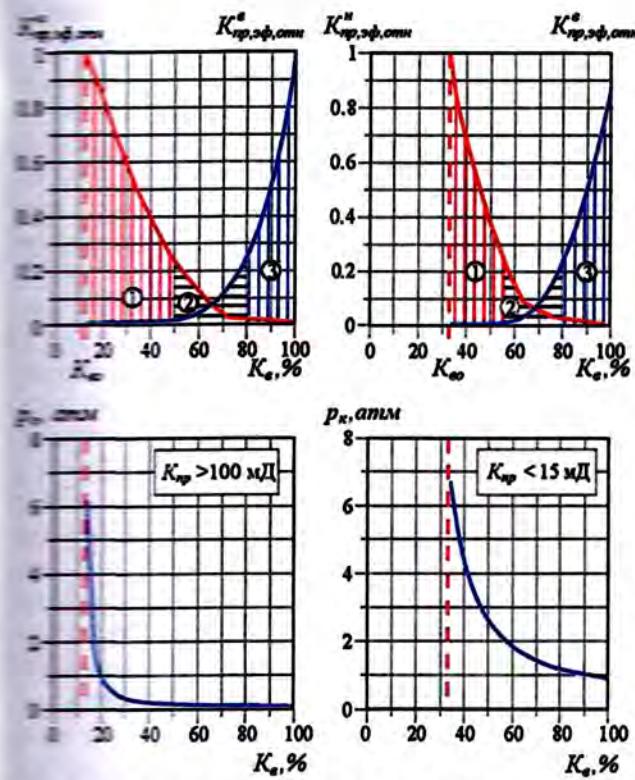


Рис. 4.7. Кривые относительной проницаемости, рассчитанные с использованием формул Бурдайна по осредненным зависимостям $p_k = f(K_n)$ для пород-коллекторов пластов БВ₈ (слева) Самотлорского и викуловской свиты (справа) Лебяжьего месторождений. Области значений K_n , при которых коллектор с данными свойствами будет отдавать: 1 - чистую нефть; 2 - воду с нефтью; 3 - чистую воду

2. При расчете относительных фазовых проницаемостей остаточная водонасыщенность K_{wo} принимается по данным капиллярометрических измерений, коэффициент остаточной нефтенасыщенности K_{no} - как среднее значение из результатов, полученных по данным лабораторных определений, выполненных для изучаемых отложений данного месторождения.

3. Важным элементом методики, опубликованной в 1982 г. [18], является использование для нахождения критических значений водонасыщенности уравнения движения фаз в многофазном потоке, устанавливающего зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей [2]:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{\text{пр.отн}}^n \cdot \mu_n}{K_{\text{пр.отн}}^w \cdot \mu_w}},$$

где f_w - доля воды в продукции; μ_w - вязкость воды в пластовых условиях, СП; μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях, СП.

Вязкость флюидов в пластовых условиях принимается по результатам лабораторных исследований.

4. Подставив в приведенное соотношение величины вязкостей воды и нефти и f_w (принимается, что на уровне ВНК $f_w = 0,98$, а на уровне безводного притока $f_w = 0,01$; указанные величины могут быть изменены), получают величины отношения фазовых проницаемостей по нефти и воде на уровне ВНК и ВНК*. По этим величинам на кривых относительных фазовых проницаемостей находят соответствующие им значения $K_n^{\text{ВНК}}$ и K_n^* .

5. В результате строят сопоставление пористости с остаточной K_{wo} и критическими K_n^* и $K_n^{\text{ВНК}}$ значениями водонасыщенности (рис. 4.8). Оценка харак-

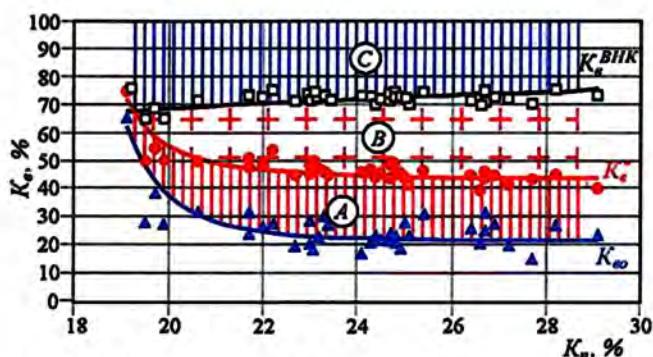


Рис. 4.8. Зависимости остаточной водонасыщенности K_{wo} и критических значений водонасыщенности K_n^* и $K_n^{\text{ВНК}}$ от пористости K_n для пород-коллекторов Ем-Еговского месторождения.

A, B, C - зоны коллекторов, при испытании которых будет получен соответственно безводный приток нефти, совместный приток воды с нефтью, приток чистой воды

тера насыщенности реализуется с использованием полученного сопоставления по результатам оценки по данным ГИС величин пористости и водонасыщенности K_n пластов. При этом явно безводные притоки нефти (или газа) будут получены из коллекторов, для которых $K_{\text{вн}} \leq K_n \leq K^*$. К явно водоносным относят объекты, у которых $K_n \geq K_n^{\text{ВНК}}$. При $K_n^* \leq K_n \leq K_n^{\text{ВНК}}$ возможна двухфазная фильтрация воды с нефтью (или газом).

Рассмотренная методика опробована на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печорской провинции и др. Такой путь оценки характера притока имеет неоспоримое преимущество при интерпретации данных ГИС на ранних стадиях разведки месторождений. Методика достаточно эффективна для изучения терригенных и карбонатных коллекторов порового типа при условии достоверного определения исходных параметров пласта - ρ_n и K_n .

В 1989 г. описанная методика авторами была усовершенствована [19]. В частности, предложено полученную в лаборатории экспериментальным путем зависимость водонасыщенности от капиллярного давления перестраивать в график распределения водонасыщенности по высоте залежи по формуле:

$$h = \frac{10 p_k \delta_{\text{нл}}}{(\sigma_n - \sigma_w) \delta_{\text{нж}}},$$

где h - высота над уровнем с нулевым капиллярным давлением, м; p_k - капиллярное давление при лабораторных условиях, МПа; $\delta_{\text{нл}}$ - поверхностное напряжение на границе раздела "нефть-вода" при пластовых условиях, дн/см или Н/м; $\delta_{\text{нж}}$ - поверхностное напряжение на границе раздела "газ-вода" в лаборатор-

ных условиях, дн/см или Н/м; σ_n - плотность воды при пластовых условиях, г/см³ или кг/м³; σ_w - плотность нефти при пластовых условиях, г/см³ или кг/м³.

Используя данные лабораторных исследований воды и нефти и подставляя их в вышеприведенную формулу, реализуют пересчет кривых капиллярных давлений в кривые $h - K_n$, на основе которых строят nomogrammu $K_n - K_n$ с шифром кривых h (высота расположения над контактом) - рис. 4.9.

Наиболее важным результатом описанного усовершенствования методики является возможность с помощью этой nomogramмы прогнозировать положение ВНК при наличии данных по скважине (скважинам), вскрывшей исследуемую залежь выше ВНК. Прогноз реализуется по результатам оценки величин пористости K_n и водонасыщенности K_n по данным ГИС. Для этого необходимо на nomogrammu нанести точку с координатами K_n и K_n - положение этой точки позволит определить расстояние от исследованного пласта вниз по разрезу до уровня ВНК или ВНК*.

Такая методика позволяет спрогнозировать положение контактов уже на стадии открытия месторождения.

С другой стороны, методика позволяет оценивать величину насыщенности пласта при известных пористости и расстоянии пласта над уровнем ВНК, когда по каким-либо причинам оценка K_n по ГИС невозможна (обычно для пластов малой толщины). Последняя возможность реализации методики будет описана в разделе 6.

Анализ накопленных при применении описанного способа результатов показал [11, 13], что критические значения относительной водонасыщенности для всех классов терригенных коллекторов изменяются в относительно узком диапазоне: $K_{n,\text{отн}}^* = 0,25 - 0,35$ при наиболее вероятном значении 0,3; $K_{n,\text{отн}}^{\text{ВНК}} = 0,8$. С учетом этого было предложено при отсутствии фактических кривых относительной проницаемости использовать для оценки характера насыщенности коллекторов и ожидаемого притока из них следующие критические значения водонасыщенности K_n^* и $K_n^{\text{ВНК}}$, вычисленные через усредненные критические значения относительной водонасыщенности:

$$K_n^* = K_{\text{вн}} + 0,3(1 - K_{\text{вн}}),$$

$$K_n^{\text{ВНК}} = K_{\text{вн}} + 0,8(1 - K_{\text{вн}}).$$

Величину $K_{\text{вн}}$ для каждого пласта оценивают через его пористость по зависимости $K_{\text{вн}} = f(K_n)$, которую обычно получают по данным анализа керна из поисковых и первых разведочных скважин на месторождении. Оценку характера насыщенности пласта осуществляют сопоставлением найденного че-

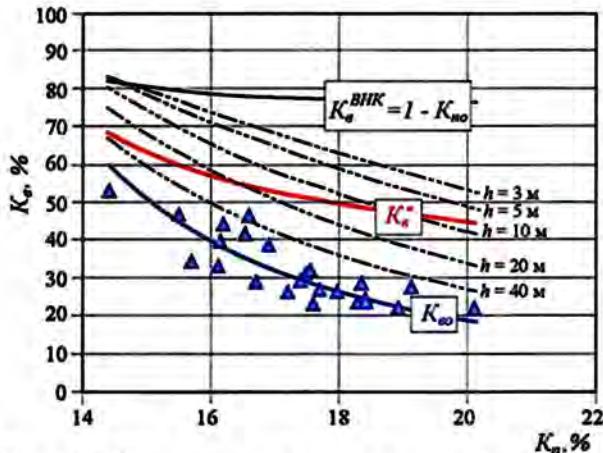


Рис. 4.9. Номограмма для определения коэффициента водонасыщенности пород-коллекторов в зависимости от их коэффициента пористости и высоты расположения над ВНК.

Кияминское месторождение, пласт Ю,

и K_n значения K_n^* с определенными по вышеуказанным формулам значениями K_n^* и K_n^{BHK} .

Критические значения K_n^* и K_n^{BHK} , найденные по критическим относительным проницаемостям, и соответствующие им критические значения P_n^* и ρ_n^* , а также ρ_n^{BHK} и P_n^{BHK} , которые находят с использованием петрофизических зависимостей $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_n)$ при известных ρ_n и K_n , существенно изменяются в зависимости от фильтрационных свойств пород. Например, для терригенных коллекторов I - V классов (по А.А. Ханину) величина K_n^* , являющаяся важнейшей характеристикой продуктивного коллектора, изменяется от 30 до 80% [11]. Чем ниже K_{np} , т.е. чем лучше коллекторские свойства, тем выше значения K_n^* и ниже соответствующие им значения P_n^* и ρ_n^* .

В принципе, кривые относительной фазовой проницаемости при отсутствии прямых измерений на карбонатных пластах могут быть получены не только по формуле Ботмана. Среди прочих отметим две формулы, одна из которых предложена С.Д. Пирсоном [20] для случая фильтрации нефти и воды в гидрофильтрующих породах:

$$K_{ap, optn}^* = K_{n, optn}^{0.5} \cdot \left(\frac{1}{P_n} \right)^{3/2},$$

$$K_{ap, optn}^* = \left(1 - \frac{K_n - K_{so}}{1 - K_{so} - K_{no}} \right)^2,$$

а также Ботманом [20] для случая фильтрации газа в водонасыщенных породах:

$$K_{ap, optn}^* = K_{n, optn}^{3/2} \cdot \left(\frac{1}{P_n} \right)^{3/2},$$

$$K_{ap, optn}^* = (1 - K_{n, optn}) \cdot \left[1 - K_{n, optn}^{0.25} \cdot \left(\frac{1}{P_n} \right)^{0.25} \right]^{0.5}.$$

4.5.3. Оценка характера насыщенности по комплексу ГИС

Рассмотренные выше методики оценки характера насыщенности требуют, помимо количественных показаний УЭС пласта и его промытой зоны, приведения результатов большого количества испытаний продуктивных и водоносных пластов, а также проведения лабораторных исследований керна с целью получения необходимых петрофизических зависимостей и кривых фазовой относительной проницаемости.

Для оперативного выделения в изучаемом разрезе нефтенасыщенных коллекторов можно использовать способы, базирующиеся исключительно

на зарегистрированных показаниях методов ГИС и не требующие знания истинных величин ρ_n , K_n , ρ_n^* , P_n , K_n^* и критических значений тех или иных параметров.

Наибольшее распространение получил, особенно при изучении карбонатных отложений, так называемый способ нормализации [1, 8, 11, 21]. Способ основан на перестроении и изображении кривых, отражающих сопротивление (БК или ИК) и пористость (НК, ГГКП или АК), в едином масштабе сопротивлений или пористости. При нормировании, например, кривых БК и НГК (или АК) по пористости кривую БК перестраивают в логарифмический масштаб НГК (или арифметический масштаб АК), для чего модули (коэффициенты) перестройки выбирают таким образом, чтобы кривые совпадали в опорных водоносных пластах с высокой и низкой пористостью. Кривая НГК (или АК) эквивалентна при этом кривой БК в случае водонасыщенности пород. Перспективные на нефть и газ пласти выделяют по расхождению нормированных кривых (в данном случае по превышению показаний кривой БК над кривой НГК) (рис. 4.10). Этот способ прост, нагляден и не требует специальной

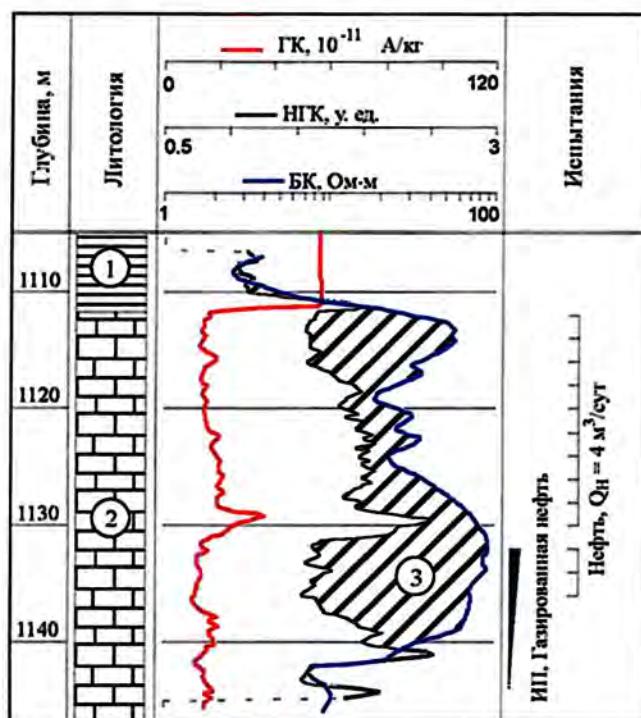


Рис. 4.10. Выделение в карбонатном разрезе продуктивных интервалов по нормированным кривым НГК и БК [11]. (Волго-Уральская НГП, Уратминское месторождение, скв. 705).

1 - глины; 2 - карбонатные породы; 3 - продуктивные коллекторы

обработки диаграмм и сложных расчетов. Он дает возможность быстрого просмотра значительных интервалов исследуемых пород и выделения перспективных участков для дальнейшей детальной интерпретации. Недостаток способа заключается в том, что подобно нефтегазонасыщенным интервалам такими же расхождениями нормированных кривых, отражающих сопротивление и пористость, характеризуются породы другого литологического состава (например, доломиты, глинистые и загипсованные разности среди известняков), а также породы, содержащие твердый битум, и кавернозные породы, обладающие другим структурным коэффициентом m по сравнению с породами, пустоты в которых представлены только межзерновыми порами.

Установить тип углеводородов (нефть или газ), которыми насыщены коллекторы, выделенные по расхождению нормированных кривых, не представляется возможным, что вытекает из физических основ этого способа (нефть и газ в равной степени неэлектропроводны).

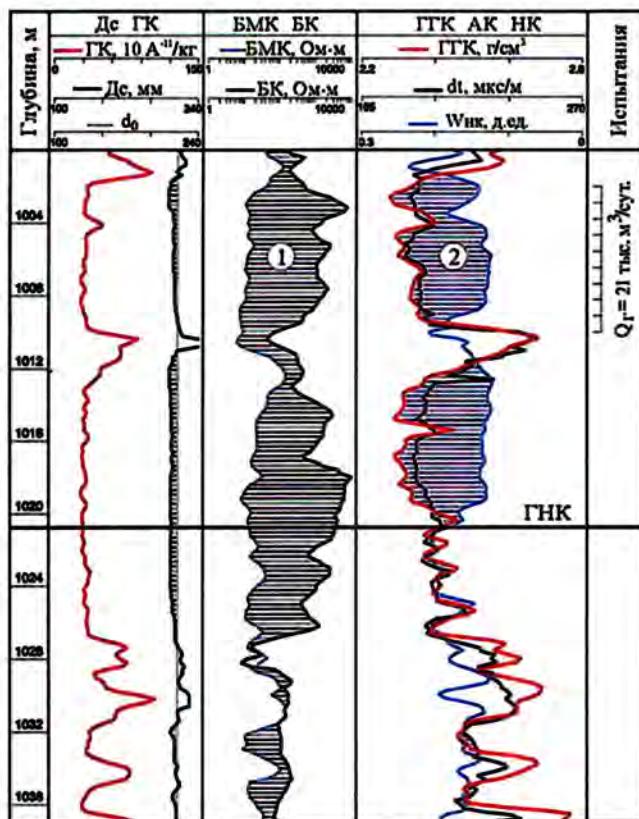


Рис. 4.11. Выделение газонасыщенных интервалов по нормированным кривым НК, АК, ГГКП (Тимано-Печорская НГП, Южно-Киртаельское месторождение). 1 - коллекторы; 2 - газонасыщенные коллекторы (по Драчеву В.Г. и Трухину В.Ю.)

При совместном использовании кривых только методов пористости (НК, ГГКП, АК) в благоприятных случаях (высокая пористость, неглубокие зоны проникновения) возможно выделить газонасыщенные пласты. Для этого надо кривые методов перестроить и изобразить их в едином масштабе одной из кривых, например, кривые водородосодержания W (НК) и объемной плотности σ (ГГКП) про-normalизовать по масштабу кривой интервального времени Δt (АК). Затем нормированные кривые надо сопоставить вместе таким образом, чтобы они совпали в основной части разреза. При этом в газонасыщенных пластах нормированные кривые НК и ГГКП по отношению к кривой АК и по отношению друг к другу разойдутся в противоположные стороны (рис. 4.11). Обусловлено это разным характером влияния газа на показания методов НК и ГГКП. Плотность газа в пластовых условиях меньше плотности нефти и воды, вследствие чего при одинаковых пористости и литологии газонасыщенные интервалы с неглубокими зонами проникновения (менее $2d_c$) будут иметь характеристики по НК более плотных пород (W будет занижено), по ГГКП - более пористых пород (σ будет занижено). На интервальное время Δt (АК) влияние газа в пластовых условиях оказывается, как правило, незначительно.

Общеизвестен способ выделения газонасыщенных пластов по данным повторных измерений НК в обсаженных скважинах в процессе расформирования зоны проникновения (водородосодержание W при этом во времени уменьшается).

В зонах АВПД в ряде случаев удается выделить газонасыщенные коллекторы по материалам АК. При невысоких репрессиях на пласты ПЖ в стволе скважины против газонасыщенных пластов газируется, а содержание газа в зоне проникновения остается высоким. Это явление отмечается ослаблением на один-два порядка амплитуд сигналов АК, увеличением интервального времени Δt и частыми "потерями фаз", т.е. частыми срывами на кривой Δt (для отечественной аппаратуры АК потеря одной фазы ведет к скачкообразному увеличению Δt на 40 мкс/м).

4.4. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПРИКОНТАКТНЫХ ЗОН НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Как уже отмечалось выше, в пределах нефтяных (газовых) залежей выделяются сверху вниз две зоны: зона однофазной фильтрации, из которой в первоначальный период эксплуатации получают безводные притоки нефти (газа), и зона двухфазной фильтрации, из которой получают притоки воды с тем или иным количеством нефти (газа). Границей раздела

зона является контакт ВНК* (ГВК*), а нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом - контакт ВНК (ГВК).

В газонефтяных залежах границей раздела газовой и нефтяной частей залежей является газонефтяной контакт ГНК.

В газовых залежах размеры зон двухфазной фильтрации (толщины по вертикали между ГВК* и ГВК) обычно невелики (составляют несколько метров), поэтому подсчет содержащихся в них запасов газа, как правило, не представляет практического интереса.

Однако в ряде случаев в массивных газовых залежах, например, на Западно-Крестинском, Уренгойском (сеноман), Ямбургском (сеноман) месторождениях и др., толщина зон, для которых $K_g^* < K_e < 100\%$, достигает 20 - 30 м и более [7].

При большой площади массивных газовых залежей, что характерно для Тюменского Севера, и большой толщине таких зон они могут содержать значительное количество газа. Например, на Ямбургском месторождении в сеноманской залежи запасы газа в этой зоне, согласно [4], составляют около 20% от запасов газа выше ГВК*.

При испытании в колонне или в открытом стволе с помощью испытателей пластов на трубах или на каротажном кабеле из таких зон получают приток воды с большим газовым фактором, превышающим предельную растворимость газа в воде при гидравлических условиях пласта [26].

Природа образования подобных зон не изучена. В соответствии с [9], можно предполагать, что они представляют собой газонасыщенные ранее части разреза, из которых газ частично вытеснился водой при подъеме ГВК. Причинами подъема могут быть снижение газонасыщенного объема за счет увеличения пластового давления при погружении залежи либо утечки газа при тектонических колебаниях ложемени и по тектоническим разломам.

Возможности промышленного извлечения газа из таких зон не изучены, поэтому содержащиеся в них запасы газа до сих пор при подсчете запасов не учитывались. Однако в конце 80-х годов азербайджанскими и тюменскими учеными на основании экспериментальных исследований и расчетов было показано, что при разработке залежей возможен перенос этого газа за счет молекулярной и конвективной диффузии в газовую зону [22]. Оценено время передела (примерно 20 - 25 лет, что сопоставимо со временем разработки залежей) и сделано заключение, что этот газ необходимо учитывать при подсчете геологических запасов газа.

В нефтяных залежах толщины зон двухфазной фильтрации, особенно на месторождениях Западной Сибири, могут достигать нескольких десятков

метров [12, 17, 23]. В них могут содержаться значительные запасы нефти. Например, на Мегионском месторождении в пласте БВ₈ извлекаемые запасы ниже ВНК* оценены в 7,5% по отношению к запасам остальной нефтяной части пласта [23]. Таким образом, подсчет запасов нефти следует проводить до нижней границы залежи, т.е. до уровня ВНК, с выделением в них (при необходимости) запасов выше уровня ВНК*.

В скважинах, вскрывших пласты-коллекторы с разным типом насыщающих флюидов, положение контактов между пластовыми флюидами находят, используя те же способы и критерии, что и при оценке характера насыщенности. Они детально описаны в предыдущих разделах.

Установление местоположения ВНК*(ГВК*) и ВНК(ГВК) проводится с использованием критических значений $K_g^*(P_n^*, \rho_n^*)$ и $K_g^{VHK}(P_n^{VHK}, \rho_n^{VHK})$. Положение ГНК определяется по материалам повторных измерений НК или ИННК, выполненных в обсаженных скважинах в ходе расформирования зоны проникновения, а в открытом стволе - по данным методов ГИС, реагирующих при неглубоких зонах проникновения на изменение плотности и вязкости пластовых флюидов (НК, ИННК, ГГКП, АК, ГДК), а также по объему и составу углеводородных газов, отбираемых с помощью ОПК. В редких случаях в однородных коллекторах определение ГНК возможно по величине ρ_n (см. раздел 4.3.1). Кроме того, для целей установления контактов используют данные ГТИ и прямых определений (наблюдений) остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу.

Наиболее надежно положение межфлюидных контактов определяется по результатам анализа градиентов давлений (профилей распределения пластового давления по разрезу), получаемых при испытании пластов приборами на каротажном кабеле многократного действия при достаточном количестве измерений $p_{n,i}$. Наилучшие результаты получают по этому способу при определении газожидкостных контактов (ГНК, ГВК) [25]. Поскольку плотность газа в пластовых условиях значительно отличается от плотности жидких флюидов (нефти и воды), то градиент давления в газонасыщенной части пласта будет минимальным, и положение ГЖК устанавливается по резкому перелому на кривой профиля давлений. Для определения ВНК требуется применение в каротажных испытателях пластов высокочувствительных датчиков давления (типа кварцевых датчиков Хьюлетт-Паккард). Подобными датчиками оснащаются зарубежные испытатели пластов многократного действия (RFT) - см. раздел 4.2.3.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдухаликов Я.Н., Ручкин А.В., Березовский Н.С., Николаев А.Е., 1986, Выделение продуктивных полимиктовых терригенных коллекторов по данным ГИС на этапе поисковых работ на нефть и газ: Разведочная геофизика, отечественный производственный опыт, ЭИ, ВИЭМС, 11.
2. Алликс Д., Басс Д., Уайтинг Р., 1962, Физика нефтяного пласта: М., Гостоптехиздат.
3. Ахияров В.Х., 1981, Методическое руководство по выделению нефтегазонасыщенных пластов по данным каротажа в полимиктовых отложениях мелового возраста Западной Сибири: Тюмень, ротапринт ТГЭ.
4. Ахияров В.Х., Кузнецов В.И., Пих Н.А. и др., 1983, Пол-счет запасов свободного газа в сеноманской залежи Ямбургского месторождения Ямalo-Ненецкого автономного округа Тюменской области по состоянию на 01.02.1983 г.: Отчет, т. I; Тюмень.
5. Бродский П.А., Фионов А.И., Тальнов В.Б., 1974, Опробование пластов приборами на кабеле: М., Недра.
6. Вендельштейн Б.Ю., 1979, Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости: Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах: Труды МИНХ и ГП, 144, 20 - 30.
7. Жувагин В.Г., Зарубин А.А., Яценко Г.Г., 1982, К вопросу об изучении коллекторов с остаточным (зашемленным) газом: Пути повышения эффективности геофизических исследований скважин в Красноярском крае. (Тезисы докладов красной конференции 14 - 16 декабря 1982 г.): Красноярск. Красноярскгеология, 16 - 17.
8. Залиев Н.З., 1976, Интерпретация геофизических материалов путем функционального преобразования диаграмм и интерпретации в информационные петрофизические системы: Припятская впадина. Геофизические исследования скважин: Минск, ОНТИ БелНИГРИ, 22 - 37.
9. Зерчанинов И.К., 1981, Вторичные процессы преобразования залежей нефти и отражение их на распределение нефти в коллекторах: Геология нефти и газа, 1, 27 - 34.
10. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин (справочник). 1988, под ред. Добринина В.М.: М., Недра.
11. Козыр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г., 1983, Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях: М., Недра.
12. Конюхов В.И., Литвиков В.И., Сапин В.П., 1967, Установление водо-нефтяного контакта основных залежей на нефтяных месторождениях Среднего Приобья: Геология нефти и газа, 10, 41 - 47.
13. Кропотков О.Н., Ручкин А.В., Яценко Г.Г., Козыр В.Ф., 1983, Методика оценки характера насыщенности пластов и прогнозирования состава притока по данным каротажа: Геология нефти и газа, 2, 33 - 38.
14. Лукьянов Э.Е., 1979, Исследования скважин в процессе бурения: М., Недра.
15. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В., 1997, Геолого-технологические исследования в процессе бурения: М., Нефть и газ.
16. Методические рекомендации по использованию материалов ГИС, данных анализа керна и результатов испытаний для подсчета запасов газа и нефти в продуктивных отложениях ачимовской толщи УГКМ, 1998, под ред. Венделштейна Б.Ю.: М., РГУНГ, Газпром.
17. Микаэлян Ш.С., Мосунов Ю.А., 1970, О переходной зоне и ВНК нефтяных месторождений Среднего Приобья: Труды Гипротюменнефтегаза, 16, 41 - 46.
18. Петерсилье В.И., Белов Ю.Я., Веселов М.Ф., Горбулова С.П., 1982, К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления. - Совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений: М., ВНИГНИ, 242, 63 - 70.
19. Петерсилье В.И., Белов Ю.Я., Рабиц Э.Г., 1989, Методика получения опорной петрофизической информации по результатам исследований керна: Поиск и разведка месторождений нефти и газа: М., ВНИГНИ.
20. Пирсон С.Д., 1966, Справочник по интерпретации данных каротажа: М., Недра.
21. Рекомендации по методике геофизических исследований скважин и геологической интерпретации материалов для нефтегазоносных районов Восточной Сибири, 1984: Калинин, ВНИГИК, .
22. Садыхзаде Э.С., Разамат М.С., Рогозинский Г.И., Головцов А.Н., 1989, Переток газа, окклюдиированного в водоносном слое, в газовую зону за счет диффузионных процессов: Фазовые переходы углеводородных систем в пласте и скважине: Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 75 - 78.
23. Сапин В.П., Чикишев Ю.А., Ковальчук Ю.А., Евко Н.Д., 1975, О необходимости учета запасов нефти в переходной зоне как объекте возможной эксплуатации: Геология нефти и газа, 1, 39 - 43.
24. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ (Методическое руководство), 2000, под ред. Эпова М.И., Антонова Ю.Н.: Новосибирск, НИЦ ОИГГМ СО РАН, СО РАН..
25. Фионов А.И., Бубеев А.В., Бродский П.А., Яценко Г.Г. и др., 1982, Возможности опробователей пластов на кабеле для определения газожидкостных контактов в бурящихся скважинах: Геология нефти и газа, 6, 28 - 33.
26. Яценко Г.Г., Ручкин А.В., Жувагин В.Г., Зарубин А.А., 1986, Изучение слабогазонасыщенных коллекторов геофизическими методами: Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа: М., Недра, 51 - 56.

5.1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Пористость пород характеризуется коэффициентом пористости K_n , который численно равен отношению объема пор к общему объему породы и выражается в долях единицы или в процентах.

Различают пористость *общую* (полную), предложенную всеми пустотами, *открытую*, образованную открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор, и *закрытую*, образованную изолированными пустотами, не сообщающимися друг с другом и с открытой системой открытых пор.

В лабораторных условиях на образцах пород ведут измерения общей пористости определяют пикнометрическим методом с парафинированием поверхности образцов (метод Мельчера) [23, 49] или методом гидростатического взвешивания [34]. Величину открытой пористости получают методом насыщения жидкостью (метод Преображенского) [23, 49] или гравиметрический метод.

На практике иногда наблюдается превышение (до 1,5–4% и более) величины общей пористости над открытой, вследствие чего укоренилось мнение о нахождении закрытой пористости не только в карбонатных и гидрохимических отложениях, но и в терригенных породах с гранулярной (межзерновой) пористостью. На самом же деле причины этого заключаются в абсолютном большинстве случаев в погрешности лабораторных определений, причем при использовании метода жидкостенасыщения может зафиксироваться K_n за счет недонасыщения образцов, а при использовании метода Мельчера может завышаться K_n в результате неучета при парафинировании обширного изменения плотности парафина в тонких слоях, покрывающих поверхность образцов.

Было установлено [34], что различие между открытой и полной пористостью может иметь разный знак и находится в пределах погрешности измерений. Более также исследование, выполненные для различных карбонатных и терригенных отложений разных районов, позволили [24, 35] сделать

вывод о практическом отсутствии закрытых пор в породах с гранулярной (межзерновой) пористостью. Закрытые поры редко встречаются в плотных кристаллических известняках и доломитах, метаморфизованных песчаниках с регенерационным силикатным цементом, гидрохимических, карбонатно-гидрохимических, вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах; обычно эти породы к коллекторам нефти и газа не относятся.

Пустоты по их форме различают трех видов: межзерновые поры, трещины и каверны. Доля объема породы, соответствующие этим видам пустот, составляют коэффициенты межзерновой ($K_{n,m}$), трещинной ($K_{n,m}$) и каверновой ($K_{n,k}$) пористости (емкости). При наличии в породе пустот всех трех видов $K_n = K_{n,m} + K_{n,m} + K_{n,k}$.

Межзерновые поры типичны для терригенных и части карбонатных коллекторов. Трещинные пустоты характерны для карбонатных коллекторов, а также для терригенных, подвергшихся значительному метаморфизму, причем вероятность появления трещиноватости в терригенных отложениях возрастает с глубиной. Присутствие каверн и крупных пустот выщелачивания типично для большинства карбонатных коллекторов.

Независимо от формы различают поры эффективные и неэффективные. Эффективные открытые поры способны наряду с остаточной водой содержать углеводороды, неэффективные поры практически целиком заполнены остаточной водой. Закрытая пористость всегда неэффективна. Наличие в породе эффективной пористости отличает породы-коллекторы от неколлекторов. Доля объема породы, представленная эффективными открытymi порами, характеризуется коэффициентом эффективной пористости $K_{n,\text{eff}} = K_n \cdot (1 - K_{\text{no}})$, где K_{no} - коэффициент неснижаемой (остаточной) водонасыщенности.

В нефтенасыщенном коллекторе часть эффективной пористости представляет динамическую пористость $K_{n,d} = K_n \cdot (1 - K_{\text{no}} - K_{\text{no}})$, где K_{no} - коэффициент остаточной нефтенасыщенности. Величина $K_{n,d}$ не является постоянной характеристикой коллектора.

поскольку K_{no} зависит от условий его определения (состава и физико-химических свойств нефти и вытесняющих флюидов, градиента давления, при котором происходит вытеснение, и др.).

Различная реакция отдельных видов ГИС на разные типы пустот служит физической основой определения их относительного содержания в породе. Обоснование определений проводят результатами анализов образцов керна, которые рассматривают также в качестве самостоятельного источника информации о пористости пород.

Перед использованием материалов ГИС для определения K_n и других подсчетных параметров необходимо в обязательном порядке проверить их качество, поскольку от него во многом зависит достоверность определяемых параметров.

Качество материалов АК, НК, ГГКП проверяют независимо от выполненных калибровок аппаратуры по пластам с известными значениями Δt , W , σ . Ими служат плотные пласти (известняки, ангидриты, каменная соль), размытые глины, любые другие пласти с известными свойствами.

Допустимые отклонения против таких пластов значений Δt равны ± 5 мкс/м, σ - $\pm 0,035$ г/см³. Данные всех видов НК необходимо привести к стандартным условиям измерений, для которых построены основные зависимости (палетки) НК. Стандартные условия следующие:

- порода состоит из чистого кальцита плотностью 2,71 г/см³;
- поры породы заполнены пресной водой плотностью 1,0 г/см³; температура воды 20 °C, давление 0,1 МПа;
- скважина имеет номинальный диаметр в диапазоне 150 - 300 мм, заполнена пресной водой, минерализация которой меньше 0,5 г/л, глинистая корка отсутствует;
- прибор прижат к стенке скважины.

Приведение показаний осуществляют по зависимостям и nomogrammам, индивидуальным для каждого типа прибора.

Контроль качества материалов электрического и электромагнитного каротажа выполняют по результатам параллельного определения ρ_n по данным отдельных методов и определения ρ_n по данным комплекса методов.

Основные рекомендации по технологии определения K_n по материалам ГИС сводятся к следующему.

Межзерновые неглинистые коллекторы. Для исключения грубых промахов, вызванных влиянием неустановленных факторов (минерального состава пород, типа и свойств цементирующих веществ), определение K_n рекомендуется выполнять по данным трех (АК, НК, ГГКП) либо двух методов.

В терригенном разрезе следует применять пары методов ГГКП-АК либо ГГКП-НК (но не НГК). Применение первой пары целесообразно при оценке крепко сцепленных коллекторов, залегающих на глубинах более 1000 м. Ее преимущества: независимость результатов определения K_n от небольших примесей глин ($K_{n,1} < 10 - 13\%$) и типа пластовых флюидов (если $K_n < 20\%$). Применение второй пары предпочтительно при определении пористости рыхлых, неуплотненных коллекторов; для газонасыщенных высокопористых коллекторов найденные значения K_n необходимо исправлять за влияние газа.

В карбонатных разрезах для определения K_n следует применять данные АК-НК (в том числе НГК). Одновременно находят состав основных породообразующих минералов - известняк, доломит, ангидрит, кварц. Результаты определения K_n свободны от неправильной оценки минералов (ангидрит - доломит, известняк - доломит), участвующих в определении, и при малых и средних значениях K_n не зависят от типа порозаполнителя (вода, нефть, газ).

Как исключение, K_n можно определять также по данным ЭК и ЭМК (в том числе для межзерновых глинистых коллекторов). Вычисленные по данным этих методов значения $K_{n,ek}$ отождествляют с открытой пористостью, хотя в действительности $K_{n,ek}$ отличается от открытой пористости объемом тупиковых пор, не участвующих в электропроводности. Значения K_n и $K_{n,ek}$ тем ближе, чем проще структура порового пространства пород и более полно учтены текстура и термобарические условия залегания пород при установлении петрофизической связи между ρ_n и K_n . Применение на этапе подсчета запасов зависимостей, установленных на образцах пород из исследуемых отложений, позволяет учесть в неявном виде отличие между K_n и $K_{n,ek}$.

Абсолютная погрешность единичного определения K_n составляет $\pm(2 - 2.5)\%$ при использовании данных АК, НК, ГГКП и $\pm(4 - 5)\%$, если применены данные ЭК и ЭМК. При определении средних значений погрешность уменьшается в \sqrt{n} раз, где n - количество единичных определений.

Межзерновые глинистые коллекторы. Определение K_n в терригенных разрезах рекомендуется проводить с учетом глинистости по данным отдельно взятых ГГКП и АК, отдавая предпочтение первому методу и контролируя результаты с помощью второго. В карбонатных разрезах определение K_n ведут с учетом глинистости по отдельно взятым данным АК и НК, затем по комплексу исправленных (за глинистость) значений пористости находят истинное значение K_n с учетом литологического состава пород.

Коэффициенты объемной глинистости необходимо определять по данным ГК и ПС согласно установленным для данного месторождения петрофизическим зависимостям.

Глинистые породы теряют коллекторские свойства, если значение относительной глинистости η определенное как $\eta = K_{\text{гл}} / (K_{\text{гл}} + K_n)$, где $K_{\text{гл}}$ - коэффициент объемной глинистости) равно или больше 0,6 для терригенных пород и 0,3 - для карбонатных. Следовательно, нецелесообразно определять глинистых пород, если $K_{\text{гл}}$ превышает 20% для терригенных пород и 7 - 10% - для карбонатных.

Как исключение, допускается определение $K_{\text{гл}}$ для межзерновых глинистых коллекторов по данным ПС.

Более сложные коллекторы со сложной структурой порового пространства и (или) сложным минеральным составом скелета. Определение общей и оценку каверновой и трещинной пористости необходимо выполнять по комплексу данных НК, ГГКП, АК и ЭК (ЭМК). Предпосылками определения служат слабое влияние каверновой и трещинной (вследствие ее малости) пористости на показания АК и аномальное выраженное влияние трещинной пористости на данные ЭК (ЭМК).

Общую пористость находят с учетом минерального состава пород по материалам комплекса НК (в том числе НГК) и ГГКП, на которые структура порового пространства не оказывает влияния. По АК с учетом установленного состава пород определяют значение межзерновой пористости, а также некоторую долю каверновой пористости. Эта доля в зависимости от величины и густоты расположения каверн изменяется от 1/2 для мелких и редко расположенных каверн до нуля в случае крупных и редко расположенных каверн.

Определение трещинной пористости возможно по ЭК (ЭМК) при бурении скважин на минеральный ПЖ или по методике двух ПЖ разного расположения. Из-за влияния многих факторов точность оценки может значительно превысить установленное значение.

В общем случае значения общей и каверновой пористости узко определяют по материалам НК, определение трещинной пористости носят специальный характер, впрочем, как и по результатам изучения керна.

Факторы эффективной и динамической пористости могут быть установлены по материалам комплексного ЯМК в сильных искусственных коллекторах. Из-за малых объемов внедрения $K_{\text{дл}}$ и $K_{\text{дн}}$ чаще находят по результатам анализа изучения керна, используя формулы, приведенные в данном подразделе.

5.2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ

Петрофизической основой определения коэффициентов пористости по материалам ГИС служат корреляционные парные или многомерные зависимости типа "керн-ГИС" и "керн-керн" между K_n и различными геофизическими характеристиками: P_n , P_o , Δt , W , σ , ΔJ_{nn} , ΔJ_{np} , ΔJ_p , α_{nc} и др. Их устанавливают для выделенных в изучаемом объекте литотипов пород с тем, чтобы максимально учесть состав веществ, образующих минеральный скелет породы, тип и распределение глинистых частиц, тип и объемы цементов, влияние межзерновой, каверновой и трещинной емкости и порозаполняющих флюидов - воды, нефти и газа. Для решения классификационных задач (выделения литотипов) широко используются данные литологического описания шлама и керна, которое обычно проводится при ГТИ.

Для определения пористости предпочтительно использование петрофизических связей типа "керн-ГИС". При их отсутствии используются связи типа "керн-керн". Широко используются также различные интерпретационные модели (уравнения), константы которых (минералогическая плотность, интервальное время скелета, содержание химически связанный воды в глинах и др.) должны быть основаны по результатам исследования керна.

5.2.1. Петрофизические связи типа "керн-керн"

Петрофизические связи "керн-керн" должны быть получены на представительной для данного месторождения (горизонта, залежи) коллекции образцов в условиях, максимально приближенных или, по крайней мере, не противоречащих условиям изменения используемой геофизической характеристики. Методические принципы нахождения основных связей сводятся к следующему: а) объем выборки должен обеспечить представительность образцов во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных характеристик; б) подготовка образцов должна обеспечить сохранение коллекторских и физических свойств пород, в том числе при измерении электрических характеристик, когда должно наблюдаться равенство поверхностных свойств пород, имеющих место в пластовых условиях, свойствам керна в лабораторных условиях; в) в качестве насыщающей жидкости должна использоваться пластовая вода или ее модель, обычно представляющая собой водный раствор хлористого натрия с концентрацией, устанавливаемой по результатам химического анализа пластовых вод; г) исследования образцов глинистых, разрушающих и разрушающихся пород должны быть выполнены при насыщении

ии образцов водным раствором хлористого кальция, смеси хлористого натрия и хлористого кальция или керосином; д) при построении связей между P_n и K_n . Δt и K_n измерения должны выполняться в термобарических условиях, имитирующих пластовые.

Количество образцов, необходимых для построения связей "керн-керн", зависит от большого количества факторов и до выполнения исследований априорно сколько-нибудь надежно не определяется. Правильный характер зависимостей устанавливается при количестве образцов, большем 30; надежные петрофизические связи получаются, если количество использованных образцов превышает 100.

Для сокращения объемов исследований выбор образцов для представительной коллекции, удовлетворяющей перечисленным условиям, осуществляют после предварительного сопоставления значений K_n и K_{np} , выполненных при массовом определении этих параметров для исследуемого объекта (залежи, продуктивного горизонта, пласта и др.). Затем отбирают образцы таким образом, чтобы они равномерно представляли весь диапазон изменения величин K_n и K_{np} в области наиболее тесной связи между этими параметрами.

5.2.2. Пetroфизические связи типа "керн-ГИС"

Петрофизические связи типа "керн-ГИС" получают по результатам анализов керна и интерпретации данных ГИС в базовых скважинах или пластопересечениях. В качестве таких пластопересечений рекомендуются пластины, отвечающие следующим требованиям: а) толщина - не менее 1.5 м (для обеспечения надежности оценки любой геофизической характеристики, используемой для построения связи); б) вынос керна из исследуемых пластов (интервалов, долблений) - не менее 80%; в) плотность анализов - не менее 3 - 5 на 1 м вынесенного керна. Значения K_n , используемые для получения связи, следует определять в условиях, аналогичных пластовым, или приводить к ним, если измерения выполнены при атмосферных условиях.

При выполнении перечисленных требований достоверность петрофизических связей "керн-ГИС" определяется исключительно надежностью привязки керна к разрезу. Наиболее надежными являются способы формализованной привязки керна к разрезу, реализуемые сопоставлением результатов измерения какой-либо физической характеристики на образцах керна ("каротаж по керну") с кривыми однотипного вида ГИС. В качестве такой характеристики выбирают наиболее дифференцированный в данном интервале параметр - интервальное время (Δt), естественную гамма-активность пород и др.

Другой способ привязки керна базируется на сопоставлении кривых ГИС с литологическим макроописанием и результатами измерений фильтрационно-емкостных свойств образцов. Он эффективен при больших интервалах отбора и достаточно высоком выносе керна и массовых определениях коллекторских свойств.

Исходя из практики работ на месторождениях, приуроченных к терригенному и карбонатному разрезам, и с учетом опубликованных работ рекомендуется следующая последовательность операций при привязке керна к кривым ГИС: а) на планшете с полным комплексом ГИС наносят границы интервалов долблений и результаты макроописания в принятых условных обозначениях; при выносе керна менее 100% его первоначально привязывают к кровле долбления; б) устанавливают положение реперных пластов, четко выделяемых по кривым ГИС и макроописанию керна, разбивают разрез на пластины, однородные по ГИС и литологическому макроописанию; в) корреляцией результатов макроописания и кривых ГИС определяют общий "сдвиг" керна по глубине; г) с учетом общего "сдвига" коррелируют описание керна с кривыми ГИС в пределах отдельных долблений, если вынос керна в них составил менее 100%; д) в масштабе глубин ГИС строят кернограммы определений K_n , K_{np} , K_{eo} и других свойств и с их помощью уточняют привязку результатов анализов к выделенным пластам; е) для каждого выделенного пласта, охарактеризованного керном, определяют перечень привязанных к нему образцов; вычисляют средние значения коллекторских параметров.

5.2.3. Определение пористости образцов кавернозных и слабосцементированных пород

Определение пористости образцов кавернозных и слабосцементированных пород представляет наибольшие затруднения при получении петрофизических связей "керн-керн" и "керн-ГИС".

При наличии в разрезе кавернозных пород керн следует отбирать максимально возможного большого диаметра и исследования проводить на полномасштабных образцах большого размера. При определении пористости на стандартных образцах малого размера (30 × 30 мм) обычно получают заниженные значения K_n , причем занижения могут быть весьма значительными (рис. 5.1).

Для определения K_n кавернозных пород, представленных в абсолютном большинстве случаев известняками и доломитами, рекомендуются методики, позволяющие раздельно определять открытую пористость с учетом и без учета внешних каверн [36]. В обоих случаях образцы насыщаются жидкостью

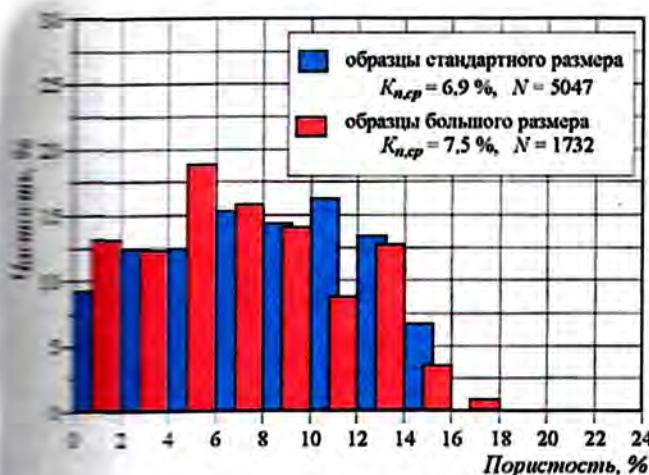


Рис. 5.1. Распределение пористости по образцам керна стандартного и большого размера. Оренбургское месторождение

в объеме внешних каверн, сообщающихся с поверхностью образцов, определяется их обмером и простатическим взвешиванием [36] либо заполнением внешних каверн смесью песка с kleem [40]. Обмер и взвешивание образцов более предпочтительны в связи с их простотой. Второй способ требует выполнения дополнительных операций и не имеет практических преимуществ по сравнению со способом обмера. В обеих методиках учитывается объем внешних каверн. Объем внутренних каверн, полностью заключенных в матрице породы, включается в составе межзерновой пористости.

Разработанные ранее способы учета внешних каверн - насыщение жидкостью образцов с изолированными (заклеенными) внешними кавернами [26] и насыщение образцов паффином [46] - в настоящее время применяются редко и для широкого использования не рекомендуются.

Значительные трудности представляет определение K_n слабосцементированных и несцементированных пород. В случае слабосцементированных пород прямое определение K_n на небольших образцах (кернах) керна возможно при соблюдении повышенной осторожности при обращении с образцами, поверхность которых необходимо закрепить. Для несцементированной породы возможна приближенная оценка K_n , связанная с моделированием уплотнения [13].

Наиболее приемлемой для слабосцементированных и несцементированных пород является низкотемпературная технология, связанная с предварительным замораживанием керна в жидким азоте. В нашей стране она разработана в 90-х годах в НПЦ "Гидрофизика" [45] и с тех пор широко применяется для исследования неконсолидированного керна.

5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРТОЖА

Удельные электрические сопротивления продуктивных (ρ_n) и водоносных (ρ_{an}) пластов, не затронутых проникновением, и удельные электрические сопротивления их промытой зоны (ρ_{nz}) и зоны проникновения (ρ_{zn}), определяемые по данным ЭК и ЭМК, могут быть использованы для определения пористости межзерновых (гранулярных) коллекторов, а также для оценки емкости трещинных и трещинно-каверновых коллекторов.

5.3.1. Определение пористости межзерновых коллекторов

Физической основой применения методов сопротивления для определения K_n межзерновых коллекторов является зависимость относительного сопротивления (параметра пористости P_n) породы, насыщенной электропроводящим флюидом, от K_n и структуры порового пространства.

Для чистых неглинистых межзерновых коллекторов зависимость P_n от K_n описывается эмпирическим выражением $P_n = a/K_n^m$, где m - структурный показатель, определяющий влияние на P_n степени консолидации породы и структуры ее порового пространства, a - эмпирическая величина, численное значение которой изменяется от 0,4 до 1,4. С усложнением структуры порового пространства величина показателя m растет. Для реальных пород значение m обычно изменяется в пределах от 1,4 до 2,4. Зависимости $P_n = f(K_n)$ типа "керн-керн" устанавливаются на основе статистического анализа результатов лабораторных измерений на репрезентативной выборке образцов керна с соблюдением требований, изложенных выше в подразделе 5.2.1. Параметр пористости P_n неглинистой (чистой) породы не зависит от минерализации жидкости в порах.

В глинистых породах с глинистым материалом, равномерно распределенным в породе (рассеянная глинистость), величина P_n не остается постоянной при изменении минерализации насыщающей жидкости. Поэтому в глинистых породах вместо P_n находят его фиктивное значение $P_{n,\phi} = P_n \Pi$, где Π - коэффициент, учитывающий поверхностную проводимость породы. Всегда $\Pi \leq 1$. Для чистых пород $\Pi = 1$, для глинистых $\Pi < 1$, причем отличие Π от единицы тем больше, чем выше глинистость породы, активность глинистого материала и величина УЭС насыщающей жидкости. Соответствующие зависимости для определения Π устанавливаются в результате лабораторных экспериментов на керне.

Многие экспериментальные зависимости приведены в [8, 11, 12, 29].

Учет поверхностной проводимости необходим, если минерализация насыщающей пласт жидкости ниже минерализации воды, которой насыщали образцы керна при установлении зависимости $P_n = f(K_n)$ для изучаемого объекта.

Известны следующие способы определения K_n межзерновых коллекторов по относительному сопротивлению P_n (или $P_{n,\phi}$).

Для водонасыщенных коллекторов в контурной части нефтяной или газовой залежи P_n ($P_{n,\phi}$) рассчитывают по данным:

- ρ_m водонапорного пласта и ρ_s пластовой воды;
- ρ_m промытой зоны и ρ_ϕ фильтрата промывочной жидкости (ПЖ);
- ρ_m зоны проникновения и $\rho_{\phi s}$ смеси фильтрата ПЖ и пластовой воды.

Для продуктивных коллекторов P_n ($P_{n,\phi}$) находят по ρ_m и ρ_ϕ либо по ρ_m и $\rho_{\phi s}$. Известен также способ определения K_n продуктивных пластов по относительному сопротивлению $P_n = \rho_n / \rho_s$ с использованием установленных на основании керновых анализов статистических зависимостей P_n от пористости [27].

Следует сразу же отметить, что значения K_n , установленные для водоносных коллекторов за контуром нефтегазоносности, имеют ориентировочные значения при подсчете запасов нефти и газа. Их используют в тех случаях, когда геолого-геофизическая информация о пористости коллекторов в пределах залежи недостаточная. В то же время эти значения важны при проектировании разработки нефтяных месторождений для характеристики коллекторов в зоне заложения нагнетательных скважин. Важны они также при сооружении ПХГ для характеристики природного резервуара, предназначенного для закачки газа.

Способы определения K_n продуктивных коллекторов по ρ_m и ρ_ϕ либо по ρ_m и $\rho_{\phi s}$, широко распространенные в 50 - 60-х годах, постепенно выходят из практики подсчета запасов и в настоящее время применяются очень редко при пересчетах запасов по старым разрабатываемым месторождениям. Причинами этого являются трудности учета влияния на ρ_m и ρ_m невытесненных пластовых флюидов и на ρ_ϕ и $\rho_{\phi s}$ различных добавок в ПЖ, а также широкое применение специально предназначанных для определения пористости методов ГИС (АК, ГГКП, НК), обладающих более высокой точностью определения K_n по сравнению с ЭК и ЭМК. Это же относится и к способу определения K_n через P_n , который на практике применялся крайне редко для определения K_n газоносных отложений сепомана месторождений Севера Западной Сибири, где эффективность применения методов пористости резко снижается из-за сильного влияния газа на показания методов.

Погрешности вычислений K_n по относительному сопротивлению определяются погрешностями нахождения величин, по которым рассчитывается P_n (или $P_{n,\phi}$), и теснотой петрофизических зависимостей $P_n = f(K_n)$. Относительная погрешность определений K_n по P_n составляет примерно $\pm 30\%$ для чистых водонасыщенных коллекторов, в которых глинистость изменяет значения ρ_m , ρ_s и ρ_m не более чем на 10%. В глинистых и нефтегазонасыщенных коллекторах погрешность оценки K_n увеличивается.

Используемые при расчетах относительного сопротивления (параметра пористости) значения удельных электрических сопротивлений ρ_n (или ρ_m) и ρ_m находят по данным комплекса БКЗ-БК-ИК, ВИКИЗ, ИКЗ. Уверенно названные электрические параметры определяются при толщине пластов $h \geq 1,6$ м. При определении ρ_m в контурной части нефтяных залежей нельзя забывать, что коллектор ниже ВНК может содержать остаточную нефть, что приводит к завышению истинного значения ρ_m и, соответственно, к занижению истинной величины K_n .

Значения ρ_m находят по данным БМК в случае, если $D > 3d_c$. При глубине зоны проникновения менее $3d_c$ определение ρ_m по БМК невозможно. При глубоком ($D > 6d_c$) проникновении ρ_m можно оценить также по показаниям малых зондов БКЗ или ВИКИЗ.

Определение электрических параметров пластов проводят с использованием соответствующих методических указаний (руководств, инструкций, рекомендаций), разработанных для конкретных методов, типов аппаратуры и применяемых зондов [5, 6, 17, 19, 44, 50].

Способы определения удельных электрических сопротивлений ρ_n , ρ_ϕ и $\rho_{\phi s}$ также используемых при расчетах параметра пористости, общезвестны. Они детально описаны в многочисленных отечественных и зарубежных изданиях [8, 11, 12, 15, 16, 25, 29, 38] и поэтому здесь не рассматриваются.

Ниже изложены способы нахождения K_n по значениям параметра пористости, рассчитываемым по данным электрических характеристик пластов и удельных сопротивлений насыщающих их электропроводящих флюидов.

Определение K_n водонасыщенных коллекторов по значениям ρ_m и ρ_s . Возможно при неглубоком проникновении фильтрата ПЖ, что позволяет найти ρ_m с достаточной точностью. Используя найденные значения ρ_m и ρ_s , рассчитывают величину параметра пористости $P_n = \rho_m / \rho_s$. Определив P_n по соответствую-

петрофизической зависимости $P_n = f(K_n)$ на K_n . Необходимо обращать внимание на то, чтобы используемая зависимость $P_n = f(K_n)$ была получена с учетом термобарических условий, аналогичных пластовым, и минерализация жидкости, которой насыщали образцы керна, соответствовала минерализации пластовой воды. Если же зависимость построена при насыщении образцов водой вязкой минерализации, а пластовая вода имеет вязкую (более низкую) минерализацию, то при использовании этой зависимости для глинистых коллекторов параметр пористости надо рассчитывать с учетом поправки Π за поверхностную проводимость, вместо P_n находить $P_{n,\phi} = P_n \Pi = (\rho_m / \rho_\phi) P_n$.

Определение K_n водонасыщенных коллекторов по ρ_m и ρ_ϕ . Возможно при глубокой зоне исследования, когда размеры сформированной промывочной зоны достаточны для определения ρ_m по БМК, глубинность исследования которого составляет 8 - 10 см [17]. Для нахождения K_n можно использовать зависимость $P_n = f(K_n)$, полученную при насыщении образцов керна водой, минерализация которой соответствует минерализации пластовой воды в неизмененной части коллектора. В случае параметр пористости $P_n = \rho_m / \rho_\phi$ рассчитывают для чистых коллекторов без учета и для глинистых коллекторов с учетом поверхностной проводимости (Π), поскольку обычно $\rho_\phi > \rho_n$. Поправку Π для глинистых коллекторов не вводят, используется зависимость $P_n = f(K_n)$, полученная в лаборатории при насыщении образцов керна изучаемого объекта водой, минерализация которой соответствует минерализации фильтрата.

Определение K_n водонасыщенных коллекторов по ρ_m и ρ_{nf} . Этот способ аналогичен предыдущему с той лишь разницей, что вместо ρ_m и ρ_ϕ в расчетах параметра пористости используют

Определение K_n продуктивных коллекторов по ρ_m и ρ_ϕ . Этим способом определяют K_n продуктивных межзерновых коллекторов с проницаемостью более 100 - 200 мД [12]. Способ определения тот же, что и для водонасыщенных коллекторов, однако есть и особенности, связанные с учетом остаточной нефте(газо)насыщенности в промывной зоне коллектора.

Параметр пористости, приведенный к условиям минерализации воды в неизмененной части коллектора, рассчитывают по формуле $P_n = \rho_m / (\rho_\phi P_{no} \Pi)$. P_{no} - параметр насыщенности промывной зоны, Π - параметр поверхностной проводимости. Величину P_{no} при наличии в изучаемом интервале различных продуктивных и водоносных пластов, можно рассчитать по формуле $P_{no} = \rho_{nz,n} / \rho_{nz,e}$ где $\rho_{nz,n}$ и

$\rho_{nz,e}$ - удельные электрические сопротивления промывной зоны продуктивного и водоносного коллектора с близкими значениями K_n . Однако такие случаи бывают сравнительно редко (в основном, это пласто-пересечения с наличием ВНК), поэтому обычно величину P_{no} находят по известному K_{no} (коэффициенту остаточной, т.е. неснижаемой нефте(газо)насыщенности) с использованием экспериментальной зависимости $P_n = f(K_n)$ для изучаемого типа коллектора. Для большей части коллекторов K_{no} составляет 20 - 30%, чему соответствуют значения P_{no} , примерно равные 1,6 - 2.

Определение K_n проводят по найденному значению P_n с использованием петрофизической зависимости $P_n = f(K_n)$, полученной при насыщении образцов керна пластовой водой. Поправку Π при расчетах P_n не вводят, если используемая зависимость $P_n = f(K_n)$ получена при насыщении образцов раствором, имитирующим фильтрат ПЖ.

Следует отметить, что в ряде случаев, особенно при насыщении коллектора вязкой нефтью и частичной его гидрофобности, а также при недостаточной промывке фильтратом прискальной зоны пласта, величина K_{no} в промывной зоне может быть значительно больше, чем указанные выше 20 - 30%. В этих условиях из-за трудностей оценки реальных значений K_{no} и P_{no} возможны значительные погрешности при расчете P_n и, соответственно, определении по нему K_n , что делает нецелесообразным определение K_n этим способом.

Для повышения надежности определения K_n продуктивных коллекторов по значениям ρ_m и ρ_ϕ рекомендуется использовать другой, более простой и обоснованный, подход к определению P_n [12, 29]. Его применение возможно на площадях, где имеются скважины с представительным керном из продуктивных отложений.

Суть подхода заключается в следующем. Формулу для расчета P_n видоизменяют введенiem в нее комплексного параметра q вместо входящего в знаменатель произведения ($P_{no} \cdot \Pi$). Таким образом $P_n = \rho_m / (\rho_\phi q)$. Выбирают на изучаемом объекте не менее 30 пластов-коллекторов, охватывающих все многообразие коллекторских свойств продуктивных пластов. Для этих пластов находят значения K_n по данным других видов ГИС или по представительному керну. Для каждого из этих пластов определяют соответствующий найденному K_n параметр пористости P_n , используя петрофизическую зависимость $P_n = f(K_n)$ для изучаемого объекта, находят ρ_m , ρ_ϕ и рассчитывают q по формуле $q = \rho_m / (\rho_m P_n)$. Составляя q и K_n для всей совокупности эталонных пластов, получают эмпирическую связь между q и K_n , которую затем используют для расчета P_n .

Полученные для терригенных продуктивных коллекторов корреляционные зависимости между q и K_n характеризуются следующими особенностями [29]:

- с ростом K_n значение q закономерно возрастает;
- область $q < 1$, в которой влияние на ρ_m остаточной воды сильнее влияния остаточной нефти (или газа), соответствует коллекторам с низкой пористостью, близкой к $K_{n,p}$;
- область $q > 1$ с сильным влиянием нефте(газо)насыщенности соответствует коллекторам со средними и высокими значениями K_n и $K_{n,p}$.

Расчет P_n с использованием зависимости между q и K_n и определение K_n по найденному значению P_n проводится методом итераций. Определив ρ_m и ρ_ϕ , вычисляют фиктивный параметр $P_{n,\phi} = \rho_m / \rho_\phi$. По нему, используя зависимость $P_n = f(K_n)$, находят первое приближение K'_n . По зависимости между q и K_n находят значение q' , соответствующее K'_n . С учетом q' , рассчитывают первое приближение P'_n . Пользуясь зависимостью $P_n = f(K_n)$, по величине P'_n находят второе приближение K''_n . Операции повторяют до тех пор, пока найденное через P_n значение K_n застабилизируется. Опытным путем установлено, что для этого бывает достаточно две-три итерации.

Определение K_n продуктивных коллекторов по значениям ρ_m и ρ_ϕ . Этот способ по своей сути аналогичен предыдущим: находят значение параметра пористости P_n и по нему, используя петрофизическую зависимость $P_n = f(K_n)$, определяют K_n .

Параметр пористости P_n рассчитывают по формуле $P_n = \rho_m / (\rho_\phi P_{n,0} \Pi)$, где $P_{n,0}$ - параметр насыщенности зоны проникновения, Π - параметр поверхности проводимости для приведения P_n к условиям насыщения породы пластовой водой.

Величина $P_{n,0}$ зависит от средней остаточной нефте(газо)насыщенности $K_{n,0}$ в зоне проникновения, отличающейся от K_n в промытой зоне и от K_n в неизмененной части коллектора ($K_{n,0} < K_{n,m} < K_n$). Находят $P_{n,0}$ по значению $K_{n,0} = 1 - K_{n,m}$ с использованием петрофизической зависимости $P_n = f(K_n)$ для изучаемого объекта.

Удельное электрическое сопротивление ρ_ϕ , находящейся в зоне проникновения смеси фильтрата ПЖ и невытесненной пластовой воды обычно рассчитывают по известной формуле для параллельно включенных проводников с разной проводимостью: $1/\rho_\phi = z/\rho_n + (1-z)/\rho_\epsilon$, где z - фактор смещения, характеризующий долю токопроводящего объема пор в зоне проникновения, занимаемого невытесненной пластовой водой с удельным электрическим сопротивлением ρ_ϵ . Величину z нельзя отождествлять с коэффициентом остаточной водонасыщенности $K_{n,w}$ [37]. Всегда $z > K_{n,w}$ [12].

Выбор конкретных величин $K_{n,0}$ и z , необходимых для вычисления значений $P_{n,0}$ и ρ_ϕ , наиболее сложный вопрос в этом способе расчета параметра P_n . Дело в том, что для одного и того же коллектора $K_{n,0}$ и z в силу разных причин могут принимать различные значения. Наиболее вероятные пределы изменения $K_{n,0} = 20 - 40\%$, $z = 0,5 - 5\%$ [12].

В связи с этим, для повышения надежности установления K_n продуктивных коллекторов по величине ρ_m рекомендуется другой подход к определению P_n по величине ρ_m . Формулу для расчета P_n видоизменяют введением комплексного параметра q , и записывают в виде $P_n = \rho_m / (\rho_\phi q)$. Далее поступают таким же образом, как и в предыдущем случае при расчетах P_n по величине ρ_m , т.е. получают эмпирическую зависимость $q = f(K_n)$, которую затем используют для расчета P_n и определения K_n методом итераций.

5.3.2. Оценка емкости трещинных и трещинно-каверновых коллекторов

Удельное сопротивление $\rho_{m,m}$ зоны проникновения трещинного коллектора с непроницаемой матрицей, измеренное в скважине, пробуренной на водной ПЖ, определяется выражением:

$$\rho_{m,m} = \frac{P_{n,m} \rho_\epsilon}{A K_{n,m} P_{n,m} \left(\frac{\rho_n}{\rho_\phi} \right) + 1}, \quad (5.1)$$

где $P_{n,m}$ - коэффициент относительного сопротивления непроницаемой гидрофильтральной матрицы, определяемый соотношением $P_{n,m} = a K_{n,m}^m$; ρ_ϵ - удельное сопротивление пластовой воды, насыщающей поры матрицы; A - коэффициент, значение которого изменяется от 0,5 до 1 и определяется ориентацией трещин по отношению к оси скважины; ρ_ϕ - удельное сопротивление фильтрата ПЖ, заполняющего трещину в зоне проникновения.

Если отношение $\rho_\phi / \rho_\epsilon$ стремится к бесконечности, то ρ_m стремится к значению $P_{n,m} \cdot \rho_\epsilon = \rho_{n,m}$, то есть к удельному сопротивлению ($\rho_{n,m}$) межзерновой матрицы. Эту возможность используют для оценки $K_{n,m}$ трещинного коллектора по данным однократного исследования одним из методов ЭК или ЭМК (БМК, БК, ВИКИЗ, ИКЗ) при бурении скважины на пресной ПЖ, когда $\rho_\phi >> \rho_\epsilon$ и с допустимой погрешностью можно положить $\rho_{m,m} = \rho_{n,m}$. Оценить величину $K_{n,m}$ в таких случаях невозможно.

При вскрытии трещинного коллектора на минерализованной ПЖ, минерализация которой близка или равна минерализации пластовых вод и, следовательно, $\rho_\phi \approx \rho_\epsilon$, выражение (5.1) упрощается:

$$\rho_{m,m} = \frac{P_{n,m} \rho_\epsilon}{A K_{n,m} P_{n,m} + 1}. \quad (5.2)$$

Решая уравнение (5.2) относительно $K_{n,m}$, получим

$$\frac{K_{n,m}}{A} = \frac{1}{A} \left(\frac{\rho_a}{\rho'_{zn,m}} - \frac{1}{P_{n,m}} \right) = \frac{\rho_a (\rho_{n,m} - \rho'_{zn,m})}{A \rho'_{zn,m} \rho_{n,m}}. \quad (5.3)$$

Для расчета $K_{n,m}$, согласно (5.3), необходимо выполнить следующее: 1) установить по материалам комплекса ГИС интервал, представленный трещинным коллектором; 2) определить $\rho'_{zn,m}$ по данным геофизического каротажа; 3) рассчитать $\rho_{n,m}$ по формуле $\rho_{n,m} = \rho_a K_{n,m}^m$, используя соответствующую изученным отложениям петрофизическую связь между ρ_a и $K_{n,m}$ и значение общей пористости K_n , найденное по другим видам ГИС, вместо значения $K_{n,m}$. При отсутствии надежных данных об ориентации трещин указываются крайними значениями $A = 0,5$ и $A = 1$, а также значением $A = 0,67$ для хаотической системы трещин. Таким образом находят максимальное (при $A = 0,5$), минимальное (при $A = 1$) и наиболее вероятное (при $A = 0,67$) значения $K_{n,m}$. Если есть основания для выбора определенной системы трещин (например, по материалам пластовой наклонометрии, геодезического телевизора, по данным керна), то в формулу (5.3) подставляют соответствующее значение A и рассчитывают отвечающую этому значению величину $K_{n,m}$.

При исследованиях трещинного коллектора по методике двух ПЖ в изучаемом интервале разреза определяют значения $\rho'_{zn,m}$ и $\rho''_{zn,m}$: при первом замере минерализованной ПЖ (ρ'_ϕ) и при втором замере после замены минерализованной ПЖ на пресную с водой продавкой последней в пласты. В соответствии с (5.3) имеем:

$$\begin{aligned} \rho'_{zn,m} &= \frac{P_{n,m} \rho_a}{A K_{n,m} P_{n,m} \left(\frac{\rho_a}{\rho'_\phi} \right) + 1}; \\ \rho''_{zn,m} &= \frac{P_{n,m} \rho_a}{A K_{n,m} P_{n,m} \left(\frac{\rho_a}{\rho''_\phi} \right) + 1}. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Извлечь величину $P_{n,m}$, получаем решение систем уравнений (5.4) относительно $K_{n,m}$:

$$K_{n,m} = \frac{1}{A} \frac{\rho'_\phi \rho''_\phi (\rho''_{zn,m} - \rho'_{zn,m})}{\rho'_{zn,m} \rho''_{zn,m} (\rho''_\phi - \rho'_\phi)}. \quad (5.5)$$

При выборе A пользуются теми же соображениями, что и в случае расчета $K_{n,m}$ по формуле (5.3).

Рассмотренные способы расчета $K_{n,m}$ используют извлечение трещинной пористости водонасыщенных продуктивных коллекторов. Допускается, что в трещинах происходит полное вытеснение углеводо-

родов из трещин в объеме породы, для которого $\rho_{zn,m}$ определяют по данным электрического каротажа. Заметим, что пренебрежение остаточной нефтегазонасыщенностью трещин в зоне проникновения продуктивного коллектора и сложная геометрия поверхностей, ограничивающих реальные трещины, ведут при прочих равных условиях к заниженным значениям $K_{n,m}$ при использовании формул 5.3 и 5.5. Наименее благоприятные условия для определения $K_{n,m}$ изложенным способом наблюдаются при преобладании в разрезе вертикальных трещин, поскольку они оказывают незначительное влияние на величину $\rho_{zn,m}$.

Удельное сопротивление $\rho_{n,k}$ кавернозной породы определяется приближенным выражением:

$$\rho_{n,k} = \frac{1 - K_{n,k}}{1 + 2 \cdot K_{n,k}} \cdot \rho_{n,m}, \quad (5.6)$$

где $K_{n,k}$ - каверновая пористость.

Выражение справедливо для породы с небольшой общей пористостью и кавернами сферической формы, хаотически расположеными в объеме породы при расстояниях между ними, значительно превышающих размеры каверн. Каверны и поры матрицы заполнены водой с одинаковым удельным сопротивлением. При непроницаемой матрице такая порода не является коллектором, поскольку она не содержит трещин, объединяющих каверны в единую фильтрационную систему.

Идеальной моделью трещинно-кавернового коллектора является порода с непроницаемой матрицей, которая содержит случайно расположенные в ее объеме каверны и хаотически расположенные трещины, причем так, что каждая каверна считается хотя бы одной трещиной. При этих условиях вся емкость, обусловленная кавернами и трещинами, образует единую фильтрационную систему, а коэффициент эффективной пористости $K_{n,eff} = K_{n,k} + K_{n,m}$. Удельное сопротивление $\rho_{n,eff}$ такого коллектора определяется приближенным выражением:

$$\rho_{n,eff} = \frac{1 - K_{n,k}}{1 + 2 \cdot K_{n,k}} \cdot \rho_{n,m}, \quad (5.7)$$

где $\rho_{n,m}$ - сопротивление трещиноватой породы, вычисленное по формуле (5.2). Выражение (5.7) справедливо при насыщении всех пустот (трещин, каверн, межзерновых пор) водой с одинаковым удельным сопротивлением.

При бурении на пресной ПЖ удельное сопротивление $\rho_{zn,m}$ зоны проникновения трещинно-кавернового коллектора будет равно:

$$\rho_{zn,m} = \frac{\rho_{zn,m} \cdot (1 - K_{n,k}) + (2 + K_{n,k}) \cdot \rho_\phi}{\rho_{zn,m} \cdot (1 + 2 \cdot K_{n,k}) + 2 \cdot (1 - K_{n,k}) \cdot \rho_\phi}, \quad (5.8)$$

где $\rho_{zn,m}$ вычисляется по формуле (5.1).

Если трещинно-каверновый коллектор вскрывается на минерализованной ПЖ, когда $\rho_\phi \approx \rho_e$ и $\rho_\phi \ll \rho_{\text{зп,нк}}$, уравнение (5.8) превращается в (5.7). В этом случае $\rho_{\text{зп,нк}}$ описывается выражением (5.2). При $K_{n,k} < 0,1$ значения $\rho_{\text{зп,нк}}$ мало отличаются от $\rho_{\text{зп,нр}}$, что позволяет оценивать $K_{n,m}$ по (5.3). При вскрытии такого же коллектора на пресной ПЖ, когда $\rho_\phi \gg \rho_e$ значение $\rho_{\text{зп,нк}}$ близко к $\rho_{n,w}$. Пористость $K_{n,w}$ межзерновой матрицы, как и при изучении трещинного коллектора, оценивается по значению $\rho_{\text{зп,нк}}$.

5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

На этапе подсчета запасов общую пористость K_n определяют по материалам АК с использованием эмпирических парных или многомерных зависимостей между K_n и интервальным временем Δt , соответствующих исследуемому пласту (горизонту). Их устанавливают на представительной коллекции образцов керна в термобарических условиях, идентичных пластовым (зависимости типа "керн-керн"). С равным успехом применяют зависимости, при получении которых средневзвешенные значения K_n измерены на образцах керна из интервалов с высоким выносом, а значения интервального времени против этих интервалов определены по кривой Δt (зависимости "керн-ГИС").

Для определения K_n на ранних этапах разведки залежи, а также для месторождений с небольшими запасами предложен ряд зависимостей между K_n и Δt , полученных на основе анализа и обобщения экспериментальных и теоретических исследований. Из них наиболее известны зависимости для крепких, неглинистых, насыщенных водой, сцепментированных пород с межзерновой пористостью, которые при значительном содержании в порах свободных (несвязанных) флюидов характеризуют дифференциальную упругие среды с несовершенной связью между фазами (минеральным скелетом породы и флюидом в порах). Считается, что песчаники достигают такого состояния на глубинах более 2000 м, хотя последнее сильно зависит от возраста пород и их предыдущего термобарического состояния.

Если отвлечься от зависимостей между Δt и K_n , в которых использованы величины, не поддающиеся определению по материалам ГИС (спектральное число или окатанность минеральных зерен, тип и степень цементации зерен, коэффициенты сжимаемости минерального скелета и флюида и т.п.), то останутся практически равноценные зависимости, наиболее часто встречающиеся в литературных источниках. Погрешности определения с их использованием коэффициентов K_n общей пористости практически одинаковы в диапазоне значений пористости 0 - 30%.

Наиболее простой (линейный) вид (рис. 5.2) имеет так называемое уравнение среднего времени [59]:

$$\Delta t = \Delta t_{ck} (1 - K_n) + \Delta t_{w} K_n, \quad (5.9)$$

где Δt_{ck} - интервальное время продольной волны в идеализированной непористой моно- или поликристаллической породе, Δt_w - то же в поровой жидкости (воде).

Уравнение (5.9) распространяют также на глинистые коллекторы:

$$\Delta t = \Delta t_{ck} (1 - K_n - K_{cl}) + \Delta t_{cl} K_{cl} + \Delta t_w K_n, \quad (5.10)$$

где K_{cl} и Δt_{cl} - объемное содержание глинистых минералов в породе и интервальное время в глинах соответственно.

Значения Δt_{ck} и Δt_w необходимо рассматривать как некоторые подстроочные константы. В работе [22] они определены как управляющие константы, принимающие фиксированное значение в зависимости от области применения петрофизических зависимостей. Значения интервального времени Δt_{ck} в минеральном скелете пород установлены обобщением экспериментальных данных для оговоренных литеотипов пород, а не для минералов. Поэтому для алевролитов, рыхлых и сцепментированных песчаников Δt_{ck} разные (182 и 170 мкс/м), хотя они состоят из одинаковых минералов. Для доломитов значения Δt_{ck} будут различными для мелкокристаллических первичных доломитов (133 мкс/м) и доломитов вторичного происхождения (142 мкс/м).

Условность определения констант возрастает при выборе Δt_{ck} и Δt_w . При реализации этого действия следует помнить, что значения скорости упругой волны в тонких слоях физически связанной воды и в микрообъемах (по сравнению с длиной волны) подвижной жидкости в порах, так же как ее значения в микрослоях или микрограмулах глини, не могут тождественно совпадать со значениями этих величин в неограниченных объемах воды или глин. Поэтому для газонасыщенных пород Δt_w ближе (или почти равно) к своему значению в воде (в том числе при изменениях на образцах керна, когда нет даже речи о влиянии зоны проникновения), чем к интервальному времени в газе. Значения Δt_{cl} существенно зависят от характера распределения глинистых частиц в породе.

В большинстве случаев используют усредненные значения Δt_{ck} и Δt_w , обеспечивающие определение пористости с абсолютной погрешностью ΔK_n , не превышающей $\pm 2\%$. Для основных породообразующих минералов Δt_{ck} принимает значения 155 мкс/м в кальците, 142 мкс/м в доломите, 164 мкс/м в ангидrite, 171 мкс/м в гипсе, 170 мкс/м в кварце и 221 мкс/м в галите. Для полиминеральных пород находят промежуточные значения Δt_{ck} в зависимости от объемов

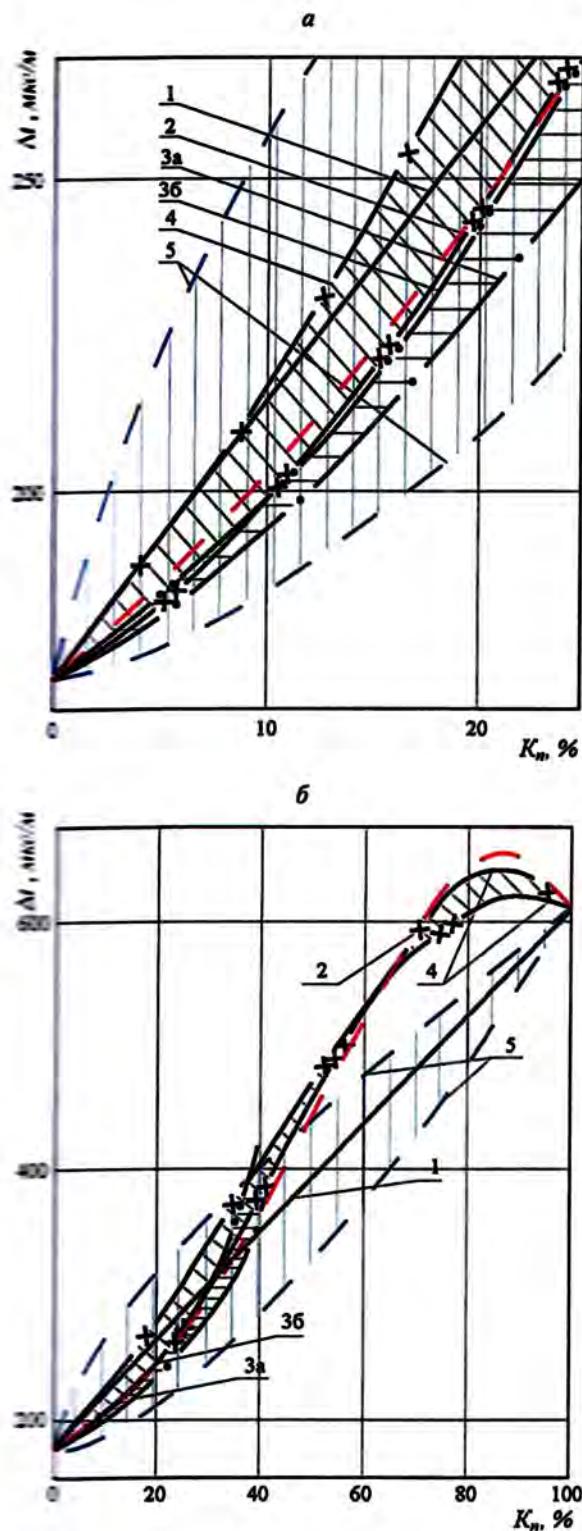


Рис. 5.2. Зависимости между интервальным временем продольной волны и пористостью песчаников.

a, б - в диапазонах пористости от 0 до 25 и 100% соответственно; 1 - Wyllie M.R.J. et al. [59]; 2 - Raymer L.L. et al. [57]; 3 - Krief M. et al. (3a) и Halliburton (36) [53, 55]; 4 - Dakhnov H. [58]; 5 - Дахнова В.Н. и Миколаевского Э.Ю. для значений коэффициентов t , равных 0,7 и 1,5 [15, 32]

содержащихся в породе минералов. Значения интервального времени $\Delta t_{\text{ж}}$ определяются упругими свойствами жидкости в зоне проникновения, размеры которой обычно превышают глубинность исследования АК, и составляют 580 мкс/м при бурении скважин на высокоминерализованной промывочной жидкости ($C_e > 130 \text{ г/л}$) и $610 \pm 15 \text{ мкс/м}$ - на низкоминерализованной жидкости. Увеличение $\Delta t_{\text{ж}}$ вызвано проникновением фильтрата пресной промывочной жидкости в коллекторы.

При крайней необходимости значения $\Delta t_{\text{ж}}$ определяют линейной экстраполяцией зависимости Δt от K_n из нулевой пористости. Значения Δt при этом снимают с кривых АК, пористость устанавливают на образцах керна. Другой способ определения $\Delta t_{\text{ж}}$ связан с сопоставлением значений интервального времени и удельного сопротивления, измеренных против одних и тех же пластов неглинистых и нетрециноватых пород. Интервальное время $\Delta t_{\text{ж}}$ находят в результате экстраполяции полученной зависимости до пересечения с осью сопротивлений в точке, где $\rho_n \rightarrow \infty$.

Приближенное значение $\Delta t_{\text{ж}}$ (в мкс/м) можно определить, воспользовавшись предложенной Г.И. Петкевичем и Т.З. Вербицким приближенной формулой:

$$\Delta t_{\text{ж}} = \frac{10^6}{(1470 + k \cdot C_e)}, \quad (5.11)$$

где C_e - минерализация воды, г/л; k - коэффициент пропорциональности, равный $0,6 < k < 1$, обычно он близок к единице.

Для зоны проникновения $\Delta t_{\text{ж}}$ находят также по nomogrammам, учитывающим изменение скорости распространения упругой волны в воде в зависимости от ее минерализации, температуры и давления (рис. 5.3).

Для крепких сцепленных пород значения $\Delta t_{\text{ж}}$, рассчитанные по формуле (5.11) или найденные

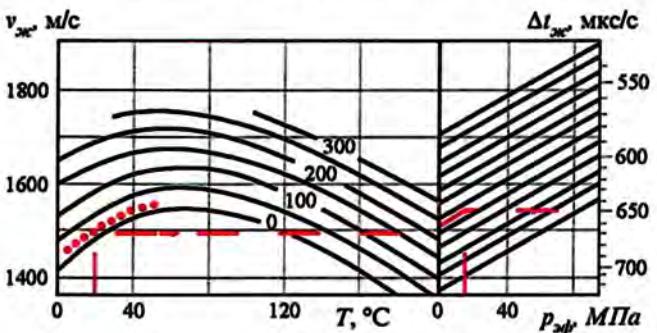


Рис. 5.3. Номограмма для определения интервального времени $\Delta t_{\text{ж}}$ и скорости $v_{\text{ж}}$ в пластовой воде при известных минерализации (C_e), давлении ($p_{\text{ж}}$) и температуре (T , $^{\circ}\text{C}$) жидкости. Шифр кривых - C_e , г/л

по номограмме (рис. 5.3), могут отличаться в ту или другую сторону на 20 - 40 мкс/м, что связано с ограничениями используемой модели (уравнение среднего времени) и условностями определения используемых констант (Δt_{ck} , Δt_{mc}).

Уже в пионерских работах, в том числе [59], посвященных нахождению коэффициентов общей пористости пород по данным акустического каротажа, отмечалось, что с использованием формулы (5.9) получают заниженные значения K_n для высокопористых ($K_n > 20\%$) пород. Такое явление справедливо для отсортированных, крупнозернистых и высокопористых песчаников и полностью корреспондирует с уменьшением влияния на Δt каверновой пористости (мелкокаверновой, если искать приближение к песчаникам) для редко и стохастически расположенных каверн в карбонатных породах. Также предполагается, хотя это не всегда подтверждается измерениями на образцах керна, что применение уравнения среднего времени ведет к завышению (на 1 - 3% абс.) значений K_n в диапазоне пористостей от 5 до 20%.

Для исключения возможных ошибок определения коэффициентов межзерновой пористости с помощью уравнения среднего времени активно используют для решения обратных задач более сложные, чем (5.9) и (5.10), эмпирические зависимости (рис. 5.2). Они, как правило, предложены и удовлетворительно описывают зависимость Δt от K_n для диапазона пористостей от 0 до 25 - 30%, но не всегда удовлетворяют краевым условиям: равенство $\Delta t = \Delta t_{ck}$, если $K_n = 0$, и $\Delta t = \Delta t_{mc}$, если $K_n = 100\%$ (рис. 5.2, б). Последнее не относится к эмульсиям и взвесям, поведение Δt в которых может определяться другими зависимостями.

Из альтернативных уравнению (5.9) зависимостей наиболее широко рекламируется уравнение [57]:

$$v = v_{ck} \cdot (1 - K_n^2) + v_{mc} \cdot K_n, \quad (5.12)$$

где v , v_{ck} и v_{mc} - скорость распространения (величина, обратная интервальному времени) продольной волны в породе, минеральном скелете и поровой жидкости соответственно. Значения величин, входящих в уравнение (5.12) и в уравнения, приведенные ниже, определяются так же, как для уравнений (5.9) и (5.10).

Менее знакомо используемое в зарубежной практике [53, 55] уравнение:

$$v^2 = \frac{1}{\sigma} \left[\sigma_{ck} v_{ck}^2 (1 - \beta) + M \beta^2 \right], \quad (5.13)$$

где $1/M = (\beta - K_n)/K_{ck} + K_n/K_{mc}$; β - коэффициент, зависящий от пористости пород; σ и σ_{ck} - общая и минеральная плотности породы; K_{ck} и K_{mc} - коэффици-

енты объемной сжимаемости минерального скелета породы и флюида в порах.

Величина β приобретает разное значение:

$$\beta = 1 - (1 - K_n)^{3/(1-K_n)} \quad [55] \text{ и} \quad (5.14)$$

$$\beta = 1 - (1 - K_n)^{3.5/(1-K_n)} \quad [53]. \quad (5.15)$$

Наиболее общий характер носит уравнение степенной связи, предложенное В.Н. Дахновым [15]:

$$\Delta t = \Delta t_{ck} (1 - K_n^{m_n} - K_{ck}^{m_{ck}}) + \Delta t_{mc} K_n^{m_m} + \Delta t_{cl} K_{ck}^{m_{cl}}, \quad (5.16)$$

где K_{ck} - коэффициент объемной глинистости; Δt_{cl} - интервальное время в глинах; m_n и m_{ck} - коэффициенты (параметры), отражающие структуру, степень консолидации и глинистости пород, значения которых возрастают с увеличением уплотнения пород и находятся в диапазоне от 0,7 до 1,5.

В работе [32] коэффициентам m_n и m_{ck} придан физический смысл, аналогичный заложенному в зависимостях относительного электрического сопротивления P_n пород от коэффициентов их пористости K_n и глинистости K_{ck} :

$$\begin{aligned} \Delta t = \Delta t_{ck} & \left(1 - \frac{K_n^{m_n-1}}{a_n} - \frac{K_{ck}^{m_{ck}-1}}{a_{ck}} \right) + \\ & + \Delta t_{mc} \frac{K_n^{m_n-1}}{a_n} + \Delta t_{cl} \frac{K_{ck}^{m_{ck}-1}}{a_{ck}}, \end{aligned} \quad (5.17)$$

где m_n и m_{ck} - коэффициенты, принимающие значения от 1,7 до 2,5, т.е. на единицу больше, чем в уравнении (5.16); a_n и a_{ck} - структурные коэффициенты, значения которых зависят от m_n и m_{ck} .

Упрощенный вариант уравнения (5.17) получают, если принять $a_n = a_{ck} = 1$:

$$\begin{aligned} \Delta t = \Delta t_{ck} & (1 - K_n^{m_n-1} - K_{ck}^{m_{ck}-1}) + \\ & + \Delta t_{mc} K_n^{m_n-1} + \Delta t_{cl} K_{ck}^{m_{ck}-1}. \end{aligned} \quad (5.18)$$

Уравнения (5.16) и (5.18) превращаются в уравнение среднего времени (5.9), если принять, что $m_n = m_{ck} = 2$ и $K_{ck} = 0$.

Для несцементированных песков и рыхлых песчаников предложено [58] многостепенное уравнение зависимости Δt от K_n :

$$\Delta t = A + B K_n + C K_n^2 + D K_n^3, \quad (5.19)$$

в котором коэффициенты A, B, C, D являются функциями параметра a . Значения последнего зависят от свойств минерального скелета породы, формы пор,

и заполнителя (жидкий, твердый) и давления (глубина залегания), под действием которого находится порода:

$$a = 1,4 \left[\frac{1}{3} + \frac{2}{3} \sqrt{\frac{E_{ck} (1 - \sigma^2)^2}{3 p_{ef}}} \right]. \quad (5.20)$$

E_{ck} - модуль Юнга для скелета породы; σ - плотность породы; p_{ef} - эффективное давление.

В работе [58] рассмотрено поведение параметра a для некоторых частных моделей упругих сред и приведены экспериментальные кривые $a = f(p_{ef})$ для песчаников и смеси стеклянных шариков различного диаметра без глинистого цемента, заполненных жидкостью.

Из рис. 5.2 следует, что путем подбора значений подстроек коэффициентов Δt_{ck} , Δt_{jk} , Δt_{ez} , β , m_n , a_1 , a_2 , приведенные зависимости можно свести к одной области " $\Delta t - K_n$ ", из чего следует равенство их применения для определения K_n . Соответственно, рекомендация по применению той или иной зависимости преследует цель не повышения точности

решения обратной задачи - определения K_n , а удобства описания выбранной модели пористой породы.

Последнее утверждение можно подтвердить со-поставлением экспериментальных данных, полученных для конкретных терригенных и карбонатных коллекторов при измерении Δt и K_n в условиях, имитирующих пластовые, и уравнения среднего времени (рис. 5.4). При желании уравнение (5.9) можно заменить любой другой вышеприведенной зависимостью, подбрав соответствующим образом подстроочные коэффициенты. Экспериментальные данные, полученные для совершенно разных месторождений, удовлетворительно располагаются вокруг графиков уравнения (5.9) для терригенных (рис. 5.4, а) и карбонатных (рис. 5.4, б) коллекторов.

Значения K_n , вычисленные согласно (5.9 - 5.18), необходимо исправить за влияние факторов, не учитываемых стандартными условиями, т.е. за глинистость, уплотнение (глубину залегания), структуру порового пространства (трещинная и каверновая емкости пород), нефтегазонасыщенность пород. Рассмотрим возможные варианты такого учета на примере уравнений (5.9) и (5.10).

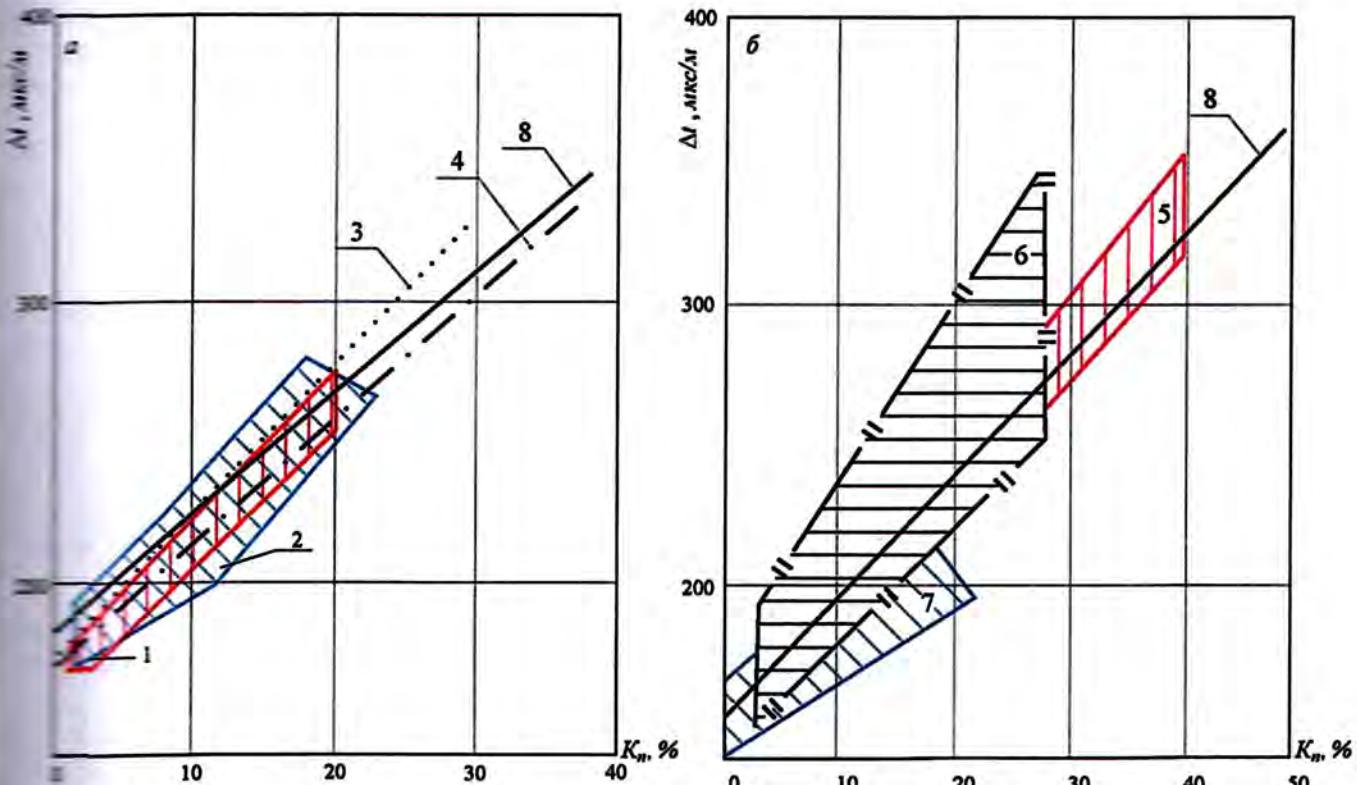


Рис. 5.4. Сопоставление уравнения среднего времени с областями распределения экспериментальных точек для терригенных (а) и карбонатных (б) коллекторов.

1 - отложения Западной Сибири (Г.В. Таузянский); 2 - ботуобинский горизонт Восточной Сибири (В.Ф. Малинин); 3-4 - уравнения экспериментальных зависимостей для ачимовских (Г.В. Таузянский) и верхнемеловых отложений (Б.Н. Шумилов); 5 - месторождение Экофиск (Северное море); 6 - данные Wyllie M.R.J. et al.; 7 - Оренбургское месторождение (Л.Н. Шахотникова); 8 - уравнения среднего времени для терригенных и карбонатных отложений, соответственно

а) Глинистость. Из (5.10) следует, что пористость глинистых пород равна

$$K_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}} - K_{sc} \frac{\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}} = \\ = K_n^{AK} - K_{sc} \frac{\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}}, \quad (5.21)$$

где K_n^{AK} - значение пористости, вычисленное согласно (5.9) без учета глинистости. Объем глинистых минералов (K_{sc}) вычитается из K_n^{AK} с коэффициентом, численное значение которого $(\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}) / (\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck})$ определяется величиной Δt_{sc} и зависит от характера распределения глинистых частиц в породе:

- если глинистые частицы находятся в порах породы, они мало подвержены действию горного давления и содержат максимально возможное количество связанной воды. Их упругие свойства с точностью до погрешности измерений близки к свойствам жидкости, заполняющей поры - $\Delta t_{sc} = \Delta t_{sc}$. Следовательно: $K_n = K_n^{AK} - K_{sc}$;
- в породах, в которых глинистые минералы расположены в виде чередования слоев из основных породообразующих и глинистых минералов (слоистая глинистость), глины находятся под действием разности горного и пластового давлений. Значения интервального времени Δt_{sc} для них близки к значениям, измеренным в пластах глин на такой же глубине, и зависят от минерального типа и пористости глин [11] (табл. 5.1). Минимальные значения Δt_{sc} , установленные для глубин более 5000 м, составляют 217 мкс/м для каолинита, 250 мкс/м для гидрослюды и 285 мкс/м для монтмориллонита;

Таблица 5.1

Глубина, м	K_n , %	Δt_{sc} , мкс/м		
		Каолинит	Гидрослюдя	Монтмориллонит
300	50	450	500	550
1000	30	360	400	430
2000	15	290	330	360
3000	10	260	290	330
4000	7	250	270	310
5000	5	230	260	290

если глинистые частицы представлены глинистым цементом на контактах между зернами породы, то до определенного своего значения глинистость практически не оказывается на результаты определения пористости по данным АК вследствие улучшения сцепления между зернами песчаника

(для меловых отложений Западной Сибири это наблюдается, если $K_{sc} < 10 - 15\%$). Поэтому значения Δt_{sc} для этого типа глинистости можно считать близкими к Δt_{ck} . Для пород с глинистостью такого типа $K_n = K_n^{AK}$.

- структурная (скелетная) глинистость, представленная глинистыми частицами, замещающими отдельные зерна породы или сгруппированными в виде линз, увеличивает скорость распространения (уменьшает Δt) упругой волны вследствие улучшения механических контактов между отдельными зернами и огибания волной глинистых линз. В этом случае, согласно [12], Δt_{sc} имеет промежуточное значение между величинами Δt_{sc} для рассеянной в порах и слоистой глинистости, а $K_n = K_n^{AK} - C \cdot K_{sc}$, где C - коэффициент, зависящий от плотности глин и пористости коллектора.

Таким образом, для определения K_n по данным акустического каротажа необходимо знать не только общую глинистость, но и характер распределения глинистого вещества в породе, а также минеральный состав глин, что затрудняет применение материалов АК. Следует иметь в виду, что глинистость первого и третьего видов обычно относят к одному типу глинистости (дисперсному или рассеянному), тогда как для результатов АК - это два разных типа глинистости, различным образом влияющие на скорость распространения упругой волны.

В другом способе учета глинистости при определении коэффициентов пористости терригенных коллекторов используется зависимость коэффициента относительной естественной поляризации пород (α_{nc}) от глинистости без непосредственного вычисления коэффициентов K_{sc} . Обычно реализация достигается с помощью широко известной формулы Шлюмберже [цитируется по 22]:

$$\Delta t = \Delta t_{ck} + K_n (\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck})(2 - \alpha_{nc}) \quad (5.22)$$

или

$$K_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}} \cdot \frac{1}{2 - \alpha_{nc}} = K_n^{AK} / (2 - \alpha_{nc}).$$

Если $\alpha_{nc} = 1$, уравнение (5.22) превращается в (5.9).

Для неокомских отложений Западной Сибири известна также другая формула, основанная на тех же представлениях [47]:

$$\Delta t = 0,175 c K_n^2 \cdot (\alpha_{nc} - 0,05)^{-0,5} + 180 \quad (5.23)$$

или

$$K_n = \left(\frac{\Delta t - 180}{c \cdot 0,175 (\alpha_{nc} - 0,05)^{-0,5}} \right)^{0,5}.$$

где c - коэффициент пропорциональности.

б) Уплотнение пород. Скорость распространения упругих волн в осадочных (в первую очередь террагенных) породах зависит от разности горного и пластового давлений. Поэтому при определении K_n песчаников по уравнениям (5.9) и (5.10) лучшие результаты получаются при разности давлений, большей 25 МПа, что соответствует глубине погружения более 2000 м. Для других глубин проводят учет уплотнения пород-коллекторов по формуле:

$$K_n = \frac{K_n^{AK}}{C_{упл}}, \quad (5.24)$$

$C_{упл}$ - коэффициент уплотнения, определяемый для изучаемых отложений эмпирическим путем сравнением K_n^{AK} со значениями пористости, найденными по другим видам ГИС или керну). Другой путь определения $C_{упл}$ основан на том, что интервальные времена в песчаниках и вмещающих их глинах изменяются примерно по одному закону. Поэтому можно считать $C_{упл} = C \Delta t_{упл, гл} / \Delta t_{упл, п}$, где $\Delta t_{упл, гл}$ - интервальное время в уплотненных глинах, выбираемое из приведенной выше таблицы 5.1 для соответствующей глубины; C - эмпирическая постоянная, значение которой изменяется в различных районах от 0,9 до 1,2.

в) Трещинная и каверновая емкости пород. При одинаковой величине общей пористости условия распространения упругой волны в породе зависят от наличия в ней каверн и трещин. Упругая волна здиграфирует на отдельно расположенных кавернах (затягивает их), поэтому значение ее скорости распространения в кавернозной породе будет большим, а значение Δt меньшим, чем рассчитанные по уравнениям (5.9), (5.12), (5.17). Значения Δt , рассчитанные для кавернозных пород, обнаруживают выраженную зависимость от отношения длины λ волны к поперечному размеру d отдельных каверн и пор (рис. 5.5). При $\lambda/d > 128$ (пористая среда) рассчитанное значение Δt в диапазоне пористости 0 - 15% согласуется с уравнением среднего времени. С уменьшением λ/d интервальное время уменьшается, совпадая со значениями $\Delta t_{ск}$ при $\lambda/d = 8$ (чисто кавернозная среда), то есть в случае редко расположенных пор или каверн большая часть энергии волны распространяется по непористому скелету, минуя каверны.

Для целей практической интерпретации важна нижняя оценка интервального времени Δt в породе с кавернами. По результатам физического (Ивакин Б.Н., Гильберштейн П.Г., Гуревич И.И.) и математического (Юматов Ю.А., Mackenzie I., Sato I.) моделирования для равномерно расположенных каверн в диапазоне $K_{n,k}$ от 0 до 20% его (Δt) значение будет находиться в области, ограниченной линиями:

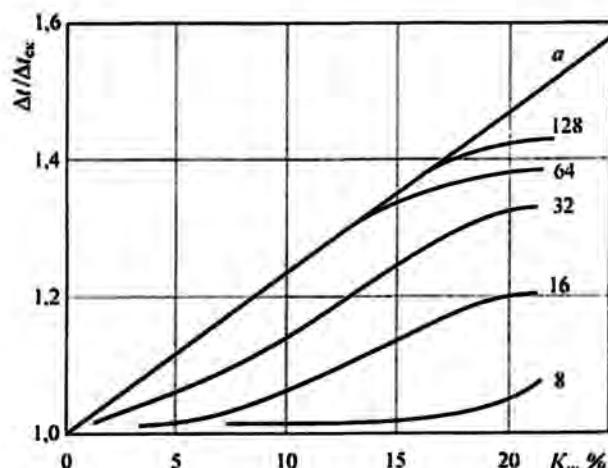


Рис. 5.5. Теоретическая зависимость отношений интервальных времен $\Delta t / \Delta t_{ск}$ в каверновой среде от общей пористости и размеров отдельных каверн [52]. Шифр кривых - отношение λ/d , где λ - длина волны, d - поперечный размер каверн; a - уравнение среднего времени

$$\Delta t \geq \Delta t_{ск} (1 + 0,5 K_{n,k}), \quad (5.25)$$

$$\Delta t \leq \Delta t_{ск} / [1 - (0,700 + 0,775) K_{n,k}].$$

где $\Delta t_{ск}$ - интервальное время в породе такой же пористости, но без каверн; $K_{n,k}$ - значение каверновой пористости.

Из последних неравенств следует, что общая пористость кавернозных пород, определяемая по уравнениям (5.9, 5.12, 5.17), занижена. Только 19 - 34% (в зависимости от выбранного неравенства) каверновой составляющей будет входить в найденное значение общей пористости, хотя реально в зависимости от количества и расположения каверн от 0 до 100% каверновой емкости должно влиять (или не влиять) на Δt (рис. 5.5).

Сжимаемость трещин в упругом массиве выше, чем межзерновых пор, поэтому при том же значении общей пористости в трещиноватой среде Δt больше, чем в пористой. При нормальном падении волны на систему трещин справедлива формула:

$$\Delta t = \Delta t_{ск} (1 - K_{n,m}) + \gamma \Delta t_{ск} K_{n,m},$$

где $- K_{n,m}$ - трещинная пористость; коэффициент $\gamma = \frac{\sigma_{ск} v_{ск}}{2\sigma_{жк} v_{жк}} + \frac{\sigma_{жк} v_{жк}}{2\sigma_{ск} v_{ск}}$ меняется в пределах от 1 до 6 в зависимости от соотношения акустических жесткостей $\sigma_{ск} v_{ск}$ и $\sigma_{жк} v_{жк}$.

Для пористо-трещиноватой породы:

$$\Delta t = \Delta t_{ск} K_{n,m} + \gamma \Delta t_{ск} K_{n,m} + \Delta t_{ск} (1 - K_{n,m} - K_{n,m}),$$

где $K_{n,m}$ - пористость межзерновой матрицы.

В условиях естественного залегания пород трещинная пористость составляет 0,01 - 0,2%, поэтому вкладом среднего члена можно пренебречь и проводить определение общей пористости порово-трещинных коллекторов по уравнению среднего времени.

г) *Нефте(газо)насыщенность пород*. В крепких сцепленных песчаниках, залегающих на глубинах более 2000 м (в древних отложениях - на глубинах более 1500 м), и карбонатных породах различной пористости, характеризующихся зонами проникновения более (2 - 4) D/d_c , не отмечается заметного увеличения Δt в нефтеносных пластах по сравнению с водоносными породами. Разница значений Δt в нефте- и водонасыщенных песчаниках с $K_n > 15\%$ составляет 4 - 5 мкс/м. В карбонатных породах эта разница меньше. При определении K_n по уравнению среднего времени в карбонатных породах поправку за нефтенасыщенность не вводят; для песчаников с пористостью 10 - 25 % вычисленное значение K_n умножают на 0,95; для слабосцепленных и высокопористых ($K_n = 30 - 35\%$) песчаников поправочный коэффициент равен 0,9.

В высокопористых ($K_n > 15\%$) газонасыщенных песчаниках Δt увеличено вследствие влияния газа. Абсолютное значение увеличения зависит от степени сцепленности и глубины залегания пород, размеров зоны проникновения и промытой зоны и различно на разных месторождениях. Оно может достигать громадных значений, равных 150 - 200 мкс/м, в рыхлых песчаниках на глубинах менее 800 - 900 м (например, в песчаниках селюмана Западной Сибири), 50 - 100 мкс/м в песчаниках газовых хранилищ, первых десятков мкс/м в крепких сцепленных песчаниках на глубинах более 1500 м и незаметных величин в карбонатных породах.

Для расчета истинной пористости крепких сцепленных газонасыщенных песчаников необходимо умножить значение, полученное по уравнению среднего времени, на коэффициент 0,8 - 0,9. Точное значение коэффициента определяется экспериментально. В низкопористых ($K_n < 15\%$) песчаниках и карбонатных породах поправку за газонасыщенность не вводят.

д) *В практике автоматизированной обработки данных АК* влияние разнообразных факторов объединяют и используют, как правило, одну несколько усложненную зависимость, форма которой определяется перечнем учитываемых факторов и предпочтением, которое отдает геофизик-интерпретатор какой-либо начальной зависимости (5.9, 5.10, 5.12, 5.13, 5.17) между Δt и K_n . Например, в [22] приведены зависимости для терригенных, недостаточно уплотненных пород при одновременном учете глинистости и уплотнения пород:

$$\Delta t = [\Delta t_{ck} + K_n (\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}) (2 - \alpha_{nk})] \frac{\Delta t_{sc}}{\Delta t_{unl,sc}}. \quad (5.26)$$

Для дополнительного учета, помимо глинистости и уплотнения, возможной кавернозности пород там же предлагается использовать более сложную зависимость:

$$\Delta t = \left[\Delta t_{ck} + (\Delta t_{sc} - \Delta t_{ck}) K_n^m (1 - \mu_1 K_{sc}^{m,n}) + \right. \\ \left. + (\mu_2 - \Delta t_{ck}) K_{sc}^{m,n} \right] (1 - 0,726 \mu_3 K_{nk}) \frac{\Delta t_{sc}}{\Delta t_{unl,sc}}, \quad (5.27)$$

где μ_1, μ_2, μ_3 - управляющие константы, принимающие фиксированные значения в зависимости от применяемой модели породы и петрофизической зависимости.

Если K_{sc} и K_{nk} равны нулю, $\alpha_{nk} = 1$, $\Delta t_{sc} = \Delta t_{unl,sc}$, то последние зависимости превращаются в зависимость (5.9).

Определение коэффициентов пористости с использованием значений Δt , штервального времени поперечной волны не вышло из стадии робкого экспериментального опробования. В известных отечественных публикациях рекомендуется применять для этой цели линейные уравнения. В работе [39] это уравнение имеет вид:

$$\Delta t_s = \Delta t_{s,ck} [1 + K_n (m - 1)], \quad (5.28)$$

где $\Delta t_{s,ck}$ - интервальное время поперечной волны в минеральном скелете породы, m - структурный коэффициент, значение которого для карбонатных межзерновых, трещинных и смешанных коллекторов равно 4.

В работе [28] подтверждается применимость уравнения (5.28) для определения межзерновой пористости карбонатных пород, а также сообщается о возможности оценки трещинной пористости и преимущественного направления распространения трещин. Уравнение упрощается до вида:

$$\Delta t_s = 268,5 + 491 \cdot K_n, \quad (5.29)$$

где первая постоянная отражает $\Delta t_{s,ck}$ (в уравнении (5.28) это значение равно 253,3 мкс/м), K_n - в долях единицы.

В цитируемой выше работе [55] предлагается определять пористость терригенных пород с использованием Δt_s , согласно уравнению:

$$v_s^2 = \frac{\sigma_{sc}^u}{\sigma^u} v_{s,ck}^2 (1 - \beta), \quad (5.30)$$

где $\beta = 1 - (1 - K_n)^{3.5(1-K_n)}$.

Таблица 5.2
Водородные индексы
породообразующих минералов и флюидов

Минерал, флюид	Количество атомов водорода, $\text{см}^3(10^{23})$	Водородный индекс
Вода пресная (20 °C, $p = 0,1 \text{ МПа}$) (93 °C, $p = 50 \text{ МПа}$)	0,669 0,667	1 1
Вода соленая 20 г/л NaCl (20 °C, $p = 0,1 \text{ МПа}$) (93 °C, $p = 50 \text{ МПа}$)	0,614 0,602	0,92 0,90
Метан CH_4 (20 °C, $p = 0,1 \text{ МПа}$) (93 °C, $p = 50 \text{ МПа}$)	0,0010 0,329	0,0015 0,49
Этан C_2H_6 (20 °C, $p = 0,1 \text{ МПа}$) (93 °C, $p = 50 \text{ МПа}$)	0,0015 0,493	0,0023 0,74
Природный газ (20 °C, $p = 0,1 \text{ МПа}$) (93 °C, $p = 50 \text{ МПа}$)	0,0011 0,363	0,0017 0,54
Уголь 0,84(C) 0,06(H)	0,442	0,66
Антрацит	0,268	0,40
Карналлит	0,419	0,63
Цемент	0,334	0,50
Гипс	0,325	0,49
Каолинит	0,250	0,37
Хлорит	0,213	0,32
Сerpентин	0,192	0,29
Глауконит	0,127	0,19
Монтмориллонит	0,115	0,17
Мусковит	0,089	0,13
Иллит	0,059	0,09
Биотит	0,041	0,06

Естественно, кроме водородосодержания на показания метода в той или иной степени влияют и многие другие характеристики породы и скважины, так как физические процессы, сопровождающие передачу нейтронов (а для НГК и гамма-квантов), в разных средах различны. Но поскольку основным определяемым параметром является пористость породы, то влияние всех других факторов удобно и принято оценивать опосредованно через пористость (например, каково будет изменение K_n^{HK} , вычисленной для "стандартных условий", при влиянии некоторого фактора?). Поэтому для оценки влияния различных факторов введено понятие поправки ΔK_n , равной разности между исправленным за влияние фактора значением пористости и неисправлением (полученным для "стандартных" условий). При этом все учитываемые факторы разделяют на 2 группы:

5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ СТАЦИОНАРНЫХ НЕЙТРОННЫХ ВИДОВ КАРОТАЖА

Стационарный (интегральный) нейтронный каротаж (НК) основан на облучении горной породы и скважины потоком быстрых нейтронов от ампульного источника и измерении потоков вторичного излучения - надтепловых и тепловых нейтронов или вызванного гамма-излучения. В зависимости от типа энергии регистрируемого излучения различают несколько модификаций НК: нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) и интегральный нейтронный гамма-каротаж (НГК). По количеству и расположению детекторов радиоактивного излучения измерительные установки НК разделяются на одно-, двух- и многозондовые. Обычно применяются одно- или двухзондовые ("компенсированные") измерительные установки с зондами одной модификации и реже - многоzonдовые или с зондами разных модификаций НК.

Непосредственно при нейтронном каротаже измеряются сигналы детектора(ов) в виде скорости счета - числа импульсов, регистрируемых в единицу времени (показания зондов). Показания зондов зависят от замедляющих и поглощающих по отношению к нейтронам свойств материалов скважины и породы (при НГК, также от излучающей способности среды относительно к вызванному гамма-излучению). Основным элементом, наиболее значительно влияющим на процесс замедления нейтронов в веществе, является водород. Для удобства оценки водородосодержания различных веществ введено понятие "водородного индекса" W , который определяется как отношение числа атомов водорода в единице объема вещества к той же величине для пресной воды при температуре 20 °C. То есть, W для пресной воды принимается равным 1. В таблице 5.2 приведены значения W для некоторых породообразующих минералов и флюидов. Для углеводородов в зависимости от температуры и давления значения W могут быть близкими к нулю (газ при низких давлениях) и достигать 1 (нефть). Содержание водорода в неглинистых породах, насыщенных водой и/или нефтью, пропорционально пористости пород K_n . Поэтому основным назначением НК¹ является определение пористости пород K_n^{HK} .

Напечатанные ниже положения относятся к приборам НК, предназначенным для измерения водонасыщенной пористости горных пород в разрезах нефтегазовых скважин, параметры и характеристики которых удовлетворяют требованиям стандарта СТ ЕАГО-031-01 и "Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на шельфе в нефтяных и газовых скважинах" (М. 2001 г.) [43].

“технические” (\tilde{G}_m), связанные с влиянием скважины и средств измерений (диаметр скважины, характеристики ПЖ, промежуточная среда между прибором и породой, температура и давление в скважине), и “геологические” (\tilde{G}_g), связанные со свойствами исследуемой горной породы (толщина пласта, вещественный состав, физико-химические свойства, текстура и др.). Соответственно различают и поправки: $\Delta K_n''$ и $\Delta K_n'$.

Поясним понятие “стандартные условия измерений”, введенное в методических документах и публикациях. Это условия, при которых на имеющихся в России физических моделях горных пород получены “основные градуировочные зависимости” для каждого из известных типов аппаратуры НК:

$$K_n = f\left(\frac{N_1}{N'_1}, \dots, \frac{N_m}{N'_m}\right) \quad i=1, \dots, m, \quad (5.31)$$

где N_i - показания i -ого зонда (скорость счета) в породе, имп/мин; N'_i - показания i -ого зонда (скорость счета) в воде, имп/мин; m - число зондов в приборе.

Итак, “стандартными” считаются следующие условия:

- порода из чистого кальцита плотностью 2,71 г/см³;

- скважина диаметром 200 мм заполнена водой с содержанием соединений хлора не более 0,2 г/л (далее пресной водой);
- поровое пространство породы заполнено пресной водой;
- прибор прижат к стенке скважины;
- глинистая корка отсутствует;
- температура окружающей среды 20 ± 10 °С, давление 0,1 МПа.

Значения пористости, определяемые по основной зависимости, будут соответствовать фактическим только для выше перечисленных “стандартных” условий.

Для практического применения НК в реальных скважинных условиях, при всем многообразии влияющих на показания метода геологических и технических факторов необходимы средства корректной интерпретации получаемых при каротаже данных.

Основой для создания интерпретационного обеспечения метода, включающего библиотеки палеток и зависимостей, алгоритмы и программы, являются специальным образом преобразованные решения прямых задач. Для решения прямых задач применяется натурное и теоретическое моделирование. В таб-

Таблица 5.3

Перечень и диапазон изменения геолого-технических параметров, учитываемых при обработке и интерпретации результатов НК

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Диапазон изменения	Допустимая величина неопределенности параметра
Параметры, характеризующие аппаратуру и скважину				
Диаметр скважины	d_c	мм	150 - 350	10
Промежуточная среда: - глинистая корка - локальная каверна	h_{nc}	мм	0 - 40 0 - 40 любой	5 5
Тип ПЖ				
Минерализация промывочной жидкости	C_{pk}	г/л NaCl	0 - 300	20
Плотность ПЖ	σ_{pk}	г/см ³	1 - 2	0,2
Температура в скважине	T	°С	0 - 250	10
Давление в скважине	p	МПа	0 - 150	20
Параметры, характеризующие исследуемый объект				
Пористость	K_n	% от объема породы	0 - 50 любой	1
Тип порового пространства				
Нефте-, водо-, газосодержание	K_{np}, K_{nw}, K_{ng}	% от объема породы	0 - 50	5
Объемное содержание минералов твердой фазы:	V_i	% от объема породы	0 - 100	10
Минерализация пластовых вод	C_s	г/л NaCl	0 - 300	20
Весовое содержание примесей бора	P_s	мг/см ³	0 - 20	2
Весовое содержание железа	P_{Fe}	мг/см ³	0 - 100	10

вичном или графическом виде основные палетки и интерпретационные зависимости приведены в методических документах для конкретных типов аппаратуры или методических наставлениях по комплексной интерпретации [3, 4, 14, 48], а для практического применения в современных компьютеризированных системах - в виде алгоритмов и программ. Составление интерпретационного обеспечения наиболее масовых отечественных приборов НК (ДРСТЗ-90, СРК, РК-П и др.) охарактеризовано в табл. 5.3.

Геометрическая глубинность исследования нейтронного каротажа R_n - радиус такого цилиндрического объема породы, соосного со скважиной, из которого поступает определенная доля всего зарегистрированного детектором зонда излучения (обычно $\geq 90\%$). Значение R_n возрастает с уменьшением K_n и увеличением длины зонда измерительной установки приблизительно от 25 - 30 до 60 см.

Разрешающая способность h_{min} - это величина минимальной толщины пласта, выделяемого по показаниям метода как пласт бесконечной толщины. Разрешающая способность определяется в основном зондом z , но зависит также от типа измерительной установки (ННК-НТ, ННК-Т, НГК) и условий залегания пласта. Вне зависимости от условий измерений разрешающая способность измерительной установки НГК равна полной длине зонда. Для ННК-Н и ННК-Т разрешающая способность превышает полную длину зонда на 10 см.

Определение толщины пластов по показаниям зондов НК проводится на уровне 1/2 амплитуды аномалии. Использование данного способа в пластах с повышенными по сравнению с вмещающими породами показаниями приводит к завышению определяемой толщины и наоборот. Для распространенных условий измерений разница между оцененной и истинной толщинами не превышает 15 см и в среднем составляет 8 - 10 см. Погрешность определения толщины пластов с учетом средней величины ее завышения (занижения) и статистического характера измеряемых величин составляет 15 - 20 см.

Положение границ пластов для приведенного способа определения их толщины при совмещении точки записи с серединой зонда с погрешностью 10 - 15 см определяется положением точек со значением 1/2 амплитуды аномалии. Погрешность отбивки границ пластов и определения их толщины по началу изменения показаний (подъему и спаду кривой НК) примерно равна погрешности рассмотренного выше способа для пластов с толщиной $h > h_{min}$. Оценку толщины пластов по кривым двухзондового НК (при регистрации отношения показаний малого зонда к показанию большого либо функции указанного отношения) следует проводить на уровне 1/2 амплитуды

ды аномалии. Погрешность определения толщины пласта в этом случае составляет 10 - 15 см, что несколько выше, чем для однозондовой аппаратуры в аналогичных условиях. Положение границ пластов с погрешностью не более 10 см определяется положением точек со значением 1/2 амплитуды аномалии при совмещении точки записи с серединой расстояния между детекторами.

Значения отсчетов в пластах с толщиной $h < h_{min}$ должны исправляться за влияние вмещающей породы: $K_{n,k}^{HK испр} = [K_{n,k}^{HK} - (1 - \psi) \cdot K_{n,k}^{HK_{вм}}] \cdot \psi$, где $K_{n,k}^{HK_{вм}}$ - кажущаяся пористость нижележащего пласта; $K_{n,k}^{HK}$ - подлежащая исправлению кажущаяся пористость пласта; $K_{n,k}^{HK испр}$ - исправленное значение кажущейся пористости пласта; ψ - поправочная функция, зависящая от толщины пласта h (рис. 5.6).

Слоистая неоднородность пласта практически не влияет на показания зондов НК, если толщина чередующихся прослоев не превосходит 20 см. Если толщина прослоев больше 20 см, то значение пористости, определяемое по средним показаниям метода в пачке $K_{n,k}^{HK испр}$, будет меньше средневзвешенного значения $K_{n,k}^{HK}$. Погрешность $\Delta K_n = K_{n,k}^{HK} - K_{n,k}^{HK испр}$ возрастает как при увеличении толщины прослоев, так и при увеличении их контрастности по пористости,

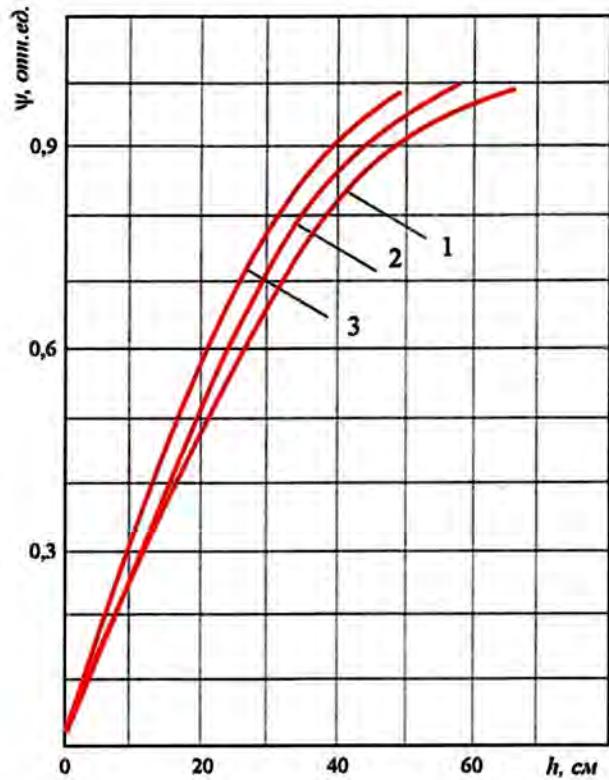


Рис. 5.6. Поправочная функция за влияние вмещающих пластов в пластах с $h < h_{min}$ для зондов НГК-60 (1), ННК-T-50 (2) и ННК-HT-40 (3)

достигая 6% от объема породы при контрастности прослоев более 30% и приближении их толщины к h_{min} . В реальных условиях ΔK_n не превышает 3%. Поскольку погрешность ΔK_n , в основном, обусловлена нелинейностью зависимости показаний зондов НК от пористости пород, то для однозондовых НК рекомендуется снимать отсчеты на уровне 1/3 разницы между линиями, проведенными по минимальным и максимальным значениям показаний в пределах пачки прослоев (ближе к линии минимальных значений). При этом погрешность ΔK_n практически не превысит 1% от объема породы. Для многозондового НК (с близкой к линейной связью функционалов показаний зондов от пористости) ΔK_n не превышает 0,5 - 1%.

5.5.1. Особенности обработки и интерпретации данных НК

Сложившиеся технологии проведения стационарного НК, обработки и интерпретации результатов измерений ориентируются на строго определенную последовательность операций \hat{A}_i преобразования показаний зондов. Последовательность условно разбивается на три этапа: первичной обработки, предварительной обработки и собственно интерпретации:

$$\begin{aligned} \hat{A}_I (\bar{N}, \bar{M}) &\Rightarrow K_{n, \text{перв}}^{HK}; \\ \hat{A}_{II} (K_{n, \text{перв}}^{HK}, \bar{G}_m) &\Rightarrow K_n^{HK}; \\ \hat{A}_{III} (K_n^{HK}, \bar{G}_c) &\Rightarrow K_n(HK). \end{aligned} \quad (5.32)$$

Введенные в (5.32) обозначения будут пояснены ниже.

Выполнение указанных этапов обработки требует определенного объема знаний - исходной ("априорной") информации, которая разделяется на 3 группы:

1. Данные об условиях измерений в скважине. К ним относятся:

- фактический d_c и名义ный d_{nom} диаметры скважины (диаметр долота). По знаку разности $d_c - d_{nom}$ определяется наличие каверны или корки;
- размер (толщина) промежуточной среды между прибором и исследуемой породой (корки или каверны), которая оценивается как $h_{ik} = |(d_c - d_{nom})/2|$;
- параметры промывочной жидкости - ее тип (водная, глинистая, глинисто-известковая, на нефтяной основе, безводная, эмульсионная и др.), минерализация $C_{n,k}$ (содержание солей NaCl в литре жидкости) и плотность $\sigma_{n,k}$;
- термобарические условия в скважине (соответствующие интервалу обработки) - температура T , °C и давление p , МПа.

2. Геофизическая характеристика скважинных приборов, данные поверки и калибровки, скорость каротажа, разрешающая способность методов и т.д.

3. Геолого-геофизическая характеристика исследуемого интервала пород:

- тип разреза, например, карбонатный, карбонатно-глинистый, терригенный (песчано-глинистый, полимиктовый), смешанный (карбонатно-терригенный) и т.д.;
- состав скелета пород (основные минералы, слагающие скелет, и их процентное содержание в скелете);
- вероятный состав цемента (основные минералы, слагающие цемент, и их процентное содержание в цементе);
- параметры флюида, заполняющего поровое пространство в зоне исследования - вода, нефть, газ в различных комбинациях, минерализация и плотность флюида;
- тип порового пространства (межзерновый, трещинный, каверновый и комбинации типов);
- содержание примесей (бора, железа) и естественных радиоактивных элементов в компонентах породы.

Особое значение имеет информация по опорным пластам.

Источником исходной информации являются данные ГИС, керна, шлама, результаты испытания пластов и т.д.

Необходимы знание и учет погрешностей всех используемых при обработке исходных данных.

Первичная обработка обычно выполняется в процессе проведения измерений (в реальном масштабе времени). Алгоритмы \hat{A}_i выполняют функции вычисления, контроля и редактирования регистрируемых величин, то есть по основным зависимостям (5.31) с учетом калибровочных данных \bar{M} осуществляется преобразование сигнала от детектора \bar{N} в параметр, определенный для каждого типа аппаратуры, как результат первичной обработки. Это могут быть:

- первичная пористость по показаниям зондов и/или по функционалам показаний зондов $K_{n, \text{перв}}^{HK}$;
- показания зондов в условных единицах $J_i = N_i / N''_i$ (1 усл.ед. - показания в баке с пресной водой);
- отношения показаний зондов;
- декременты затухания плотностей потоков пейтров.

Отметим, что наиболее часто применяемый результат этого преобразования - первичная пористость $K_{n, \text{перв}}^{HK}$, соответствующая выше перечисленным стандартным условиям измерений.

На рис. 5.7 приведены примеры основных зависимостей для широко распространенной в практике ГИС аппаратуры НК.

Предварительная обработка. Суть ее заключается в корректировке первичных данных НК за влияние скважинных факторов, то есть переходе от реги-

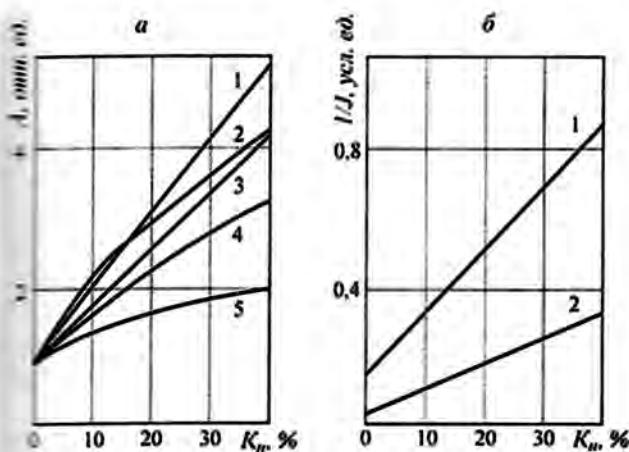


Рис. 5.7. Основные зависимости для различных приборов НК.

а - двухзоновые: 1 - ННК-Т (СРК, РК-П), 2 - ННК-ХТ (СРК, РК-П), 3 - ННК-Т (РКС), 4 - ННК-Т (К-7), 5 - ННК-Т (МНК-2); б - однозоновые: 1 - НГК (ДРСТЗ-90), 2 - ННК-Т-50 (ДРСТЗ-90)

прируемой величины к геофизическому параметру, соответствующему фиксированным условиям измерений.

Операция II в выражении (5.32) - это достаточная глубокая математическая обработка данных с привлечением надежной априорной информации об исследуемом объекте. Алгоритмы B_{II} выполняют функции вычисления геофизических параметров с учетом влияния всей совокупности факторов \hat{G}_m и застроенной на объект исследования геофизической модели:

$$K_n^{HK} = f(K_{n, \text{пер}}^{HK}, d_e, \text{тип ПЖ}, C_{n, \text{ж}}, \sigma_{n, \text{ж}}, h_{ne}, \sigma_{ne}, T, p). \quad (5.33)$$

Предварительная обработка выполняется в соответствии с рекомендациями методических документов на те или иные модификации метода и аппаратуры (например, [3, 4, 48]). В этих же документах приведены необходимые поправочные зависимости с описанием техники их применения. Предварительная обработка включает:

- 1) выделение пластов, отбивку их границ и определение толщины h , снятие отсчетов против выделенных пластов (при попластовом варианте обработки);
- 2) исправление показаний за инерционность аппаратуры (при аналоговой записи) и ограниченную толщину пласта;
- 3) расчет K_n^{HK} с введением поправок за влияние геологических условий измерения и в некоторых случаях за литотип породы;
- 4) оценку соответствия K_n^{HK} имеющимся "эталонным" данным. В качестве последних используются

значения пористости опорных пластов с известным минеральным составом и насыщенностью (ангидриты, соли, низкопористые известняки, каверны в глинистых пластах и др.), результаты, полученные по другим методам и комплексам ГИС, данные лабораторных анализов керна и др. При несоответствии K_n^{HK} эталонным значениям возможна линейная корректировка исходных показаний метода: $J_{\text{исп}} = a + b \cdot J$, где a - коэффициент, характеризующий отклонение "нуля" записи; b - масштабный коэффициент. После корректировки показаний операции (2 - 3) повторяются.

Учет скважинных условий измерений при ручной интерпретации данных НК основан на последовательном введении одномерных поправок за влияние характеристик промывочной жидкости, диаметра скважины, глинистой корки либо отклонения прибора от стенки скважины, термобарических условий. При этом для каждой модификации НК строго устанавливается последовательность введения поправок, что, однако (из-за многомерного характера поправок), не позволяет избавиться от возникновения дополнительной систематической погрешности K_n^{HK} . При автоматической обработке данных НК возможен и необходим учет многомерного характера зависимости показаний методов от скважинных условий измерений. Предпочтителен способ определения K_n^{HK} непосредственно по зависимости, являющейся результатом фиксации конкретных условий измерений в многомерной аппроксимирующей функции.

В практике обработки данных однозонового НК (особенно полученных в скважинах "старого фонда") широко используется способ "опорных" пластов.

Наиболее распространено введение двойного разностного параметра $\Delta J = (J - J_{\min}) / (J_{\max} - J_{\min})$, где J , J_{\min} , J_{\max} - соответственно, показания в текущем пласте, в опорном пласте с минимальными показаниями и в опорном пласте с максимальными показаниями. Применение двойного разностного параметра возможно только в том случае, если функция $J(K_n)$ линейна в рабочем диапазоне изменения K_n , что не всегда соблюдается даже при использовании логарифма показаний J или обратной величины J^{-1} . Чрезвычайно важен выбор опорных значений J_{\min} и J_{\max} . При выборе J_{\max} должны быть известны физико-химические свойства, пористость и насыщенность пласта. В качестве J_{\min} обычно используют показания НК в размытых пластах глин. Очевидно, что показания НК в кавернах, образовавшихся в результате размыва глин, зависят от положения прибора в такой каверне, размера каверны, свойств ПЖ, свойств глин и других факторов, относящихся к категории неопределенных. Точность количественной оценки пористости по способу двух опорных пластов, осо-

бенно в высокопористых разрезах, зависит от точности задания J_{min} в каверне. На рис. 5.8 и 5.9 приведены зависимости, позволяющие оценить возможность использования показаний ННК-Т-50 и НГК в глинистом пласте в качестве опорного пласта. Зависимости получены для скважины диаметром 200 мм при наличии каверны диаметром 300, 400, 500 мм. Рассмотрены два варианта расположения прибора в каверне:

- размеры каверны велики - прибор при каротаже перемещается по стенке каверны;
- размеры каверны малы - прибор при каротаже удален от стенки каверны.

Для ННК-Т-50 показания в каверне могут быть опорными (например, соответствовать показаниям в баке с пресной водой) только в случае, когда размеры каверны не превышают длины прибора и диаметр каверны больше диаметра скважины на 200 мм. Для НГК-60 - в той же ситуации, но при условии, что диаметр каверны больше диаметра скважины на 300 мм. При меньших диаметрах каверны и больших ее размерах по вертикали опорный пласт (из-за чувствительности методов к изменению диаметра скважины и водородосодержания глины) является не надежным.

ННК-Т, усл. ед.

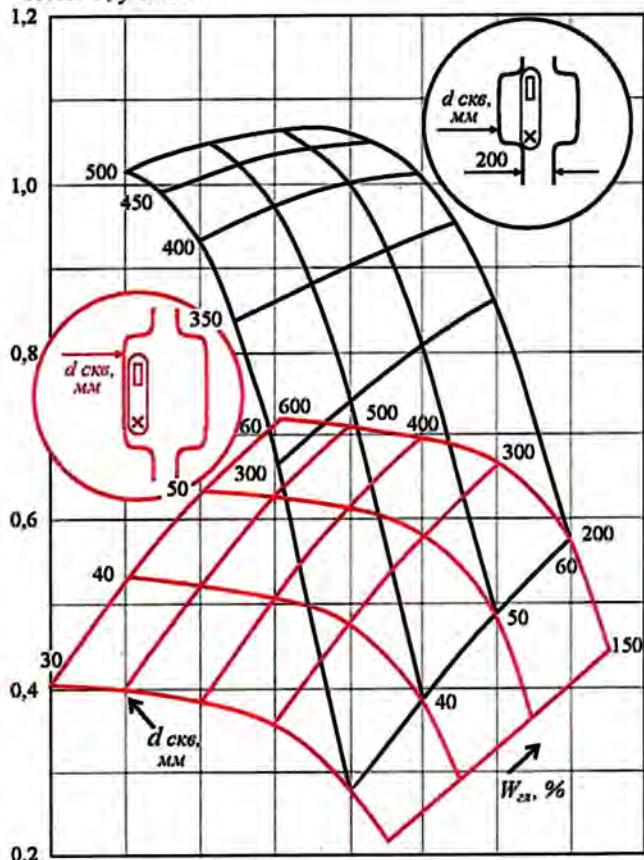


Рис. 5.8. Изменение показаний ННК-Т в глинах в зависимости от диаметра каверны, кажущейся пористости глин $W_{зг}$ и положения прибора

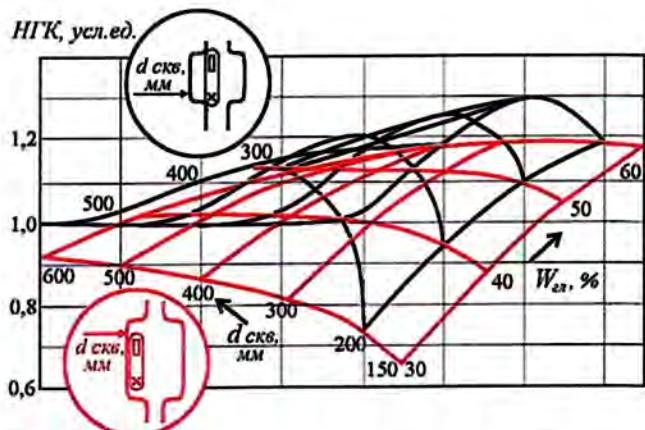


Рис. 5.9. Изменение показаний НГК в глинах в зависимости от диаметра каверны, кажущейся пористости глин $W_{зг}$ и положения прибора

Влияние геологических факторов. Операция III в выражении (5.32) в общем случае подразумевает комплексирование данных НК с данными других видов ГИС в рамках единой для участковых в комплексе видов каротажа интерпретационной модели². В частных случаях геологические характеристики породы могут определяться по индивидуальным связям, полученным для конкретных объектов на основании анализа априорной информации.

Петрофизическая модель НК (связь K_n^{HK} с геологическими факторами \bar{G}_n , в том числе с пористостью) строится на представлении горной породы как многокомпонентной среды, состоящей из твердой части породы и порового пространства, заполненного жидкостью, газом или их смесью [41].

Петрофизическая модель НК может быть записана в виде:

$$K_n = K_n(HK) = K_n^{HK} + \bar{\Delta} K_n^2, \quad (5.34)$$

где $\bar{\Delta} K_n^2$ - совокупность поправок за влияние геологических факторов. Эта совокупность поправок может быть представлена в виде суммы аддитивных составляющих:

$$\begin{aligned} \bar{\Delta} K_n^2 = & \sum_{i=2}^L V_i \cdot \Delta K_{ni}^{li} (K_n^{HK}) + \\ & + \Delta K_n^W (K_n^{HK}, T, p) + \Delta K_n^\sigma (K_n^{HK}, T, p) + \\ & + \Delta K_n^C (K_n^{HK}, C_n) + \sum_{i=1}^I \Delta K_{ni}^a (K_n^{HK}, P_{ai}). \end{aligned} \quad (5.35)$$

² Интерпретационная модель - система, объединяющая:
а) модель горной породы; б) модель условий измерений;
в) петрофизические модели методов, участвующих в решении задачи; г) представления о размерности и оптимальности геофизического пространства решения задачи и точности получаемых результатов.

Поправки в выражении (5.35) имеют следующий смысл:

1. $\sum_{i=2}^L V_i \cdot \Delta K_{ni}^{III} (K_n^{HK})$ - поправка за влияние минерального состава компонентов породы V_i . Компонент может состоять из различных породообразующих минералов. В табл. 5.4 приведен список минералов, учитываемых при интерпретации данных НК для массовой отечественной аппаратуры.

2. $\Delta K_n^W (K_n^{HK}, T, p)$ - разница между фактическим водородосодержанием флюидов порового пространства и водородосодержанием в "стандартных" установках. При вычислении поправки используются значения водородных индексов воды (фильтрата промывочной жидкости), нефти, газа и поверхностно-связанной воды для фактических T и p в соответствии с рекомендациями [10, 14].

3. $\Delta K_n^a (K_n^{HK}, T, p)$ - поправка за "дефект плотности" породы. Она имеет существенное значение для газосодержащих флюидов и зависит от пористости, температуры T и давления p . Величина поправки определяется по специальным зависимостям в соответствии с типом аппарата как функция "дефекта плотности" $\Delta\sigma = \sigma - \sigma^0$ (σ и σ^0 - объемные плотности породы с учетом и без учета T и p , соответственно) и фактического водородосодержания породы.

4. $\Delta K_n^C (K_n^{HK}, C_n)$ - поправка за влияние минерализации пластового флюида при отличии ее от минерализации фильтрата промывочной жидкости.

5. $\sum_{i=1}^L \Delta K_{ni}^a (K_n^{HK}, P_{ai})$ - поправки за влияние взвешенного содержания P_{ai} примесей элементов с аномально высокими сечениями поглощения нейтронов (бор,

железо и др.), не вошедших в список L основных компонентов породы, но существенно влияющих на показания НК.

Значения всех перечисленных поправок приведены в виде таблиц, графиков и зависимостей в методических документах для конкретных типов аппарата или методических наставлениях по комплексной интерпретации [3, 4, 14, 48].

5.5.2. Определение пористости по данным НК

Из-за большого числа влияющих на показания НК геологических факторов прямое использование K_n^{HK} довольно ограничено. Если известны состав и свойства твердой части породы и заполняющих поровое пространство флюидов, то K_n определяется по заранее установленной зависимости $K_n = f(K_n^{HK})$. Для получения зависимости привлекаются соответствующие априорные данные и уравнение (5.34). При расчете K_n следует помнить, что влияние текстурных и структурных характеристик породы, если оно существенно, будет вносить систематические искажения в определяемые значения K_n .

Но поскольку сведения о физико-химических свойствах пород обычно не полны, то следует принимать во внимание следующее:

1. В карбонатных отложениях существенную дополнительную погрешность может дать отсутствие точных данных о степени доломитизации и сульфатизации пород.

2. На результаты, полученные любой модификацией НК и особенно НГК, сильно влияет глинистость. Влияние глинистости на результаты НГК увеличивается при повышении K_n пород. Применять данные НГК-60 для оценки пористости можно при условии учета глинистости с погрешностью не более 3 - 4% от объема породы (для ННК - 4 - 6%). Как показывает практика, только в кварцевых песчаниках влияние глинистости пород может быть учтено по данным гамма-каротажа с погрешностью, удовлетворяющей требованиям НК.

3. На результаты НК сильно влияет газонасыщенность K_n пород в зоне исследования метода. При 10% абсолютной погрешности учета K_n в пластах с пористостью 20% величина погрешности определения K_n^{HK} составит 2 - 3%. Поэтому оценивать пористость пород при $K_n > 10\%$ только по данным НК нельзя.

4. В углистых пластах возможная погрешность оценки пористости составляет примерно 0,8% абсолютных на 1% объемного содержания угля.

5. Результаты определения K_n^{HK} не надежны в гипсованных породах, возможная погрешность составляет 0,5% на 1% содержания гипса.

6. Значительную погрешность в значения K_n^{HK} вносит присутствие в породе и флюидах примесей

Таблица 5.4

Список породообразующих минералов, учитываемых при интерпретации данных НК

Минерал	Химическая формула	Плотность, г/см ³	Водородный индекс
кальцит	CaCO ₃	2,71	0,0
кварц	SiO ₂	2,65	0,0
доломит	CaMg(CO ₃) ₂	2,87	0,0
полевой шпат	0,5KAISi ₃ O ₈ + 0,5NaAlSi ₃ O ₈	2,60	0,0
анидрит	CaSO ₄	2,96	0,0
гипс	CaSO ₄ ·2H ₂ O	2,32	48,7
алюминит	Al ₂ O ₃ ·2SiO ₂ ·2H ₂ O	2,62	36,6
аллюрит	5MgO·Al ₂ O ₃ ·3SiO ₂ ·4H ₂ O	2,72	35,4
гидрослюдя	K ₂ O·3Al ₂ O ₃ ·6SiO ₂ ·2H ₂ O	2,90	13,1
монтмориллонит	Al ₂ O ₃ ·4SiO ₂ ·H ₂ O	2,40	12,0

элементов, обладающих повышенными сечениями поглощения тепловых нейтронов (бор, кадмий, иридий, железо, хлор).

7. Неопределенность знания минерализации пластовой воды, особенно в пластах без проникновения фильтрата ПЖ, также существенно отражается на достоверности определения K_n^{HK} . Более того, данные НГК (ДРСТЗ-90) нельзя применять для определения K_n^{HK} , если пористость пород больше 25%, а C_{HK} больше 100 г/л NaCl.

На практике для определения K_n часто используются статистические связи, получаемые путем соединения данных НК с керном. При этом показания НК для соблюдения единого масштаба для объекта исследований по площади и месторождению подвергаются различного рода преобразованиям и нормировке. Полученные функционалы показаний НК сопоставляют с пористостью по керну, а для учета влияния дополнительного (но только одного) фактора вводят корректирующую поправку. Поправка может быть определена по данным другого вида ГИС или по имеющейся априорной информации. Например, можно получить обобщенную зависимость для карбонатных пород, состоящих из известняков и доломитов с учетом установленного факта увеличения доломитизации пород с увеличением K_n , или построить зависимость для песчано-глинистых пород с введением поправки за влияние глинистости, определяемой по нормированным показаниям ГК или ПС (при этом нужно доказать, что по показаниям ГК или ПС определяется именно та "глинистость", которая влияет на показания НК). Достоверность таких связей, естественно, контролируется по материалам исследования керна. Но следует помнить, что такой подход не соответствует методологии комплексной интерпретации, основанной на использовании теоретико-экспериментальных интерпретационных зависимостей, отражающих физическую сущность методов.

5.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ГАММА-ГАММА ПЛОТНОСТНОГО КАРОТАЖА

При гамма-гамма плотностном каротаже (ГГКП) регистрируется плотность потока многократно комптоновски рассеянного на электронах элементов горных пород гамма-излучения с энергией менее 1,2 МэВ. По измеренным скоростям счета импульсов рассчитывается с использованием соответствующих алгоритмов и программного обеспечения объемная плотность σ (точнее, так называемая электронная плотность σ_e) горных пород, отображаемая на твердой копии в виде кривой плотности σ ($\text{г}/\text{см}^3$) в линейном масштабе.

В современной двухзондовой скважинной аппаратуре ГГКП в некавернозных участках ствола влияние скважины, в том числе глинистой корки толщиной до 20 - 25 мм, а также естественного гамма-излучения пород практически полностью исключается.

Согласно требованиям [43], относительная погрешность измерения плотности в диапазоне 2,0 - 3,0 $\text{г}/\text{см}^3$ допускается при ГГКП не более 1,2%. Критерии оценки качества измерений при ГГКП изложены в [43].

Электронная плотность σ_e - это величина, пропорциональная числу электронов в единице вещества. Она определяется формулой $\sigma_e = \frac{2Z}{M} \sigma$, где σ - объемная плотность среды; Z - атомный номер элемента; M - относительная атомная масса.

Для основных породообразующих элементов (С, О, Mg, Si, Ca) значения $2Z/M$ близки к единице, отличаясь от нее не более чем на 1,2%. Таким образом, в осадочных породах, в которых преобладают легкие ($Z < 20$) элементы, электронная плотность соответствует объемной плотности. Лишь для водорода отношение $2Z/M$ имеет аномально высокое значение, равное 2, что обуславливает некоторое отличие электронной плотности высокопористых ($K_n > 30\%$) водородсодержащих горных пород от их объемной плотности.

Объемная плотность σ линейно меняется при изменении общей пористости K_n пород и связана с K_n соотношением:

$$K_n = \frac{\sigma_{sk} - \sigma}{\sigma_{sk} - \sigma_{jk}}, \quad (5.36)$$

где σ_{sk} - плотность скелета (минеральной матрицы) породы, σ_{jk} - плотность жидкости (флюида), заполняющей поровое пространство.

Как видно из соотношения (5.36), для определения K_n , кроме измеряемого при ГГКП значения σ , необходимо знание величин σ_{jk} и σ_{sk} .

В проницаемых породах значение σ_{jk} в зоне исследования ГГКП, глубинность которого не превышает 10 - 15 см, определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) и равно 1,0 $\text{г}/\text{см}^3$, если $\rho_c > 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Значения σ_{jk} заметно отличаются от единицы: 1) в нефтяных и газовых пластах при большой остаточной нефтегазонасыщенности зоны проникновения; 2) при бурении скважин на минерализованной промывочной жидкости, когда $\sigma_{jk} = 1,0 - 1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ в зависимости от степени минерализации ПЖ; 3) при бурении скважин на ПЖ с нефтяной основой (известково-битумные или водоинвертные эмульсионные ПЖ). В этих случаях значения K_n , определяемые по (5.36) при $\sigma_{jk} = 1 \text{ г}/\text{см}^3$, отличаются от истинных на

величину $\Delta K_n = -K_n(\sigma_{\text{ж}} - 1)/(\sigma_{\text{ск}} - 1)$. Занижение плотности $\Delta\sigma$ составит $0,01 \text{ г}/\text{см}^3$ в пластах с остаточной газонасыщенностью $K_{\text{нв}}$, равной 50%, при пористости пород 20% и плотности нефти 0,9 $\text{г}/\text{см}^3$. Вычисленное по ГГКП значение пористости будет занижено при этом на 0,6% (абсолютных).

В газонасыщенных пластах определяемое значение K_n завышается. Влияние газонасыщенности зависит от плотности σ_g газа (рис. 5.10), которая в свою очередь определяется давлением p (в МПа) и температурой T . Для определения этого влияния через отношение p/T находят плотность газа σ_g , затем определяют значение $\Delta\sigma$, исходя из величины K_n , и σ_g . Численное значение погрешности определения пористости за счет рассматриваемого фактора равно $\Delta\sigma/1,7$. В газонасыщенных пластах при плотности газа (0,1 - 0,2) $\text{г}/\text{см}^3$ занижение плотности составит $\Delta\sigma = (0,7 - 0,8) \cdot K_n \cdot K_g$, то есть при $K_n = 20\%$ и $K_g = 50\%$ оно будет равным (0,07 - 0,08) $\text{г}/\text{см}^3$, что эквивалентно погрешности определения (занесено) пористости на 4 - 4,5% абсолютных.

Значение $\sigma_{\text{ск}}$ основных типов горных пород, представляющих интерес как возможные коллекторы нефти и газа, изменяются в широком диапазоне: от 2,55 для полимиктовых песчаников до 2,87 $\text{г}/\text{см}^3$ для доломитов. Абсолютная погрешность ΔK_n определения пористости за счет разницы $\Delta\sigma_{\text{ск}}$ истинных и принятых при расчете значений $\sigma_{\text{ск}}$ составит:

$$K_n = \frac{\sigma - \sigma_{\text{ж}}}{(\sigma_{\text{ск}} - \sigma_{\text{ж}})^2} \cdot \Delta\sigma_{\text{ск}} \approx \frac{\sigma - \sigma_{\text{ж}}}{3} \cdot \Delta\sigma_{\text{ск}},$$

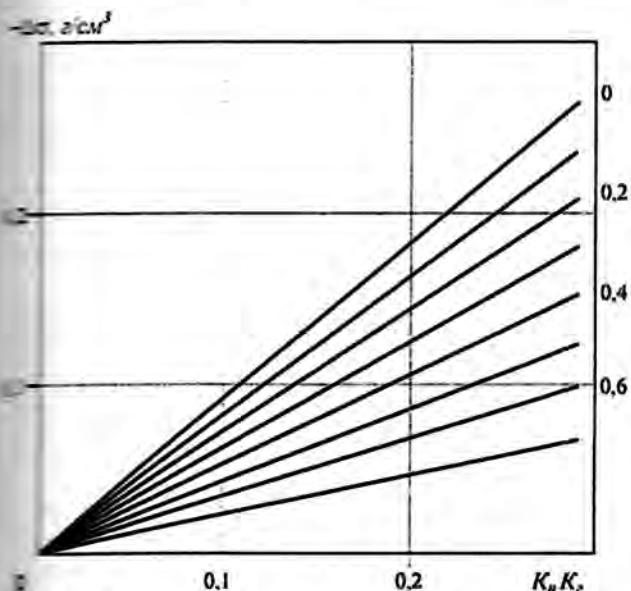


Рис. 5.10. Изменение плотности пород от пористости газонасыщенности.

Прямые - плотность газа, $\text{г}/\text{см}^3$

что в диапазоне пористости 10 - 20% равно $\pm 1\%$ (абсолютный) на каждые $\pm 0,02 \text{ г}/\text{см}^3$ изменения $\Delta\sigma$. По этой причине по материалам ГГКП определяется общая пористость мономинеральных пород и полиминеральных пород, для которых минералогическая плотность скелета постоянна и известна, например, по результатам исследования керна.

В пределах даже одного горизонта с относительно выдержаным составом порообразующих элементов $\sigma_{\text{ск}}$ может изменяться вследствие неравномерного распределения примесей глин, сульфатов, углистых остатков и т.п.

Глинистые цементы состоят из каолинита, хлорита и гидрослюд с примесями других минералов. Минералогическая плотность $\sigma_{\text{ск}}$ глинистых минералов изменяется от 2,62 $\text{г}/\text{см}^3$ для каолинита до 2,81 $\text{г}/\text{см}^3$ для гидрослюды. Среднее значение $\sigma_{\text{ск}}$ для смеси глинистых минералов находится в пределах 2,67 - 2,72 $\text{г}/\text{см}^3$, что мало отличается от $\sigma_{\text{ск}}$ известняков и песчаников. Поэтому этот тип глинистости практически не сказывается на оценке K_n пород: абсолютная погрешность ΔK_n определения пористости (в %) составит - (0,6 - 0,8)% на каждые 10% глинистости для песчаников и известняков, содержащих гидрослюдистые глины, и +0,35% на каждые 10% каолинитовых глин. Для доломитов погрешность оценки пористости составит +1,5% на каждые 10% глин.

Плотность монтмориллонита, часто встречающегося в вулканогенно-осадочных породах основного состава, существенно отличается от плотности основных компонентов скелета породы, поэтому влияние его на оценку пористости более существенно. В зависимости от условий залегания пород монтмориллонит способен удерживать различное количество межпакетной воды, в связи с чем его плотность изменяется от 2,2 $\text{г}/\text{см}^3$ при содержании воды, равном 26%, до 3,36 $\text{г}/\text{см}^3$ без межпакетной воды. В пластовых условиях плотность монтмориллонита ниже плотности порообразующих минералов.

Плотность углей изменяется в пределах 1,1 - 1,8 $\text{г}/\text{см}^3$ в зависимости от их зольности и степени метаморфизма. На нефтяных и газовых месторождениях характерна приуроченность к аргиллитам, глинистым песчаникам и алевролитам бурых углей, плотность которых равна 1,2 - 1,3 $\text{г}/\text{см}^3$. Численное значение погрешности определения K_n для примеси бурых углей составляет $\Delta K_n = (0,8 - 0,9)K_{\text{нв}}\%$, где $K_{\text{нв}}$ - объемное содержание углей, или 8 - 9% (абсолютных) на каждые 10% объемного содержания углистого материала.

В баженитах, доманикитах и некоторых других осадочных породах встречаются включения твердого органического вещества (керогена), минералогическая плотность которого составляет 1,05 - 1,5 $\text{г}/\text{см}^3$. При плотности примесей керогена 1,3 $\text{г}/\text{см}^3$ погреш-

нность определения пористости составит 8 - 9% на каждые 10 % объемного содержания керогена.

Карбонатность песчаников обусловлена в основном их кальцитизацией. Минералогическая плотность кальцита ($2,71 \text{ г}/\text{см}^3$) мало отличается от $\sigma_{\text{ск}}$ песчаников и алевролитов ($2,57 - 2,68 \text{ г}/\text{см}^3$). При $\sigma_{\text{ск}}$ песчаника $2,68 \text{ г}/\text{см}^3$ и более примеси кальцита практически не сказываются на определяемые значения K_n . Если же минералогическая плотность песчаника равна $2,57 \text{ г}/\text{см}^3$, приращение $\Delta\sigma_{\text{ск}}$ за счет карбонатности составит примерно $0,014 \text{ г}/\text{см}^3$ на каждые 10% содержания кальцита. Это обусловит занижение измеряемых значений пористости на величину $\Delta K_n = 0,8\%$ (абсолютных). Если карбонатность пород обусловлена доломитизацией ($\sigma_{\text{ск}} = 2,87 \text{ г}/\text{см}^3$), погрешность ΔK_n увеличивается и составляет 1,7% (абсолютных) на каждые 10% содержания доломита.

Сульфатность карбонатного разреза обусловлена присутствием ангидрита или гипса. Минералогическая плотность ангидрита $\sigma_{\text{ск}} = 2,96 \text{ г}/\text{см}^3$. Поэтому ангидритизация в большей степени сказывается при оценке K_n известняков ($\sigma_{\text{ск}} = 2,71 \text{ г}/\text{см}^3$), чем доломитов ($\sigma_{\text{ск}} = 2,87 \text{ г}/\text{см}^3$). Так, содержание 10% ангидритов в известняке эквивалентно уменьшению K_n на 1 - 1,5% (абсолютных). Такое же содержание ангидрита в доломитах практически не изменяет определяемые значения K_n . Примесь гипса сказывается на результатах ГГКП сильнее, чем примесь ангидрита, так как плотность гипса на $0,4 \text{ г}/\text{см}^3$ меньше плотности известняка и на $0,56 \text{ г}/\text{см}^3$ меньше плотности доломита. Определяемое значение пористости известняка завышается на 2,2%, а доломита - на 3,2% (абсолютных) на каждые 10% гипса.

Абсолютная погрешность определения объемной плотности современными типами аппаратуры ГГКП составляет не более $\pm 0,035 \text{ г}/\text{см}^3$, что эквивалентно погрешности определения пористости мономинеральных пород не более $\pm 2\%$. Дополнительные погрешности определения K_n могут быть обусловлены нефтегазонасыщенностью коллекторов и неконтролируемыми изменениями их минералогического состава.

Преимущества ГГКП по сравнению с другими методами ГИС состоят в слабом влиянии глинистости пород и структуры емкостного пространства на результаты определения K_n . В породах с изменяющейся полиминеральной матрицей метод не обеспечивает нахождение K_n с необходимой точностью, поэтому пористость таких пород определяют по комплексу данных ГИС (ГГКП, НК, АК, ГКС).

5.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ЯМК

Использование эффекта ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для определения пористости горных

пород базируется на возможности прямой индикации водородосодержания поровых флюидов (воды, нефти, газа), находящихся непосредственно в поровом пространстве.

При ЯМР-исследованиях порового пространства горных пород измеряется реакция намагниченности порового флюида на резонансное воздействие, вызывающее прецессию ядер водорода в магнитном поле. Измеряемыми величинами являются амплитуда и характер изменения во времени сигнала ядерной намагниченности порового флюида в породе (рис. 5.11). Амплитуда сигнала пропорциональна объемному водородосодержанию. При этом к моменту начала измерения релаксация водорода, входящего в состав твердой фазы, завершается, и он не вносит вклада в сигнал. Поэтому ЯМК характеризует водородосодержание только флюида (фильтрата, воды, нефти, газа) в пустотном пространстве породы, которое по данным калибровки может быть пересчитано в коэффициент пористости.

Способность флюидов намагничиваться в магнитном поле характеризуется временем продольной релаксации t_1 . Изменение намагниченности после резонансных воздействий на ядра водорода характеризуется временем поперечной релаксации t_2 и определяется тремя параллельно проходящими процессами релаксации: поверхностной, диффузионной и объемной [54].

Поверхностная релаксация возникает за счет эффектов взаимодействия ядер водорода (протонов), вследствие диффузии молекул флюида, с поверхностью пор. Скорость релаксации зависит от двух факторов: от частоты соударений протонов с поверхностью пор и свойств самой поверхности пор.

Частота соударений, мерой которой может служить отношение площади поверхности пор S к объему V , зависит от размеров и формы пор. В крупных

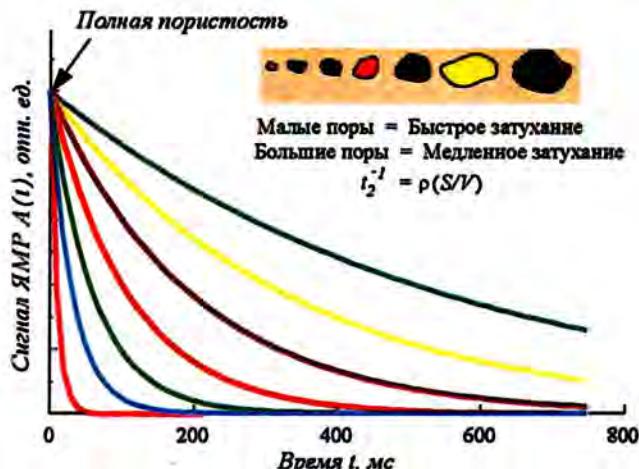


Рис. 5.11. Сигнал ЯМР от пор различных размеров

порах, имеющих небольшие величины отношения S/V , столкновения происходят реже, и времена релаксации сравнительно большие. Наоборот, в небольших порах с высокими значениями S/V столкновения происходят чаще, и времена релаксации короткие (рис. 5.11). С усложнением формы пор (ростом удельной поверхности) времена релаксации уменьшаются.

Способность поверхности зерен влиять на протоны, называемая поверхностной релаксивной активностью ρ , отличается для различных минералов горных пород (например, песчаники почти в три раза эффективнее в релаксации воды, чем карбонаты). Породы с включениями магнитных минералов также характеризуются высокими значениями ρ и малыми временами релаксации.

Измеренный сигнал спада ядерной намагниченности представляет собой сложную суперпозицию различающихся по временам релаксации компонентов, каждый из которых соответствует группам пор разного размера и формы.

Таким образом, поверхностная релаксация определяется распределением пористости по размерам пор, формой пор и минералогическим составом твердой фазы.

Диффузионная релаксация проявляется в неоднородном магнитном поле прецессии, где молекулярное движение вызывает расфазировку магнитных моментов протонов.

Наиболее ярко диффузионная релаксация проявляется при использовании средств измерений, формирующих градиентное магнитное поле, например, в приборе ЯМТК. В этом случае диффузионная составляющая релаксации может быть определена, применяя специальные методики измерений. Можно либо уменьшить вклад диффузионной релаксации до уровня, которым можно пренебречь, либо наоборот - максимально увеличить эффект с определением принципиально нового для практики ГИС петрофизического параметра - коэффициента диффузии порового флюида.

Петрофизическими причинами формирования неоднородности магнитного поля в ограниченной области исследования является существенное различие магнитных восприимчивостей минералов твердой фазы и порового флюида (как правило - значительное наличие магнитных минералов в породе).

Объемная релаксация определяется собственно свойствами флюида, насыщающего поровое пространство, и не одинаково проявляется для различных типов флюидов (вода, газ, нефть), их состава и вязкости. Эффект объемной релаксации слабее поверхностной и становится заметным, когда взаимодействие протонов с поверхностью пор ограничено,

т.е. в крупных порах, в кавернозных карбонатах или для углеводородов в гидрофильных коллекторах (протоны УВ не контактируют с поверхностью пор). Этот эффект наибольшим образом проявляется при лабораторных ЯМР-исследованиях пластовых флюидов (основной механизм релаксации).

Таким образом, эффект ЯМР чувствителен к таким практически важным петрофизическим параметрам, как распределение пористости по размерам пор и их общий объем, насыщенность и состав флюидов (на основе коэффициентов диффузии и вязкости). Основным негативным фактором является влияние магнитных минералов, но их содержание в осадочных разрезах обычно невелико и существенно не влияет на результаты измерений.

Наилучшие возможности ЯМР имеет для определения характеристик емкости, поскольку эффекты поверхностной релаксации при изучении горных пород являются основными в формировании релаксационной кривой, а амплитуда характеризует водородосодержание флюида. Самостоятельное значение имеет оценка типа флюида, насыщающего поровое пространство. Эта задача более сложна, поскольку требует выделения достаточно слабых эффектов диффузионной и объемной релаксации на фоне поверхностной, и реализуется при применении специальных методик измерений.

Практическая возможность определения пористости по данным ЯМК определяется аппаратурной реализацией метода измерений.

5.7.1. Модификации методов исследований

В практике ГИС используется две модификации исследований ЯМР:

- аппаратура типа АЯМК, работающая в слабом (0,5 Гс) однородном магнитном поле Земли [1];
- аппаратура типа ЯМТК, работающая в сильном (порядка 170 Гс) градиентном (15 - 25 Гс/см) магнитном поле, созданным постоянным магнитом [33].

Обе модификации имеют аппаратурно-методическое обеспечение для выполнения исследований в скважинах и для лабораторных петрофизических исследований. Модификации отличаются напряженностью и степенью однородности используемого магнитного поля, методикой реализации ЯМР и, в конечном итоге, объемом получаемой информации. Для интерпретации ГИС наиболее важны два существенных отличия аппаратуры.

1. "Мертвое" время аппаратуры. Для ЯМР в поле Земли оно составляет первые десятки миллисекунд (до 60 мс). Поэтому регистрируются сигналы лишь от наиболее крупных пор. Соответственно, определяемая пористость (называемая "индекс свободного

флюида" - ИСФ) меньше общей пористости и коррелируется с эффективной пористостью.

Для ЯМР в искусственном поле "мертвое" время составляет доли миллисекунд, что позволяет улавливать быстро затухающие сигналы, начиная с пор глин. Как следствие, имеется возможность получить полное распределение пористости по временам релаксации, оценить общую пористость и ее компоненты, в т.ч. эффективную пористость (см. раздел 5.7.2).

2. Область исследования зонда скважинного прибора. Для ЯМК в поле Земли она представляет собой объемную область вокруг скважинного прибора, включающую скважину и окружающие горные породы, т.е. является типичной для методов ГИС. Ширина зоны исследования равна примерно диаметру зонда. При изменении угла наклона оси зонда по отношению к направлению поля Земли геометрический фактор зонда изменяется, что так же как и диаметр скважины должно быть учтено при интерпретации.

Для прибора ЯМТК с сильным неоднородным полем зона исследования представляет собой цилиндрическую поверхность толщиной 0,5 - 0,8 мм, удаленную от оси центрированного в скважине прибора на 18 см (на 8 см от стенки скважины). Поэтому влияние скважины и глинистой корки на сигнал этой модификации ЯМК не оказывается (за исключением глубоких каверн, где регистрируется сигнал от бурого раствора). Это позволяет уменьшить число вводимых поправок за условия измерений.

5.7.2. Виды пористости, определяемые по ЯМК

Метод ЯМК является единственным методом ГИС, принципиально позволяющим получить дифференцированную информацию о распределении пористости и на этой основе определить различные компоненты общей пористости (табл. 5.5).

ЯМР в сильном искусственном магнитном поле. Как для лабораторных, так и для скважинных вариантов ЯМР в сильном магнитном поле определение характеристик пористости включает три стандартные процедуры: получение исходной зависимости изменения величины ядерной намагниченности во времени (релаксационной кривой); обработку релаксационной кривой с целью получения спектра распределения амплитуды сигнала по временам поперечной релаксации t_2 ; определение компонентов пористости.

Исходной информацией для определения пористости являются: данные по калибровке прибора в емкости, имитирующей 100% пористость, и зарегистрированная релаксационная кривая (рис. 5.12,а).

Обработка данных заключается в преобразовании релаксационной кривой в дифференциальное (рис. 5.12,б), а затем и интегральное (рис. 5.12,в) распределение пористости по временам релаксации t_2 , с

Таблица 5.5
Основные виды пористости,
определенные по данным ЯМК

Виды пористости	ЯМК в искусственном поле	ЯМК в поле Земли
Дифференциальное и интегральное распределение пористости по временам релаксации t_2 (качественный аналог распределения пористости по размерам пор)	+	-
Пористость глин $K_{n,gl} = V_{n,gl} / V$	+	-
Пористость, занятая капиллярно-связанной водой: $K_{n,kap-sv} = V_{n,kap-sv} / V$	+	-
Пористость, занятая остаточной водой $K_{n,vo} = K_{n,gl} + K_{n,kap-sv}$	+	-
Эффективная пористость $K_{n,\text{эфф}} = K_n - K_{n,vo} = K_n(1 - K_{vo})$	+	ИСФ
Каверновая емкость (в карбонатах) $K_{n,kav} = V_{kav} / V$	+	-
Поровая емкость (в карбонатах) $K_{n,por} = K_n - K_{n,kav}$	+	-
Общая пористость по ЯМК $K_{n,YMK} = V_n / V$	+	-

использованием специальных математических процедур. Предварительно (при необходимости) в релаксационную кривую вводятся поправки за условия измерений, а также могут выполняться процедуры фильтрации.

Определение характеристик пористости проводится в рамках интерпретационной модели поверхности релаксации. Исходная релаксационная кривая представляет собой сложную суперпозицию различающихся по временам релаксации компонент, каждая из которых соответствует группам пор различного размера. Поэтому релаксационную кривую путем математической обработки представляют в виде спектра распределения пористости по временам релаксации t_2 : дифференциальный спектр $\partial K_n / (\partial t_2 - t_2)$ (рис. 5.12,б) характеризует долю пор с конкретным значением t_2 в общем поровом пространстве, интегральный спектр $K_n - t_2$ (рис. 5.12,в) - изменение непосредственно пористости. Чтобы определить пористость, соответствующую какому-либо интервалу времен релаксации (от t_{2i} до $t_{2j} + \Delta t_2$) достаточно проинтегрировать дифференциальный спектр на этом участке (найти площадь под кривой) или определить точки на интегральном спектре, соответствующие границам временного интервала, и определить K_{ni} как разность $K_{n(t_{2i} + \Delta t_2)} - K_{n(t_{2i})}$ (см. рис. 5.12). Этот прием используется для определения компонентов

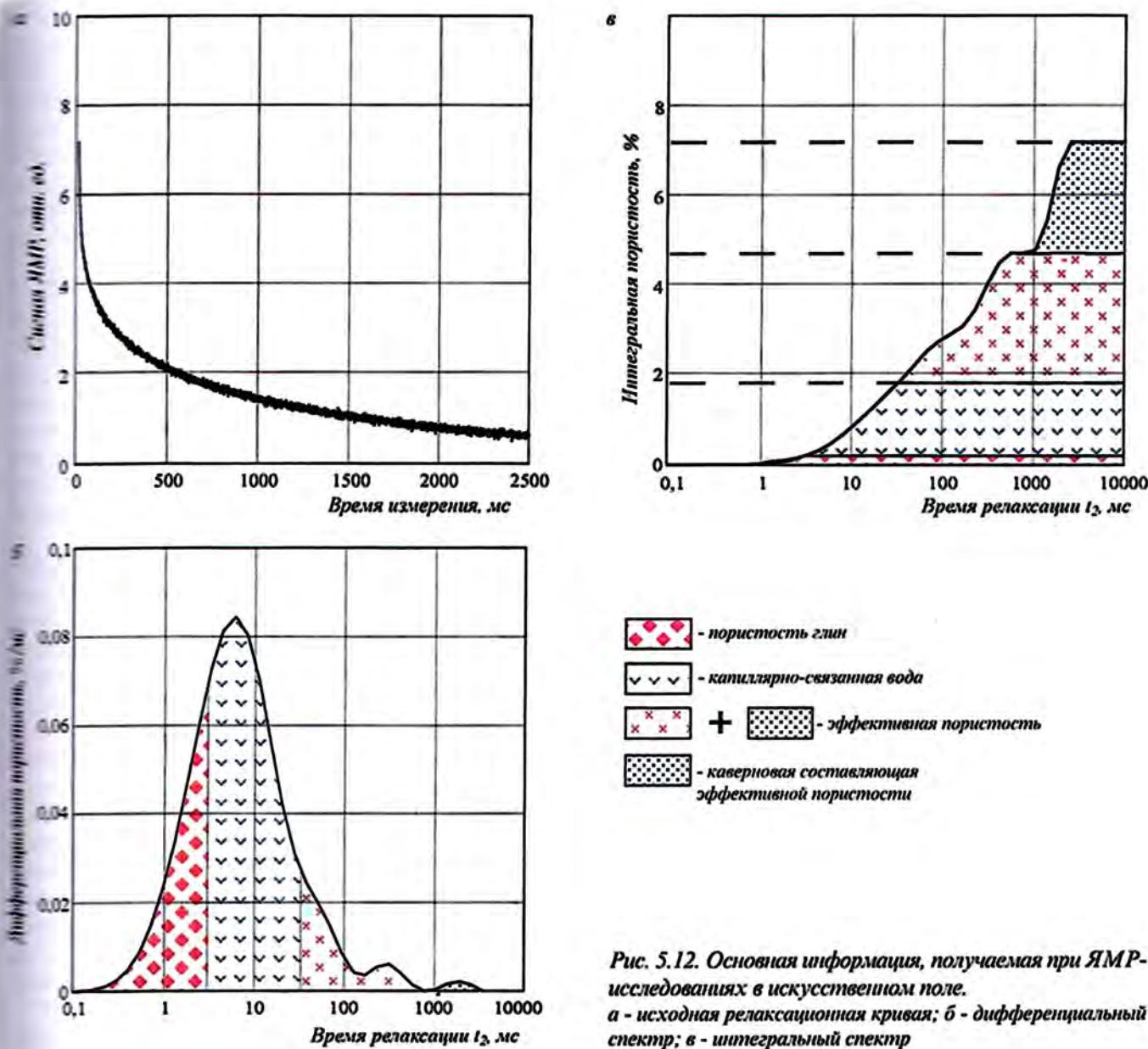


Рис. 5.12. Основная информация, получаемая при ЯМР-исследованиях в искусственном поле.
а - исходная релаксационная кривая; б - дифференциальный спектр; в - интегральный спектр

пористости по данным ЯМР, т.е. реализуется методом граничных значений.

По данным ЯМР в сильном магнитном поле в лабораторном и скважинном вариантах принято определять три группы характеристик пористости: распределение пористости по временам релаксации; общая пористость; компоненты общей пористости, связанные с пористостью глин, капиллярно-связанной, эффективной, каверновой емкостью.

Распределение пористости по временам релаксации характеризуют дифференциальный (рис. 5.12, б) и интегральный (рис. 5.12, в) спектры t_2 , которые качественно отражают распределение пористости по размерам пор.

Общая пористость ($K_{\text{н}}^{\text{ЯМР}}$) определяется интегрированием дифференциального спектра во всем интервале времен релаксации. Она не зависит от литологического и минералогического состава, т.к. протоны ядер водорода, входящих в состав минералов твердой фазы, не вносят вклада в амплитуду сигнала. Но в общем случае она зависит от состава флюида в зоне исследования (фильтрат, вода, нефть, газ), т.к. изменяется водородосодержание подвижных молекул флюида, поэтому на практике возможно соотношение $K_{\text{н}} \geq K_{\text{н}}^{\text{ЯМР}}$. Задолжение общей пористости по ЯМР может быть связано со следующими причинами:

- высокая газонасыщенность в зоне исследования (уменьшение водородного индекса);

- наличие в пустотном пространстве битума (релаксация протонов заканчивается до начала измерения и не вносит вклад в амплитуду сигнала). Например, если в порах присутствует битум и нефть, то по ЯМК будет фиксироваться только пористость, занятая нефтью;
- ограниченный диапазон измерения времен релаксации в конкретных модификациях аппаратуры ЯМК и режимах измерения.

Определение компонентов общей пористости проводится путем интегрирования дифференциальных спектров во временных интервалах с петрофизическими обоснованными границами ($t_{2\min}$ - $t_{2\max}$).

Типовые граничные значения для выделения различных компонентов пористости, установленные многочисленными зарубежными и отечественными петрофизическими исследованиями, приведены в табл. 5.6. Для конкретных отложений они могут уточняться по исследованиям на керне (см. ниже).

Отмеченные выше ограничения ЯМК при определении пористости учитываются при использовании специальных режимов измерений, петрофизического обеспечения, комплексирования с другими методами ГИС. Например, выполнение измерений в четырех специальных режимах позволяет оценить вклад объемной релаксации, которая зависит от

свойств флюида, учесть ее при определении компонентов пористости и параллельно - определить коэффициенты диффузии и вязкости флюида в зоне исследования. Конкретные способы обработки регламентируются соответствующими методическими рекомендациями. Степень проявления и способы учета эффектов, влияющих на определяемые характеристики пористости, должны быть отражены в текстовой части документа, сопровождающего результаты интерпретации данных ЯМТК.

Петрофизическое обеспечение ЯМР в сильном магнитном поле может включать лабораторные исследования флюидов, шлама и керна. Основное требование к ЯМР-релаксометрам - регистрация процессов релаксации протонов водорода в диапазоне времен поперечной релаксации, обеспечивающем достоверное определение пористости пород (время раздвижки между радиоимпульсами t_r не более 0,5 мс). Основные определяемые петрофизические характеристики приведены выше.

Технологически создание петрофизического обеспечения включает два этапа: на первом проводятся согласованные ЯМР- и стандартные петрофизические исследования керна с целью оценки достоверности результатов ЯМР и последующего построения петрофизических зависимостей, на втором - массовые и специальные ЯМР-исследования.

Согласованные исследования керна (на одних и тех же образцах) рекомендуется выполнять по максимально полной программе в системе "шлиф-павеска-образец" с анализом состава, структуры и свойств твердой фазы и пустотного пространства. Минимальный комплекс стандартных петрофизических исследований должен включать определения пористости, проницаемости и характеристик вытеснения по капиллярометрии (с измерениями электропроводности по ступеням давления).

На втором этапе выполняются массовые определения характеристик пористости, которые используются для построения петрофизических связей и оценки средних значений пористости.

Представление данных. Для ЯМТК в сильном искусственном поле на планшете представляются амплитудно-временные спектры и компоненты пористости (рис. 5.13).

Дифференциальные спектры могут приводиться в различных формах 2D-представления. Базовая форма представления приведена во второй колонке; в третьей ("вид сверху") - дополнительная форма, облегчающая визуальный анализ. Т.к. дифференциальный спектр отражает распределение пористости по размерам пор, эта информация позволяет судить об особенностях структуры порового пространства (диапазон изменения размеров пор, пре-

Таблица 5.6

Типовые интервалы t_2
для определения различных видов пористости

Виды пористости	$t_{2\min}$ (мс)	$t_{2\max}$ (мс)
Пористость глин $K_{n,gl}$	Начальное для спектра	3
Пористость, занятая капиллярно-связанной водой $K_{n,kap-sv}$ (при вытеснении под давлением $p = 0,7$ МПа)	3	Терригенный разрез - 33 Карбонатный разрез - 90
Пористость, занятая остаточной водой $K_{n,so}$ при $p = 0,7$ МПа	Начальное для спектра	Терригенный разрез - 33 Карбонатный разрез - 90
Эффективная пористость $K_{n,eo}$ при $p = 0,7$ МПа	Терригенный разрез - 33 Карбонатный разрез - 90	Конечное для спектра
Каверновая емкость (в карбонатах) $K_{n,kav}$	750	Конечное для спектра
Поровая емкость (в карбонатах) $K_{n,por}$	Начальное для спектра	750
Полная пористость по ЯМК $K_{n,yamk}$	Начальное для спектра	Конечное для спектра

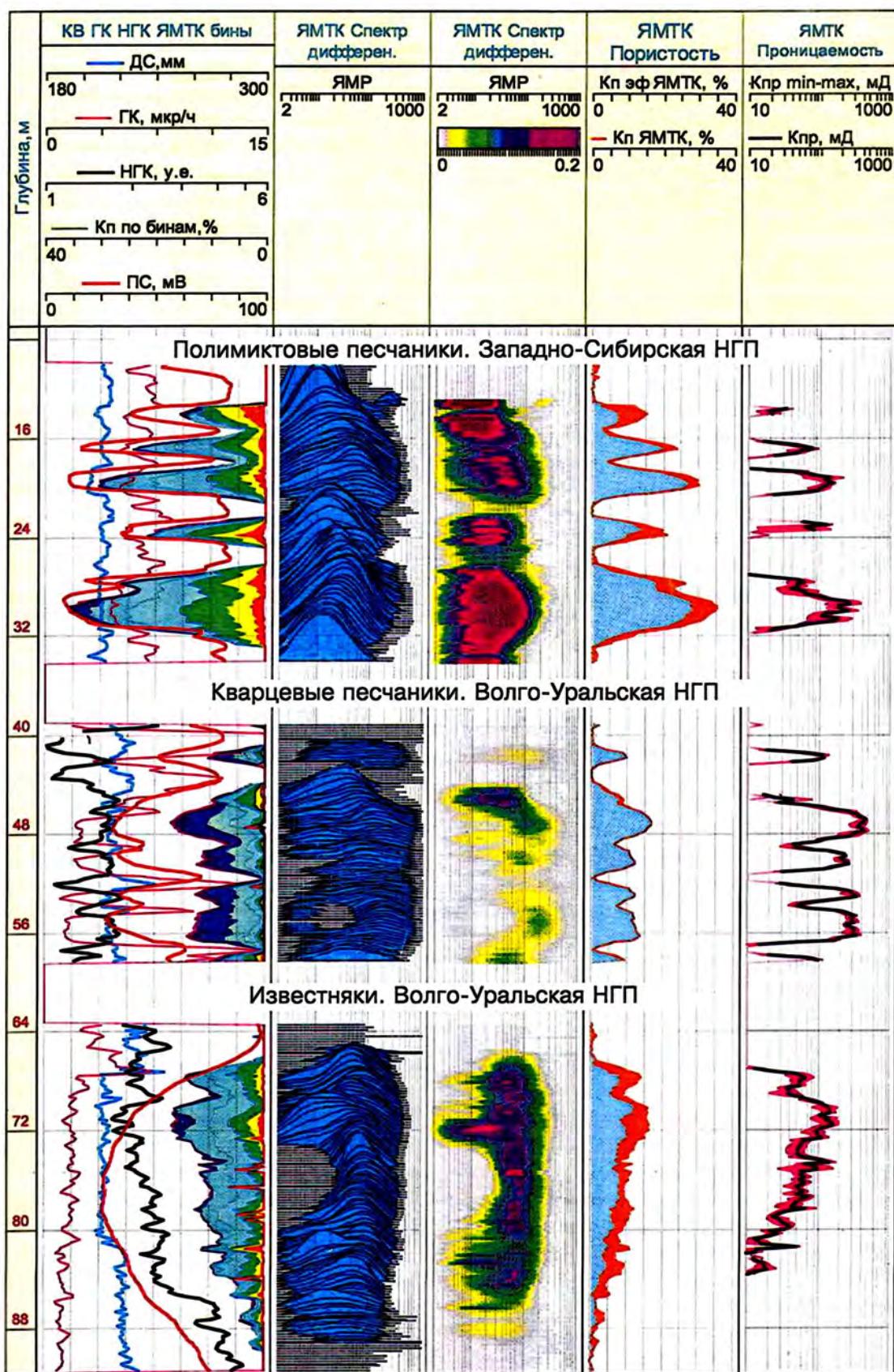


Рис. 5.13. Примеры представления данных каротажа прибором ЯМТК

обладающих группах пор, сортировке пор, модальных размерах и др.).

Интегральный спектр также может иметь 2D-представление, но стандартным является его визуализация в виде объемной модели распределения пористости по “бинам” - в заданных временных интервалах с приштымыми границами 4, 8, 16...1024 мс (первая колонка на рис. 5.13). Бинарное представление позволяет представить соотношение пористости, приходящейся на поры различного размера в пустотном пространстве. Красные тона характеризуют поры, в которых вода капиллярно связана, синие тона - эффективные поры. Чем более насыщен синий цвет, тем крупнее поры и наоборот, чем больше насыщен красный цвет, тем мельче поры.

Компоненты общей пористости, связанные с пористостью глии, капиллярно-связанной, эффективной, кавернозной емкостью представляются в виде объемной модели (четвертая колонка).

Для фрагментов разрезов на рис. 5.13 приведены данные об эффективной и капиллярно-связанной пористости, т.к. применяющийся стандартный режим измерений (время раздвижки между радиоимпульсами $t_c = 1,2$ мс, время намагничивания $t_w = 3,0$ с) обеспечил практическое исключение влияния пористости глин на регистрируемый сигнал, при этом подчеркивая структуру порового пространства, сформированного алевритовой и псамитовой фракциями. С практической точки зрения исключение влияния глинистости повышает разрешение метода по вертикали, прежде всего с позиций выделения коллекторов. При переходе от коллектора к глине пористость, регистрируемая ЯМК, резко снижается (в пластах большой толщины практически до 0), что подчеркивает аномалию против коллекторов.

Для определения пористости глин необходимо применять специальный режим измерения релаксационной кривой ($t_c = 0,6$ мс, $t_w = 20$ мс).

Приведенные на рис. 5.13 фрагменты дают представление о возможностях ЯМК в искусственном поле в различных типах разрезов.

На первом фрагменте представлен интервал песчано-глинистого разреза Среднего Приобья Западной Сибири. Песчаники полимиктовые, слабоконсолидированные. По данным ЯМК наиболее емкие разности имеют пористость более 30%. В то же время поры преимущественно малых и средних размеров (среднее t_c не превосходит 50 мс), сортировка пор средняя. Поэтому фиксируется достаточно большое содержание капиллярно-связанной воды, контролируемое алевритовой и тонко-псамитовой фракциями, а проницаемость лучших разностей составляет 100 - 200 мД.

На втором фрагменте также представлен интервал песчано-глинистого разреза (карбон Волго-Уральской провинции), но песчаники кварцевые. Хотя пористость коллекторов практически в два раза меньше, чем для полимиктовых песчаников на первом фрагменте, проницаемость кварцевых песчаников выше и достигает 500 мД. Пористость, занятая капиллярно-связанной водой, не превышает 1 - 2%, что соответствует остаточной водонасыщенности K_{eo} менее 10%. Соответственно, для кварцевых и полимиктовых песчаников будут отмечаться различные зависимости типа $K_n - K_{np}$, $K_{n,\phi} - K_{np}$, $K_n - K_{eo}$, $K_{n,\phi} - K_{eo}$, $K_{np} - K_{eo}$, которые принципиально тоже можно построить по данным ЯМК. Причина различия коллекторских характеристик обусловлена структурой порового пространства. Видно, что для кварцевых песчаников правые части спектров смешены в область больших времен, т.е. эффективные поры более крупные, чем в полимиктовых песчаниках. Сортировка крупных пор лучше, достаточно уверенно выделяется группа пор на временах 100 - 1000 мс, которые и обеспечивают коллекторские свойства. Для полимиктовых песчаников в этот диапазон попадает лишь незначительная часть спектра. На интегральном спектре в представлении бинов (колонка 1) видно, что самые крупные поры (темно-синий цвет) составляют не менее трети емкости кварцевых коллекторов, в то время как для полимиктовых песчаников, несмотря на существенно большую емкость, пор таких размеров нет. Эти особенности и определяют различие в ФЕС полимиктовых и кварцевых песчаников.

На третьем фрагменте представлен известняковой толще, характеризующейся градиентным уменьшением пористости с переходом в непроницаемую толщу с практическим отсутствием пористости.

5.7.3. Комплексирование ЯМК

с другими методами ГИС

Общим вариантом комплексирования является совместная интерпретация данных ЯМК в комплексе с другими методами ГИС (РК, АК, ЭК) в рамках единой объемной модели горной породы.

Частные варианты комплексирования применяются для решения следующих задач.

1. Уточнение параметров интерпретационной модели других методов ГИС, используя данные ЯМК как эталонные. Для реализации подхода по ЯМК должна быть достоверно определена полная пористость и ее компоненты.

Примеры:

- НК+ЯМК. По разности пористостей оценивается водородосодержание твердой фазы с последующим уточнением минералогического состава;

- ГКП+ЯМК. Уточняется минералогическая плотность пород
- Определение новых петрофизических параметров, используя данные ЯМК и методов ГИС на равновесной основе. Для реализации подхода по ЯМК должна быть достоверно определена полная пористость и ее компоненты.

Примеры:

- ЯМК+РК. По данным ЯМК определяется общая пористость глин, по данным РК - $K_{\text{вн}}$. По этим двум параметрам рассчитываются все остальные характеристики глинистости (агрегатная, коэффициент пористости цемента, относительная глинистость);
- ЯМК+ЭК. Оценка $K_{\text{вн}}$, используя модели электропроводности глинистых песчаников (типа "глубинной воды" и др.); при расчете используются данные ЯМК - K_n (общая пористость) и $K_{n,\text{вн}}$ (доля воды с аномальной электропроводностью).
- Уточнение характеристик пористости по ЯМК, используя данные других методов ГИС как эталонные. Применяется, если режимы измерений ЯМК и особенности разреза не позволили определить ни один из компонент пористости по ЯМК. Ее величина рассчитывается как разность между K_n по ЯМК и ЯМК. Так может определяться: пористость эффективная пористость; каверновая пористость; пористость, занятая битумом.
- Построение связей типа "ГИС-ГИС". По данным ЯМК принципиально могут определяться все основные характеристики ФЕС коллекторов - K_n , $K_{\text{вн}}$ и $K_{\text{вн}}$, причем - в пластовых условиях. Это позволяет использовать данные ЯМК как базовые для построения зависимостей типа "ГИС-ГИС" для определения подсчетных параметров.

5.7.4. Схема использования данных ЯМК в искусственном поле при подсчете запасов

1. Обоснование достоверности результатов ЯМК. Используется керн из скважин, где выполнен ЯМК. Сопоставляются данные по стандартным исследованиям на керне и по данным ЯМК (рис. 5.14). Для проверки сходимости результатов данные ЯМК могут использоваться для определения этих параметров;

2. Интерпретация данных ЯМК. Используются данные по всем скважинам, где выполнен ЯМК. Определяются характеристики пористости для использования в подсчете запасов.

3. Построение связей типа "ГИС-ГИС", используя результаты ЯМК как эталонные. Используются данные по всем скважинам, где выполнен ЯМК и единый комплекс ГИС. Строятся взаимосвязи:

- типа "ЯМК-ЯМК": $K_n - K_{n,\text{вн}}$, $K_n - K_{\text{вн}}$, $K_{\text{вн}} - K_n$, $K_{\text{вн}} - K_{\text{вн}}$, отражающие взаимосвязь параметров в пластовых условиях. Для контроля проводится их сопоставление с аналогичными связями, полученными по петрофизическим исследованиям керна;
- типа "ГИС-ЯМК", например $\alpha_{\text{нк}} - K_n$, отражающие взаимосвязь параметров в пластовых условиях.

4. Определение характеристик пористости по стандартному комплексу ГИС с использованием полученных взаимосвязей "ГИС-ЯМК" проводится по всем остальным скважинам (где ЯМК не выполнялся).

5.7.5. ЯМК в поле Земли

Определение пористости (*ИСФ*) основано на измерении параметров свободной ядерной прецессии протонов (релаксационной кривой) в естественном поле Земли. В наиболее распространенной аналоговой аппаратуре измеряется, как правило, три амплитуды (U_1 , U_2 , U_3) огибающей сигнала, соответствующие трем точкам релаксационной кривой. В цифровой аппаратуре регистрируется вся огибающая сигнала.

Обработка данных включает две процедуры: сначала определяется U_0 - начальная амплитуда сигнала свободной прецессии, затем - индекс свободного флюида *ИСФ*. Величина U_0 определяется по измеренным точкам огибающей сигнала свободной прецессии с учетом уровня помех.

ИСФ рассчитывается как отношение U_0 к амplitude сигнала в эталонировочном устройстве с учетом обобщенных коэффициентов калибровки и пласта. Для расчета коэффициентов используется информация о калибровке, параметрах регистрации, температуре пласта, а также данные кавернometрии и инклинометрии. Основные требования к регистрируемым параметрам определяются инструкцией [43], а практические алгоритмы геофизической обработки - методическим руководством [30].

Интерпретация данных *ИСФ* заключается в определении коэффициента эффективной пористости. Для ЯМР в поле Земли время между началом процесса релаксации и первым измерением (U_1) составляет десятки миллисекунд, поэтому регистрируются сигналы лишь от наиболее крупных пор. Соответственно, определяемая пористость (*ИСФ*) меньше общей пористости и коррелируется с эффективной пористостью, но точного соответствия в общем случае может не быть.

Поэтому при использовании *ИСФ* для задач подсчета запасов определение эффективной пористости должно обосновываться зависимостью *ИСФ*- $K_{n,\text{вн}}$ (типа "ГИС-керн").

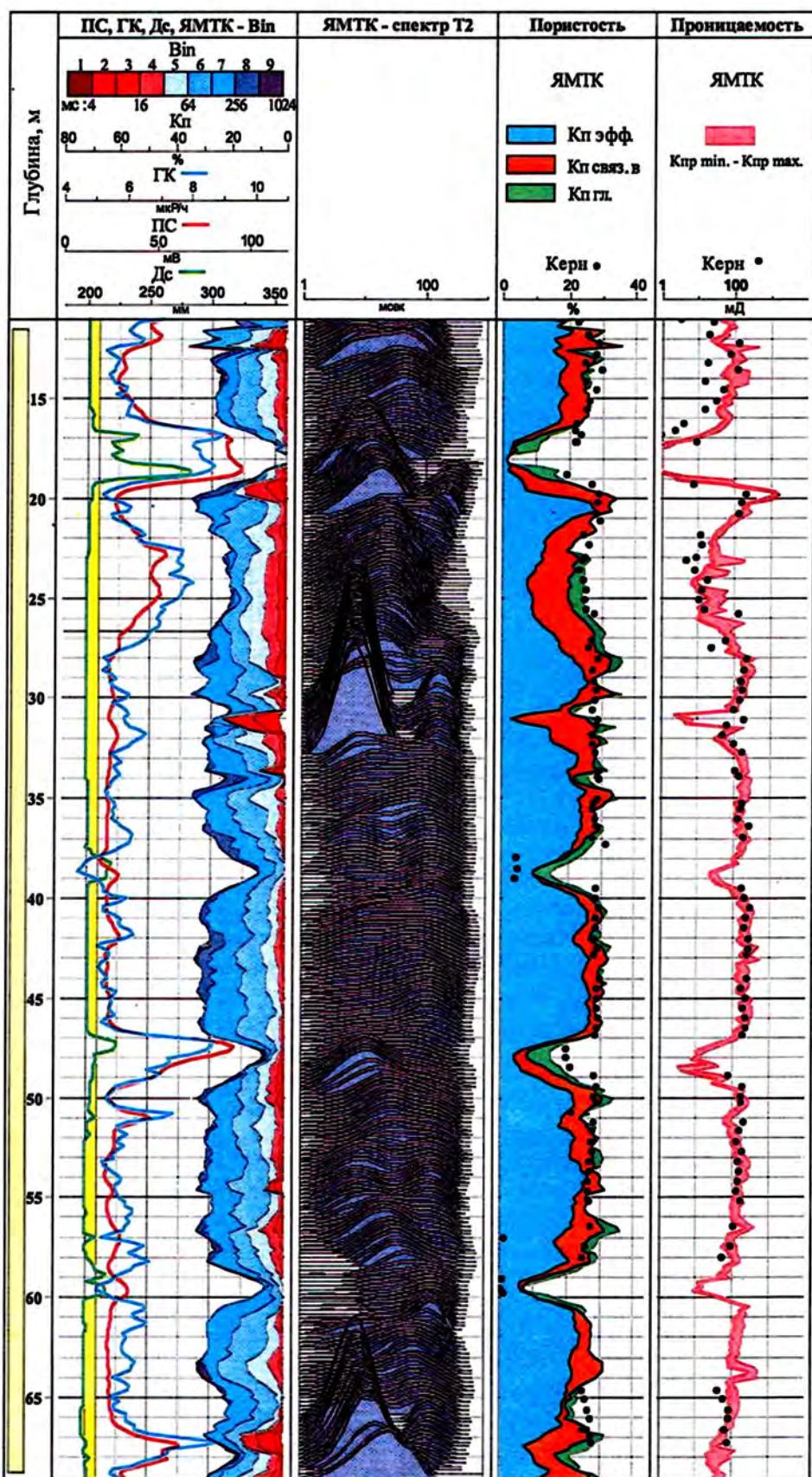


Рис. 5.14. Сравнение результатов определения пористости и проницаемости по данным ЯМТК с результатами лабораторных исследований керна

ИСФ в общем случае зависит от состава флюида и исследование (фильтрат, вода, нефть, газ), т.к. меняется водородосодержание подвижных молекул флюида. Задание *ИСФ* может быть связано с же причинами, о которых говорилось выше для ЯМК в сильном поле.

При комплексировании ЯМК в поле Земли с другими методами ГИС, ориентированными на определение характеристик пористости, возможно определение пористости, занятой остаточной водой: ее величина рассчитывается как разность между K_n по ПС и ЯМК в поле Земли.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДА ПС

Определение K_n по данным ПС возможно только для межзерновых терригенных глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью, пористость которых изменяется в широких пределах и контролируется таким образом рассеянной глинистостью, причем с ростом глинистости K_n уменьшается.

Согласно физическим основам метода ПС, его использование для определения K_n ограничивается скважинами, пробуренными на пресных ПЖ. Для получения дифференцированных кривых ПС необходимо, чтобы $\rho_\phi/\rho_a > 3 - 5$ [9]. В скважинах, пробуренных на соленой или электропроводящей ПЖ, получить качественные диаграммы ПС не удается, поэтому и K_n определить по данным ПС не возможно.

Благоприятными условиями для определения K_n терригенных глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью по данным ПС являются [9, 12, 16, 29]:

- постоянство минерализации и химического состава пластовых вод в изучаемом разрезе, а также фильтрата ПЖ в исследуемом интервале данной скважины;
- однородность минерального состава цемента заполнителя пор при преобладании в нем глинистого цемента и подчиненном значении других видов цемента (карбонатного, силикатного, железистого);
- хорошая отсортированность песчаных и алевропесчаных зерен скелетной фракции коллектора;
- наличие в исследуемом участке разреза выдержаных по площади и достаточно толстых пластов чистых (либо слабопесчанистых) глин и чистых (наименее глинистых) песчаников, которым соответствуют максимальные и минимальные значения потенциала U_{nc} .

Чистые песчаники обычно являются лучшими по пористости коллекторами данного разреза. Пласти чистых песчаников используют при интерпретации диаграмм ПС в качестве опорных. Линии, проведенные по этим пластам (линии глин и чистых

коллекторов), ограничивают область возможного изменения U_{nc} для всех пород с промежуточной характеристикой.

Для определения K_n по данным ПС предпочтительно использовать не абсолютную амплитуду ПС (ΔU_{nc}), а относительную приведенную амплитуду ПС (α_{nc}). Значение α_{nc} для каждого пласта, отмечаемого отрицательной аномальной ПС по отношению к линии глин, рассчитывают по формуле $\alpha_{nc} = E_s/E_{s,max}$, где E_s и $E_{s,max}$ - статические (приведенные) амплитуды ПС для данного пласта и для опорного пласта с максимальной амплитудой ПС. Использование α_{nc} вместо ΔU_{nc} позволяет исключить или свести к минимуму влияние на результаты интерпретации ПС различных сторонних факторов (погрешности в масштабе диаграммы ПС, различия в минерализации ПЖ в разных скважинах месторождения и др.).

Приведенные амплитуды E_s и $E_{s,max}$ рассчитываются путем деления снятых с диаграммы фактических амплитуд против данного пласта (ΔU_{nc}) и против опорного пласта ($\Delta U_{nc,max}$) на поправочные коэффициенты Ψ_{nc} , которые находят по соответствующим палеткам, учитывающим относительные толщины пластов (h/d_c), соотношения удельных сопротивлений пластов, вмещающих пород и ПЖ (ρ_n/ρ_c , ρ_{an}/ρ_c , ρ_{zn}/ρ_c и D/d_c) [9, 16].

Из-за сложностей расчетов E_s и $E_{s,max}$ на практике довольно часто в качестве α_{nc} применяют неприведенные значения относительной амплитуды ПС, т.е. вычисляют α_{nc} по формуле $\alpha_{nc} = \Delta U_{nc} / \Delta U_{nc,max}$. Такой подход не является строгим, поскольку не учитывается влияние конечной толщины пласта и омического фактора на амплитуду ПС, вследствие чего возможны существенные искажения в определении α_{nc} и, следовательно, K_n . Поэтому использование неприведенной относительной амплитуды α_{nc} нежелательно.

Основой определения K_n по данным ПС служит корреляционная зависимость типа "ГИС-керн" или "ГИС-ГИС" между α_{nc} и K_n , которую получают, сопоставляя α_{nc} со средними значениями K_n для интервалов, для которых пористость определена по данным представительного керна или по материалам других видов ГИС. Затем эту зависимость используют для определения K_n по значениям α_{nc} в пластах, где пористость неизвестна.

Определение K_n по α_{nc} возможно для водоносных и продуктивных коллекторов. В связи с неполностью изученным до настоящего времени влиянием углеводородов на потенциалы ПС зависимость $\alpha_{nc} = f(K_n)$ рекомендуется устанавливать и в дальнейшем использовать отдельно для водоносных и продуктивных интервалов разреза.

Типичная зависимость $\alpha_{nc} = f(K_n)$ для продуктивных отложений приведена на рис. 5.15. Характерной особенностью таких зависимостей является выполнение их в области высоких значений K_n , соответствующей слабоглинистым коллекторам, пористость которых слабо зависит от глинистости, и в области низких значений K_n , характерных для пород-неколлекторов. Поэтому определение K_n по α_{nc} имеет смысл, если в области существования пород-коллекторов значения α_{nc} изменяются в довольно широких пределах с ростом K_n . В области слабоглинистых и чистых коллекторов, где величина α_{nc} близка к единице и слабо зависит от K_n , определение K_n по данным ПС лишено смысла.

При использовании этого способа необходимо обращать внимание на правильность выбора в каждой скважине опорного пласта с максимальной абсолютной амплитудой ПС. Дело в том, что максимальными амплитудами ПС характеризуются не только наименее глинистые, обычно лучшие коллекторы данного разреза, но также песчаники и алевролиты с преобладанием карбонатного или силикатного цемента, которые обычно являются неколлекторами или плохими коллекторами. Наличие таких пластов, которые по ПС можно ошибочно отнести к лучшим коллекторам, характерно для продуктивных разрезов большинства нефтегазоносных районов - Волго-Урала, Западной Сибири, Мангышлака и др. Эти пласты довольно легко распознаются на диаграммах МК, БМК и методов пористости, на которых они отмечаются как плотные породы с низкой пористостью.

В скважине, где по данным ПС проводится определение K_n , особое внимание следует обращать на

величину пористости пласта, выбранного в качестве опорного. Она не должна существенно отличаться от значения K_n , соответствующего $\alpha_{nc} = 1$ на используемой зависимости $\alpha_{nc} = f(K_n)$, в противном случае возможны систематические погрешности в определении K_n . Это общее правило применимо любых способов, основанных на использовании зависимостей, устанавливаемых по опорным пластам.

Определение K_n терригенных коллекторов по данным ПС широко применялось в 50 - 60-х годах благодаря сравнительной простоте способа, а также из-за отсутствия в то время более совершенных способов установления K_n по материалам ГИС. В настоящее время масштабы применения этого способа значительно сократились благодаря широкому внедрению различных видов НК, ГГКП, АК, ЭК, ЭМК, обеспечивающих более надежное получение K_n . Однако полностью своего значения для решения этой задачи метод ПС не утратил. В тех случаях, когда не выполнен по тем или иным причинам современный комплекс ГИС, а также в газоносных высокопористых терригенных отложениях (например, в сеноманских отложениях Севера Тюменской области), когда влияние газа на показания ядерных и акустических методов оказывается весьма сильно и учет этого влияния затруднен или вообще невозможен, данные ПС при наличии указанных выше благоприятных условий позволяют приблизенно оценить K_n терригенных глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью.

Перспективно использование данных ПС в комплексе с данными методов пористости (НК, ГГКП, АК) для одновременного определения пористости и глинистости. В основе этих способов комплексной интерпретации лежит тесная связь параметра α_{nc} с относительной глинистостью η_{cl} .

5.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА И СЛОЖНЫМ МИНЕРАЛЬНЫМ СОСТАВОМ

Определение коэффициентов общей пористости (K_n) коллекторов по данным основных видов ГИС - АК, НК, ГГКП - существенным образом зависит от изменений минерального состава, структуры порового пространства и многофазной насыщенности пород. Влияние перечисленных геологических факторов на характеристики ГИС различно по физической природе и количественным значениям. Это позволяет находить пористость пород, содержание в них отдельных минералов (кварца, известняка, глины и т.д.) или, при необходимости, содержание в поровом пространстве отдельных флюидов (вода остаточная и подвижная, нефть, газ) решением сис-

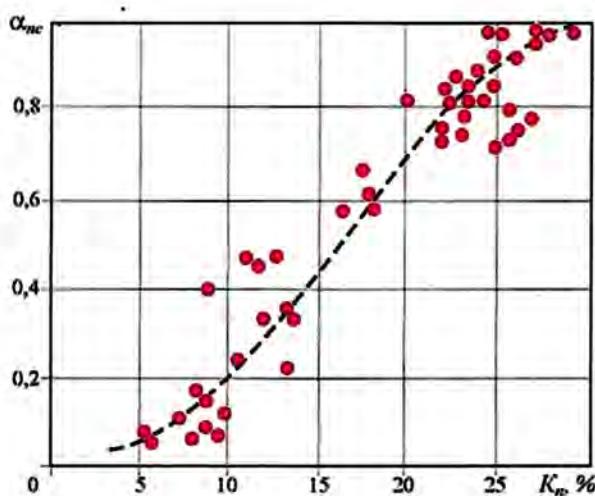


Рис. 5.15. Корреляционная связь между параметрами α_{nc} и K_n для терригенных продуктивных отложений девона Волго-Уральской провинции

Таблица 5.7

Значения $\Delta W_{\text{ск}}$, $\sigma_{\text{ск}}$, $\Delta t_{\text{ск}}$
для некоторых мономинеральных пород
и пластовых флюидов

Порода, флюид	$\Delta W_{\text{ск}}^*$, %	$\sigma_{\text{ск}}^*$, г/см ³	$\Delta t_{\text{ск}}^*$, мкс/м
Известняк		2,71	155
Доломит	-(0 - 7)	2,87	142
Ангидрит	-(0 - 1)	2,96	164
Гипс	-50	2,32	171
Песчаник кварцевый	(2 - 7)	2,67	165
Песчаник кварц-полевошпатовый	+(1 - 3)	2,68	165
Галит	+8	2,2-2,3	220
Каолинит	50 - 70**	2,62	217
Гидрослюдя	40 - 70**	2,81	251
Хлорит	50 - 70**	2,72	234 (усл.)
Вода пресная		1,0	610
Вода предельной минерализации		1,2	560

Примечание:

* Значения следует использовать в зависимости от K_n и модификации вида НК и применяемой аппаратуры.

** Зависит от основного состава пород и модификации НК.

ными условиями, когда минеральный скелет представлен чистым известняком.

В самом общем случае полный перечень компонентов, которые могут быть встречены в породах, многократно превышает количество уравнений в системе (5.37). Количество компонентов резко уменьшают на начальном этапе интерпретации выделением интервалов разреза с предполагаемым одинаковым минеральным составом, в первую очередь, выделив терригенные и карбонатные интервалы разреза.

Для терригенного разреза система уравнений (5.37) описывает породу с межзерновой пористостью, которая содержит на выбор каких-то четыре компонента: песчаник, алевролит, глину, заполненные жидким флюидом поры; песчаник, глину, поры, заполненные водой, и поры, заполненные нефтью и газом; песчаник и поры, заполненные водой, нефтью и газом и т.п. Например, для первого варианта:

$$\begin{aligned} \sigma &= \sigma_{\text{песч}} V_{\text{песч}} + \sigma_{\text{ал}} V_{\text{ал}} + \sigma_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \sigma_n K_n; \\ W &= W_{\text{песч}} V_{\text{песч}} + W_{\text{ал}} V_{\text{ал}} + W_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + W_n K_n; \\ \Delta t &= \Delta t_{\text{песч}} V_{\text{песч}} + \Delta t_{\text{ал}} V_{\text{ал}} + \Delta t_{\text{гл}} V_{\text{гл}} + \Delta t_n K_n; \\ J_\gamma &= J_{\gamma\text{песч}} V_{\text{песч}} + J_{\gamma\text{ал}} V_{\text{ал}} + J_{\gamma\text{гл}} V_{\text{гл}} + J_{\gamma n} K_n; \\ I &= V_{\text{песч}} + V_{\text{ал}} + V_{\text{гл}} + K_n. \end{aligned} \quad (5.38)$$

уравнений, аддитивно связывающих показателей ГИС в сложнопостроенном коллекторе. В зависимости от сложности решаемых задач, имеющегося программного и технического обеспечения используют системы линейных либо нелинейных уравнений, содержащих или не содержащих явно заданные неравенства и априорные условия. Системы линейных уравнений более просты в их обоснованиях и решениях. Примеры построения разнообразных систем петрофизических уравнений приведены в [22, 31, 51].

Считается, что с достаточной для практических целей точностью (абсолютная погрешность определения K_n не превышает $\pm 2\%$) породы полиминерального состава с пористостью от 0 до 25% описываются системой линейных уравнений:

$$\begin{aligned} \sigma &= \sum_i \sigma_i V_i; \\ W &= \sum_i W_i V_i; \\ \Delta t &= \sum_i \Delta t_i V_i; \\ J_\gamma &= \sum_i J_{\gamma i} V_i; \\ I &= \sum_i V_i, \end{aligned} \quad (5.37)$$

где, $W, \Delta t, J_\gamma$ - измеренные значения объемной плотности, водородосодержания, интервального времени естественной радиоактивности пород; $\sigma_i, W_i, \Delta t_i, J_{\gamma i}$ - значения тех же величин для i -го компонента в полиминеральной породе; V_i - объемные доли компонента в единице объема породы; n - количество компонентов.

Корректное решение системы уравнений (5.37) достигается при включении в нее любых компонентов при условии, что их общее количество не должно превышать числа уравнений. Значения $\sigma_i, W_i, \Delta t_i, J_{\gamma i}$ для отдельных компонентов находят на основе теоретических расчетов (σ, W) или экспериментально ($\Delta t, J_\gamma$) на моделях или образцах, представляющих чистые компоненты. Не рекомендуется находить, используя статистические зависимости для изучаемых отложений, так как последние могут учиться в скрытой форме влияние каких-либо третьих факторов, которые отражают компоненты той же системы (глинистость, насыщенность и т.д.). Рекомендации для основных компонентов значения геофизических характеристик приведены в табл. 5.7. Вместе с $W_{\text{ск}}$ в таблице приведены приращения $\Delta W_{\text{ск}}$ для отдельных компонентов по сравнению со стандарт-

где индексы *песч*, *ал*, *гл*, *в* соответствуют песчанику, алевролиту, глине и воде.

Система уравнений (5.38) переопределена, так как количество неизвестных в ней меньше количества уравнений. В качестве дополнительного неизвестного может быть включен еще один тип глин или же содержание в порах нефти или газа.

Набор компонентов для карбонатного разреза значительно шире: это минеральные компоненты - известняк, доломит, ангидрит, гипс, соль, глина, кварц; типы пустотного пространства - межзерновые поры, каверны, трещины; характер флюида в пустотах - вода, нефть, газ, фильтрат. Выбор компонентов и приданье им значений физических величин зависит от квалификации интерпретатора и имеющихся априорных сведений. Например, для лагунных отложений и мелководного шельфа характерно многообразие минеральных компонентов, поэтому система уравнений приобретает вид:

$$\begin{aligned}\sigma &= \sigma_{изв} V_{изв} + \sigma_{дол} V_{дол} + \sigma_{анг} V_{анг} + \sigma_{гл} V_{гл} + \sigma_{в} K_n; \\ W &= W_{изв} V_{изв} + W_{дол} V_{дол} + W_{анг} V_{анг} + W_{гл} V_{гл} + W_{в} K_n; \\ \Delta t &= \Delta t_{изв} V_{изв} + \Delta t_{дол} V_{дол} + \Delta t_{анг} V_{анг} + \Delta t_{гл} V_{гл} + \Delta t_{в} K_n; \\ J_{\gamma} &= J_{изв} V_{изв} + J_{дол} V_{дол} + J_{анг} V_{анг} + J_{гл} V_{гл} + J_{в} K_n; \\ 1 &= V_{изв} + V_{дол} + V_{анг} + V_{гл} + K_n,\end{aligned}\quad (5.39)$$

где индексы *изв*, *дол*, *анг*, *гл*, *в* соответствуют известняку, доломиту, ангидриту, глине и воде.

Для глубоководных отложений характерна частичная доломитизация и окварцованный известняков, поэтому в системе уравнений (5.39) ангидрит заменяют на кварц. В других случаях пренебрегают определением объемов ангидритов и кварца, что практически не скажется на значениях искомой пористости пород, и решают задачу определения общей и вторичной (суммы каверновой и трещинной) пористости коллекторов.

Выбор минеральных компонентов облегчается, если использовать графики (кроссплотовы) "M - N", "M - Δt", "Δt - σ" и другие [56], на которых положение точек определяется только литологией пород или каким-либо другим их свойством, подчеркнуто выраженным с помощью графика (рис. 5.16). Для водонасыщенных пород величины M и N определяются выражениями:

$$\begin{aligned}M &= \frac{\Delta t_{в} - \Delta t_{изв}}{\sigma - \sigma_{изв}} \cdot 0,01; \\ N &= \frac{100 - W}{\sigma - \sigma_{изв}} \cdot 0,01,\end{aligned}\quad (5.40)$$

в которых множитель 0,01 введен для облегчения выбора масштаба.

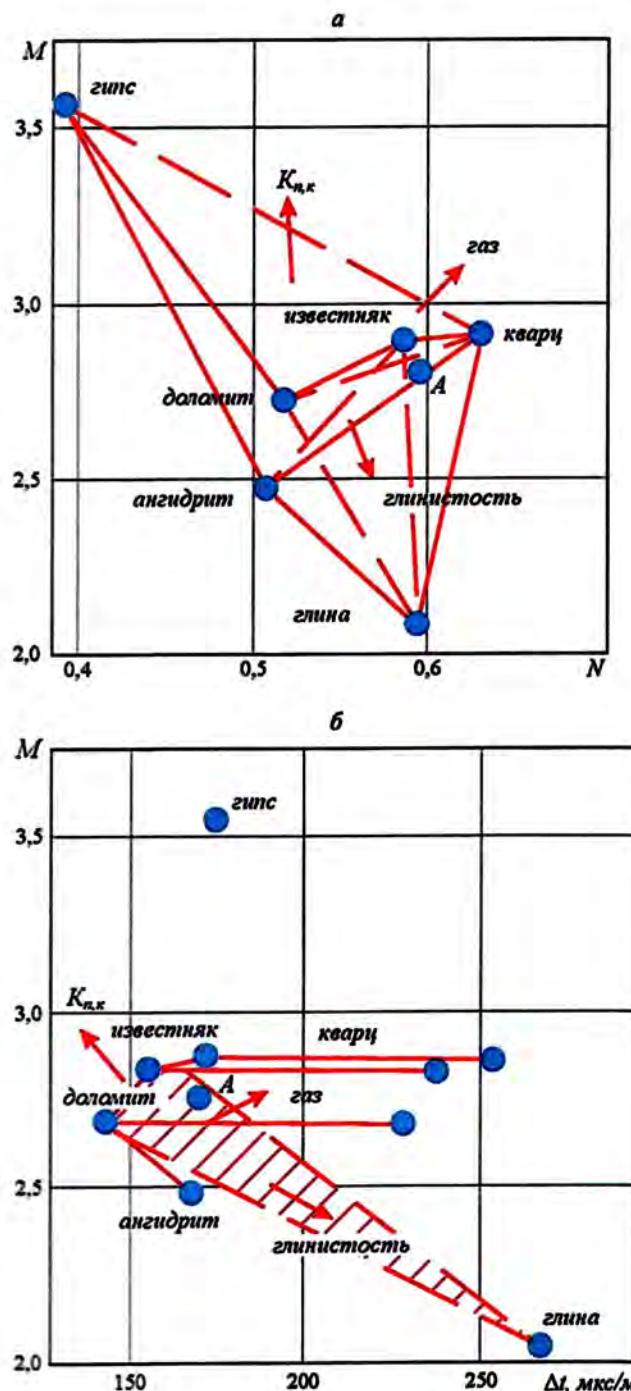


Рис. 5.16. Определение минеральных компонент по литогенным породам по графикам "M - N" (а) и "M - Δt" (б).

Если подставить в (5.40) вместо Δt , σ и W значения $\Delta t_{изв}$, $\sigma_{изв}$ и $W_{изв}$ мономинеральных пород из табл. 5.7, то точки на рис. 5.16, а будут отображать литологию пород. Для реальных пород точки, соответствующие отдельным пластам, рассеиваются вокруг литологических линий (рис. 5.16) вследствие нелинейности изменений пористости от литологии пород в широ-

вом диапазоне изменения K_n и неучтенного влияния третьих факторов. Точки, нанесенные на рис. 5.16, соответствуют средним значениям величин. Для пород, состоящих из смеси трех минералов, точки с наибольшими значениями M и N располагаются внутри треугольников, вершины которых соответствуют чистым минералам. Например, точка A , находящаяся внутри треугольника с вершинами "известняк, ангидрит, кварц", должна рассматриваться как принадлежащая породе, сложенной смесью этих минералов. В то же время она может принадлежать породе, состоящей из смеси минералов "известняк, кварц, гипс" либо "доломит, ангидрит, кварц" и др.

Выбор минеральных компонентов становится более однозначным при использовании графиков зависимости величин M и N от ряда геофизических параметров - ΔI , W , σ , α_{nc} , J_y и др. (рис. 5.16, б) и сопоставления геофизических величин. Горизонтальными линиями на рис. 5.16, б показано изменение ΔI для известняка, доломита и песчаника при увеличении K_n от 0 до 20%. Положение точки для исследуемого места в заштрихованной области свидетельствует, что порода сложена смесью известняка, доломита и гипса; другие варианты выбора компонентов маловероятны. Если с помощью графиков M - ΔI , M - σ , M - W и др. не удается однозначно установить преобладающий литологический состав породы, то останавливаются на варианте, наиболее полно отвечающем известным геологическим сведениям о литологии и структуре изучаемых пород.

Вторичная (каверновая) пористость $K_{n,k}$, газонасыщенность и глинистость пород сдвигают точки, полученные по материалам измерений, от расчетных точек в направлениях, указанных стрелками на рис. 5.16. Сдвиг точек за пределы расчетных треугольников используют для выбора одной из независимых переменных (каверновая пористость, глина, газ) в системе уравнений (5.37).

Решение систем уравнений (5.37) - (5.39) проводят с помощью программ, поставляемых организациями-разработчиками технических средств и программного обеспечения ГИС. Эти же программы обеспечивают, естественно со снижением достоверности, обработку данных, если из трех возможных видов ГИС, предназначенных для определения K_n и минерально-состава пород, в скважине выполнены каких-то два. В этом случае становится возможной ручная обработка данных с помощью палеток. С учетом индивидуальных зависимостей между W , σ и K_n для каждого типа скважинных приборов такие палетки также предлагаются организациями-разработчиками приборов.

Общие рекомендации при определении коэффициентов K_n общей пористости заключаются в следующем.

Карбонатный разрез:

- для определения K_n с примерно равным успехом используются материалы любых двух видов исследований: ГГКП-НК; АК-НК; ГГКП-АК. Для чистых неглинистых пород при использовании управляющих констант, приведенных в табл. 5.7, погрешность определения пористости по данным любой пары упомянутых методов составляет $\pm 2\%$ абсолютных; идентификация литологической принадлежности пород находится в пределах одной литологической градации, под которой понимают содержание какого-нибудь пордообразующего компонента, равное 25 - 33%, в другом компоненте, составляющем остальной объем породы;
- независимо от состава глинистых частиц погрешность определения пористости глинистых пород составляет $\pm 3\%$ (абсолютных) на каждые 10% глинистости, если используются материалы комплекса ГГКП-НК, и $\pm 2,5\%$ для двух других парных комплексов. Литологическая принадлежность пород изменяется на одну градацию на каждые 10% глинистости для комплексов ГГКП-НК и АК-НК. Известняк, глинистость которого равна 20%, может быть оценен как доломит; точки для глинистых доломитов располагаются выше литологической сетки парной палетки для комплекса ГГКП-НК и ниже - для комплекса АК-НК. Литологическая принадлежность пород практически не изменяется при 10%-процентном содержании глин, если используются материалы комплекса ГГКП-АК;
- ангидритизация разреза незначительно сказывается на результатах определения пористости с помощью всех трех комплексов, но всегда $K_n^{ГГКП-НК} < K_n^{АК-НК} < K_n^{ГГКП-АК}$. Литологическая принадлежность пород наиболее правильно устанавливается по данным комплекса АК-НК;
- пористость загипсованных пород необходимо устанавливать по материалам комплекса ГГКП-АК. Литологическая характеристика таких пород по данным этого комплекса сильно искажена: доломит, содержащий 10% гипса, соответствует известняку, а точки для загипсованных известняков располагаются ниже литологической сетки палетки;
- общая пористость кавернозных пород занижается на 1% при использовании комплекса АК-НК и на 3% (абсолютных) - для комплекса ГГКП-АК за счет слабой реакции АК на отдельно расположенные каверны;
- тонкопористые коллекторы с изометрической формой пор, например, мелоподобные известняки, интерпретируются по материалам комплексов АК-НК и ГГКП-АК подобно кавернозным породам. Их необходимо оценивать по данным ГГКП-НК.

Терригенный разрез:

- в терригенном разрезе предпочтение отдается материалам комплекса ГГКП-НК, позволяющим одновременно находить K_n и $K_{n,1}$ в породах с различным минеральным составом цемента: каолинитовый, хлоритовый, гидрослюдный и смешанный. Если глинистость невелика ($K_{n,1} < 15\%$), незнание типа глин не влечет большой погрешности определения K_n (в этом случае целесообразно принять смешанный тип глинистости). При $K_{n,1} > 20\%$ учет минерального состава глин обязателен;
- преимущества комплекса ГГКП-НК для определения K_n и $K_{n,1}$ терригенных пород заключаются также в том, что результаты оценки практически не зависят от систематических погрешностей ГГКП и НК, чему способствует параллельность линий равных значений глинистости на палетках этой пары методов.

Определение пористости сцементированных песчано-глинистых пород по акустическому каротажу в комплексе с другими видами ГИС, предназначенные для определения глинистости, осуществляется различными способами:

- пористость малоглинистых пород ($K_{n,1} < 13\%$), глинистость которых не оказывает существенного влияния на показания АК, определяют по материалам комплекса АК-НК. Для оценки K_n в пластах с большей глинистостью комплекс неэффективен вследствие примерно одинакового влияния глинистости на показания АК и НК при $K_{n,1} > 13\%$;
- комплекс данных Δt , $K_{n,1}$ позволяет определить пористость пород, если предварительно найдена их минеральная глинистость по материалам ГГКП-НК. Поскольку для большинства (90%) песчано-алевритовых пластов глинистость оценивают по материалам НК-ГГКП с абсолютной погрешностью $\pm 5\%$ (абсолютных), а Δt измеряют с погрешностью ± 5 мкс/м, то для таких пластов погрешность определения K_n составляет не более $\pm 2\%$ абсолютных. Учитывая независимость найденных значений $K_{n,1}$ от систематических погрешностей ГГКП и НК, комплекс данных Δt , $K_{n,1}$ целесообразно использовать наряду с определением K_n по материалам ГГКП-НК как второй метод оценки пористости;
- комплекс данных Δt и α_{nc} позволяет оценить пористость глинистых песчано-алевритовых пород, для которых установлены четкие зависимости Δt и α_{nc} от глинистости. Погрешность определения K_n по этому комплексу зависит от точностей оценки $K_{n,1}$ по α_{nc} и K_n по АК. При невысокой глинистости ($K_{n,1} < 20\%$) она составляет $\Delta K_n = \pm 3\%$ (абсолютных).

5.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ

Необходимость определения содержания глинистых частиц в породе вызвана высокой дисперсностью глинистых минералов, обуславливающей высокое содержание адсорбированной на их поверхности воды и обменных гидратированных катионов, а также присутствием в глинистых минералах химически связанный воды. Слои воды толщиной $(2 - 5) \cdot 10^{-5}$ мм на поверхности и в субкапиллярах агрегатов глинистых частиц изменяют электрические и упругие характеристики пород. Радиоактивные элементы, сорбированные (уран, торий) на поверхности частиц и входящие (радиоактивный изотоп калия - ^{40}K) в их химические соединения, резко повышают естественную радиоактивность пород. Сорбированная и химически связанный вода изменяют плотность и нейтронные характеристики пород. С повышением глинистости резко ухудшаются коллекторские свойства пород, от чего зависит их способность быть коллекторами. Еще в большей степени влиянию глинистости подвержены результаты определения коэффициентов нефтегазонасыщенности, что обусловлено шунтированием непроводящей нефтегазонасыщенной матрицы породы низкоомными глинистыми агрегатами или прослойками.

Помимо глинистых частиц, высокой дисперсностью и, следовательно, высокой удельной поверхностью обладает тонкозернистая алевритовая фракция в терригенных разрезах и перастворимый остаток карбонатных пород.

Поэтому в нефтегазопромысловой практике понятие "глинистость" неоднозначно [2]: в одних случаях за глинистость принимают содержание $K_{n,1,1}$ в породе пелитового материала - частиц размером менее 0,01 мм независимо от их минерального состава, в другом - содержание $K_{n,1,2}$ глинистых минералов, основной особенностью которых можно считать наличие химически связанный воды, в третьем - (в карбонатных отложениях) содержание $K_{n,1,3}$ перастворимого остатка.

Для оценки фильтрационных свойств пород важно знать величину $K_{n,1,1}$, а для исправления результатов интерпретации материалов ГГКП, НК и АК за влияние глинистости - величину $K_{n,1,2}$. Величины $K_{n,1,1}$, $K_{n,1,2}$ и $K_{n,1,3}$ связаны между собой корреляционными отношениями. Чаще за глинистость терригенных пород принимают величину $K_{n,1,1}$, а в карбонатных разрезах - $K_{n,1,3}$.

Следует отметить, что лабораторные способы определения $K_{n,1,1}$ с помощью гранулометрического анализа не свободны от недостатков. Во-первых, при обработке навески породы перед анализом 5-процентным раствором соляной кислоты растворяются не

только карбонатные соединения, но и ряд высокодисперсных компонентов, представленных глинистыми минералами (лептохлориты, некоторые минералы группы монтмориллонитов, гидрослюд и каолинита), оксидами железа и алюминия. Иногда содержание таких растворимых высокодисперсных компонентов соизмеримо или выше содержания фракции размером менее 0,01 мм. Во-вторых, в полимиктовых вулканогенных песчаниках и алевролитах часть глинистых минералов входит в состав скелетных зерен пород, которые при гранулометрическом анализе попадают во фракцию диаметром менее 0,01 мм вместе с глинистыми минералами. В-третьих, состав этой фракции для различных пород имеет разный минеральный состав и дисперсность, которая изменяется в десять и более раз (например, глинистые минералы группы монтмориллонитов и каолинита).

Таким образом, понятие "глинистость" является объективной характеристикой высокодисперсного материала в породе лишь для кварцевых или преимущественно кварцевых песчаников и алевролитов с достаточно однородным минеральным составом пылевой фракции диаметром менее 0,01 мм при отсутствии или незначительных объемах растворимых высокодисперсных компонентов.

Количественно содержание глинистых частиц в породе выражают коэффициентами массовой (C_{cl}), объемной (K_{cl}) и относительной (η_{cl} и χ_{cl}) глинистости.

Массовая глинистость характеризует массовое (весовое) содержание в минеральной матрице породы фракции с размерами зерен менее 0,01 мм или содержание нерастворимого остатка:

$$C_{cl} = \frac{m_{0,01}}{m_m},$$

$m_{0,01}$ - масса фракции с размерами зерен менее 0,01 мм; m_m - масса минеральной матрицы, включая тонкозернистую фракцию.

Объемная глинистость породы (K_{cl}) при равенстве минеральных плотностей глинистой фракции (σ_{cl}) и основного пордообразующего минерала (σ_{ck}) определяется выражением:

$$K_{cl} = C_{cl}(1-K_n). \quad (5.41)$$

Если $\sigma_{cl} \neq \sigma_{ck}$ то:

$$K_{cl} = \frac{1-K_n}{(\sigma_{cl}/C_{cl}\sigma_{ck}) - (\sigma_{cl}/\sigma_{ck}) + 1}.$$

Относительная глинистость η_{cl} характеризует степень заполнения глинистыми частицами пространства между зернами породы:

$$\eta_{cl} = \frac{K_{cl}}{K_{cl} + K_n}. \quad (5.42)$$

Терригенные породы с рассеянной глинистостью в большинстве случаев остаются коллекторами, если $\eta_{cl} < 0,45$. При больших значениях η_{cl} фазовые проницаемости для воды, нефти и газа стремятся к нулю. Такие породы содержат только связанную (остаточную) воду.

При слоистом расположении глин в коллекторе их относительная глинистость χ_{cl} определяется также относительным содержанием по толщине глинистых прослоев в толще коллектора. Пласти со слоистой глинистостью сохраняют свойства потенциального коллектора даже при значительном превышении величиной χ_{cl} значения 0,5. Фильтрационно-емкостные свойства пластов определяются при этом свойствами неглинистых прослоев.

Глинистые частицы расположены в коллекторе в виде отдельных агрегатов (гранул, зерен) или прослоев, пронизанных субкапиллярами, которые образуют внутреннюю пористость $K_{n,cl}$ глинистых агрегатов. Объемное содержание в коллекторе агрегатов глинистых частиц ($K_{cl,a}$) связано с объемной глинистостью (K_{cl}) выражением:

$$K_{cl,a} = \frac{K_{cl}}{1-K_{n,cl}}.$$

Произведение $K_{n,cl} K_{cl,a}$ характеризует емкость заполненных связанный водой субкапиллярных пор между глинистыми частицами по отношению кному объему породы. Поэтому:

$$K_n = K_{n,u} + K_{n,cl} K_{cl,a},$$

где $K_{n,u}$ - пористость неглинистой минеральной матрицы.

В породах с рассеянной глинистостью $K_{n,cl} > 40\%$ и для продуктивных горизонтов многих районов достигает 50 - 70% [12]. При слоистой глинистости коэффициент $K_{n,cl}$ близок к коэффициенту пористости вмещающих глин, который закономерно уменьшается от 40 - 60% на глубинах около 300 м до 4 - 6% на глубинах более 5000 м.

Относительную глинистость пород (η_{cl} и χ_{cl}) определяют по относительной амплитуде ПС против них. Коэффициенты массовой C_{cl} и объемной K_{cl} глинистости находят по данным ПС, ГК, комплексов ГГКП и НК, ПС и АК и др.

Петрофизическую основу определения относительной глинистости по относительной амплитуде ПС составляют эмпирические зависимости между α_{nk} и параметрами η_{cl} и χ_{cl} (см. рис. 3.16). Для конкретных отложений вид зависимостей определяется ми-

неральным составом глинистых фракций, формой их распределения в коллекторе, пористостью пород, химическим составом и минерализацией воды, контактирующей с породой и насыщающей ее.

Относительную глинистость $\eta_{\text{н}}$ находят непосредственно по эмпирической зависимости между $\alpha_{\text{н}}$ и $\eta_{\text{н}}$, установленной для пород данного горизонта, пользуясь значениями $\alpha_{\text{н}}$, исправленными на толщину и температуру изучаемого пласта (прослоя) и отношения удельных сопротивлений пласта и вмещающих пород, ПЖ и пластовой воды. Не рекомендуется находить по величине $\alpha_{\text{н}}$ значения $C_{\text{н}}$ и $K_{\text{н}}$, так как зависимости между этими величинами менее тесные, чем между $\alpha_{\text{н}}$ и $\eta_{\text{н}}$.

Параметр $\chi_{\text{н}}$ в слоистом глинистом коллекторе находят решением уравнения:

$$\alpha_{\text{н}} = \frac{\lg \left(\frac{U + q}{1 + q} \right)}{\lg U}.$$

где

$$U = \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{вн}}} \quad \text{и} \quad q = \frac{\chi_{\text{н}}}{1 - \chi_{\text{н}}} \cdot \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{вн}}}.$$

При расчете U и q значения $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{вн}}$ берут также, как для чистых или слаботиннитовых коллекторов, имеющихся в данных продуктивных отложениях, или измеряют на образцах керна, отобранных из нетиннитовых прослоев пласта. Величину $\rho_{\text{н}}$ принимают равной удельному сопротивлению вмещающих глин.

Определение глинистости коллекторов методом потенциалов ПС наиболее надежно в скважинах, которые вскрывают породы однородного минерального состава на ПЖ с электрическим удельным сопротивлением $\rho_{\text{н}} < 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ при условии незначительной фильтрационной составляющей. Искажающее влияние на достоверность определения глинистости коллекторов по ПС оказывают наличие фильтрационной составляющей, зон кольматации и глинизации стенок скважины, глубокая зона проникновения, нефтенасыщенность коллектора и наличие в промывочной жидкости поверхностно-активных веществ.

Естественная гамма-активность J_{γ} осадочных пород обусловлена двумя факторами: сорбцией солей радиоактивных элементов на поверхности зерен породообразующих минералов и присутствием гамма-активных элементов в составе самих минералов. Максимальной удельной поверхностью зерен и, следовательно, максимальной сорбцией обладают глинистые минералы. Ряд из них содержит также радиоактивный изотоп калия в своем минеральном скелете. Гамма-активность глин на порядок выше, чем гамма-активность кварцевых песчаников, карбонатных и хемогенных отложений, на чем основано оп-

ределение содержания глинистости по материалам ГК. Кроме того, ряд породообразующих минералов содержит радиоактивные элементы в своем составе, что является препятствием для определения глинистости по данным ГК. В первую очередь это присутствие калия в полевых шпатах, тория в акцессорных минералах, элементов уранового ряда в отдельных разностях карбонатных пород с высоким содержанием органических веществ.

В тех случаях, когда минеральный скелет породы не содержит радиоактивных элементов, удельная гамма-активность (q_{n}) не зависит от структуры породы и типа глинистости (рассеянная или слоистая) и определяется главным образом составом глин, других мелкодисперсных частиц и нерастворимого остатка, а также их удельной радиоактивностью. Суммарная гамма-активность терригенных пород определяется относительным содержанием различных фракций и их удельной радиоактивностью:

$$q_{\text{n}} = q_{\text{н}} C_{\text{н}} + q_{\text{ал}} C_{\text{ал}} + q_{\text{сн}} C_{\text{сн}},$$

где $q_{\text{н}}$, $q_{\text{ал}}$ и $q_{\text{сн}}$ - удельные массовые радиоактивности псамитовой, алевритовой и глинистой фракций; $C_{\text{н}}$, $C_{\text{ал}}$ и $C_{\text{сн}}$ - массовое содержание соответствующей фракции по данным гранулометрического анализа.

С достаточной для практических целей точностью эта зависимость аппроксимируется простым выражением:

$$q_{\text{n}} = (q_{\text{н}} - q_{\text{сн}}) \cdot C_{\text{н}}^{\alpha_{\text{н}}} + q_{\text{сн}},$$

где $q_{\text{н}}$ и $q_{\text{сн}}$ - удельные гамма-активности неглинистого минерального скелета породы и глинистой фракции соответственно; $\alpha_{\text{н}}$ - эмпирический коэффициент.

При стандартном способе интерпретации материалов ГК с использованием двойного разностного параметра (ΔJ_{γ}) удобнее пользоваться зависимостью вида $\Delta q = f(C_{\text{н}})$, в которой Δq вычисляется как:

$$\Delta q = (q_{\text{n}} - q_{\text{сн}}) / (q_{\text{н}} - q_{\text{сн}}).$$

Соответственно:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{q_{\text{n}} - q_{\text{сн}}}{q_{\text{н}} - q_{\text{сн}}} = \frac{J_{\gamma} - J_{\gamma \min}}{J_{\gamma \max} - J_{\gamma \min}} = \alpha C_{\text{н}}^{\alpha_{\text{н}}}, \quad (5.43)$$

где J_{γ} - гамма-активность исследуемого пласта; $J_{\gamma \min}$ и $J_{\gamma \max}$ - интенсивности гамма-излучения опорных пластов, для которых $C_{\text{н}}$ равно 0 и 100% соответственно; α - коэффициент пропорциональности, одновременно учитывающий размерность входящих в выражение единиц.

Зависимости между ΔJ_γ и $C_{\text{гл}}$ (либо $K_{\text{гл}}$) получают по результатам лабораторных исследований естественной радиоактивности и фракционного состава пород (рис. 5.17). Как правило, они нелинейные, чему есть строгое объяснение. В песчано-глинистых породах с кварцевым скелетом средний размер зерен скелета уменьшается с увеличением глинистости, что объяснимо с точки зрения механизма осадконакопления. Удельная поверхность алевритов и алевролитов, состоящих из сильнораздробленных кварцевых и полевошпатовых минералов, на порядок больше, чем у кварцевого песчаника и карбонатных пород, но меньше по сравнению с глинами. Поэтому с ростом $K_{\text{гл}}$ показания ΔJ_γ увеличиваются одновременно за счет глинистости и увеличения удельной поверхности скелета, чем обусловлен нелинейный характер зависимостей между ΔJ_γ и $K_{\text{гл}}$: постепенное уменьшение крутизны с увеличением $K_{\text{гл}}$ по мере приближения активности скелета пород к активности глин.

Определение глинистости пород по ГК сводится к сравнению показаний ГК (ΔJ_γ), приведенных к единым "типовым" условиям, с установленными зависимостями между $\Delta J_{\gamma, \text{прип.}}$ и $C_{\text{гл}}$ либо $K_{\text{гл}}$ (рис. 5.17). За типовые принимаются условия: плотность пласта $\sigma_{\text{пл}} = 2,7 \text{ г}/\text{см}^3$, диаметр скважины - 190 мм, плотность промывочной жидкости без утяжелителей - 1,2 г/см³, жидкость нерадиоактивна, прибор прижат к стенке скважины. Дополнительные погрешности, связанные с отклонением диаметра скважины, плотности пород и промывочной жидкости, положения (эксцентрикитета) прибора в стволе скважины от типовых учтены.

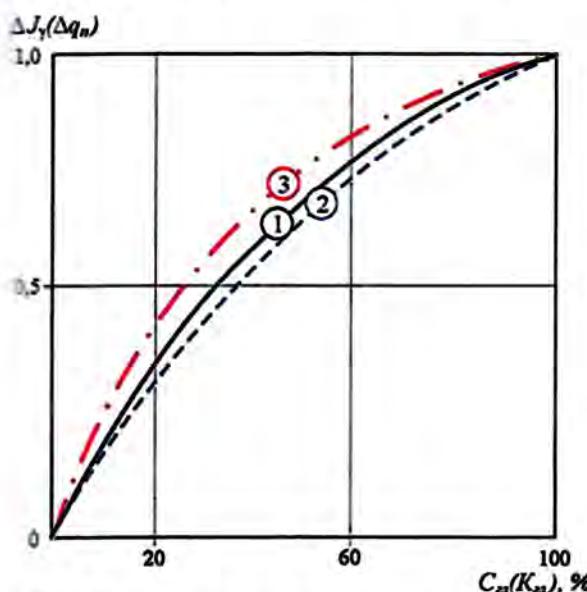


Рис. 5.17. Зависимость относительного разностного параметра ΔJ_γ (Δq_γ) от глинистости пород $C_{\text{гл}}$ ($K_{\text{гл}}$). 1-3 - графический вид зависимостей (5.43) (по В.В. Ларину). (5.44) и (5.45) соответственно

вают в каждом конкретном случае с помощью номограмм, специфичных для каждого типа скважинных приборов [34].

В случаях, когда глинистость опорных пластов не соответствует принятой в выражении (5.43), исходную зависимость между ΔJ_γ и $C_{\text{гл}}$ ($K_{\text{гл}}$) перестраивают путем присвоения выбранным опорным пластам кажущихся значений $J_{\gamma, \text{min}}$ и $J_{\gamma, \text{max}}$.

За рубежом для оценки объемной глинистости используют выражение:

$$K_{\text{гл}} = 0,33 \cdot (2^{2 \cdot \Delta J_\gamma} - 1) \quad (5.44)$$

для древних толщ и

$$K_{\text{гл}} = 0,083 \cdot (2^{3,7 \cdot \Delta J_\gamma} - 1) \quad (5.45)$$

для отложений третичного возраста.

Как видно из рис. 5.17, выражения (5.44) и (5.45) близки к формуле (5.43), определяющей зависимость ΔJ_γ от массовой, а не объемной глинистости.

В благоприятных случаях, когда гамма-активность пород определяется в основном их глинистостью, погрешность оценки глинистости по данным ГК определяется дисперсией зависимости между ΔJ_γ и $C_{\text{гл}}$ либо $K_{\text{гл}}$. Для кварцевых песчаников и карбонатных пород с нерадиоактивным минеральным скелетом погрешность определения глинистости близка к $\pm 5\%$ (абсолютных). Она увеличивается в породах, содержащих радиоактивные элементы в минеральном скелете. В терригенных разрезах с кварцево-полевошпатовыми песчаниками возможны случаи, когда содержание полевых шпатов монотонно убывает, а кварца - растет с увеличением глинистости пород (например, на месторождениях Западной Сибири), и, наоборот, когда содержание полевых шпатов растет, а кварца - убывает с увеличением глинистости (например, отдельные горизонты в разрезах месторождений Северо-Западного Казахстана). В первом случае в диапазоне изменений $K_{\text{гл}}$ от 0 до 30%, представляющем основной интерес, связь показаний ГК с глинистостью слабая, так как увеличение гамма-активности с ростом $K_{\text{гл}}$ компенсируется уменьшением содержания полевого шпата. Во втором случае естественная активность пород увеличивается до предельных значений при увеличении глинистости от 0 до 15 - 20% и почти не изменяется при $K_{\text{гл}} > 20\%$. В обоих случаях применение ГК в интегральной модификации, использованной в серийной аппаратуре, неэффективно.

Определение минеральной глинистости $K_{\text{гл}, 2}$ по материалам ПС и ГК основано на различной реакции этих видов исследований на глинистые и мелкодисперсные неглинистые минералы. Электрохимическая

активность пород определяется содержанием в них глинистых минералов, поэтому относительные амплитуды будут большими в чистых песчаниках и алевролитах и низкими - в сильнозаглинизованных пластах и чистых глинах. Гамма-активность тех же пород зависит от содержания в них глинистых минералов и алевритовой фракции, обладающих высокой удельной поверхностью. Различная реакция α_{nc} и ΔJ_γ на присутствие в породе алевритовой фракции позволяет установить фракционный состав пород и ее пористость решением системы уравнений [21, 42]:

$$\alpha_{nc} = \left(1 + \frac{K_{el}}{K_n} \frac{\rho_{ef}}{\rho_{el}}\right)^{-2},$$

$$\Delta J_\gamma = \frac{K_{el}}{K_{el,op}} \frac{1 - K_{n,nc}}{1 - K_n} + \Delta J_{n,el} \frac{K_{el}}{K_{el,op}} \frac{1 - K_{n,el}}{1 - K_{n,nc}}, \quad (5.46)$$

$$K_n = K_{n,nc} (1 - K_{el} - K_{el}) + K_{n,el} K_{el} + K_{n,el} K_{el};$$

$$1 = K_{nc} + K_{el} + K_{el} + K_n,$$

где K_{nc} , K_{el} и K_{el} - объемные содержания в породе псаммитовой, алевролитовой и глинистой фракций соответственно; $K_{n,nc}$, $K_{n,el}$ и $K_{n,el}$ - пористости псаммитовой, алевритовой и глинистой фракций; $K_{el,op}$ - объемное содержание глинистых минералов в опорном пласте глин; α_{nc} - относительная амплитуда ПС, исправленная за остаточную нефтегазонасыщенность в зоне проникновения; $\Delta J_{n,el}$ - относительная гамма-активность алевритовой фракции; ρ_{el} и ρ_{ef} - удельные электрические сопротивления глин и смеси пластовой воды с фильтратом в зоне проникновения.

Погрешность оценки пористости (K_n) и объемного содержания псаммитовой, алевритовой и глинистой фракций, согласно (5.46), зависит главным образом от погрешностей установления констант $K_{n,nc}$, $K_{n,el}$, $K_{n,el}$ и $K_{el,op}$ и адекватности модели конкретным геологическим условиям.

Частным случаем системы уравнений (5.46) являются способы определения K_n и K_{el} по данным двух видов ГИС: ПС или ГК и какого-либо вида, предназначенного для определения пористости - АК, НК, ГГКП.

Определение объемной глинистости по материалам комплекса АК, НК, ГГКП основано на различной реакции АК, ГГКП и НК на содержание в породе рассеянной или слоистой глинистости. Определение K_{el} проводится одновременно с нахождением пористости коллекторов. В терригенных разрезах для определения K_{el} предпочтительнее применение комплекса ГГКП-НК, в карбонатных разрезах значения K_{el} , получаемые по данным парных комплексов АК и НК, АК и ГГКП, ГГКП и НК, примерно равны.

ценны. Абсолютная погрешность определения K_n составляет $\pm 5\%$ при благоприятных условиях (поровый нефтеводонасыщенный коллектор, некавернозный ствол скважины, сохранение типа глинистости в исследуемом интервале). Следует иметь в виду, что при использовании комплекса, включающего радиоактивные методы, определяется объемное содержание глинистых минералов $K_{el,2}$.

5.11. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ПО ГИС

Вне зависимости от способа определения пористости по ГИС достоверность ее определения оценивается сопоставлением с данными определений по керну. Сразу отметим, что при определении пористости с использованием петрофизических связей типа "керн-ГИС" дополнительного обоснования достоверности величин K_n^{GIS} не требуется.

Обычно сопоставление K_n^{keren} - K_n^{GIS} строится по пластопересечениям, которые выбираются по тем же критериям, что и для построения связей типа "керн-ГИС", т.е. сопоставляются оценки K_n по пластам с толщиной не менее 1,5 м (для обеспечения надежности оценки любой геофизической характеристики, используемой для построения связи), выносом керна из исследуемых пластов (интервалов, долблений) не менее 80% и плотностью анализов не менее 3 - 5 на 1 м вынесенного керна. Пример такого сопоставления приведен на рис. 5.18.

В последнее время в связи с часто применяемой поточечной интерпретацией данных ГИС для обо-

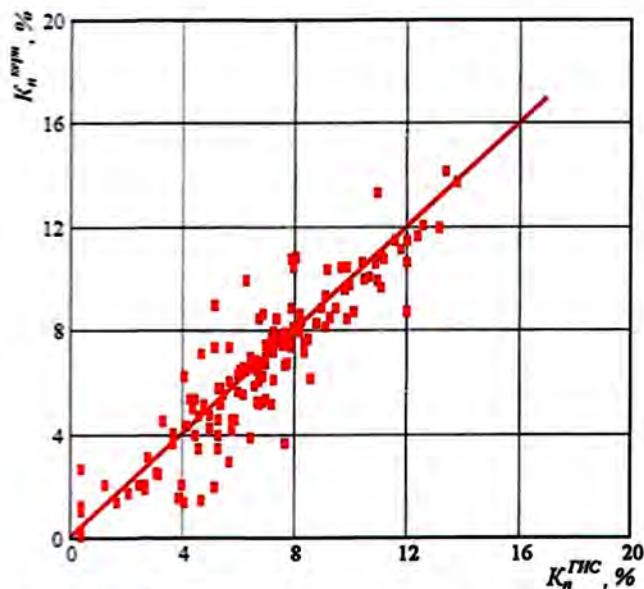


Рис. 5.18. Сопоставление результатов определения пористости по керну и ГИС. Оренбургское месторождение

доказания достоверности определения K_n ограничиваются нанесением на кривую $K_n^{ГИС}$ точек, соответствующих пористости или другого емкостного параметра по керну (рис. 5.19). Такой подход в большинстве случаев позволяет оценить достоверность определения K_n по ГИС, однако не всегда позволяет оценить возможную систематику.

При поточечной обработке данных ГИС часто используется сопоставление величин пористости по каждому образцу керна с величиной $K_n^{ГИС}$, соответствующей точке привязки этого образца. При таких застроениях существенный разброс на графике может быть связан с малым размером образца; после-

днее проявляется в большей степени для пластов со сложной структурой пустотного пространства.

Резюмируя вышеизложенное, укажем, что для оценки достоверности определения пористости по ГИС рекомендуется построение сопоставления $K_n^{ГИС}$ с осредненными в пределах однородного по стандартному комплексу ГИС пласта величинами пористости по керну. При попластовой обработке величина $K_n^{ГИС}$ определяется непосредственно по ГИС, а при поточечной - путем осреднения величин K_n в пределах пласта.

Необходимо отметить две принципиальные возможности внесения поправок за пластовые условия

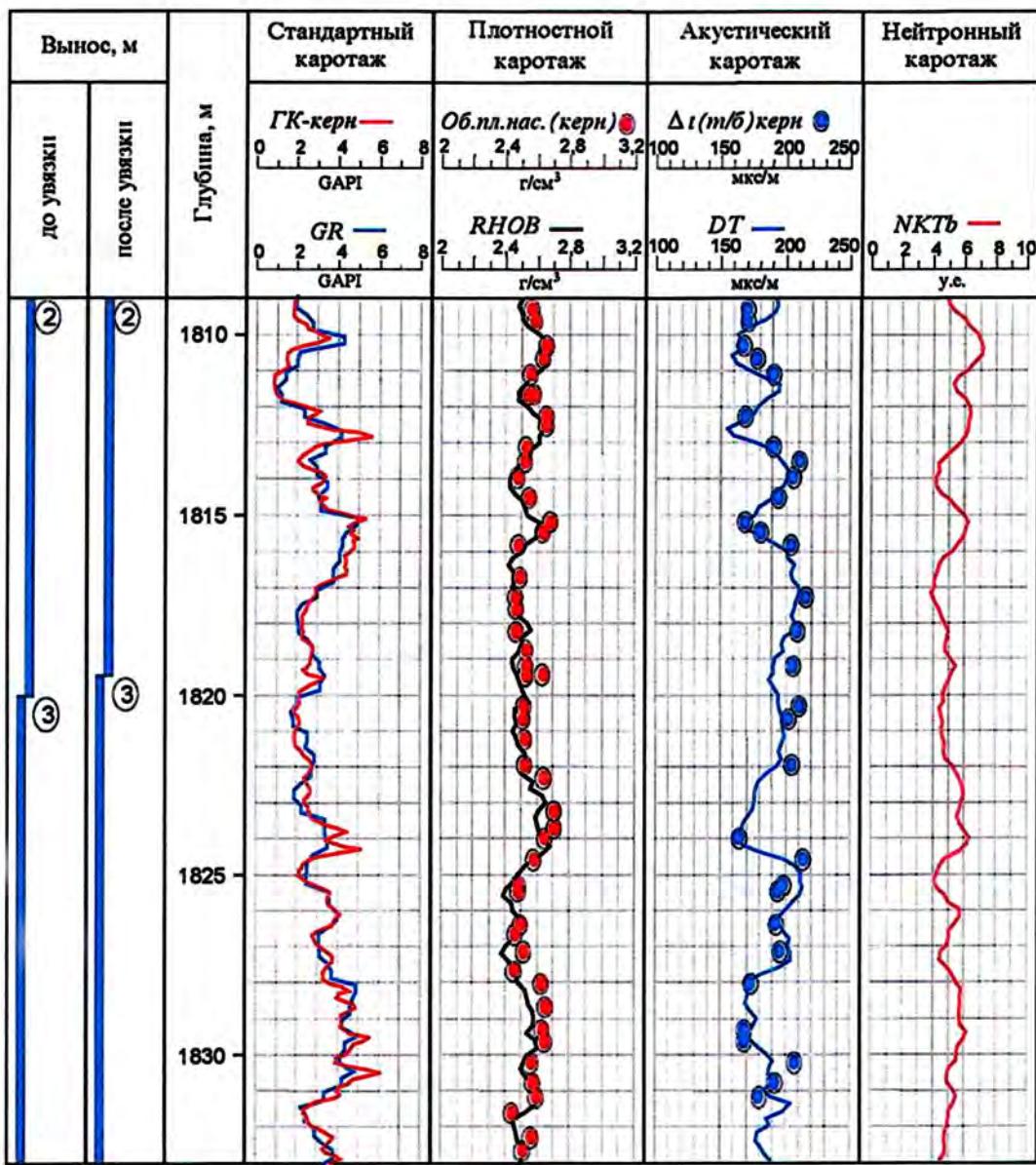


Рис. 5.19. Сопоставление величин объемной плотности и интервального времени пробега упругих волн по данным ГИС и ГИС. Оренбургское месторождение, скв. 38-р

при использовании результатов исследования керна - поправки вносятся в каждое значение K_n^{ker} или в заключительный результат осреднения. Ясно, что последнее обстоятельство должно учитываться при сопоставлении K_n^{ker} с K_n^{GIS} .

При наличии систематических расхождений пористости по ГИС с данными анализов керна необходима корректировка методики определения K_n^{GIS} .

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С.М., Неретин В.Д., 1990, Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике: М., Недра.
2. Алексеев Ф.А., Головацкая И.В., Гуллин Ю.А. и др., 1978. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений: М., Недра.
3. Басин Я.Н., Тюкаев Ю.В., 1979. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК: М., ВНИИЯГГ.
4. Басин Я.Н., Цейтишин В.Г., Тюкаев Ю.В. и др., 1980. Многозондовый нейтронный каротаж с аппаратурой К-7. Методическая инструкция по проведению измерений и интерпретации данных: М., ВНИИЯГГ.
5. Бондаренко М.Т., Бриченко И.П., Журавлев В.П., Сидорчук А.И., 1984. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа: Л., Нефтегеофизика.
6. Бондаренко М.Т., Журавлев В.П., Чукин В.Т. и др., 1973. Методические указания по трехэлектродному боковому каротажу (с альбомом палеток): М., ВНИИГеофизика.
7. Велижанин В.А., Еникесев Ф.Х., Журавлев Б.К., 1989. Пetroфизическая модель нейтронного каротажа: Автоматизированная обработка данных геофизических и геолого-технологических исследований нефтегазоразведочных скважин и подсчет запасов нефти и газа с применением ЭВМ: Калинин, 85 - 88.
8. Вендельштейн Б.Ю., 1963. Альбом nomограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин: М., Гостоптехиздат.
9. Вендельштейн Б.Ю., 1966. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов: М., Недра.
10. Вендельштейн Б.Ю., Залоски Г.М., Царева Н.В. и др., 1985, Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа: М., "Недра", 102 - 103.
11. Вендельштейн Б.Ю., Залоски Г.М., Царева Н.В. и др., 1985. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа: М., Недра.
12. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., 1978, Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений): М., Недра.
13. Верховский А.М., 1983, Экспериментальное обоснование метода моделирования физических свойств слабоцементированных пород-коллекторов Западной Сибири: Прикладная геофизика: М.. Недра, 107.
14. Головацкая И. В., Гуллин Ю. А., Еникесев Ф. Х., Велижанин В. А. и др., 1984. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток): Калинин, ВНИИГеофизика.
15. Дахнов В.Н., 1985, Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенных горных пород: М.. Недра.
16. Дахнов В.Н., 1982, Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: М., Недра.
17. Зефиров Н.Н., Чукин В.Т., Ручкин А.В., Яценко Г.Г., 1975. Методические рекомендации по боковому микрокаротажу (с комплектом палеток): М., ВНИИГеофизика.
18. Зефиров Н.Н., Фоменко В.Г., Онищенко Н.С. и др., 1977. Инструкция по интерпретации индукционного каротажа (с альбомом палеток): М., ВНИИГеофизика.
19. Зефиров Н.Н., Чукин В.Т., Бондаренко М.Т. и др., 1983. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа (с альбомом палеток): М., ВНИИГеофизика.
20. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л., 1978. Акустический метод исследования скважин: М., Недра.
21. Итенберг С.С., 1978, Интерпретация результатов каротажа скважин: М.. Недра.
22. Кнеглер Л.Е., Гайдуллин Я.С., Рымдин В.Н., 1990. Автоматизированное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности по данным каротажа (петрофизические модели и методы): Обзор ВИЭМС "Региональная и морская геофизика; геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых": М.
23. Кобранова В.Н., 1962, Физические свойства горных пород: М.. Гостоптехиздат.
24. Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г., 1983, Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях: М., Недра.
25. Комаров С.Г., Кейнсар З.И., Козина З.И., 1960. Комплект палеток для интерпретации данных каротажа: М.. ВНИИГеофизика.
26. Котяков Ф.И., Мельников Ю.С., 1970, Методика различного определения абсолютной емкости каверн и пор кавернозно-пористых пород: Нефтяное хозяйство, 3.
27. Леонтьев Е.И., Малыхина А.Я., Нефедова Н.И., Кузнецова Г.С., 1972. Использование относительного сопротивления для определения пористости и нефтегазонасыщения терригенных коллекторов: Геология нефти и газа, 2, 68 - 73.

1. Масленикова В.И., Струков А.С., 1984, Изучение порового пространства карбонатных коллекторов акустическим каротажем на поперечных волнах: Прикладная геофизика: М., Недра, 108, 123 - 126.
2. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов, 1990, под ред. Вендельштейна Б.Ю., Козяра В.Ф., Яценко Г.Г.: Калинин, Союзпромгеофизика.
3. Методическое руководство по проведению ядерно-магнитного каротажа и интерпретации его данных, 1982, под ред. Неретина В.Д.: М., ВНИИЯГГ.
4. Миколаевский Э.Ю., 1991, Математические модели комплексного анализа геофизических данных для оценки подсчетных параметров: Мат. методы и автоматиз. системы в геологии: М., ВИЭМС, Геонинформарк.
5. Миколаевский Э.Ю., Сохранин Н.Н., Сытищук Г.М., 1988, Автоматизированное определение коллекторских свойств пласта: Геология и геофизика, 11, 12 - 16.
6. Митюшин Е.М., Барлыев В.Ю., Мурзуков В.А., Хаматдинов Р.Т., 2002, Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов: Геофизика, 1.
7. Орлов Л.И., 1976, Исследование полной и открытой пористости карбонатных пород: Припятская впадина. Геофизические исследования скважин: Минск, БелНИГРИ, 87 - 92.
8. Орлов Л.И., Карпов Е.Н., Топорков В.Г., 1987, Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа: М., Недра.
9. Орлов Л.И., Мельникова Ю.С., 1971, Метод определения открытой емкости пустот кавернозно-пористых сред. НТС по добыче нефти: М., Недра, 39.
10. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свищущин Н.М., 1976, Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа: М., Недра.
11. Пирсон С.Дж., 1966, Справочник по интерпретации данных каротажа. Пер. с англ. Петухова А.С. и Купалова-Ярополка И.К., под ред. Комарова С.Г.: М., Недра.
12. Поликов М.К., Логинов И.В., Харламов С.Я., 1973: Определение пористости карбонатных пород Узбекистана по скорости поперечных волн: Прикладная геофизика, М., Недра, 71, 158-163.
13. Потапов В.П., 1977, К методике изучения емкостных свойств кавернозно-пористых пород: Морская геология и геофизика: М., ВИЭМС, 18.
14. Скважинная ядерная геофизика (Справочник геофизика), 1990: М., Недра, 32 - 50.
15. Терентьев В.Ф., Афанасьев В.С., Соколов М.С., 1977, Об интерпретации гамма-каротажа в песчано-алеврито-глинистых породах: Нефть и газ, 3.
16. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных газовых скважинах: РД 153-39.0-072-01 Минэнерго России, 2001, отв. ред. Козяр В.Ф.: М., Изд-во ГЕРС.
17. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ (Методическое руководство), 2000, под ред. Эпова М.И.. Антонова Ю.Н.: Новосибирск, ИИЦ ОИГМ СО РАН. СО РАН.
18. Топорков В.Г., Рудиковская С.Ю., 2000, Низкотемпературная технология исследования неконсолидированного керна: Наука и техника в газовой промышленности: М., Газпром, 1, 33 - 37.
19. Троепольский В.И., Тухватуллин Р.К., 1965, Об одном из вариантов определения открытой пористости в кавернозных и трещиноватых породах: Изв. высших учебных заведений. Нефть и газ: Баку, 10.
20. Фоменко В.Г., Шальнова С.Г., Соколов В.И. и др., 1986, Определение пористости полимиктовых песчаников с использованием акустического каротажа по скорости: Использование материалов геофизических исследований скважин для комплексной интерпретации и подсчета запасов нефти и газа: М., Недра, 65 - 68.
21. Хаматдинов Р.Т., Еникеева Ф.Х., Велижанин В.Л., Журавлев Б.К., Зотов А.Ф. и др., 1989, Методические указания по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений: Калинин, Союзпромгеофизика.
22. Ханин А.А., 1969, Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение: М., Недра.
23. Чадаев Е.В., Бриченко И.П., Левченко А.А. и др., 1990, Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплексом палсток): Калинин, Союзпромгеофизика.
24. Элланский М.М., 1978, Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики: М., Недра.
25. Юматов А.Ю., 1984, Распространение упругих продольных волн в пористых горных породах с трещинами и кавернами: Диссерт. на соиск. уч. степ. канд. физ.-мат. наук: М., ВНИИЯГГ.
26. Heysse D.R. Sonic porosity transforms and effects of pore shape and clay distribution//Halliburton, 1995. Paper X1078.
27. Kleinberg R.L., Kenyon W.F., Mitra P.P. On the mechanism of NMR Relaxation of Fluids in Rocks - Journal of Magnetic Resonance, 108A №2 (1994) p. 206 - 214.
28. Krief M., Garat J., Stellingwerf, Venre J. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (Full-waveform sonic)//12th International formation evaluation symposium, 1989, october 24 - 27.
29. Log Interpretation. Vol. 1-Principles/ Schlumberger Limited/ New York, 1972.
30. Raymer L.L., Hunt E.R., Gardner J.S. An improved sonic transit time-to-porosity transform// 21st SPWLA Annual Logging transaction. 1980. July 8 - 11. Paper P.
31. Wuchholz H. Über den Zusammenhang zwischen Schallgeschwindigkeit und Porosität bei Erdgeschichten//Geophys. Prosp., v. 10, № 3, 1962.
32. Wyllie M.R.J., Gardner G.H., Gregory A.R. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media//J. Geophys. Res., v. 21, № 1, 1956, pp. 41 - 70.

6.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности $K_{\text{нз}}$ пород-коллекторов реализуется по данным исследования керна и ГИС. Заметим, что обоими способами определяется водо- (K_w), а не нефтегазонасыщенность, поэтому в дальнейшем будут обсуждаться вопросы определения именно водонасыщенности коллекторов, т.к. $K_{\text{нз}} = 1 - K_w$. В связи с существенно меньшей освещенностью разреза данные исследования керна применяются в качестве петрофизической основы интерпретации материалов ГИС и для обоснования достоверности определения $K_{\text{нз}}$ по этим материалам.

По данным исследования керна остаточная водонасыщенность K_w определяется прямым и косвенным способами. Прямые определения K_w проводятся на герметизированном на буровой керне из скважин, пробуренных на безводных ПЖ. Исследование керна таких скважин позволяет достоверно определить водонасыщенность в зоне однофазной фильтрации нефти (газа), т.е. до ВНК* (ГВК*), при условии использования качественной безводной ПЖ и своевременной и эффективной герметизации керна на буровой.

Прямое определение водонасыщенности в зоне двухфазной фильтрации невозможно из-за вытеснения части свободной воды углеводородным фильтратом безводной ПЖ. Теоретически существующая возможность такого определения при использовании нефильтрующихся ПЖ и бурении на равновесии практически не реализуется.

Незначительное (первые проценты) искусственное занижение величины остаточной водонасыщенности может быть связано также с неучетом возможных потерь воды при подъеме керна на дневную поверхность за счет разгазирования пластовых флюидов вследствие снижения давления. Оценка такого занижения возможна путем лабораторного моделирования процесса подъема керна на поверхность в специальных установках, описанного, например, в работах [18, 22]; возможно использова-

ние и опубликованных в работе [17] уравнений для оценки потерь воды при подъеме керна ΔK_w :

для $p_{\text{нз}} \approx 60$ МПа

$$\Delta K_w = (52,8 - 2,80K_n)K_{w,np} / [100 - (52,8 - 2,80)];$$

для $p_{\text{нз}} \approx 30$ МПа

$$\Delta K_w = (28,8 - 1,78K_n)K_{w,np} / [100 - (28,8 - 1,78)],$$

где K_n - пористость образца керна, $K_{w,np}$ - измеренное содержание воды по прямому методу.

При исследовании прямыми методами керна из скважин, пробуренных с применением ПЖ на водной основе, определяется остаточная нефтенасыщенность $K_{\text{нз}}$. Считается, что при бурении скважины в процессе проникновения водного фильтрата ПЖ реализуются процессы, близкие к заводнению. В этом случае по результатам измерения содержания нефти в керне может быть оценена остаточная нефтенасыщенность и, при известной начальной нефтенасыщенности K_n , коэффициент вытеснения $K_{\text{вытн}} = (K_n - K_{\text{нз}})/K_n$. Прямые определения остаточной нефтенасыщенности необходимы также для определения газонасыщенности K_g газовых (газоконденсатных) залежей, т.к. в общем случае газонасыщенность определяется как $K_g = 1 - K_w - K_{\text{нз}}$.

При использовании косвенных методов определяется остаточная (неснижаемая) водонасыщенность $K_{\text{нз}}$, т.е. моделируется процесс формирования залежи УВ, методом центрифугирования или капилляриметрии (полупроницаемой мембранны). Применение других косвенных методов определения K_w не рекомендуется. Особенно это относится к методу ртутной порометрии, когда в эксперименте реализуется вдавливание ртути в предварительно высушенный образец; очевидно, что к моделированию процесса формирования залежи УВ этот эксперимент отношения не имеет.

При определении нефтегазонасыщенности по данным ГИС основным методом является электрический или электромагнитный каротаж. Определение реализуется при наличии информации об удельном электрическом сопротивлении пласта ρ_n и пла-

стовой воды ρ_w и петрофизической основы метода - связей типа "керн-керн" $P_n - K_n$ и $P_w - K_w$. Ясно, что точность определения K_w по этому методу зависит от надежности определения перечисленных параметров.

Другим вариантом методики является использование связей типа "керн-ГИС" удельного электрического сопротивления пласта ρ_n и объемной влажности $W_n = K_n K_w$; последняя определяется по керну из скважин на безводных ПЖ. Преимуществом этого варианта является отсутствие необходимости определения ρ_w , однако и использование методики возможно только тогда, когда есть уверенность, что минерализация воды изучаемого объекта такая же, как для объекта, по которому построена связь $\rho_n - W_n$.

Известны способы определения нефтегазонасыщенности и по другим методам, которые будут описаны ниже, но на практике они применяются редко. Хотя это и не задача оценки начальных запасов нефти и газа, отдельно следует сказать о проблеме определения K_{ns} для залежей на поздней стадии разработки с применением заводнения пресными водами. Практически единственными методами определения текущей нефтенасыщенности в этом случае являются С/О-каротаж и волновой АК, которые в последние годы активно внедряются в практику каротажных работ. Методики использования данных рассмотрены ниже в разделах 6.8 и 6.9.

В абсолютном большинстве случаев водонасыщенность определяется по ГИС, а данные исследования керна используются в качестве петрофизической основы для этого и/или с целью обоснования достоверности полученных по ГИС определений.

В последнее время в связи с построением трехмерных моделей залежей, когда необходимо определить подсчетных параметров, включая нефтегазонасыщенность, в каждом узле регулярной сети, используются кривые капиллярного давления, позволяющие при известных ФЕС (например, пористости) определить водонасыщенность в зависимости от положения объекта изучения относительно уровня ВНК. В этом случае результаты определения K_w по ГИС сопоставляются с определениями по кривым капиллярного давления и служат для оценки достоверности полученных значений водонасыщенности. Такой подход использовался, например, при подсчете запасов месторождений шельфа острова Сахалин.

6.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО КЕРНУ

Как уже отмечалось, в связи с существенно меньшей освещенностью разреза данные исследования керна применяются в качестве петрофизической ос-

новы интерпретации данных ГИС и для обоснования достоверности определения K_{ns} по этим данным.

Определение остаточной водонасыщенности прямым методом реализуется по керну из скважин, пробуренных на безводной ПЖ. Достоверность прямых определений обеспечивается:

- качеством безводной ПЖ, содержание воды в которой не должно превышать 3%;
- своевременностью и эффективностью герметизации керна на буровой;
- ограничением времени хранения герметизированного керна;
- мерами предосторожности при транспортировке керна;
- эффективностью экстракции воды при проведении лабораторных анализов керна.

При определении K_{ns} косвенными методами центрифугирования и капилляриметрии необходимо обеспечить получение завершенной кривой капиллярного давления и неснижаемой водонасыщенности. Для этого необходима реализация опытов в системе "вода-газ(воздух)" при давлении по крайней мере до 0,8 - 1,2 МПа. В этом случае неснижаемая водонасыщенность по капилляриметрии соответствует остаточной, что подтверждается сравнением значений водонасыщенности по Заксу и капилляриметрии на одних и тех же образцах (рис. 6.1).

При центрифугировании с использованием отечественных центрифуг с числом оборотов $n < 6000$ об/мин такие условия выполняются только для коллекто-

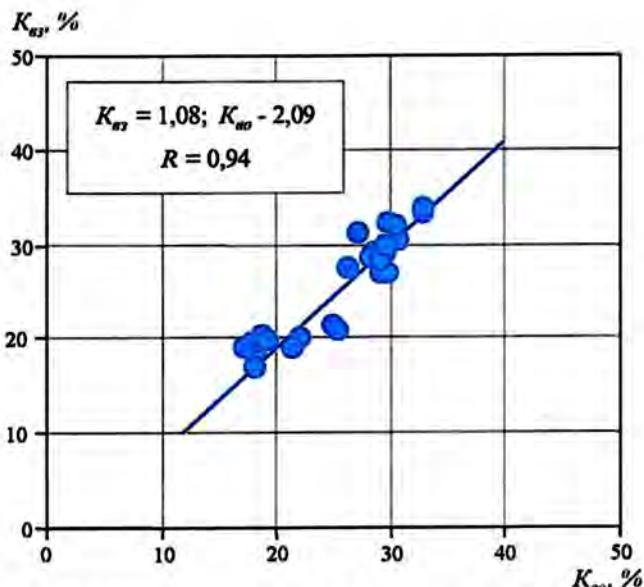


Рис. 6.1. Сопоставление коэффициентов водонасыщенности, определенных по данным капилляриметрии K_{ns} и Закса K_{zs} .
Верхне-Колик-Еганское месторождение, пласт Ю,

ров с повышенными ФЕС ($K_{np} > 100$ мД). Не случайно в настоящее время параметр, получаемый при центрифугировании с $n < 6000$ об/мин, называют не остаточной водонасыщенностью, а водоудерживающей способностью. Влияние режима центрифугирования на оценку остаточной водонасыщенности иллюстрируется рис. 6.2; из него следует, что только применение зарубежных суперцентрифуг с числом оборотов до 20 000 об/мин позволяет получить величину K_{eo} , сопоставимую с водонасыщенностью по скважине на безводной ПЖ или по данным капиллярометрии даже при изучении низкопроницаемых коллекторов с $K_{np} < 5$ мД.

Неснижаемая водонасыщенность характеризует водонасыщенность нефтеносного пласта с предельным насыщением, т.е. находящегося значительно выше ВНК. В пределах зон недонасыщения и двухфазной фильтрации результаты косвенных методов можно использовать, если имеется возможность перестроения измеренной капиллярометрической кривой в кривую зависимости K_e от высоты H изучаемого интервала разреза над уровнем ВНК. Эта процедура подробно описана в разделе 4.3.2. С помощью представленной там номограммы (рис. 4.8) можно оценить K_e в любой точке залежи для пород с различной пористостью. С целью проверки надежности таких определений сравним значения K_e^{ker} , полученные описанным способом, со значениями K_e^{GIC} ,

вычисленными по материалам геофизических исследований (рис. 6.3). Сравнение свидетельствует о надежности определения нефтенасыщенности по данным капиллярометрических исследований.

Для гидрофобизованных пород значения K_{eo} , найденные косвенными методами, необходимо проверить на возможное влияние искусственной гидрофилизации в процессе исследования керна. Действительно, косвенные методы определения остаточной водонасыщенности (K_{eo}) предусматривают предварительную экстракцию образцов керна горячими растворителями. Для керна из продуктивной части разреза нефтяной залежи она, кроме того, обязательна. Хотя мнения исследователей по этому вопросу расходятся, значительная часть из них считает, что экстракция керна приводит к искусственной гидрофилизации породы. Отсюда становится очевидным, что достоверная оценка смачиваемости керна нефтяных месторождений известными методами невозможна и что определение косвенными методами K_{eo} полностью или частично гидрофобизованных пород может приводить к искусственному завышению остаточной водонасыщенности.

Возможной оценкой степени гидрофобизации коллекторов нефтяных месторождений является сопоставление значений K_{eo} , полученных прямым (K'_{eo}) и косвенным (K''_{eo}) методами. Для зоны неснижаемой водонасыщенности неравенство $K''_{eo} > K'_{eo}$ свидетельствует о гидрофобизации пород-коллекторов и, как следствие, о ненадежности оценки K_{eo} по данным косвенных методов.

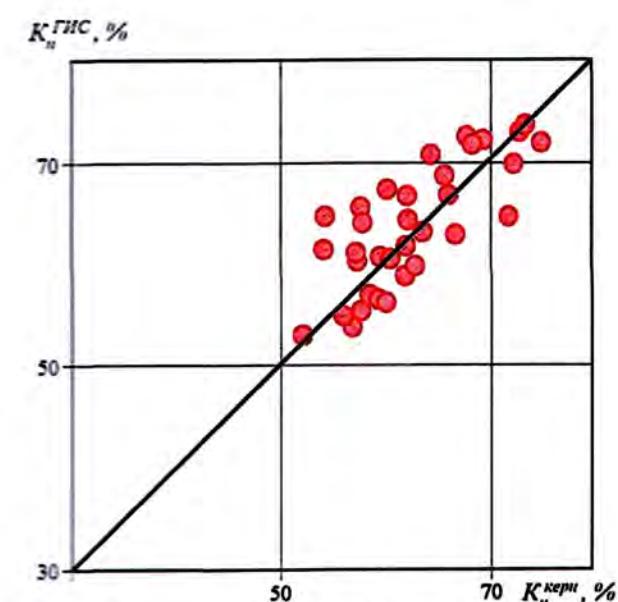
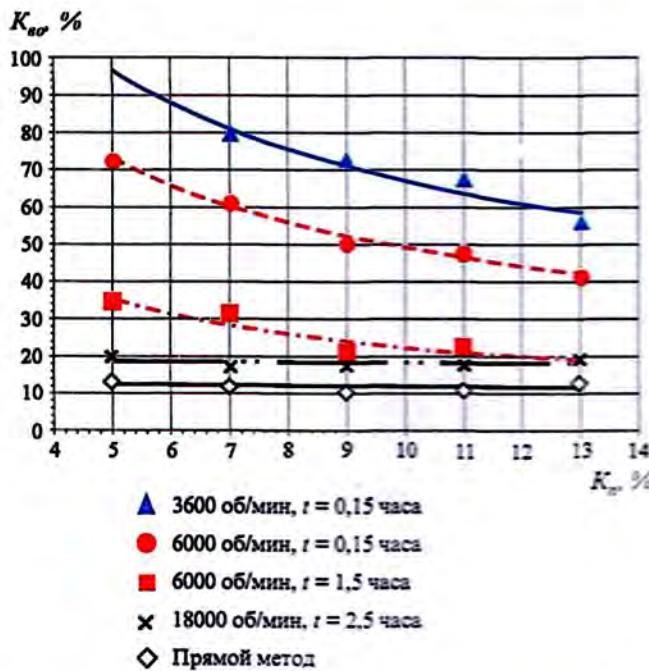


Рис. 6.3. Сопоставление коэффициентов нефтенасыщенности, определенных по керну и данным ГИС

Для газовых (газоконденсатных) залежейправильно определение K_{no} , как и остальных коллекторских характеристик, косвенными методами на неэкстрагированном керне. Для контроля на некотором количестве образцов значения K_{no} определяют дважды: до и после экстрагирования. Расхождение результатов свидетельствует о гидрофобизации изучаемых пород.

Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности газоконденсатных месторождений имеет свои особенности при высоких содержаниях конденсата, когда в образцах керна происходит выпадение конденсата в жидкую фазу. Поровое пространство газоконденсатных месторождений содержит три флюида: свободный газ, остаточную (связанную) воду и остаточную нефть. Поэтому для определения коэффициентов газонасыщенности необходимы измерения K_{no} на образцах пород из изучаемых месторождений.

Коэффициент K_{no} определяется обычно прямым экстракционным методом по потере при экстрагировании массы образца, отобранныго на ПЖ с водной основой. Однако исследованиями фракционного состава толуольного и хлороформенного экстрактов из образцов газоконденсатных месторождений установлено, что извлеченная при экстрагировании остаточная нефть легкая и близка по составу к конденсату. В связи с этим и с учетом природы фазовых преобразований газоконденсатных систем справедливо предположение о том, что существенную долю в объеме остаточной нефти, определяемой экстракционным способом, составляет конденсат, выпавший в поровом пространстве керна при подъеме последнего на дневную поверхность. Косвенным фактом, подтверждающим высказанное предположение, служит цвет экстрактов в аппаратах Закса и Сокслета при экстрагировании образцов - в абсолютном большинстве случаев наблюдается прозрачный светло-желтый до желтого цвет экстрактов.

Очевидно, что учет при определении K_n установления экстрагированием значений K_{no} приведет к искусственному занижению K_n , так как выпавший в поровом пространстве образцов керна конденсат находится в пластовых условиях в газовом состоянии.

Доля объема пор K_n , занятых выпавшим конденсатом в процессе подъема керна на поверхность равна [17]:

$$\frac{V_{pl}}{V_{pl} + V_{cm}} = \frac{P_{pl} V_{pl} T_{cm} C_k (1 - K_{us}) (1 - K_{no} - K_{\phi} - K_{w})}{T_{pl} P_{cm} Z_{pl} - P_{pl} V_{pl} T_{cm} C_k (1 - K_{us})},$$

P_{pl} , P_{cm} - начальное пластовое и стандартное давление соответственно; T_{pl} , T_{cm} - начальная пластовая и стандартная температуры соответственно;

V_{pl} - объем газовой смеси в пластовых условиях; Z_{pl} - коэффициент сжимаемости; C_k - потенциальное содержание конденсата; K_{us} - коэффициент извлечения конденсата; K_{no} - остаточная водонасыщенность; K_{ϕ} - содержание фильтрата ПЖ в керне; K_{w} - измеренное содержание остаточной нефти.

Принципиальная разница между описанным расчетом и реальным процессом заключается лишь в том, что подъем керна на поверхность в отличие от режима истощения не изотермический. Следовательно, приведенная оценка выпавшего в объеме пор керна конденсата является смещенной в сторону занижения. Полную оценку выпавшего конденсата может предоставить моделирование процесса подъема керна на дневную поверхность на установке фазовых равновесий.

Результаты выполненных по описанной схеме расчетов для Астраханского и Караганакского газоконденсатных месторождений, характеризующихся очень высоким содержанием конденсата, приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Месторождение	Залежь	Содержание конденсата, см ³ /м ³	K_{no} измеренный, %	Доля конденсата, %	K_{no} исправленный, %
Астраханское	-	513	15,0	5,1	9,9
Караганакское	Пермская	585	11,7	4,4	7,3
"-	Карбоновая	778	16,8	9,4	7,4

Из таблицы следует, что доля конденсата, выпавшего в поровом пространстве при подъеме керна на дневную поверхность, может быть весьма велика. Для залежей с невысоким содержанием конденсата и менее жесткими термобарическими условиями (например, для абсолютного большинства газоконденсатных залежей Западной Сибири) эта доля невелика и учет ее не имеет смысла.

6.3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО (ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО) КАРОТАЖА

В качестве петрофизической основы интерпретации электрического и электромагнитного каротажа используются традиционные петрофизические связи относительного сопротивления и пористости P_n - K_n и параметра насыщенности (коэффициента увеличения сопротивления) и водонасыщенности P_n - K_n .

При наличии прямой информации о водонасыщенности разреза, получаемой по данным исследо-

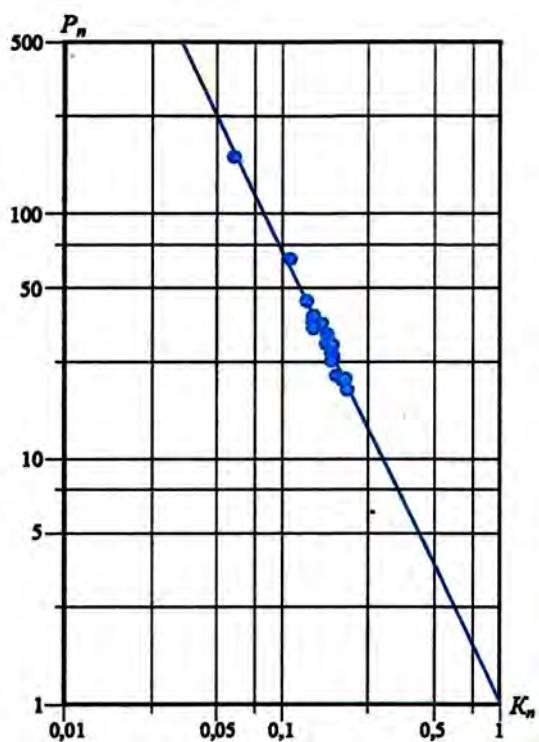


Рис. 6.4. Зависимость $P_n = f(K_n)$.
Тайлаковское месторождение, пласти YOC₂₋₃

вания керна из скважин, пробуренных на безводных ПЖ, используется связь типа "керн-ГИС" удельного электрического сопротивления пласта ρ_n с объемной влажностью $\rho_n - W_e$, где $W_e = K_e \cdot K_n$. Такой подход наиболее широко применяется для месторождений Западной Сибири, по которым затруднена оценка сопротивления воды.

Для пластов малой толщины (менее 1 - 1,5 м), для которых определение удельного электрического сопротивления ρ_n затруднено, используется методика оценки K_n по данным капилляриметрических исследований с учетом положения пласта над уровнем ВНК (ГВК)¹⁾.

Характерные связи $P_n - K_n$, $P_n - K_e$ и $\rho_n - W_e$ приведены на рис. 6.4 - 6.6.

Очевидно, что достоверность определения K_n обеспечивается:

- достоверностью определения ρ_n ;
- достоверностью определения минерализации (сопротивления) пластовой воды;
- выбором адекватной петрофизической основы интерпретации.

¹⁾ Методика определения параметров пластов-коллекторов, в том числе и удельного электрического сопротивления, при использовании высокоразрешающих методов каротажа описана отдельно в разделе 3.5.

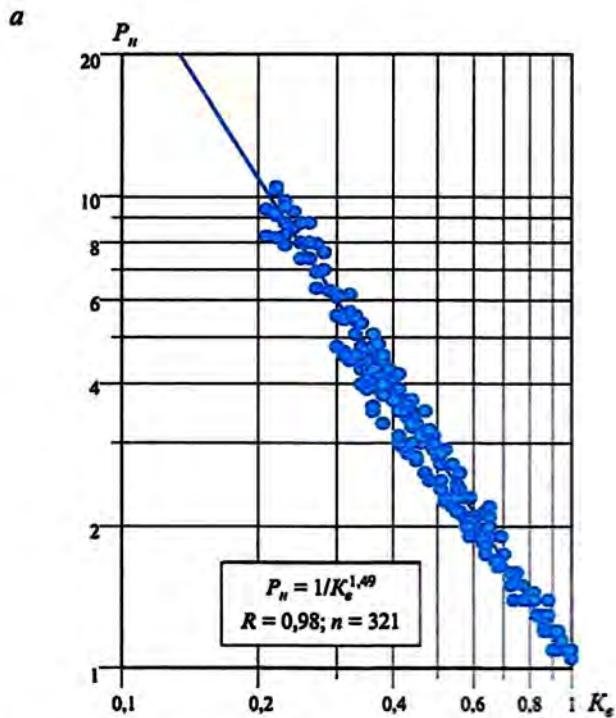
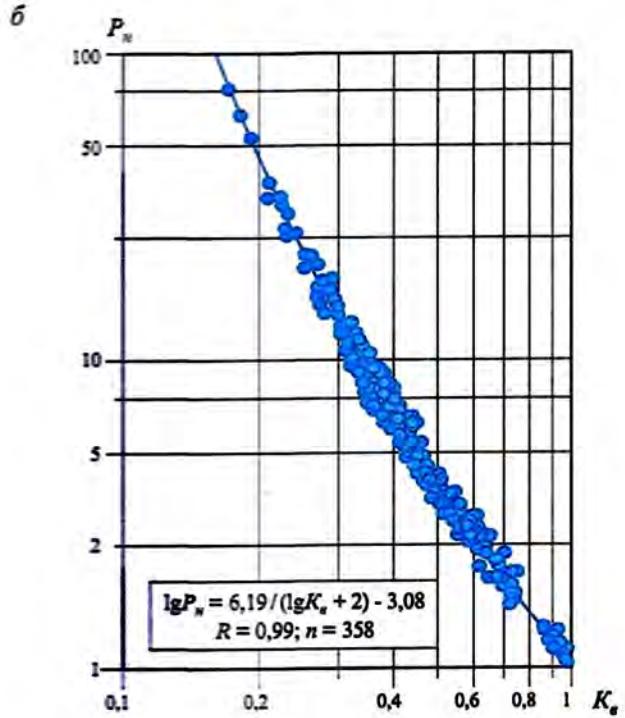


Рис. 6.5. Зависимость $P_n = f(K_e)$.
а - Восточно-Таркосалинское месторождение, пласт BC₁₅; б - Харампурское месторождение, пласт YO₁₋₂



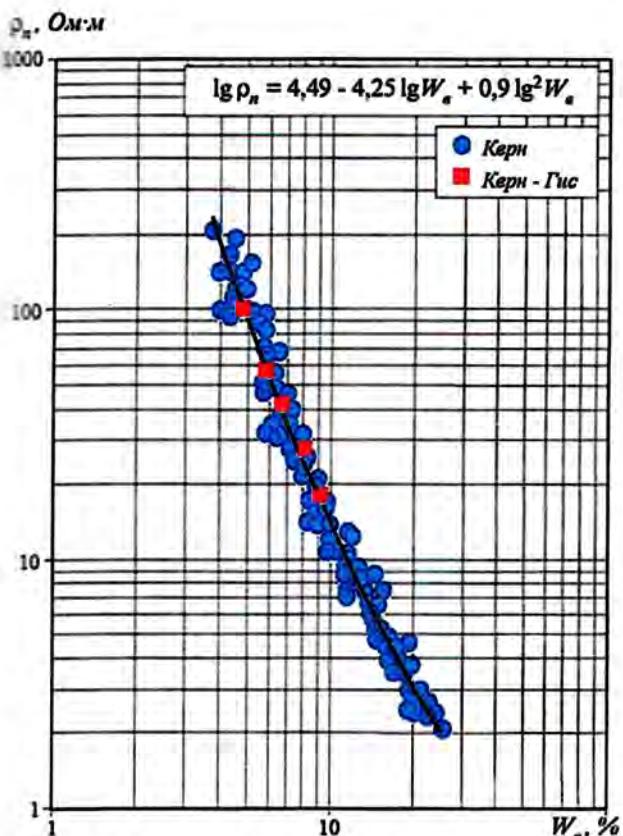


Рис. 6.6. Зависимость удельного электрического сопротивления ρ_n от объемной водонасыщенности W_n для коллекторов сеномана Западно-Таркосалинского месторождения (по данным скв. 21)

Рассмотрим способы повышения достоверности гидрофизической информации.

Вопрос определения минерализации пластовой воды активно дискутировался в специальной литературе и при обсуждении отчетов по подсчету запасов ряда месторождений Западной Сибири (Уренгойское, Федоровское и др.). Причиной дискуссий было различие минерализаций остаточной (связанной) и законтурной (подвижной) пластовых вод. Минерализацию законтурной воды устанавливали на пробах, полученных в результате испытаний пластов ниже ВНК или ГВК и за контуром залежей; минерализацию остаточной воды - на пробах, полученных вытеснением воды вязкой жидкостью или при "отжиме" воды с разрушением образцов пород, отобранных из нефтегазонасыщенных интервалов на безводной ПЖ. Для ряда месторождений Западной Сибири найдено, что в отложениях сеномана минерализация законтурной воды выше остаточной, в зеокомских отложениях соотношение минерализаций обратное.

В то же время по мнению большинства исследователей свойства остаточной воды определяются, в

том числе, их взаимодействием с твердой фазой породы, представленной, в основном, глинистыми минералами. В этом случае результаты изучения проб связанной воды, искусственно отделенной от этой фазы, скорее всего не являются представительными. В связи с изложенным рекомендуется выполнять гидрофизические исследования при насыщении образцов моделью пластовой воды, минерализация которой такая же, как в пробах воды, полученной при испытаниях.

Для достоверного определения минерализации пластовой воды необходим контроль за минерализацией и химическим составом ее и фильтрата ПЖ. Надежная оценка представительности пробы пластовой воды реализуется путем анализа изменения минерализации воды в зависимости от объема откачки. В качестве примера рассмотрим результаты такого анализа по Кустовому месторождению (рис. 6.7). Из рисунка следует, что для получения представительной пробы воды при испытании водоносных объектов откачуку воды необходимо проводить до тех пор, пока не будет достигнуто постоянство ее минерализации. Заметим, что на практике объемы откачек из соображений экономии и экологии обычно весьма невелики.

При отсутствии надежных данных для оценки минерализации воды возможен пересчет ее по зависимостям $P_n - K_n$, $P_n - K_{np}$ и $\rho_n - W_n$ и по величине K_n , измеренной прямым способом на керне, отобранном на безводной ПЖ. Такой подход был использован, например, при пересчете запасов Самотлорского месторождения в 1987 г.

Петрофизическая основа интерпретации данных ГИС при определении водонасыщенности должна разрабатываться на представительной выборке образцов, т.е. распределения свойств образцов в выборке (K_n , K_{np} , K_{sl} и др.) должны соответствовать

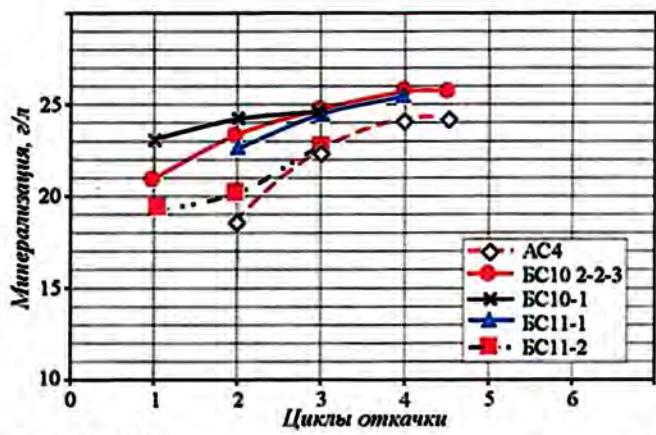


Рис. 6.7. Сопоставление минерализации пластовой воды с объемом откачки. Кустовое месторождение

распределению этих свойств для пород-коллекторов изучаемого объекта. На практике выборка для построения петрофизической связи находится из анализа сопоставления основных фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов - пористости и проницаемости. Для этого строится сопоставление $K_n - K_{np}$ для всей совокупности образцов, представляющих изучаемый объект. Для сопоставления находится аппроксимирующее связь уравнение с максимальным коэффициентом корреляции (корреляционным отношением); образцы из выборки для построения петрофизической связи должны располагаться на связи $K_n - K_{np}$ в области $\pm \sigma$. Пример выбора образцов по описанной схеме приведен на рис. 6.8.

В случае, если по результатам анализа геолого-геофизической информации в пределах выделенного объекта подсчета запасов (пласта) выделяются коллекторы различных литотипов, петрофизические связи должны строиться раздельно для каждого литотипа.

Существенным является использование для построения петрофизических связей образцов керна с неизмененным относительно начального характером смачивания. В этом случае в дополнительном учете степени гидрофобизации или гидрофилизации коллектора необходимости нет. Лабораторное изучение гидрофильных коллекторов обычно проблем не вызывает, в то время как методика исследования гидрофобизованных нефтенасыщенных коллекторов затруднена. Это связано с необходимостью экстракции образцов от свободной нефти, в результате которой возможна частичная искусственная гидрофилизация образцов керна. В этом случае рекоменду-

ется для построения петрофизических связей использовать образцы из газо- или водонасыщенной частей залежи без их предварительной экстракции.

6.3.1. Петрофизические связи $P_n - K_n$

При построении петрофизических связей $P_n - K_n$ должны моделироваться пластовые условия (температура и давление). Существовавшее до недавнего времени представление о необходимости моделирования в первую очередь барических условий является ошибочным. Как следует из весьма типичного примера на рис. 6.9, влияние температуры на характер связи существенно. Более того, для данного примера более правильным будет выполнение петрофизических исследований в атмосферных условиях, чем только в барических.

При отсутствии измерений в пластовых условиях могут применяться различного рода корректировки, базирующиеся на сопоставительных измерениях параметров в атмосферных и термобарических условиях по соседним объектам или обобщенная информация по введению соответствующих поправок [1].

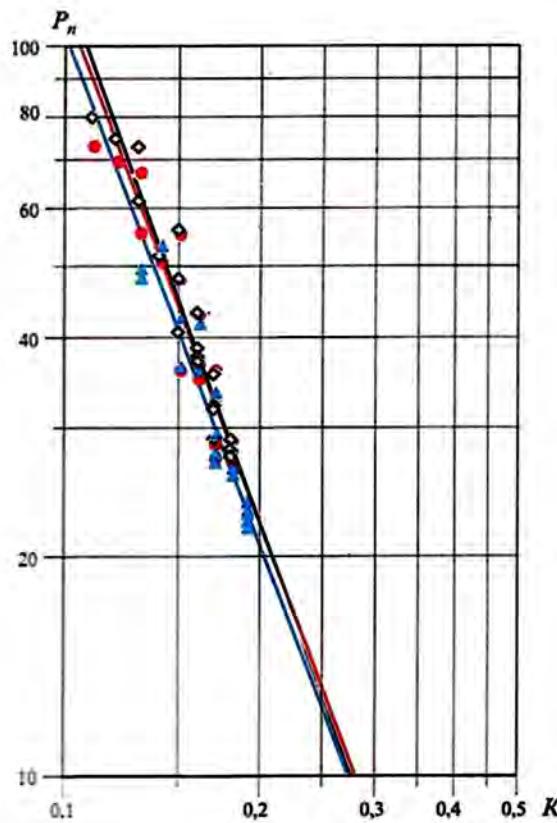


Рис. 6.9. Зависимости $P_n = f(K_n)$, построенные на одной и той же коллекции образцов в атмосферных (левая кривая), барических (правая кривая) и термобарических (средняя кривая) условиях.
Тарасовское месторождение, пласт БП₁₀₋₁₄

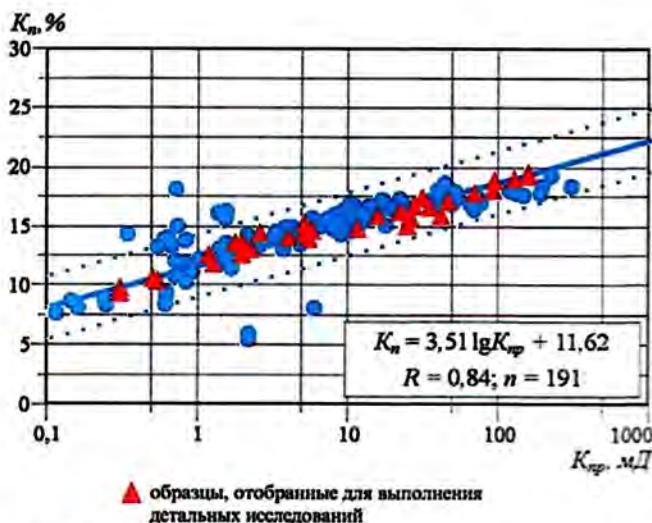


Рис. 6.8. Сопоставление пористости и проницаемости.
Западно-Могутлорское месторождение, пласт Ю₁.

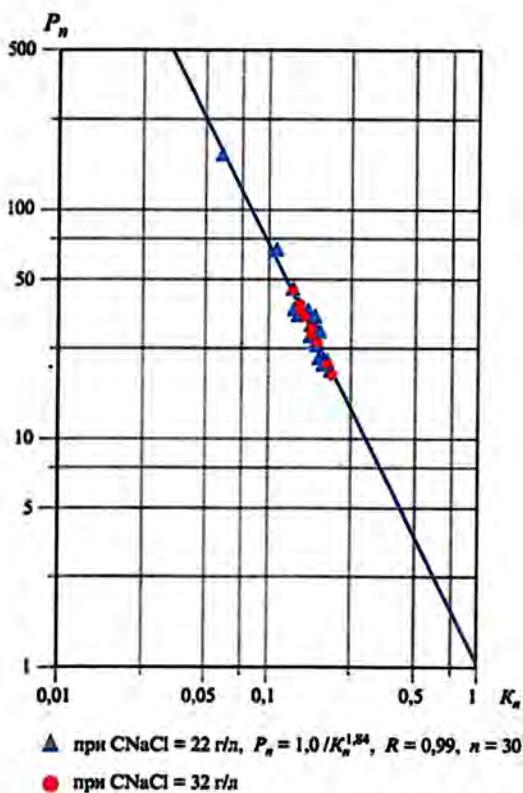


Рис. 6.10. Зависимость $P_n = f(K_n)$ при $p_{\phi} = 39,5 \text{ МПа}$, $T_{\phi} = 83,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Талаковское месторождение, пласти $ЮС_{2-3}$

Следует отметить, что хотя на характер связи $P_n - K_n$ за счет поверхностной проводимости и влияет минерализация модели пластовой воды, используемой для насыщения пустотного пространства образцов керна, это влияние существенно при значительном изменении минерализации. При незначительном изменении C_s характер связи практически не меняется - рис. 6.10.

6.3.2. Петрофизические связи $P_n - K_n$

Петрофизические зависимости между P_n и K_n изменяются под действием термобарических условий незначительно или вовсе не изменяются. В определенной степени на такой вывод влияет и то, что измерение данных величин при изменяющихся термобарических условиях очень сложно.

Для получения зависимости $P_n - K_n$ выполняют измерения удельного электрического сопротивления при переменной насыщенности в образце от $K_n = 100\%$ до $K_n = K_{so}$. Переменная насыщенность достигается в результате капилляриметрических измерений методом полупроницаемой мембранны или центрифугирования.

В западной литературе широко обсуждается вопрос пересчета измеренной водонасыщенности об-

разца при центрифугировании на водонасыщенность внутреннего торца образца; считается, что последняя величина в большей степени соответствует измеренным величинам электрического сопротивления.

Нельзя не обратить внимание на тот факт, что указанный пересчет величины водонасыщенности может быть реализован по крайней мере по 8-ми формулам (устная информация сотрудников компании Core Lab по состоянию на середину 2000 г.), причем величины K_n , вычисленные по этим формулам, отличаются существенно. В России опыт подобных сопоставлений не накоплен. В то же время прямые сопоставления остаточной водонасыщенности, полученной по данным капилляриметрии и центрифугирования на ультрацентрифуге Вестман, свидетельствуют о хорошем сопоставлении результатов определения K_{so} обоими методами (рис. 6.11). В связи с изложенным на данной стадии изучения вопроса введение поправок в измеренную величину K_{so} не рекомендуется.

Известны и другие методы измерения водонасыщенности, например, метод вытяжки (влагоемких сред и др.), однако он не обеспечивает постоянство минерализации и равномерность вытеснения воды по объему образца и не рекомендуется для проведения измерения.

Результаты экспериментальных исследований представляют обычно в виде степенной функции вида $P_n = a/K_n^n$. В большинстве случаев $a = 1$, зависимость пересекает координаты графика в точке $P_n = K_n = 1$. В этом случае единственной характеристикой литологии породы является коэффициент "n". В то же время во многих случаях зависимость $P_n - K_n$ в билогарифмических координатах представляется кривой (рис. 6.5, б). В этом случае использование при расчетах K_{so} фиксированного значения коэффициента "n", как это делается во многих программах автоматизированной обработки, неправомочно.

При практических расчетах нефтегазонасыщенности с использованием связей $P_n - K_n$ экстраполяция их в область высоких сопротивлений (и величин P_n) не рекомендуется. В противном случае при аномально высоком сопротивлении пород (обычно в карбонатных разрезах) возможно при расчетах получение неоправданно очень больших величин нефтегазонасыщенности. Для таких пластов рекомендуется принимать величину K_n , равную $(1 - K_{n,min})$, где $K_{n,min}$ - минимальная водонасыщенность на графике $P_n - K_n$.

Обычно зависимости строят для пород-коллекторов изучаемой залежи с использованием образцов керна, отобранных во всем диапазоне изменения фильтрационно-емкостных характеристик. Если

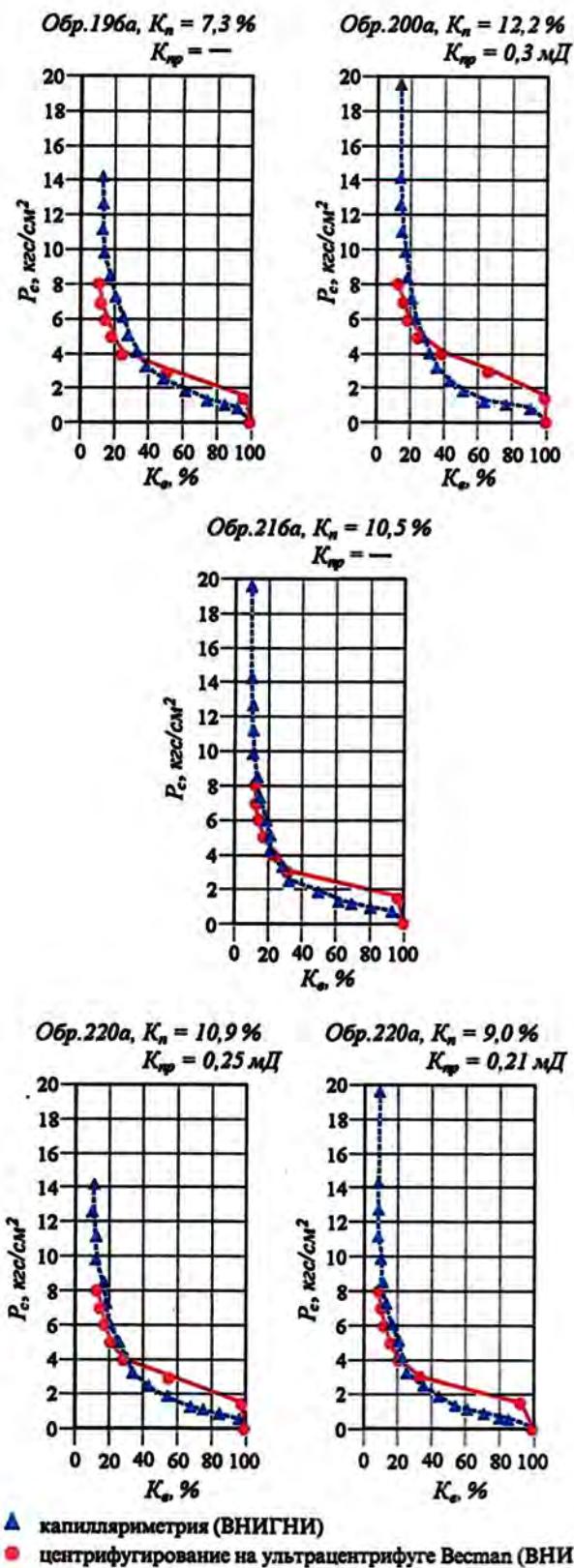


Рис. 6.11. Сопоставление кривых капиллярного давления по данным капилляриметрии (ВНИИГНИ) и ультрацентрифугирования (ВНИИ). Астраханское месторождение

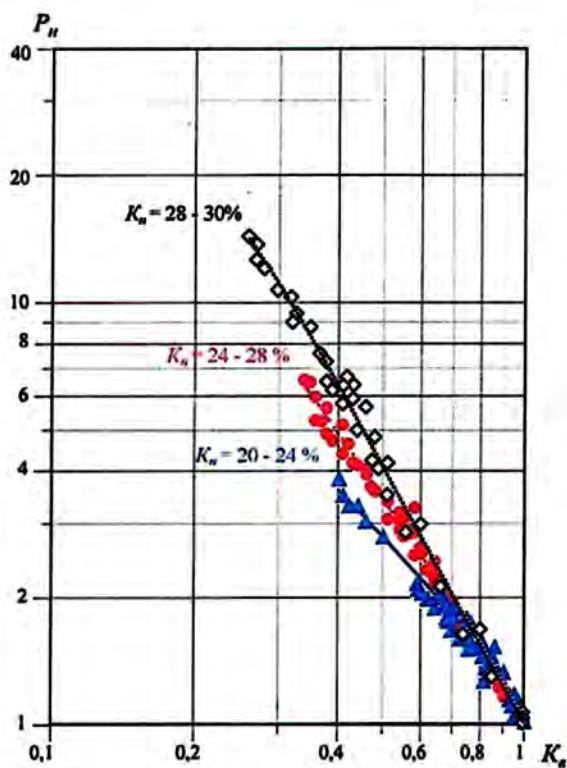


Рис. 6.12. Зависимость $P_n = f(K_e)$.
Самотлорское месторождение, пласт AB_1^{1-2}

имеется возможность, то зависимости целесообразно строить для отдельных литотипов (если выделение их возможно по данным ГИС) или для пород с различными ФЕС (рис. 6.12).

6.3.3. Петрофизические связи $\rho_n - W_e$

Внедрение в практику геологоразведочных работ бурения скважин на безводных ПЖ обусловило возможность использования результатов прямых определений остаточной водонасыщенности экстракционно-дисцилляционным способом (по Заксу) путем построения петрофизических связей типа "керн-ГИС" $\rho_n - W_e$ (рис. 6.6). Другими словами, результаты прямых исследований керна по скважинам на безводных ПЖ используются не только для оценки достоверности результатов определения K_{nz} в отдельных пластовых пересечениях по данным стандартной методики, но и для его непосредственного определения [21].

Преимущество зависимостей $\rho_n - W_e$ заключается, прежде всего, в том, что при бурении скважины на РНО поднимается керн с естественным распределением остаточной воды. При этом сохраняется ее пластовая минерализация и состояние смачиваемости поверхности порового пространства. На образцах такого керна удается измерить удельное элект-

тическое сопротивление с естественной водонасыщенностью, что позволяет дополнительно получить истинные связи между ρ_n и объемной влажностью и водонасыщенностью.

Ясно, что для установления зависимостей типа "керн-ГИС" $\rho_n - W_e$ необходимо иметь достаточно количество пластопересечений. Причем параметры ρ_n и W_e зависимости должны охватывать весь диапазон их изменения в залежи. Это условие не всегда выполняется даже в залежах с большим этажом нефтегазоносности, например, сеноманских Западной Сибири, не говоря уже о залежах с меньшим этажом нефтегазоносности.

В связи с этим был разработан способ совместного использования измерений ρ_n на образцах в лабораторных условиях и в скважине с целью получения достаточно обоснованной зависимости $\rho_n - W_e$.

Способ базируется на положении о практическом отсутствии влияния пластовых условий на объемную влажность. Действительно, при переходе от атмосферных условий измерения $W_e = K_n K_e$ к пластовым изменяются значения обоих сомножителей - K_n уменьшается, а K_e увеличивается. При этом W_e остается такой же.

В таком случае для использования зависимости $\rho_n - W_e$ необходимо лишь установить пересчетный коэффициент, на который надо уменьшить ρ_n в атмосферных условиях, чтобы перевести его к пластовым. Пример такой зависимости приведен на рис. 6.6.

Такой способ совместного использования результатов каротажа и лабораторных исследований не только повышает статистическую обоснованность зависимости $\rho_n - W_e$, но и позволяет получить ее во всем диапазоне изменения параметров, поскольку при этом можно использовать образцы, отобранные из переходных зон и водоносных пластов. В случае вытеснения части подвижной воды непроводящим фильтратом РНО удельное сопротивление измеряется при той же водонасыщенности образца. Целесообразно дополнять зависимости интервалами водоносных пластов, где $W_e = K_n$.

Кроме того, преимущество такого способа заключается еще в том, что в общем достаточно 2-3 интервала, для которых уверенно определены ρ_n и W_e . Так, например, по скв. 101 Мало-Балыкского месторождения выделено только три интервала, по которым нормировалась керновая зависимость. В результате получена статистически обоснованная зависимость "ГИС-керн", которая приведена на рис. 6.13.

В тех случаях, когда наблюдаются тесные связи между пористостью и водонасыщенностью, коэффициент водонасыщенности может быть определен непосредственно по удельному сопротивлению. Одна из таких зависимостей для отложений сено-

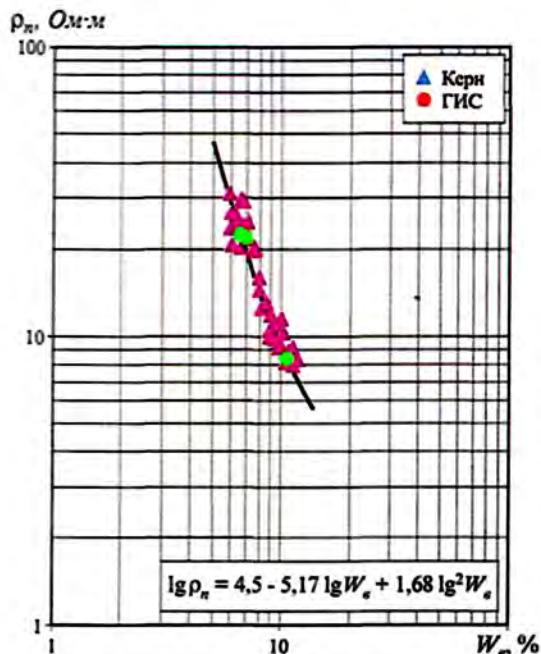


Рис. 6.13. Зависимости удельного электрического сопротивления от объемной влажности.
Мало-Балыкское месторождение, ачимовская свита

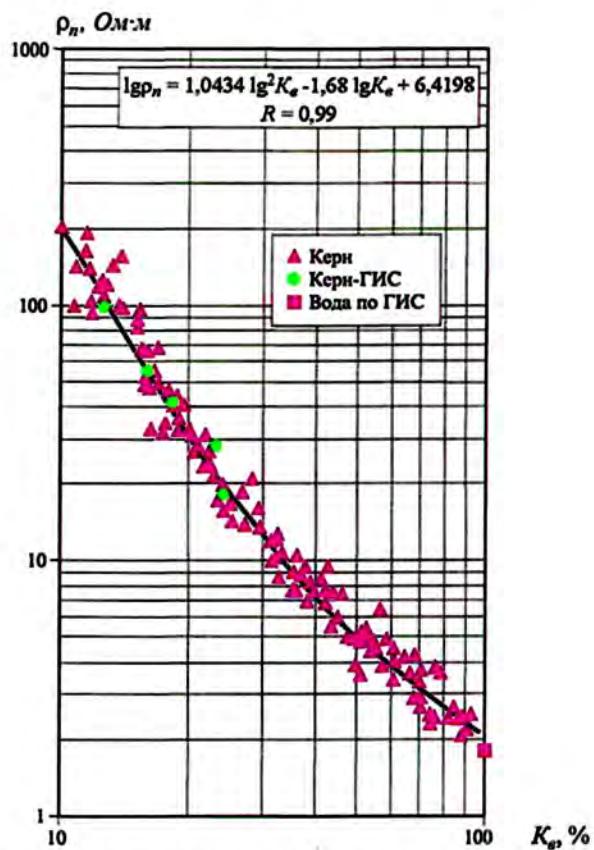


Рис. 6.14. Зависимость удельного сопротивления от коэффициента водонасыщенности.
Западно-Таркосалинское месторождение, скв. 21

мана приведена на рис. 6.14. Применение подобных зависимостей возможно только в зоне, предельной по насыщению, в то время как связи $\rho_n - W_e$ можно использовать во всем диапазоне изменения водонасыщенности.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов по объемной влажности может быть осуществлено по зависимости $\rho_n - W_e$, основанной на комплексном использовании данных по скважинам на РНО и результатов определения водонасыщенности косвенными методами. Суть методики получения таких зависимостей заключается в следующем.

В разрезе скважины выбирают пласты, расположенные в зоне предельного насыщения и удовлетворяющие требованиям по выносу керна и количеству определений петрофизических свойств на 1 м разреза. Для них определяют удельные электрические сопротивления и объемную влажность. Только вместо водонасыщенности по прямому методу при расчете W_e используют K_{ss} по данным капиллярометрии.

Правомочность такого подхода при установлении зависимости $\rho_n - W_e$ обеспечивается, во-первых, совпадением водонасыщенности, определенной по Заксу и капиллярометрии (рис. 6.1), и, как следствие, совпадением зависимостей, полученных по скважинам на РНО и РВО.

По скв. 58, 70 и 75 Верхне-Колик-Еганского месторождения, пробуренным на РВО, были выделены

ны интервалы (пласты) с высоким выносом керна, для которых определены ρ_n и $W_e = K_n K_{ss}$. Как видно (рис. 6.15), точки с этими координатами достаточно хорошо укладываются на зависимость по данным РНО.

Водонасыщенность по данным капиллярометрии определяется, как правило, на ограниченном количестве образцов, в то время как водоудерживающая способность K_{ss} по обычной центрифуге при стандартных режимах определяется на всех консолидированных образцах. Предложенным способом была получена зависимость $\rho_n (W_e)$ для пластов БП Тарасовского месторождения, которая представлена на рис. 6.16. При ее построении использовались также керновые данные по скв. 254, пробуренной на РНО.

Возможность прямого измерения содержания воды на образцах керна является основным преимуществом изложенного способа определения K_{ss} . Тем не менее описаны случаи, когда зависимости, построенные по результатам исследования образцов с естественной водонасыщенностью, обеспечивают получение как более низких так и более высоких значений K_{ss} по сравнению с зависимостями, полученными при моделировании пластовой воды [5, 14, 16, 22].

В связи с этим важно обосновать достоверность полученных результатов, оценив следующие факторы:

а) качество ПЖ и отсутствие в ней воды, способной проникать в коллекторы;

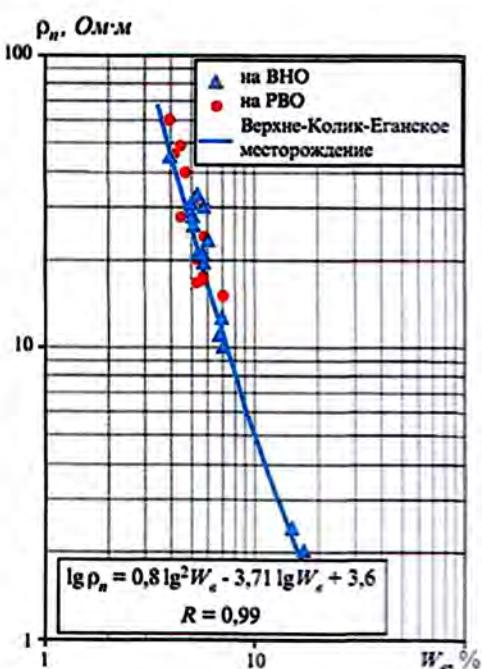


Рис. 6.15. Зависимости удельного сопротивления от объемной влажности.

Верхне-Колик-Еганское месторождение, пласт Ю₁

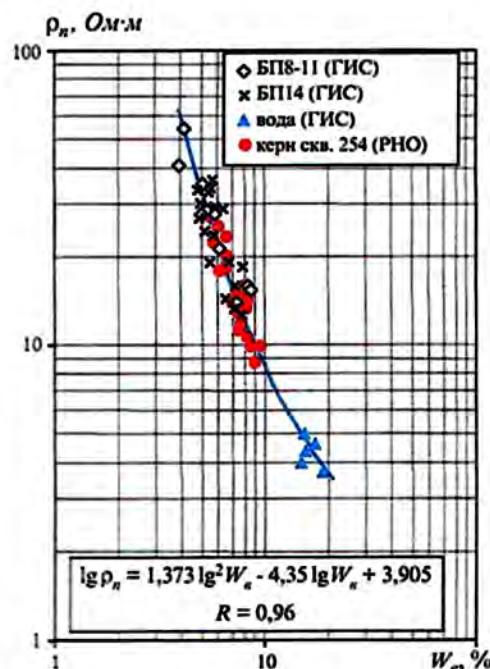


Рис. 6.16. Зависимость удельного электрического сопротивления от объемной влажности.

Тарасовское месторождение, пласти группы БП

- б) возможность вытеснения подвижной воды фильтратом ПЖ во время вскрытия коллектора при применяемых значениях репрессий;
- в) возможность потерь воды при подъеме керна на дневную поверхность за счет разгазирования пластовых флюидов вследствие снижения давления;
- г) своевременность и тщательность консервации керна и неизменность его при хранении.

Допустимые потери воды при подъеме керна находятся в пределах погрешности измерений - 3 - 5 % относительных). Простой способ их контроля заключается в сопоставлении результатов прямых и косвенных методов определения воды на образцах пород из интервалов с предельной нефтегазонасыщенностью. Другой способ контроля состоит в экспериментальной оценке потерь воды моделированием процесса подъема керна на поверхность в специальных установках [18].

Еще раз подчеркнем, что характер связи электрического сопротивления с любым объемным параметром коллектора (например, с объемной влажностью W_v) очевидно зависит, в том числе, от минерализации пластовой воды. По этой причине подобные зависимости справедливы лишь для тех месторождений (залежей), для которых они установлены. Их перенос без должного обоснования на другие месторождения может привести к существенным систематическим погрешностям.

6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРТАЖА

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности $K_{n,n}$ по удельному электрическому сопротивлению горных пород ρ_n , измеряемому при электрическом ЭК и электромагнитном каротаже ЭМК, базируется на петрофизических зависимостях, описанных в предыдущем разделе 6.3, а также на данных об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды (ρ_w).

Существуют три главные проблемы при обосновании методики определения $K_{n,n}$ коллекторов:

- характер смачиваемости породы флюидами (гидрофильность и гидрофобность);
- распределение глинистого материала (дисперсное, слоистое);
- особенности структуры порового пространства (межзерновая, каверновая, трещинная).

При наличии перечисленных в предыдущем разделе петрофизических связей, составляющих петрофизическую основу интерпретации данных ГИС, определение $K_{n,n}$ реализуется просто. Однако при отсутствии таких связей, обычно на начальном этапе изу-

чения месторождения (залижи), степень неопределенности при интерпретации зависит, в первую очередь, от типа коллектора.

Создание петрофизической основы для определения $K_{n,n}$ гидрофильных и слабогидрофобных межзерновых чистых (неглинистых) и с дисперсной глинистостью терригенных и карбонатных коллекторов не вызывает затруднений. Показатель смачиваемости n в зависимостях $P_n - K_n$ для таких коллекторов обычно близок к 2 и несколько снижается с увеличением глинистости. В таких коллекторах достоверность определяемых величин $K_{n,n}$ находится в зависимости, в первую очередь, от достоверности определения ρ_n и ρ_w .

Для гидрофобных межзерновых чистых (неглинистых) терригенных и карбонатных коллекторов $n > 2$ и может достигать 5. Гидрофобность выявляется либо при лабораторных исследованиях (например, по данным капиллярной пропитки образцов керна), либо по данным определения сопротивления промытой зоны ρ_{nz} и зоны проникновения ρ_{zm} . При отсутствии петрофизической информации для расчета показателя смачиваемости n можно использовать систему уравнений:

$$\begin{aligned} K_{n,nz} &= \left(\frac{\sigma P_n \rho_w}{\rho_{nz}} \right)^{\frac{1}{n}}, \\ K_{n,zm} &= \left(\frac{\sigma P_n \rho_{wz}}{\rho_{zm}} \right)^{\frac{1}{n}}. \end{aligned} \quad (6.1)$$

$$n = \frac{\lg \left(\frac{\rho_{zm}}{\rho_{nz}} \right)}{\lg \left(\frac{K_{n,zm}}{K_{n,nz}} \right)}.$$

По накопленной априорной информации [7] $K_{n,nz} = 0,7 \div 0,8$ (в среднем 0,75), $K_{n,zm} = 0,2 \div 0,4$ (в среднем 0,3). Исходя из этого, величина n может быть оценена, в первом приближении, по формуле:

$$n = 2,5 \lg \left(\frac{\rho_{zm}}{\rho_{nz}} \right). \quad (6.2)$$

Расчет n по формулам (6.1) и (6.2) неприемлем, если промывочная жидкость содержит поверхностно-активные вещества, и ее фильтрат изменяет смачиваемость пород в зоне проникновения.

В случаях выявленной гидрофобности коллекторов необходимо проведение специальных петрофизических исследований на образцах с естественной смачиваемостью с целью установления петрофизи-

ческих зависимостей, адекватных их физико-литологическим характеристикам.

Особенности определения $K_{n.c}$ песчано-алевролитовых коллекторов со слоистой глинистостью обусловлены трудностями учета УЭС прослоев глин в формировании интегрального УЭС.

Если опорные петрофизические зависимости $P_n - K_n$ и $P_{n.c} - K_n$ получены на коллекциях, сформированных из "чистых" образцов керна, то их практическое применение для коллекторов с развитой параллельно слоистой глинистостью возможно после корректировки согласно формулам [2, 9]:

$$P_{n.c} = \left(\frac{1+B}{1+B P_n P_{n.c}} \right) \cdot P_n. \quad (6.3)$$

$$P_{n.c} = A \cdot P_n.$$

где $P_{n.c}$ и $P_{n.c}$ - параметры насыщенности и пористости для пачки; $A = (1 - \chi)/(1 - P_{n.f} \chi \rho_n / \rho_{n.c})$; $B = (\chi \rho_n / \rho_{n.c})/(1 - \chi) \cdot P_n$; χ - доля глинистых прослоев в пачке; $P_{n.f}$ - фиктивный параметр пористости, равный $P_{n.f} = \rho_{n.c} / \rho_w$; ρ_n и $\rho_{n.c}$ - УЭС глинистых прослоев и пластовой воды; $P_n = \rho_{n.c} / \rho_{n.c}$; $\rho_{n.c}$ и $\rho_{n.c}$ - УЭС глинистого продуктивного и глинистого водонасыщенного пластов.

Параметры $P_{n.c}$ и $P_{n.c}$ тем больше отличаются от P_n и P_n для чистых коллекторов, чем больше в коллекторе глинистых прослоев, меньше их сопротивление $\rho_{n.c}$ и выше $\rho_{n.c}$.

Найденные таким образом значения $K_{n.c}$ характеризуют нефтенасыщенность пачки. В этом случае эффективную толщину слоистого коллектора не следует уменьшать на долю χ глинистых прослоев.

На практике зачастую используется другой способ, по которому рассчитывают $K_{n.c}$ "чистых" прослоев коллектора, используя петрофизику для "чистых" разностей и УЭС "чистых" прослоев $\rho_{n.c}$, которое находят по известному уравнению:

$$\frac{1}{\rho_{n.c}} = \frac{\chi}{\rho_{n.c}} + \frac{1-\chi}{\rho_{n.c}}. \quad (6.4)$$

В этом случае эффективную толщину коллектора следует уменьшить на долю χ глинистых прослоев.

Следует отметить, что, независимо от используемого способа, достоверность определения $K_{n.c}$ слоистого глинистого коллектора во многом зависит от точности оценки величины $\rho_{n.c}$. Наиболее вероятные систематические ошибки в расчетах $K_{n.c}$ возникают при априорном принятии равенства сопротивлений глинистых прослоев и вмещающих глин ($\rho_{n.c} = \rho_{n.c}$), поскольку в прослоях глин с большей вероятностью содержатся песчаные и алеври-

товые частицы, которые увеличивают $\rho_{n.c}$. В таком случае имеет место неравенство $\rho_{n.c} > \rho_{n.c}$, и чем сильнее различие в сопротивлениях, тем большая погрешность в рассчитанных $K_{n.c}$.

Задача определения $K_{n.c}$ коллекторов (чаще карбонатных) со сложной структурой пустотного пространства решается дифференцированно в зависимости от преобладания типа пористости. Оценить $K_{n.c}$ трещин и каверн в большинстве случаев затруднительно, так как содержание в них углеводородов не приводит к заметному увеличению ρ_n , которое определяется, в основном, водонасыщенностью матрицы.

Для карбонатных коллекторов со вторичной пористостью $K_{n.c}$ рассчитывается по так называемой методике "баланса пористостей":

$$K_{n.c} = \frac{K_{n.o.b} - K_{n.w}}{K_{n.o.b}}, \quad (6.5)$$

где $K_{n.o.b}$ и $K_{n.w}$ - коэффициенты пористости общей и водонасыщенной. Величина $K_{n.o.b}$ определяется по НК и/или ГГКП, а $K_{n.w}$ - по сопротивлению нефте(газо)насыщенного пласта с использованием петрофизических зависимостей $P_n - K_n$ или $\rho_n - W_n$ для изучаемых отложений, а при их отсутствии - с использованием формулы Шелла [2]:

$$\rho_n = \frac{1}{K_n^{1.87+0.019/K_n}}. \quad (6.6)$$

Для трещинных коллекторов с непроницаемой матрицей и низкой межзерновой пористостью ($K_{n.w} < 5\%$) трещинная пористость составляет десятые доли процента, в редких случаях достигая 1%. Для такого случая предполагают, что $K_{n.c}$ объема пор, представленного трещинами, составляет $\approx 0.85 + 0.9$.

6.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА (ДК)

Физической основой определения нефтегазонасыщенности по данным диэлектрического каротажа является то, что с помощью аппаратуры ДК регистрируются некоторые параметры электромагнитного поля, величина которых зависит от диэлектрической проницаемости горных пород ϵ_n . Диэлектрическая проницаемость характеризует способность пород поляризоваться в электромагнитном поле. Она измеряется в единицах фарада/метр. На практике используют значения относительной диэлектрической проницаемости, которые равны значениям абсолютной диэлектрической проницаемости деленной на диэлектрическую проницаемость вакуума. Ниже все

Таблица 6.2

Значения диэлектрических проницаемостей, интервальных времен Δt , плотностей матрицы компонентов осадочных горных пород и соответствующие им величины измеряемого аппаратурой диэлектрического каротажа фазового параметра [15]

Горная порода, минерал	ϵ , отн. ед.	Δt , мкс/м	σ , г/см ³	$\sin(\Delta\phi/2)$	$\cos\Delta\phi$
Лессник	4,7	175	2,65	0,17	0,6
Ангидрит	6,3	164	2,96	0,22	0,52
Альбумин	8,1	156	2,71	0,27	0,46
Доломит	9,8	143	2,87	0,31	0,40
Нефть	2,3	-	-	0,11	0,68
Газ	1	-	-	0	0,80
Вода	80	-	-	0,91	-0,83

Изоминаемые значения диэлектрической проницаемости будут даны в относительных единицах.

Как следует из табл. 6.2 диэлектрическая проницаемость воды существенно выше диэлектрической проницаемости газа, нефти и минерального скелета городы.

В связи с изложенным диэлектрическая проницаемость породы ϵ_n в первую очередь является функцией объемного водосодержания породы $\epsilon_n = f(K_n K_o)$.

Важно отметить, что минерализация воды практически не оказывается на величине ϵ_n . Изменение температуры в интервале 10 - 100 °C не влияет на ϵ_n . В то же время значительное влияние на ϵ_n оказывает влажность, так как диэлектрическая проницаемость глин равна 40 - 60 [8, 10]. Поэтому по данным палетки возможна оценка нефтегазонасыщенности только неглинистых ("чистых") горных пород.

6.1. Определение диэлектрической проницаемости

Основным параметром, измеряемым аппаратурой является сдвиг фазы ($\Delta\phi$) электромагнитной волны на измерительной базе зонда. Практически аппаратурой диэлектрического каротажа измеряется $\sin(\Delta\phi/2)$, $\cos\Delta\phi$ или $\operatorname{tg}\Delta\phi$. Разность фаз возрастает с увеличением диэлектрической проницаемости и электропроводимости горной породы, при этом разность фаз более чувствительна к изменению влагонасыщенности, чем диэлектрическая проницаемость или электрическая проводимость.

Для определения диэлектрической проницаемости при измерении фазового параметра используется палетка, пример которой приведен на рис. 6.17. При определении диэлектрической проницаемости по

данной палетке в качестве удельного электрического сопротивления лучше использовать данные бокового каротажа, разрешающая способность зондов которого по толщине пласта близка к разрешающей способности зондов аппаратуры диэлектрического каротажа (0,8 - 1 м). В новых модификациях аппаратуры диэлектрического каротажа кроме фазового параметра измеряется параметр, характеризующий затухание электромагнитного поля (отношение амплитуд сигналов в измерительных катушках зонда в виде функции h_2/h_1 или $I(h_2 - h_1)/h_1 I$). При наличии двух измеряемых параметров электромагнитного поля по специальной палетке определяются диэлектрическая проницаемость и удельное электрическое сопротивление горных пород [8, 10, 15].

Скважина диаметром менее 0,3 м при $\rho_c > 0,7 - 0,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ не оказывает влияния на измеряемые параметры поля. При $\rho_c < 0,7 - 0,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ измерения возможны только в высокоомных породах, однако для уменьшения изрезанности кривых прибор следует центрировать. Ограничения по удельному электрическому сопротивлению промывочной жидкости и горных пород обусловлены значительным поглощением электромагнитных волн в проводящих средах.

Зона проникновения фильтрата промывочной жидкости не влияет на результаты измерений при $D_m < 0,6 - 0,8 \text{ м}$. При увеличении диаметра зоны проникновения ($D_m > 0,6 - 0,8 \text{ м}$) ее влияние резко возрастает. В случаях резкого повышающего проникновения в низкоомные пласты характер распространения электромагнитного поля резко меняется. В силу

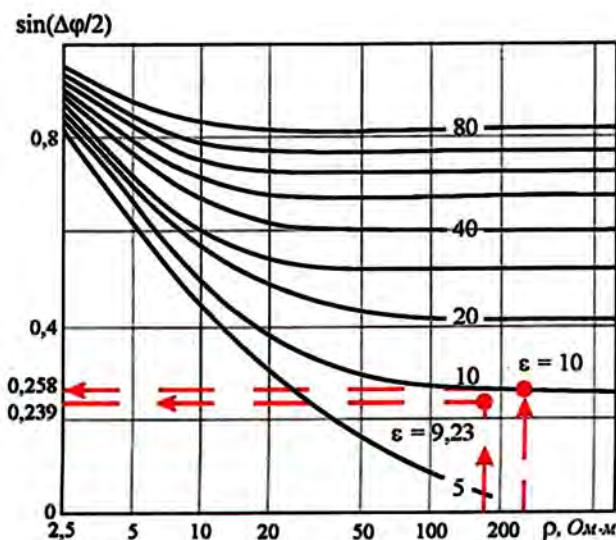


Рис. 6.17. Палетка для определения диэлектрической проницаемости (шифр кривых) по значениям фазового параметра и удельному электрическому сопротивлению

высоких частот, применяемых в диэлектрическом каротаже (40 - 50 МГц), длина электромагнитной волны становится соизмеримой с диаметром зоны проникновения. Высокоомная зона проникновения и низкоомный пласт фактически становятся волноводом, соответственно, разность фаз определяется диаметром волновода, т.е. диаметром зоны проникновения. Измеряемые сигналы при этом имеют значительные величины, что подтверждено экспериментально результатами измерений в скважинах. Признаками волноводного эффекта являются низкие значения измеренных разностей фаз ($\sin(\Delta\phi/2) < 0.15$, $\cos\Delta\phi > 0.7$) и низкие значения определяемых по палеткам диэлектрических проницаемостей $\epsilon_n < 2$. Для подобных ситуаций разработаны палетки и методика интерпретации с целью определения по данным диэлектрического каротажа D_{3n} и ρ_{3n} [10].

Определение диэлектрической проницаемости матрицы (ϵ_n) имеет существенное значение, так как по объему матрица занимает значительную часть горной породы. Расчеты показывают, что ошибка в определении диэлектрической проницаемости матрицы в ± 0.5 отн.ед. приводит к погрешности определения объемного водосодержания $\pm 0.5 - 0.6\%$ абсолютных. Соответственно, при $K_n = 20\%$ ошибка определения K_e составит 2,5 - 3,0 % абсолютных.

Диэлектрическую проницаемость матрицы можно определить следующими способами:

- по результатам измерения данного параметра на керне;
- по графикам зависимости диэлектрической проницаемости от электрической проводимости ($1/\rho$), где в качестве ρ можно принять кажущееся УЭС бокового каротажа (подобный способ на практике иногда используется для определения плотности и акустических свойств матрицы при интерпретации данных плотностного и акустического каротажа);
- по известным палеткам для определения пористости по данным АК и НК или ГГК-П и НК, на которые выносятся значения диэлектрических проницаемостей матрицы из табл. 6.2. Пример палетки приведен на рис. 6.18: по ней, используя данные акустического каротажа и нейтронной пористости, определяют пористость и диэлектрическую проницаемость матрицы.

6.5.2. Определение водонасыщенности по значениям ϵ_n и разности фаз

Диэлектрическая проницаемость "чистых" (неглинистых) горных пород определяется уравнением [8, 15]:

$$\epsilon^c = (1 - K_n) \epsilon_n^c + W_n \epsilon_n^c + W_e \epsilon_e^c. \quad (6.7)$$

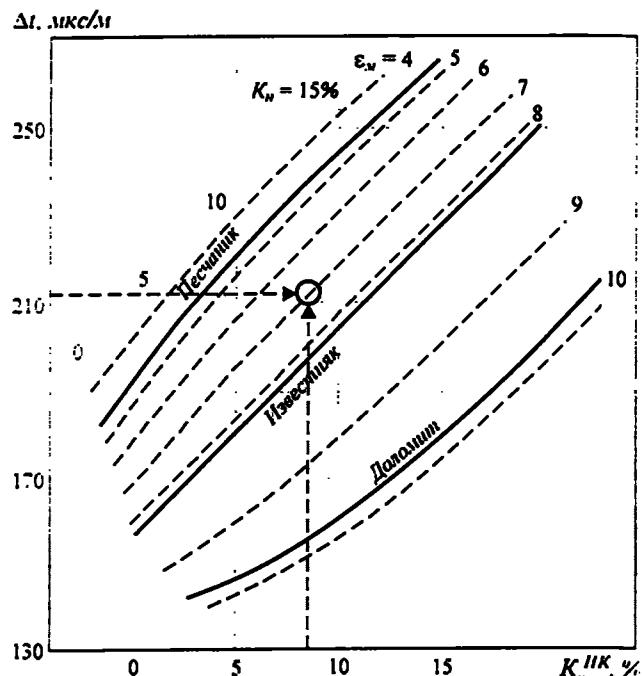


Рис. 6.18. Палетка для определения значений пористости и диэлектрической проницаемости матрицы по данным АК и нейтронной пористости.

Пример: при $\Delta t = 211$ мкс/м и $K_n''/K = 8\%$ $K_n = 10\%$, $\epsilon_n = 7$ отн. ед.

Отсюда следует, что объемное водосодержание горных пород W_e равно:

$$W_e = \frac{\epsilon^c - \epsilon_n^c}{\epsilon_n^c - \epsilon_e^c} + K_n \frac{\epsilon_n^c - \epsilon_e^c}{\epsilon_n^c - \epsilon_e^c}. \quad (6.8)$$

Соответствующее значение K_e получают путем деления W_e на K_n .

Для определения входящего в уравнение степенного показателя c найденные фактические значения ϵ_n и K_n выносят на график $\epsilon_n = f(K_n)$ - рис. 6.19. На графике область точек слева ограничивается линией, которая соответствует геометрическому месту точек, характеризующих водонасыщенные пласти. Снизу - аналогичное геометрическое место точек условно полностью нефтенасыщенных пластов. Линии имеют свое начало в точке на оси Y при $K_n = 0$ и $\epsilon_n = \epsilon_n^c$.

Для водонасыщенных пластов уравнение (6.7) принимает вид:

$$\epsilon^c = (1 - K_n) \epsilon_n^c + K_n \epsilon_e^c. \quad (6.9)$$

Если левая линия не соответствует уравнению при $c = 1$, то в уравнении (6.9) подбирается соответствующий показатель, значение которого лежит в пределах $0 < c < 2$. Найденный показатель c используется в уравнении (6.8) для расчета значений W_e . Для подбора значения показателя c рекомендуется построить палетку уравнения (6.9) при разных значени-

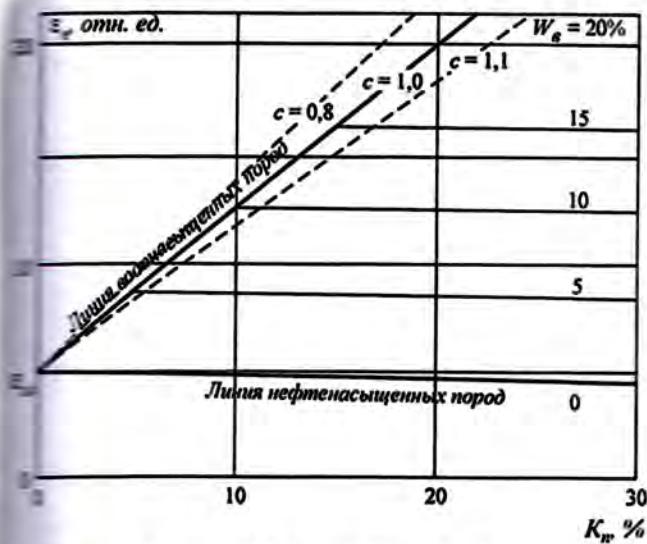


Рис. 6.19. Палетка для определения объемного водосодержания породы (шифр кривых) по значениям диэлектрической проницаемости и пористости.
Диэлектрическая проницаемость матрицы 5 отн.ед., нефть - 2,5 отн.ед., воды - 80 отн.ед. Показатель $c = 1$

В этом случае левая линия фактических точек графика переносится на палетку уравнения (6.9), по которой определяется значение показателя "с".

Определение объемного водосодержания по значениям разности фаз выполняется в следующей последовательности.

1. С диаграмм ДК снимают значения разностей $\Delta\phi$. Для соответствующих пластов определяют коэффициенты пористости и значения диэлектрических проницаемостей матрицы (например, по палетке на рис. 6.18).

2. Точки данного массива выносят на график, на котором по оси X откладывают значения K_n , а по Y - значения фазового параметра (рис. 6.20).

3. Проводят линию "водонасыщенных пластов" ($c = 1$ или $W_s = K_n$) через точки, лежащие в левой части графика (рис. 6.20, линия I). Эта линия пересекает ось Y в точке, значение разности фаз в которой соответствует таковому при $\epsilon_n = \epsilon_m$, УЭС более 200 Ом·м и $K_n = 0$ (точка a).

4. Из точки a проводят линию II "нефтенасыщенных пластов". Для этого по уравнению $\epsilon_n = (1 - K_n)\epsilon_{m,n} + K_n\epsilon_n$ находят значение диэлектрической проницаемости полностью нефтенасыщенного пласта ($K_n = 0$) при пористости 10 - 20%. По палетке, связывающей фазовый параметр с диэлектрической проницаемостью и УЭС (рис. 6.17) находят соответствующее расчетному ϵ значение фазового параметра при высоких УЭС. Через точку a, значение фазового параметра в которой равно фазовому параметру матрицы, и точку, соответствующую наи-

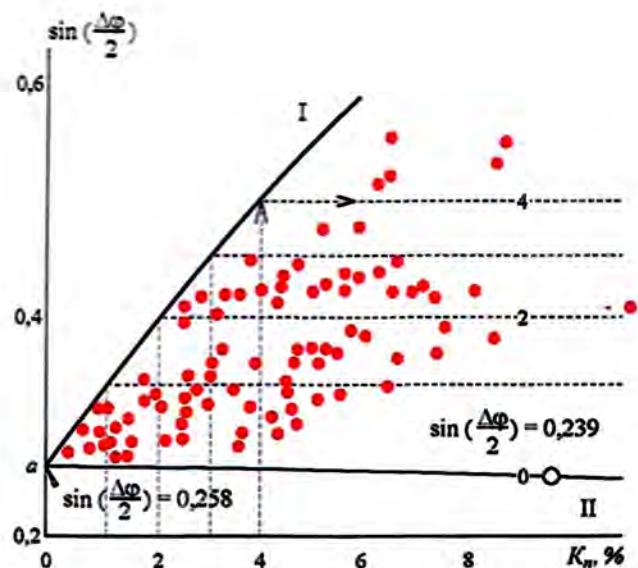


Рис. 6.20. Пример построения палетки для определения объемного водосодержания породы по значениям фазового параметра и пористости (месторождение Гејж).

Шифр кривых - значения объемного водосодержания в процентах: I - линия полностью водонасыщенных пластов, II - линия полностью нефтенасыщенных пластов

денному фазовому параметру, проводят прямую линию II.

Пример. Диэлектрическая проницаемость матрицы равна 10 отн.ед., $K_n = 10\%$. На палетке рис. 6.17 находим значение фазового параметра матрицы при $\epsilon_n = 10$ и $Y\text{ЭС} > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ равное 0,258. По уравнению $\epsilon_n = (1 - K_n)\epsilon_m + K_n\epsilon_n$ рассчитываем диэлектрическую проницаемость нефтенасыщенного пласта $\epsilon_n = 0,9 \cdot 10 + 0,1 \cdot 2,3 = 9,23$. На палетке рис. 6.17 при $Y\text{ЭС} > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ находим искомое значение 0,239. Выносим найденные значения на график рис. 6.20 и проводим линию II, соответствующую значению $W_s = 0$.

5. Из точек графика, соответствующих кратным значениям K_n , проводят вертикальные линии до пересечения с линией I графика. Из точек пересечения с линией I проводят горизонтальные линии, шифры которых соответствуют значениям W_s , равным соответствующим K_n .

Нетрудно показать, что при $W_s > 2 - 3\%$ линии равных значений графика рис. 6.20 практически горизонтальны. Аналогичные линии при $W_s = 0 - 1\%$ имеют незначительный наклон в сторону возрастаания K_n .

6. Построенная таким способом палетка используется для определения значений W_s по величинам измеренного при ДК фазового параметра и найденным по данным ГИС величинам K_n .

6.5.3. Определение объемного водосодержания по двум параметрам высокочастотного поля, измеряемым при проведении ДК

Как отмечалось выше, измеряемые при ДК параметры электромагнитного поля являются функцией диэлектрической проницаемости и проводимости горных пород. Диэлектрическая проницаемость воды на порядок выше диэлектрической проницаемости матрицы горной породы, следовательно, ее значение в основном определяется объемным водосодержанием горной породы. Удельное электрическое сопротивление породы является функцией объемного водосодержания и удельного электрического сопротивления насыщающей поры воды. Отсюда следует, что по двум измеряемым параметрам электромагнитного поля можно определять два петрофизических параметра, например, объемное водосодержание и удельное электрическое сопротивление пластовой воды. На рис. 6.21 приведен пример соответствующей палетки.

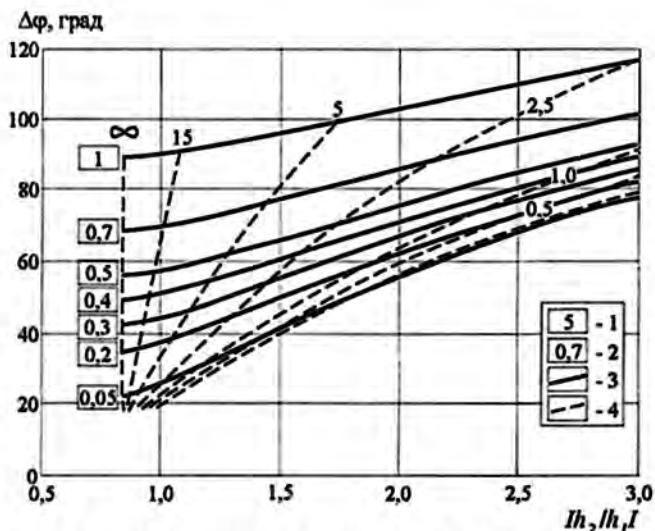


Рис. 6.21. Палетка для определения объемного водосодержания и УЭС пластовой воды по данным ДК.
1 - значения УЭС пластовой воды, 2 - значения объемного водосодержания, 3 - линии равных значений объемного водосодержания, 4 - линии равных значений УЭС пластовой воды

6.5.4. Достоверность определения значений коэффициентов водонасыщенности

Достоверность определения водонасыщенности по рассмотренным методикам следует оценивать в сопоставлении с результатами анализов керна по пластам с предельной нефтегазонасыщенностью. Для этого на график $K_{wo} = f(K_n)$ выносятся результаты анализов керна (пористость и неснижаемая водонасыщенность) и результаты определения W_e по данным диэлектрического каротажа и пористости по

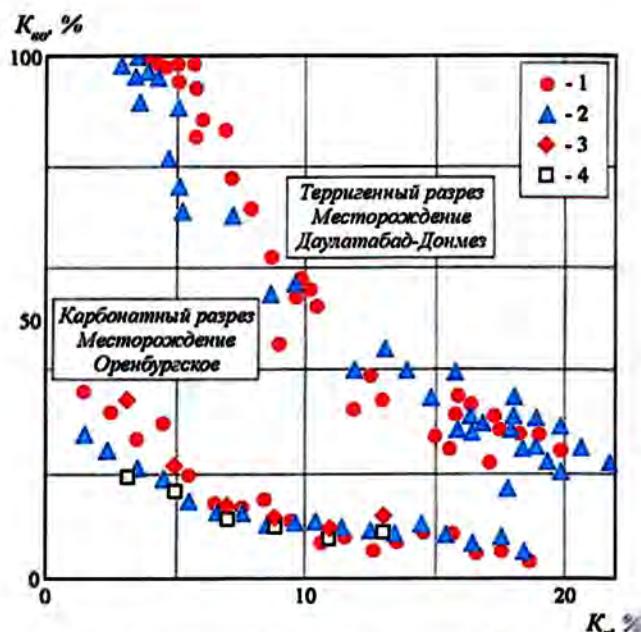


Рис. 6.22. Сопоставление результатов определения коэффициента водонасыщенности K_{wo} и пористости по данным ГИС (диэлектрический и акустический каротаж) и анализам керна.

1 - данные ГИС, 2 - керн, 3, 4 - данные ГИС и керна (месторождение Астраханское - по В.В. Лихачеву)

ГИС в виде отношения W_e^{DK}/K_n^{GIS} (рис. 6.22). При хорошем качестве ГИС данные методики позволяют определять W_e с погрешностью $\pm 0,3\%$ абсолютных.

Способ определения коэффициента водонасыщенности по значениям ϵ' , предпочтителен при неизменности значений УЭС пластовой воды.

Способы определения коэффициентов водонасыщенности (объемного водосодержания) по измеряемым параметрам электромагнитного поля наиболее эффективны при низкой минерализации пластовых вод, отсутствии сведений об УЭС пластовой воды, высоких (более 10 Ом·м) УЭС горных пород.

Очевидно, что совместно с методами сопротивления методом диэлектрического каротажа может применяться как один из независимых методов определения водонасыщенности.

В силу физических особенностей волновых полей, качественные результаты измерений аппаратурой диэлектрического каротажа можно получать при удельных электрических сопротивлениях промывочной жидкости более 0,7 - 0,8 Ом·м в породах с УЭС более 5 Ом·м и при диаметрах зон проникновения менее 0,6 - 0,8 м. Погрешности определения водонасыщенности существенно снижаются при УЭС горных пород более 10 Ом·м. Весьма благоприятными для применения диэлектрического каротажа являются непроводящие промывочные жидкости.

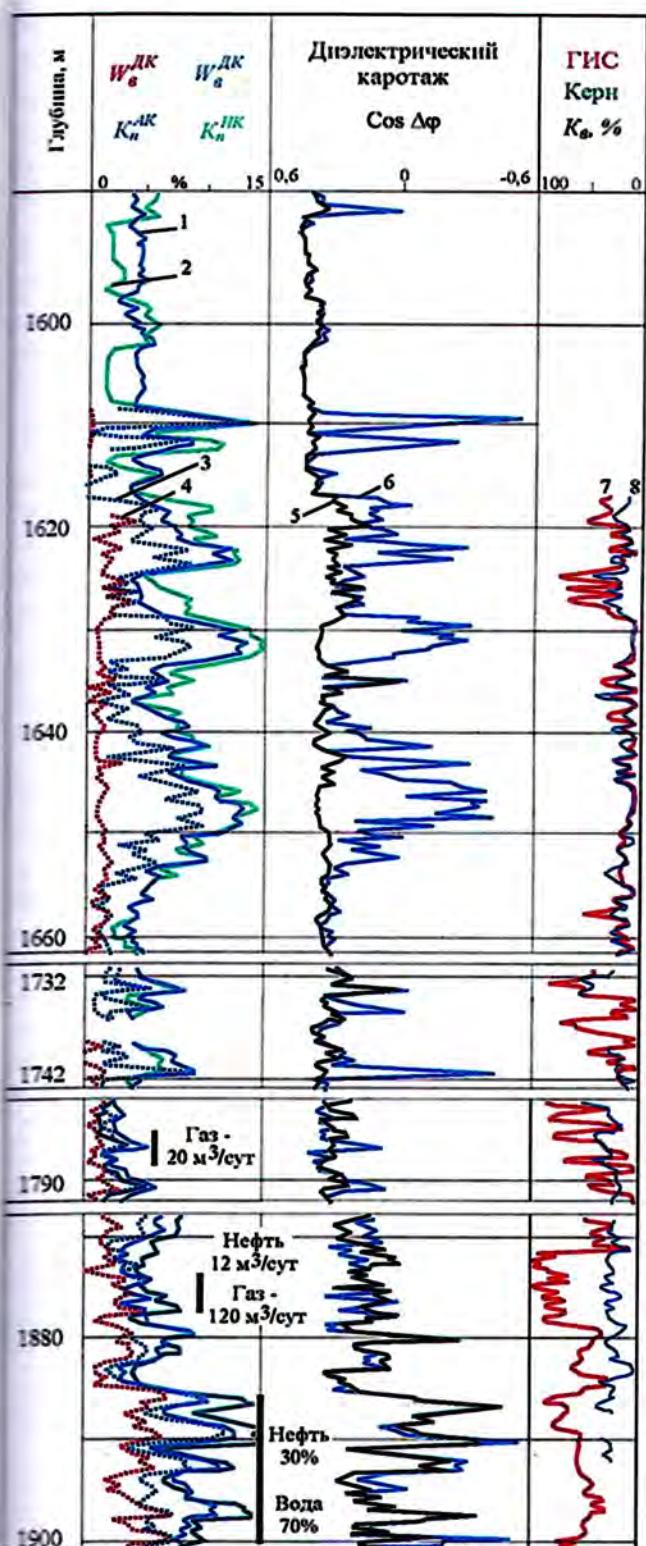


Рис. 6.23. Кривые ДК и результаты обработки данных ГИС по скв. 352 и 362 Оренбургского газоконденсатного месторождения.

1, 2 - коэффициент пористости по данным АК и НК; 3, 4 - объемное водосодержание по данным ДК в скв. 362 и 352; 5, 6 - кривые ДК в скв. 352 и 362; 7, 8 - значения K_g по данным ГИС и анализам керна (скв. 352 на ИБР)

На рис. 6.23 в качестве примера приведены результаты интерпретации данных ГИС, включающих ДК, в сопоставлении с анализами керна (значения K_g) в скважинах-дублерах Оренбургского газоконденсатного месторождения. Скв. 352 пробурена на безводном нефтифильтрующем известково-битумном растворе (ИБР), скв. 362 - на обычном глинистом растворе на водной основе (РВО). Особенность строения прискважинной части пласта заключается в том, что в скв. 352, пробуренной на ИБР, в продуктивных пластах практически отсутствует зона проникновения. В скв. 362, пробуренной на РВО, в силу длительного времени стояния скважины при проведении обширного комплекса ГИС ко времени проведения ДК сформировались глубокие зоны проникновения.

В кровельной части разреза до глубин 1608 м разрез сложен ангидритами. Ниже по разрезу залегают продуктивные карбонатные породы артинского яруса. На рис. 6.23 видно, что в скв. 362, пробуренной на РВО и характеризующейся глубокими зонами проникновения, значения объемного водосодержания по данным ДК в высокопористых продуктивных коллекторах несколько ниже значений K_g и близки к значениям K_g в низкопористых продуктивных и водоносивших интервалах разреза. Различие значений K_g и объемного водосодержания в высокопористых коллекторах объясняется наличием в зоне проникновения остаточных углеводородов. В высоко-зализающей над ВНК продуктивной части разреза с неснижаемой (остаточной) водонасыщенностью в скв. 352, пробуренной на безводной промывочной жидкости (ИБР), значения K_g по данным ГИС (объемное водосодержание по данным ДК, деленное на K_g по данным АК - НК) хорошо сопоставляются с результатами анализов керна. В приконтактной части разреза (зоне двухфазной насыщенности), где помимо углеводородов и остаточной воды в порах коллектора находится также подвижная вода, значения K_g на керне занижены за счет проникновения в керн углеводородной основы.

На Оренбургском месторождении на уровне качественной интерпретации ДК явился наиболее эффективным методом выделения продуктивных интервалов разреза [20].

В 70-х - 80-х годах ДК для определения объемного водосодержания проводился на разведываемых месторождениях страны в скважинах, пробуренных на РНО. Результаты интерпретации данных ДК приведены в соответствующих отчетах по подсчету запасов и опубликованы в научной литературе. В частности, на Салымском месторождении метод оказался эффективным для выделения проницаемых интервалов разреза, что подтверждено сопоставлением с результатами интерпретации данных импульсного

ННК и опробованиями скважин (С.Б. Денисов, Я.Н. Басин). На месторождении Тенгиз по данным диэлектрического каротажа были определены значения объемного водосодержания и K_v , которые хорошо со-поставляются с данными анализов керна, впервые была установлена битуминозность [20]. Аппаратурой ДК проводились исследования с целью определения объемного водосодержания и K_v на месторождениях Геж, Астраханское, Красноленинское и др.

6.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ИМПУЛЬСНЫХ ВИДОВ НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Для решения задачи используются получаемые с помощью импульсного нейтронного каротажа (ИНК) диффузионные параметры горных пород, важнейшим из которых является время жизни тепловых нейтронов τ (или макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов Σ_a).

Физическая суть метода при определении τ (или Σ_a) состоит в следующем. Порода и скважина периодически облучаются короткими по времени (по сравнению с длительностью замедления и диффузии нейтронов) импульсами нейтронов. В промежутках времени между импульсами при разных временах после импульса t ("время задержки") регистрируются потоки тепловых нейтронов (ИНК) или гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов (ИНГК). При достаточно большом времени задержки t (зависит от модификации метода, диаметра и заполнения скважины) плотность потока тепловых нейтронов $N(t)$ изменяется по экспоненциальному закону:

$$N(t) = N_0 e^{-\lambda t} = N_0 e^{-\Sigma_a t} = N_0 e^{-v \Sigma_a t},$$

где τ - кажущееся среднее время жизни тепловых нейтронов, стремящееся при $t \rightarrow \infty$ к истинному значению среднего времени жизни тепловых нейтронов в породе; λ - декремент временного затухания плотности потока излучения. Величина N_0 , имеющая смысл начальной плотности потока, зависит от длины зонда измерительной установки, пористости пласта, конструкции и заполнения скважины и др. Используя отношение плотностей потоков N_1 и N_2 при двух временах задержки t_1 и t_2 , можно исключить N_0 ($N_1/N_2 = e^{-\lambda(t_1-t_2)}$) и определить λ и Σ_a :

$$\lambda = \frac{\ln N_1 - \ln N_2}{t_1 - t_2}, \quad \Sigma_a = \frac{\lambda}{v},$$

где v - средняя скорость тепловых нейтронов (2200 м/с).

Параметры λ и Σ_a линейно и аддитивно зависят от содержания отдельных компонентов породы. Так, значения Σ_a для породы, состоящей из I объемных компонентов:

$$\Sigma_a = \sum_{i=1}^I V_i \Sigma_{ai}, \quad (6.10)$$

где макроскопическое сечение i -ого компонента $\Sigma_{ai} = \sum_{j=1}^J n_j \cdot s_{aj}$; n_j - число атомов j -го элемента в единице объема компонента; s_{aj} , см² - микроскопическое сечение поглощения атомов j -го элемента; V_i - объемное содержание i -ого компонента (например, кварца, кальцита, воды и т.д.).

В табл. 6.3 приведены значения Σ_a для основных породообразующих минералов и веществ. Единица измерения $\Sigma_a - 10^{-3}$ см⁻¹ иногда в геофизической литературе называется "единицей захвата" (е.з.) или

Таблица 6.3
Макроскопические сечения поглощения

тепловых нейтронов
для породообразующих минералов и веществ

Название, химическая формула	Плотность, г/см ³	Σ_a , е.з.
Кварц, SiO_2	2,65	4,26
Калиевые полевые шпаты	2,55 - 2,62	15,5 - 15,9
Калий-натриевые полевые шпаты	2,62 - 2,74	7,24 - 7,47
Каолинит, $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2,42 - 2,62	12,9 - 14,1
Хлорит, $5\text{MgO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	2,72 - 2,77	248 - 32,9
Иллит, $\text{K}_2\text{O} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2,53	17,6
Монтмориллонит, $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot \text{nH}_2\text{O}$	2,1 - 2,4	8,2 - 14,2
Гидрослюды	2,6 - 3,0	17,0 - 30,0
Угли	1,23 - 1,51	8,65 - 14,3
Глины	2,1 - 3,0	18,0 - 45,0
Кальцит, CaCO_3	2,71	7,1
Доломит, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	2,87	4,72
Анкерит, $\text{Ca}(\text{MgFe})(\text{CO}_3)_2$	2,9	22,2
Сидерит, FeCO_3	3,94	52,3
Гематит, Fe_2O_3	5,27	101,0
Ангидрит, CaSO_4	2,96	12,5
Гипс, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2,32	18,6
Галит, NaCl	2,17	760,0
Калийные соли	1,6 - 2,8	24,0 - 560,0
Турмалин (боросодержащий минерал)	3,03	7450,0
Вода пресная	1,0	22,0
Вода минерализованная (рассол NaCl)	1,22	127,0
Нефть, C_nH_{2n}	0,85	22,0 - 24,0
Углеводороды/газ (метан)	0,025 - 0,25	1,5 - 15,0

"capture unit" (с.и.). Значения Σ_a для неуказанных в таблице веществ рассчитываются по формуле (6.10) с применением микроскопических сечений поглощения атомов элементов, приведенных в справочниках по ядерной физике.

Значение Σ_a для водного раствора NaCl:

$$\Sigma_a = 22 + 0,35 C, \quad (6.11)$$

где C - содержание NaCl в г/л.

С помощью выражения (6.11) можно рассчитать значение для раствора смеси солей с преобладанием NaCl (при этом C должно равняться суммарному содержанию солей хлора).

Для углеводородов C_nH_m с плотностью σ_{ye} (при пластовых значениях температуры и давления) приближенная формула расчета

$$\Sigma_a = \frac{198m}{12n+m} \sigma_{ye} \quad (6.12)$$

позволяет получать значения сечений с достаточной для практического применения точностью.

Как видно из таблицы 6.3 и выражений (6.11) и (6.12) сечения поглощения минерализованных пластовых вод, нефти и газа существенно различаются. Современная аппаратура ИНК, предназначенная²⁾ для измерений микроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов в горной породе, позволяет получать значения Σ_a с погрешностью, не превышающей 5% относительных в диапазоне 5 - 30 е.з., что соответствует фактическому диапазону изменения параметра в горных породах-коллекторах нефти и газа.

Количественная оценка нефтенасыщенности пород по данным ИНК, основанная на контрасте нейтронно-поглощающих свойств водо- и углеводородосодержащего пласта, возможна, если минерализация пластовых вод превышает 50 г/л NaCl, а пористость больше 10% (определение газонасыщенности возможно для тех же условий при пластовом давлении не более 30 МПа). Двухзонные модификации ИНК позволяют расширить число определяемых геофизических параметров, добавив к ним пористость и коэффициент диффузии. Кроме того, применение малогабаритных приборов ИНК (диаметром 42 мм), выпускаемых в насосно-компрессорные трубы, позволяет получать геофизические параметры в процессе эксплуатации пласта.

Петрофизическое уравнение для ИНК, в соответствии с (6.10), может быть представлено в виде:

$$\begin{aligned} \Sigma_a = & \sum_{l=2}^L V_l \Sigma_{al} + K_n K_e \Sigma_{ae} + K_n K_u \Sigma_{au} + \\ & + K_n K_{an} \Sigma_{aen} + K_n K_{uz} \Sigma_{aenz}, \end{aligned} \quad (6.13)$$

где $\sum_{l=2}^L V_l \Sigma_{al}$ - макроскопическое сечение твердой составляющей породы; K_{\cdot} - составляющие K_a доли пластовой и закачиваемой (или фильтрата ПЖ) вод, учитываемые при контрасте их минерализаций, $a\Sigma_{\cdot}$ и Σ_{\cdot} - соответствующие сечения поглощения.

Уравнение (6.13) может включаться в систему петрофизических уравнений при комплексной интерпретации данных ГИС с целью определения компонентного состава и насыщенности пород. Однако следует учитывать, что из-за небольшой глубинности ИНК (30 - 50 см в зависимости от геологотехнических условий измерений) погрешность определения нефтенасыщенности пластов увеличивается за счет неконтролируемого присутствия в зоне исследования метода фильтрата ПЖ. Эта погрешность может быть исключена при использовании данных разновременных измерений ИНК после обсадки скважины.

Как видно из уравнения (6.13), при определении нефтенасыщенности должны быть известны пористость и компонентный состав твердой составляющей породы и корректно заданы соответствующие им значения сечений поглощения нейтронов.

Процедура определения K_n при этом сводится к вычислению двух опорных параметров:

1) $\Sigma_{an}^0 = \sum_{l=2}^L V_l \Sigma_{al} + K_n \Sigma_n$ - сечение для нефтенасыщенной породы,

2) $\Sigma_{ae}^0 = \sum_{l=2}^L V_l \Sigma_{al} + K_n \Sigma_e$ - сечение для водонасыщенной породы, с помощью которых рассчитывается

$$K_n = \frac{\Sigma_{an}^0 - \Sigma_a (\text{ИНК})}{\Sigma_{ae}^0 - \Sigma_{an}^0}.$$

Пример такой оценки K_n приведен на рис. 6.24. Рисунок иллюстрирует также возможности ИНК, выполненного малогабаритным прибором, в процессе эксплуатации скважины.

Аналогичную процедуру можно применять при определении по данным ИНК газонасыщенности пород. При этом следует учитывать, что при низких пластовых давлениях (меньше 10 МПа) сечение газа резко уменьшается, а точность определения K_g повышается, что позволяет снизить ограничения на метод по минерализации пластовых вод до 20 - 30 г/л NaCl. Ограничения, связанные с наличием фильтрата ПЖ в зоне исследования метода, остаются такими же как и при определении K_n .

²⁾ Стандарт ЕАГО-043-01. Аппаратура ИНК нефтегазоскважин. М. 1977.

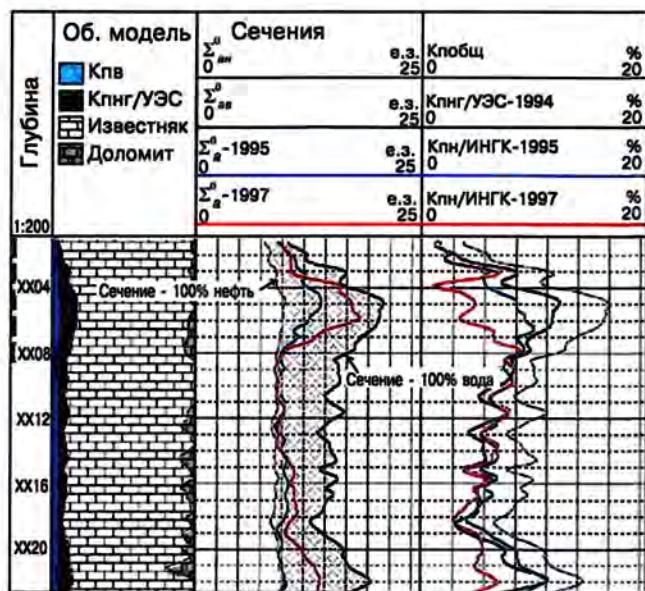


Рис. 6.24. Пример определения K_m по данным разновременных измерений ИНГК в эксплуатационной скважине Ардалинского месторождения

6.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ СТАЦИОНАРНЫХ ВИДОВ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

Основной физической предпосылкой решения задачи является эффект изменения плотности и водородосодержания пластового флюида в зависимости от присутствия в нем газовой составляющей. К этим изменениям чувствительны показания НК и ГГКП. Глубинность этих методов невелика (20 - 50 см), поэтому обычно при хороших коллекторских свойствах пород методы "работают" в зоне, заполненной фильтратом промывочной жидкости. Условием для определения коэффициента газонасыщенности K_g по пород-коллекторам является отсутствие зоны проникновения фильтрата ПЖ в пласт (при применении нефильтрующихся растворов) или ее расформирование (в обсаженных скважинах). Во всех других случаях задача формулируется как оценка коэффициента остаточной газонасыщенности пород-коллекторов.

6.7.1. Определение газонасыщенности по данным НК

В газонасыщенных пластах показания НК завышаются по сравнению с водонасыщенными с той же пористостью и вещественным составом (литотипом и глинистостью). То есть, исходя из петрофизического уравнения (5.34) для НК (см. раздел 5.5.1), значение K_n^{HK} , определяемое без учета влияния газонасыщенности, будет ниже фактической пористости породы K_n на величину:

$$\Delta K_n = K_n - K_n^{HK} = K_n K_g (W_e - W_z) + \Delta K_n^\sigma,$$
 где W_z - водородный индекс газа (для метана $W_z = 2,25 \cdot \sigma_z$), W_e - водородный индекс воды, ΔK_n^σ - поправка за уменьшение плотности газонасыщенного пласта по сравнению с водонасыщенным такого же водородосодержания, σ_z - плотность газа.

Или:

$$\frac{\Delta K_n}{K_n} = K_g (W_e - W_z) + \frac{\Delta K_n^\sigma}{K_n} = f(K_g, \sigma_z). \quad (6.14)$$

Методика расчета поправок для учета влияния газонасыщенности, основанная на приближении эквивалентности сред по нейтронным и гамма-лучевым характеристикам, описана в работе [6].

Для практического применения можно рекомендовать номограмму (рис. 6.25), реализующую функ-

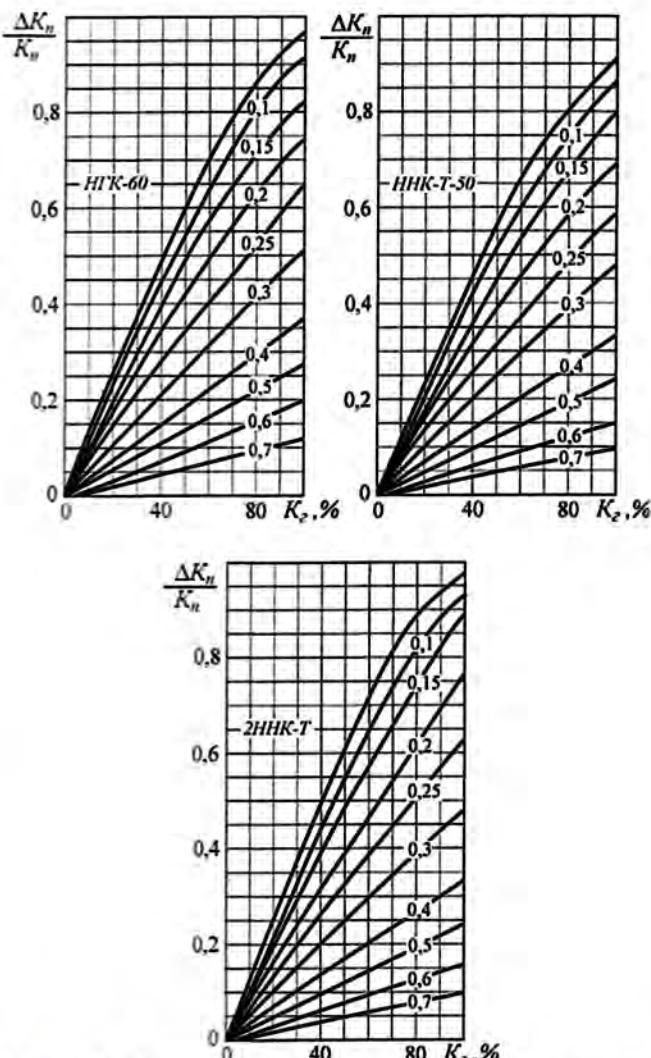


Рис. 6.25. Влияние газонасыщенности пород на показания двухзондового ННК-Т и однозондовых ННК-Т-50 и ННК-60.

Шифр кривых - σ_z в g/cm^3

(6.14) и устанавливающую связь между K_n , $K_{n,HK}$ и σ_e . Номограмма позволяет достаточно точно определить одну из перечисленных величин при известных трех остальных. Плотность газа в зависимости от температуры T (в $^{\circ}\text{К}$) и давления p (в МПа) определяется по формуле:

$$\sigma_e = \sigma_e^0 \frac{T_0}{p_0} \frac{p}{T},$$

где σ_e^0 - плотность газа при температуре $T_0 = 293$ $^{\circ}\text{К}$ и давлении $p_0 = 0,1$ МПа (для метана $\sigma_e = 2,16 p/T$).

Эта же номограмма может применяться для определения текущей газонасыщенности пород-коллекторов с известной пористостью в скважинах эксплуатируемых месторождений или газохранилищ при разновременных измерениях НК). Входным параметром при этом является σ_e для меняющихся значений T и p .

6.7.2. Определение газонасыщенности по комплексу НК-ГГКП

Решение этой задачи возможно только при отмеченных в начале раздела условиях. В любых других случаях можно оценивать только остаточную газонасыщенность пород в области исследования методов.

Влияние газонасыщенности на показания ГГКП (в порах вода и газ) определяется выражениями:

$$\sigma_{\phi\phi}^{GKPK} = \sum_{l=2}^L V_l \sigma_l + K_n \sigma_{\phi\phi};$$

$$\sigma_{\phi\phi} = K_n \sigma_e + K_e \sigma_e;$$

$$K_n + K_e = 1; \quad \sum_{l=2}^L V_l + K_n = 1,$$

$V_l \sigma_l$ - объемное содержание и плотность твердого компонента породы, $\sigma_{\phi\phi}$ - плотность флюида.

Влияние газонасыщенности характеризуется для ГГКП завышением, а для НК занижением определяемых по показаниям методов геофизических параметров K_n^{GKPK} и K_n^{HK} . Этот факт благоприятствует возможности оценки K_n и K_e по данным комплекса ГГКП-НК. На рис. 6.26 приведены номограммы для определения K_e по отношению K_n^{HK}/K_n^{GKPK} для различных значений плотности газа.

Следует отметить, что точность оценки K_e по данным ГГКП-НК неустойчива и зависит от большого количества факторов. Так, при уменьшении σ_e погрешность оценки K_e резко возрастает, то же самое происходит с увеличением σ_e при высоких пластовых давлениях. Например, при погрешности определения K_n^{GKPK} и K_n^{HK} , не превышающей $\pm 2\%$, погрешность определения K_e пластов с пористостью 15 - 20% при плотности газа 0,1 $\text{г}/\text{см}^3$ соста-

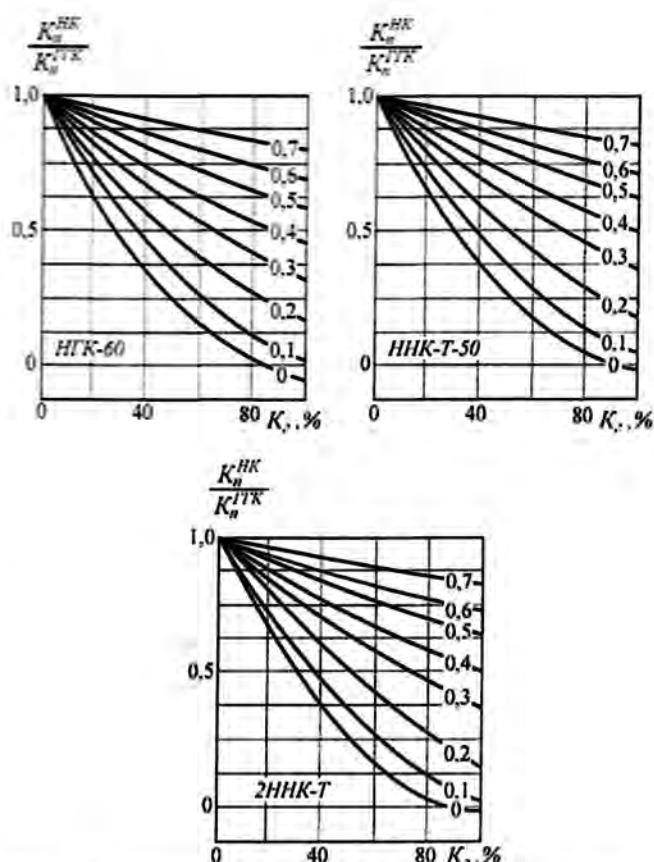


Рис. 6.26. Зависимость отношения K_n^{HK}/K_n^{GKPK} от коэффициента газонасыщенности.
Шифр кривых - σ_e в $\text{г}/\text{см}^3$

вит примерно ± 10 - 15%. Поэтому оценивать газонасыщенность пород с помощью комплекса ГГКП-НК целесообразно только в тех случаях, когда имеется уверенность в точном учете влияния всех факторов (естественно, кроме K_e) на комплексируемые параметры K_n^{GKPK} и K_n^{HK} .

6.8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Физической основой методики определения нефтенасыщенности по данным волнового акустического каротажа является различие в величине сжимаемости основных компонентов коллектора: минералов твердой фазы и насыщающих флюидов (воды, нефти и газа) - рис. 6.27. Чувствительность объемной динамической сжимаемости β_0 к характеру насыщенности порового пространства возрастает с увеличением сжимаемости скелета горных пород.

Упругие динамические характеристики пористых сред, в частности объемная динамическая сжимаемость, зависят от характера насыщенности горных пород. Взаимосвязь упругих компонентов нефте-

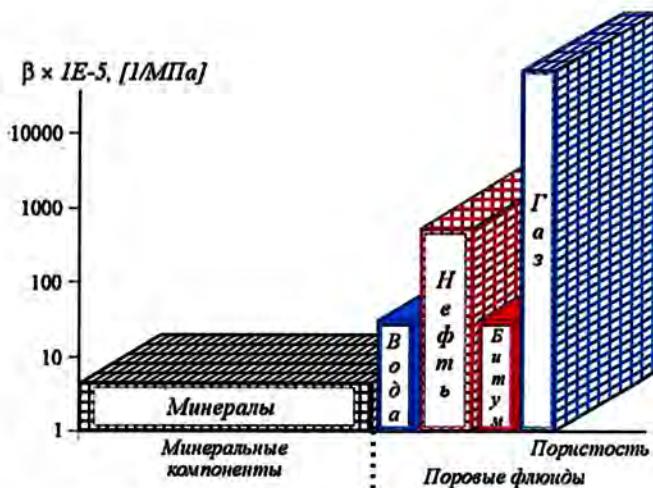


Рис. 6.27. Распределение сжимаемости компонентов нефтегазонасыщенных пород

донасыщенного коллектора - скелета породы, материала твердой фазы, насыщающих флюидов - со скоростью продольных и поперечных волн описывается известной моделью Био-Гассмана. В частности, Ф. Гассман предложил рассматривать горные породы-коллекторы как дифференциально упругие тела, отдельные компоненты которых можно уподобить порознь упругим телам и применить к ним законы теории упругости в дифференциальной форме. При этом были введены упругие константы, характерные для деформации пористых тел [13]. Уравнение Гассмана, связывающее объемную сжимаемость пористой среды с упругими свойствами ее отдельных компонентов, имеет вид

$$\beta_0 = \frac{K_n \beta_n}{1 + \beta_n / (\beta_{\text{ж}} - \beta_{\text{тв}})} + \beta_{\text{тв}}, \quad (6.15)$$

где β_0 - объемная изотермическая сжимаемость горной породы; β_n - сжимаемость пор породы; $\beta_{\text{ж}}$ - сжимаемость пластового флюида; $\beta_{\text{тв}}$ - сжимаемость твердой фазы (минералов); K_n - общая пористость породы.

Сжимаемость пластового двухфазного флюида определяется сжимаемостью отдельных фаз как:

$$\beta_{\text{ж}} = \beta_e K_e + \beta_n K_n, \quad (6.16)$$

где K_e и K_n - коэффициенты водо- и нефтенасыщенности коллекторов; β_e и β_n - коэффициенты сжимаемости воды и нефти.

Сжимаемость пор горных пород β_n определяется с помощью лабораторных исследований керна при статических нагрузках. Статические коэффициенты сжимаемости скелета $\beta_{\text{ск}}$, пор β_p и твердой фазы $\beta_{\text{тв}}$ пород связаны между собой выражением [12]:

$$\beta_{\text{ск}} = K_n \beta_p + \beta_{\text{тв}}.$$

Подобными экспериментальными исследованиями охарактеризованы многие продуктивные объекты, информация о которых приведена в справочной литературе [24].

Объемную динамическую сжимаемость β_0 , как и другие упругие характеристики пород, можно определить по данным волнового акустического каротажа, воспользовавшись известными уравнениями механики. В частности, существует связь между полной объемной динамической сжимаемостью нефте-водонасыщенного коллектора β_0 и интервальными временами продольной волны Δt_p , поперечной волны Δt_s и плотностью породы σ_n :

$$\beta_0 = \frac{1}{\sigma_n} \left[\frac{3\Delta t_p^2 \Delta t_s^2}{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2} \right], \quad (6.17)$$

а также аналогичная зависимость для динамического коэффициента Пуассона:

$$\nu = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right]. \quad (6.18)$$

Решение уравнений (6.15) и (6.16) относительно коэффициента нефтенасыщенности K_n позволяет получить связь коэффициента нефтенасыщенности с упругими параметрами и коллекторскими свойствами пород:

$$K_n = f(K_n, \beta_0, \beta_n, \beta_{\text{тв}}, \beta_e, \beta_p). \quad (6.19)$$

Правая часть уравнения (6.19) содержит часть параметров, которые определяются по данным ГИС (K_n, β_0). Упругие параметры $\beta_n, \beta_{\text{тв}}, \beta_e, \beta_p$ определяются при лабораторных исследованиях керна и проб пластовых флюидов.

Уравнение (6.19) справедливо для чистых, неглинистых коллекторов. Для коллекторов с глинистым цементом рассеянного типа необходимо учитывать величину объемной глинистости $K_{\text{гл}}$, которая оказывает существенное влияние на сжимаемость пор горных пород.

Коэффициенты сжимаемости твердой фазы породы $\beta_{\text{тв}}$ для основных породообразующих минералов имеют гораздо более низкие значения по сравнению со сжимаемостью пор породы и изменяются в небольших пределах при изменении пластовых условий по сравнению со сжимаемостью пор β_n [12, 24]. Для практических целей при известном составе минералов твердой фазы пород можно воспользоваться табличными данными о сжимаемости основных породообразующих минералов (табл. 6.4), а в случае полиминерального состава оценить $\beta_{\text{тв}}$ по следующей формуле:

$$\beta_{\text{тв}} = \sum V_i \beta_i,$$

где V_i - объемная доля минерала с сжимаемостью β_i .

Таблица 6.4
Упругие свойства минералов (по Мавко и Нуру, 1995)

Минералы	Плотность $\sigma_{\text{ра}}$, кг/м ³	V_p , м/с	Δt_p , мкс/м	V_s , м/с	Δt_s , мкс/м	E , МПа	$\beta_{\text{ра}}$, МПа ⁻¹	G , МПа	v_{ra}
Кварц	$2,65 \cdot 10^3$	6038	165	4121	243	$0,9576 \cdot 10^5$	$2,73 \cdot 10^{-5}$	$45,0 \cdot 10^9$	0,064
Сальцит	$2,71 \cdot 10^3$	6639	151	3436	291	$0,8429 \cdot 10^5$	$1,30 \cdot 10^{-5}$	$32,0 \cdot 10^9$	0,317
Доломит	$2,87 \cdot 10^3$	7346	136	3960	252	$1,1657 \cdot 10^5$	$1,05 \cdot 10^{-5}$	$45,0 \cdot 10^9$	0,295
Карбонат	$1,58 \cdot 10^3$	1460	684	941	1063	$0,03208 \cdot 10^5$	$66,7 \cdot 10^{-5}$	$1,4 \cdot 10^9$	0,144
Мусковит	$2,79 \cdot 10^3$	6456	155	3838	260	$1,0084 \cdot 10^5$	$1,63 \cdot 10^{-5}$	$41,1 \cdot 10^9$	0,227
Полевой шпат (альбит)	$2,63 \cdot 10^3$	6459	155	3119	321	$0,6901 \cdot 10^5$	$1,32 \cdot 10^{-5}$	$25,6 \cdot 10^9$	0,348
Галлит	$2,16 \cdot 10^3$	4547	220	2626	381	$0,3724 \cdot 10^5$	$6,71 \cdot 10^{-5}$	$14,9 \cdot 10^9$	0,250
Ангидрит	$2,98 \cdot 10^3$	5643	177	3125	320	$0,7443 \cdot 10^5$	$1,78 \cdot 10^{-5}$	$29,1 \cdot 10^9$	0,279
Мицеллит	$4,93 \cdot 10^3$	8108	123	5184	193	$3,0585 \cdot 10^5$	$0,68 \cdot 10^{-5}$	$132,5 \cdot 10^9$	0,154
Сидерит	$3,96 \cdot 10^3$	6958	144	3589	279	$1,3451 \cdot 10^5$	$0,81 \cdot 10^{-5}$	$51,0 \cdot 10^9$	0,319
Газ	$6,5 \cdot 10^{-4}$	447	2237	0	-	0	-	0	0,500
Вода	$1,0 \cdot 10^3$	1500	666	0	-	0	-	0	0,500
Нефть	$0,80 \cdot 10^3$	1129	886	0	-	0	-	0	0,500

Коэффициент сжимаемости пор β_n , помимо глинистости, существенно зависит от характера упаковки и отсортированности зерен скелетной фракции, т.е. от условий осадконакопления горных пород [12]. Особенно это проявляется при низких эффективных напряжениях ($\sigma - p$). Для широкого круга обломочных осадочных пород величина β_n уменьшается с увеличением эффективного напряжения по гиперболическому закону:

$$\beta_n = \frac{\beta_{n,5} (\sigma - p)_{\min}}{(\sigma - p)},$$

где $\beta_{n,5}$ - максимальная сжимаемость пор при $(\sigma - p)_{\min} = 5$ МПа, которая отражает структурный фактор и, в частности, отсортированность породы.

Для определения величины параметра $\beta_{n,5}$ можно воспользоваться петрофизическими связями с другими коллекторскими свойствами горных пород. На рис. 6.28 в качестве примера изображены зависимости $\beta_{n,5}$ от проницаемости пород для меловых полимиктовых песчаников Самотлорского месторождения нефти (верхняя кривая) и девонских слабоглинистых кварцевых песчаников Ромашкинского месторождения нефти (нижняя кривая).

Другим способом определения сжимаемости пор коллектора в пластовых условиях является расчет по приближенному соотношению, связывающему сжимаемость пор изучаемого пласта с величиной сжимаемости пор опорного пласта:

$$(\beta_n)_x = \frac{\alpha_{\text{отв}}}{(1 - h_{\text{ра},x})} \frac{h_1}{h_x} \beta_n,$$

где $(\beta_n)_x$ - сжимаемость пор изучаемого пласта, характеризующегося относительной глинистостью $\Pi_{\text{ра},x}$ и глубиной залегания h_x ; β_n - сжимаемость пор опорного пласта, залегающего на глубине h_1 ; $\alpha_{\text{отв}}$ - коэффициент отсортированности псаммитовой части песчаников, величина которого изменяется в пределах 1 + 2.

Коэффициент сжимаемости нефти β_n зависит как от давления, так и от температуры. Значение коэффициента сжимаемости определяется также составом пластовой нефти, в основном, ее газовой составляющей: чем больше растворенного газа, тем выше ко-

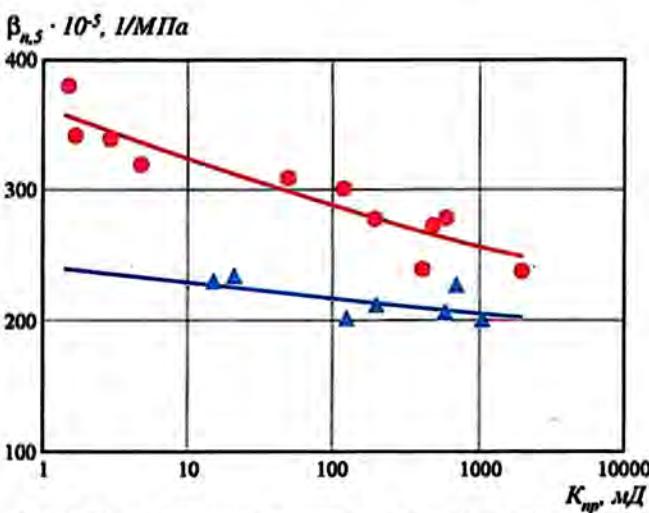


Рис. 6.28. Зависимость максимальной сжимаемости пор $\beta_{n,5}$ от коэффициента проницаемости K_{np}

эффективность сжимаемости. Для реальных нефти в пластовых условиях его величина находится в пределах $80 \cdot 10^{-5} + 300 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹ и выше.

Изотермическая сжимаемость недонасыщенной нефти (при давлении выше точки разгазирования) определяется по одному из следующих соотношений:

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \left(\frac{\partial V_n}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\sigma_n} \left(\frac{\partial \sigma_n}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_n} \left(\frac{\partial B_n}{\partial p} \right)_T,$$

где V_n - объем пробы нефти; σ_n - плотность нефти; B_n - объемный коэффициент нефти; p - давление.

В общем случае сжимаемость нефти рассчитывается на основании лабораторных PVT данных стандартных исследований проб пластовой нефти.

Сжимаемость пластовой воды β_w зависит от минерализации, температуры и давления (рис. 6.29). Влияние растворенного газа на сжимаемость воды незначительно и составляет не более 3%. В практических целях его влиянием можно пренебречь. Коэффициент сжимаемости пресной воды при атмосферных условиях равен $47 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹.

Коэффициент сжимаемости газа на один-два порядка выше по сравнению с сжимаемостью жидкостей флюидов. Присутствие даже незначительного количества (5 - 10%) газа в свободной фазе в поровом пространстве коллектора приводит к существенному увеличению объемной динамической сжимаемости пород и уменьшению коэффициента Пуассона. При этом влияние других фаз (нефть и вода) на упругие динамические свойства пород становится пренебрежимо мало. В пластах, содержащих газ в свободной фазе, количественное определение нефтенасыщенности не проводится.

Методика определения нефтенасыщенности коллекторов по данным волнового акустического каротажа базируется на аналитической зависимости между индексом нефтенасыщенности IH и коэффициентом нефтенасыщенности K_n . Индекс нефтенасыщенности - это безразмерный относительный параметр, являющийся аналогом параметра насыщенности в электрических методах. Он рассчитывается как отношение комплексной упругой характеристики нефтенасыщенной породы к упругой характеристике этой же породы, но водонасыщенной. Преимуществом применения относительного параметра IH является то, что он не зависит от пористости породы. Также устраняется влияние систематических погрешностей при определении упругих параметров горной породы и ее отдельных компонентов.

На рис. 6.30 приведен пример зависимости параметра IH от нефте- и газонасыщенности сцементированных песчаников. Дифференциация IH при изменении нефтенасыщенности коллектора от $K_n = 0$

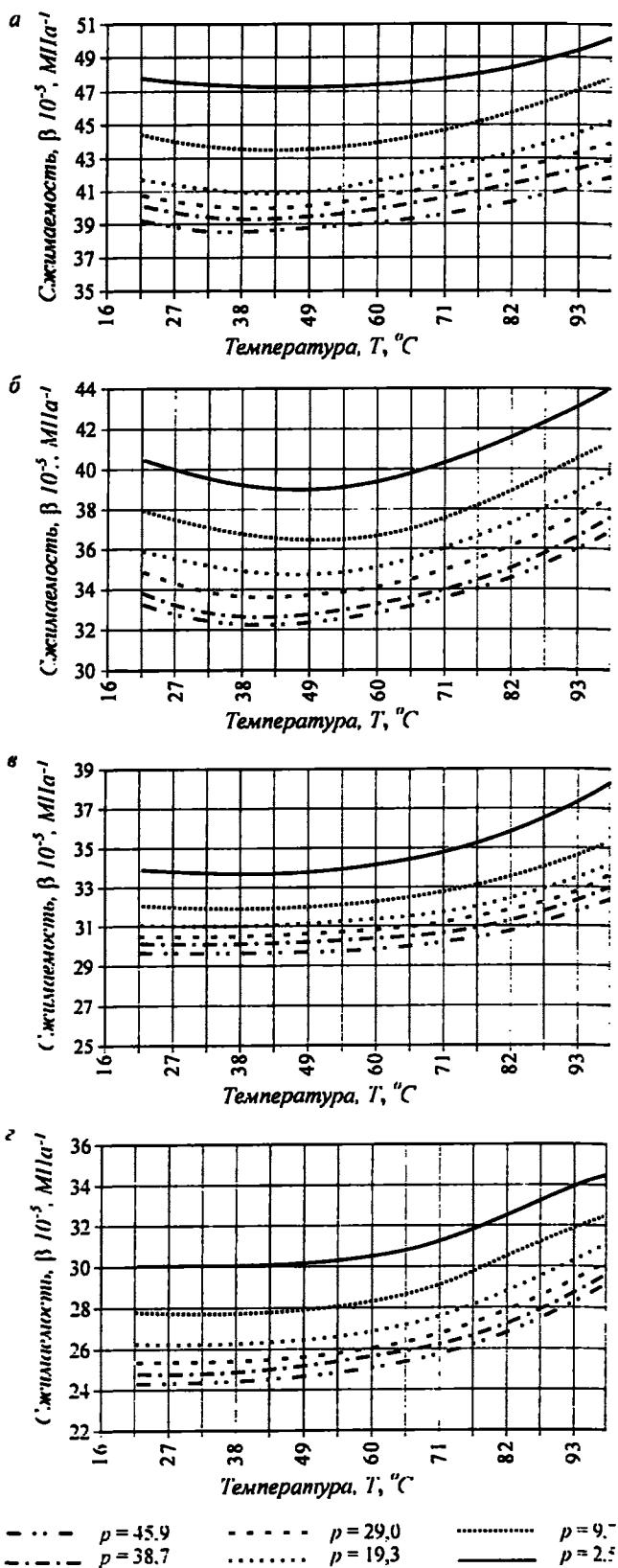


Рис. 6.29. Зависимости сжимаемости водных растворов NaCl от температуры T [°C] и давления p [МПа]. a - $C = 0$ г/л; b - $C = 100$ г/л; c - $C = 200$ г/л; d - $C = 300$ г/л

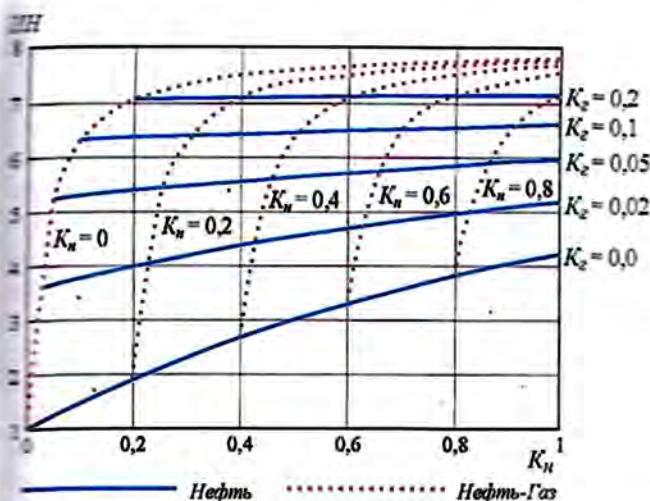


Рис. 6.30. Зависимость "индекса насыщенности" ИН от коэффициента нефтенасыщенности K_n

до 1 может достигать 400% для нефтей, обладающих высокой сжимаемостью благодаря большому количеству растворенного в них газа. При наличии в порах даже небольшого количества свободного газа ($K_g = 0,02 - 0,05$) индекс нефтенасыщенности резко возрастает, а кривые зависимости ИН от K_n выплаживаются, т.е. снижается чувствительность параметра ИН к нефтенасыщенности пород. В этом случае количественная оценка K_n невозможна, а ИН может служить в качестве очень чувствительного индикатора присутствия свободного газа.

Определение коэффициента нефтенасыщенности K_n осуществляется методом последовательных приближений (итераций), поскольку K_n присутствует в явном виде в уравнении, связывающем индекс насыщенности с нефтенасыщенностью $ИН = f(K_n)$. Суть итерационного процесса заключается в решении этого уравнения для заданных настроек параметров пласта путем подбора коэффициента K_n , при котором расчетный индекс насыщенности совпадет с величиной ИН, определяемой по данным волнового акустического каротажа.

Преимуществом методики определения нефтенасыщенности по данным волнового акустического каротажа является его слабая зависимость от минерализации пластовых вод, а также возможность его применения как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине. В открытом стволе скважины применение метода для оценки K_n ограничивается глубиной зоны проникновения фильтрата бурового раствора, поскольку глубина акустического каротажа не превышает 50 - 80 см для длинных зондов с высокочастотными излучателями. В этом случае целесообразно использовать метод для отбивки газо-контактных контактов из-за его высокой чувстви-

тельности даже к небольшому количеству остаточного газа, находящегося в свободной фазе в зоне проникновения фильтрата бурового раствора.

В обсаженных скважинах после расформирования зоны проникновения можно определять текущую (остаточную) нефтенасыщенность коллекторов в перфорированных и неперфорированных пластах в условиях заводнения пресными водами. При ухудшении качества цементирования обсадной колонны достоверность определения K_n снижается из-за помех, создаваемых волной по колонне. Влияние качества цементирования скважины можно существенно уменьшить, применяя длинные зонды или многоэлементные приборы акустического каротажа.

Относительная погрешность определения K_n растет с уменьшением K_n , и для значений K_n менее 0,3 задача решается на качественном уровне (нефть - вода).

6.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ УГЛЕРОД-КИСЛОРОДНОГО КАРОТАЖА

Углерод-кислородный (С/О) каротаж - одна из модификаций импульсной нейтронной гамма-спектрометрии, изучающей энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов. Судя по названию, при С/О-каротаже определяется параметр, характеризующий распространность в породе углерода по отношению к кислороду. Этот параметр связан с содержанием в породе углеводородных соединений, и поэтому С/О-каротаж чаще всего применяют для оценки нефтенасыщенности пород K_n в обсаженных скважинах.

При С/О-каротаже с помощью высокочастотного генератора нейтронов порода облучается импульсами нейтронов с энергией 14 МэВ. В результате специально организованного режима измерений и использования сцинтилляционных детекторов с высоким разрешением раздельно регистрируются энергетические спектры гамма-излучения, возникающего в результате неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов. Вследствие нейтронных реакций могут также появиться радиоактивные изотопы с различными временами распада (возникающее при этом гамма-излучение называют гамма-излучением наведенной активности ГИНА). Энергетические спектры ГИНР и ГИРЗ являются индивидуальными характеристиками ядра-мишени. Анализ спектров при наличии соответствующего интерпретационного обеспечения позволяет оценивать содержания таких важных породообразующих элементов как углерод (С), кислород (О), водород (Н),

кремний (Si), кальций (Ca), хлор (Cl), железо (Fe), сера (S) и др.

В модификации С/О-каротажа используется принцип анализа отношения скоростей счета в диапазонах энергетических спектров ГИНР, соответствующих излучениям С и О. Для коррекции отношения С/О за влияние вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются аналогичные отношения Ca/Si. Основным интерпретационным параметром метода является разность исправленных за влияние мешающих факторов и линейно преобразованных отношений $R_{\text{С/O}}$ и $R_{\text{Ca/Sr}}$, зависящая от присутствия в породе углерода.

Аппаратурно-методические комплексы, реализующие С/О-каротаж, уже на протяжении ряда лет успешно применяются ведущими зарубежными геофизическими фирмами Schlumberger, Halliburton, Baker Atlas, Computalog и др. на различных нефтяных месторождениях мира. Отечественная аппаратура С/О-каротажа, относящаяся к классу приборов диаметром 89 - 110 мм, применяется на практике с 1997 г. [4, 23].

Бесспорным преимуществом С/О-каротажа по сравнению с интегральными модификациями ИНГК, использующими для определения K_n контраст нейтронно-поглощающих свойств водо- и нефтенасыщенного пласта, является независимость результатов от минерализации пластовых флюидов. Поэтому метод рекомендуется применять для оценки K_n пластов с низкой и неизвестной минерализацией флюидов.

Относительно невысокая глубина исследования С/О-каротажа (не более 20 см) налагает определенные требования к условиям измерений: отсутствие зон проникновения промывочной жидкости и ее фильтрата в исследуемые пласти, отсутствие зон изменения насыщенности пласта вследствие заколонной циркуляции жидкости, постоянство состава жидкости в скважине в интервале исследования.

Погрешность определяемых по данным С/О-каротажа геофизических параметров существенным образом зависит от статистической точности измерений. Поэтому скорость проведения каротажа (обычно не превышает 100 м/ч) согласовывается с условиями измерений в скважине (диаметр скважины, наличие и толщина обсадной колонны, состав и свойства скважинной жидкости и т.д.).

Область применения С/О-каротажа для определения K_n ограничивается:

а) обсаженными (качественно зацементированными) перебортающими скважинами с расформированными зонами проникновения, заполненными (по степени ухудшения условий проведения исследований) пресной водой, минерализованной водой, нефтью, смесью вода-нефть;

б) необсаженными скважинами, пробуренными в интервале исследования с применением исфилtrующейся промывочной жидкости.

В этих условиях С/О-каротаж при наличии соответствующего метрологического и интерпретационного обеспечения является количественным методом определения нефтенасыщенности пород.

Геометрическая глубинность С/О-каротажа для пород-коллекторов в среднем составляет 20 см, разрешающая способность по толщине пласта в среднем составляет не менее 60 см.

Входными данными являются файлы регистрации спектров и технологических параметров, а также априорная информация об условиях измерений, включающая следующие сведения:

- категория скважины (эксплуатационная, нагнетательная, наблюдательная или др.);
- конструкция и заполнение скважины в интервале С/О-каротажа: количество обсадных колонн, внутренний диаметр, глубина спуска, толщина колонны;
- интервалы перфорации;
- забой скважины: по бурению (искусственный), по данным предыдущих ГИС;
- состояние скважины: в эксплуатации, в ремонте, в консервации или др.;
- характеристики дебита (приемистости) скважины: начальный, текущий, ожидаемый; количество нефти, общий объем, процент обводненности;
- проводимые ремонтные работы на скважине: вид, цель, порядок работ.

Выделяются три этапа интерпретации данных С/О-каротажа: первичная обработка, предварительная обработка и собственно интерпретация.

6.9.1. Первая и предварительная обработка данных

Операции обработки первичных данных определяются режимом проведения С/О-каротажа, в свою очередь связанным с особенностями изучаемых физических процессов и характеристиками применяемых технических средств. Время замедления быстрых нейтронов в породе зависит от ее водородосодержания и в среднем изменяется от нескольких микросекунд до 20 - 30 мкс. Поэтому спектры ГИНР регистрируются в процессе излучения импульса нейтронов (генератор излучает нейтронные импульсы длительностью 10 - 20 мкс с периодом до 100 мкс). Время жизни тепловых нейтронов в породе обычно изменяется от 100 до 500 мкс. Одновременно с регистрацией ГИНР регистрируются фоновые ГИНА и ГИРЗ от текущего и предыдущих импульсов генератора. Через несколько микросекунд после окончания нейтронного импульса, когда ГИНР практически от-

существует, ГИНА является фоновым уже для спектров ГИРЗ. Фоновую составляющую спектров измеряют при выключенном генераторе нейтронов ("фоновая пауза"). "Чистые" спектры ГИНР и ГИРЗ получают после вычитания из измеренных спектров соответствующих фоновых спектров. При необходимости (на временах с высокой скоростью счета) учитывают просчеты, возникающие за счет "мертвого времени" измерительного цикла.

Обработка первичных данных проводится в следующей последовательности:

- Подготовка файлов регистрации спектров к обработке и анализ технологических параметров с целью контроля формы вспышки и работы электронной схемы генератора нейтронов, временного спектра гамма-излучения и т.д.

- Стабилизация и привязка энергетической шкалы. Это важнейший начальный этап обработки данных С/О-каротажа. Стабилизацией называется процедура изменения коэффициента сжатия-растяжения положения нуля энергетической шкалы с целью приведения единичных спектров записи к одному виду, заданному опорным спектром. Опорным спектром называется единичный или накопленный энергетический спектр гамма-излучения с установленным соответствии "канал-энергия". Опорные спектры получаются на моделях горных пород или непосредственно по результатам измерений в скважине в интервалах коллекторов с прогнозируемым характером насыщенности. Корректность стабилизации и привязки энергетической шкалы контролируется по соответствуанию характерных пиков (водород, железо и т.д.) в спектре их положениям в опорном спектре.

- Получение "чистых" спектров ГИНР и ГИРЗ вычитанием из измеренных суммарных спектров соответствующих фоновых спектров.

Задачей предварительной обработки является получение геофизических параметров С/О-каротажа. Важным элементом, определяющим качество геофизических параметров С/О-каротажа, является задание диапазонов энергетических окон для расчета отношений скоростей счета R_{ClO} и R_{CaSi} . Энергетические окна устанавливаются по результатам исследований на моделях пород, насыщенных водой и нефтью. В процессе предварительной обработки рассчитываются следующие основные³⁾ параметры:

Рассчитываются также кажущееся время жизни тепловых нейтронов, отношения интегрального гамма-излучения неупругого рассеяния к захватному ("параметр пористости"), различные дополнительные отношения счетов, относительные содержания в породе кремния, кальция, железа и т.д.

1. R_{CaSi} по спектру ГИРЗ. Конфигурация кривой R_{CaSi}^3 определяется, в основном, содержанием в породе кремния и кальция. Пласти песчаников характеризуются минимальными значениями R_{CaSi}^3 . Максимальные значения R_{CaSi}^3 имеют глинистые и карбонатные пласти. Изменение отношения R_{CaSi}^3 пропорционально изменению пористости и глинистости породы.

На поведение кривой R_{CaSi}^3 оказывает сильное влияние трудно контролируемая неопределенность условий измерений в скважине - увеличение диаметра скважины, состояние цементной обсадки, повышенная минерализация (больше 30 - 35 г/л NaCl) скважинной жидкости, изменение по стволу количества и толщины обсадных колонн и т.п. Учет влияния диаметра скважины и толщины обсадной колонны осуществляется на основании априорных данных, а постоянство характеристик скважинной жидкости (для измерений предпочтительна пресная вода) обеспечивается качеством подготовки скважины к проведению С/О-каротажа.

2. R_{CaSi}^n по спектру ГИНР. Конфигурация кривой R_{CaSi}^n (также как и кривой R_{CaSi}^3) определяется содержанием в породе кремния и кальция. R_{CaSi}^n не зависит от минерализации пластовой и скважинной жидкостей, но, в отличие от кривой R_{CaSi}^3 , имеет значительно меньшую разрешающую способность по пластам.

3. R_{ClO} по спектру ГИНР. Конфигурация кривой R_{ClO} определяется содержанием углерода, кислорода и кальция и не зависит от минерализации пластовой воды. Максимальные значения R_{ClO} имеют высокопористые нефтенасыщенные пласти и плотные карбонатные породы. Поведение кривой R_{ClO} в газонасыщенных пластиах определяется объемом и плотностью флюида, при уменьшении которых кривая R_{ClO} ведет себя как в водонасыщенных или обводненных пластиах.

4. Кажущееся объемное содержание нефти в породе $K_{nn}^k(C/O)$ определяется с помощью достаточно простых зависимостей, вида⁴⁾

$$K_{nn}^k(C/O) = a(R_{ClO}^k - R_{CaSi}^k) + b,$$

где R_{ClO}^k и R_{CaSi}^k - скорректированные значения отношений R_{ClO} и R_{CaSi} ; a, b - настроенные на объект исследования калибровочные константы.

Корректировка отношений R_{ClO} и R_{CaSi} предполагает их нормировку и введение поправок за влияние скважинных условий измерений. Обычно в ре-

⁴⁾ В разных модификациях С/О-каротажа алгоритмы расчета нефтенасыщенности различны, здесь приводится пример для аппаратуры АИМС.

зультате нормировки отношения R_{ClO} и $R_{Ca/Si}$ приводятся к одному масштабу и одинаковой чувствительности к изменению литологии пласта. Нормировочные коэффициенты подбираются для каждого прибора при исследованиях на моделях горных пород. Для учета влияния условий измерений могут применяться опорные пластины, теоретические поправки, характеристики распределений R_{ClO} и $R_{Ca/Si}$ в конкретных интервалах исследования при условии накопления достаточной статистики. Конкретные приемы проведения корректировки приводятся в технической документации на аппаратуру.

Поведение откорректированных кривых R_{ClO}^k и $R_{Ca/Si}^k$ при визуальном просмотре подчиняется определенным правилам (рис. 6.31), в частности:

- кривые практически совпадают в водонасыщенных пластах при любых значениях пористости и независимо от литологии;
 - положительные приращения кривой $R_{Cl/O}^k$ относительно кривой $R_{Ca/Si}^k$ характеризуют пласт как содержащий углеводородные соединения (нефть, битум, уголь и т.п.);
 - положительные приращения кривой $R_{Ca/Si}^k$ относительно кривой $R_{Cl/O}^k$ соответствуют пластам размытых глин, а также пластам с повышенным содержанием карбонатов.

6.9.2. Определение коэффициентов нефтенасыщенности

Выполнение последнего этапа - собственно интерпретации, т.е. определения $K_{\text{III}}(\text{ClO})$ и $K_{\text{II}}(\text{ClO})$ - требует привлечения дополнительных данных об объекте исследований, получаемых по результатам ГИС в открытом стволе скважины и после ее обсадки. Наиболее важен учет влияния физических свойств и вещественного состава пород и флюидов.

Формально процедура интерпретации выглядит следующим образом. Для доступного набора геофизических параметров и физической (объемной) модели исследуемого объекта формируется и решается система петрофизических уравнений, характеристики и размерность которой M оптимально соответствуют получению качественных определений L компонентов объемной модели. Напомним, что в соответствии с объемной моделью горная порода представляется как набор компонентов, каждый из которых в свою очередь может быть представлен набором из основных породообразующих минералов и флюидов. Выделяются поровое пространство K , например, заполненное нефтью и водой, и компоненты твердой части породы:

$$1 - K_{\eta\eta} = 1 - K_{\eta\bar{\eta}} - K_{\bar{\eta}\eta} = \sum_{l=2}^L V_l,$$

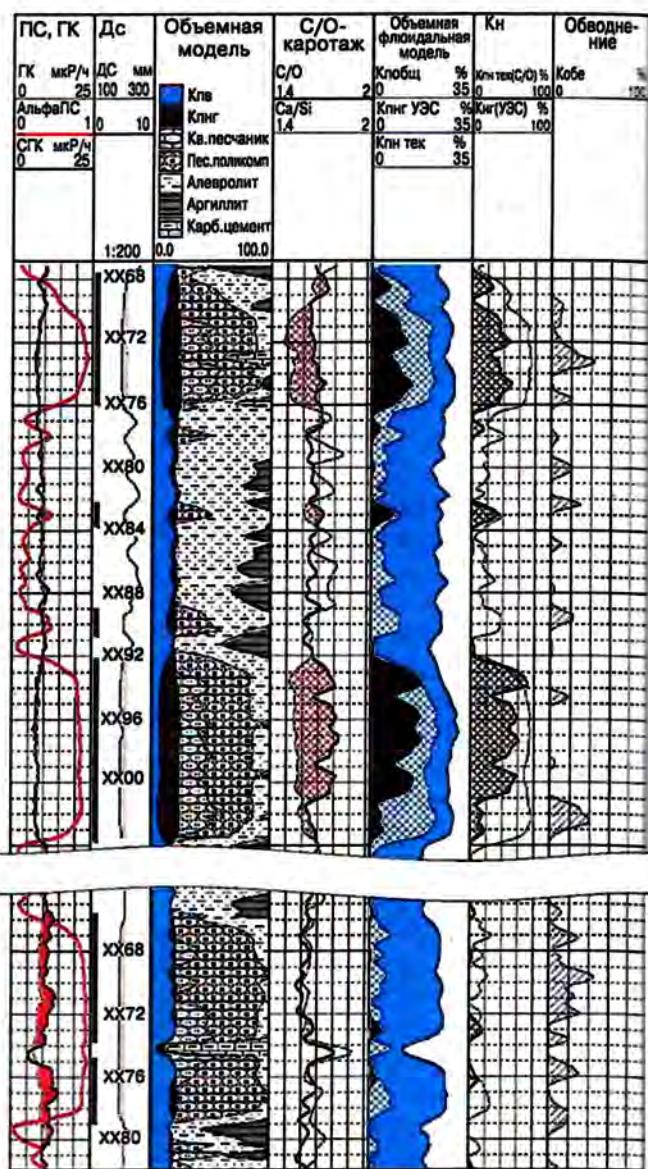


Рис. 6.31. Пример определения текущего K_n по данным С/О-каротажа.

Продолжение. Пример показаний С/О-каротажа в водоносном пласте

где V_i - объемное содержание i -го компонента твердой части породы. Таким образом, система уравнений выглядит как $X_m = f_m(\bar{V}_p K_n)$, $m = 1, \dots, M$.

По результатам решения для уточнения петрофизического уравнения С/О-каротажа $K_{nn}^k(C/O) = f(\bar{V}, K_{ns}, K_{np})$ осуществляется выбор опорных интервалов (пластов) $i = 1, \dots, I$. Количество опорных пластов определяется из условия их максимального соответствия монокомпонентам объемной модели. Это могут быть песчаники, глины, карбонаты, угли и т.п. с известным характером насыщенности водой и нефтью. Решение системы петрофизических уравнений

С/О-каротажа в опорных пластах $K_{nn}^k(C/O) = f(\bar{V}_p, K_{npp}, K_{nn})$, $i = 1, \dots, I$ дает значения настроенных коэффициентов для нахождения фактической связи $K_{nn}(C/O) = f(K_{nn})$.

Расчет параметров насыщенности породы может проводиться либо с помощью совместного решения систем вышеприведенных уравнений, либо (что проще) путем последовательного внесения поправок в значения $K_{nn}^k(C/O)$ с использованием уточненного петрофизического уравнения:

$$K_{nn}(C/O) = K_{nn}^k + \sum_{l=2}^I \Delta_l \cdot V_l,$$

где Δ_l - парциальная поправка (на единицу объема породы) за влияние l -го компонента породы.

Коэффициент нефтенасыщенности пласта рассчитывается по формуле:

$$K_n(C/O) = \frac{K_{nn}(C/O)}{K_n}.$$

Пример определения по данным С/О-каротажа текущего K_n в обсаженной эксплуатационной скважине одного из разрабатываемых нефтяных месторождений Широтного Приобья (Западная Сибирь) приведен на рис. 6.31.

6.10. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС

Вне зависимости от способа определения нефтенасыщенности по ГИС достоверность ее определения оценивается сопоставлением с данными определений по керну. Так же как и для пористости укажем, что при определении K_{nn} с использованием петрофизических связей типа "керн-ГИС" дополнительного обоснования достоверности величин K_{nn}^{GIS} не требуется.

В то же время в отличие от пористости прямое сопоставление значений K_{nn} , полученных по данным ГИС, с результатами керновых определений возможно только в зоне предельного нефтенасыщения, т.е. на значительном удалении вверх от контакта "продукт-вода". Для этого строится сопоставление значений K_n^{GIS} с остаточной (неснижаемой) водонасыщенностью K_{wo} , которая должна быть получена способом, обеспечивающим:

- при определении K_{wo} прямым способом - отсутствие потерь воды в процессе подъема, транспортировки, хранения и анализа керна, а также отсутствие в образце техногенной воды;
- при определении K_{wo} моделированием (капилляриметрия, центрифугирование) - вытеснение из образца всего объема свободной воды.

В зоне непредельного нефтенасыщения при $K_n^* > K_n > K_{wo}$ возможно прямое сопоставление значений K_n^{GIS} с данными K_{wo} , полученными прямым способом. При сопоставлении же с данными моделирования необходим учет положения исследуемого пласта над уровнем ВНК или ВНК* с помощью, например, nomogramm, представленной на рис. 4.8. Пример такого сопоставления приведен на рис. 6.3.

Возможна и более простая и технологичнаяоценка достоверности определения нефтенасыщенности по ГИС путем сопоставления с данными исследования керна. Для этого результаты определения K_n и K_n^* по ГИС по всем скважинам в продуктивной части разреза наносят на зависимость $K_n - K_{wo}$, K_n^* (рис. 6.32). Если основной массив точек, соответствующих пластам с однофазной фильтрацией нефти (газа), лежит в зоне $K_n^* > K_n > K_{wo}$, то оценка нефтенасыщенности по этим скважинам считается достоверной и подтвержденной результатами исследования керна.

Так же как и для пористости сопоставление $K_n^{keren} - K_n^{GIS}$ строится по пластопересечениям, которые выбирают по тем же критериям, что и для построения связей типа "керн-ГИС", т.е. сопоставляются K_n по пластам с толщиной не менее 1,5 м (для обеспечения надежности оценки любой геофизической характеристики, используемой для построения связей), выполнением керна из исследуемых пластов (интервалов, долблений) не менее 80% и плотностью анализов не менее 3 - 5 на 1 м вынесенного керна.

Как и при определении пористости обоснование достоверности определения K_n по данным ГИС может быть реализовано путем нанесения на кривую

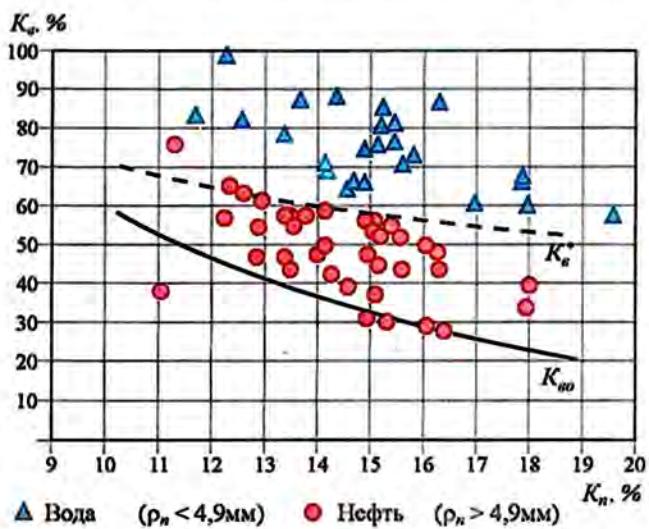


Рис. 6.32. Сопоставление K_n по ГИС с K_n по керну. Западно-Могутлорское месторождение, пласт Ю-1. Зависимости $K_{wo} - K_n$ и $K_n^* - K_n$ нанесены по данным исследования керна

$K_{\text{гис}}^{\text{гис}}$ точек, соответствующих водонасыщенности по керну.

Необходимо отметить две принципиальные возможности учета пластовых условий при использовании результатов исследования керна - в каждое значение $K_{\text{гис}}^{\text{керн}}$ или в заключительный результат осреднения. Ясно, что последнее обстоятельство должно учитываться при сопоставлении $K_{\text{гис}}^{\text{керн}}$ с $K_{\text{гис}}^{\text{гис}}$.

При наличии систематических расхождений пористости по ГИС с данными анализов керна необходима корректировка методики определения $K_{\text{гис}}^{\text{гис}}$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аччин Г.М., Добрынина В.М., Куликов В.Н. и др., 1980, Временное методическое руководство по приведению физических и коллекторских свойств осадочных пород, определенных в лабораторных условиях на образцах, к пластовым термодинамическим условиям: М., ВНИИГеофизика.
2. Альбом палеоток и палеограмм для интерпретации промыслового-геофизических данных, 1984, М., Недра.
3. Беликов Б.П., Александров К.С., Рыжкова Т.В., 1970, Упругие свойства породообразующих минералов и горных пород: М., Наука.
4. Богоявленов Е.П., Бортасевич В.С., Велижсанян В.А. и др., 1996, Спектрометрическая аппаратура импульсного нейтронного гамма-каротажа для элементного анализа горных пород (С/О каротаж - реальность для российской геофизики): Каротажник, 22.
5. Борисов Б.В., Калери Н.Б., Сифурова С.П., 1983, Электророметрические исследования верейских песчаников, отобранных при бурении с сохранением начальной водонасыщенности: Геолого-промышленный анализ при разработке нефтяных месторождений: Куйбышев, Гипрвостокнефть.
6. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др., 1985, Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа: М., Недра, 159 - 163.
7. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др., 1985, Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа: М., Недра.
8. Даас Д.С., 1974, Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин: М., Недра.
9. Дахнов В.Н., 1972, Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: М., Недра.
10. Денисов С.Б., 1986, Высокочастотные электромагнитные методы исследования нефтяных и газовых скважин: М., Недра.
11. Денисов С.Б., 1988, Количественная интерпретация данных диэлектрического каротажа: Исследования и разработки в области нефтяной геофизики в странах-членах СЭВ. Т. 2. М., Изд-во СЭВ, 118 - 124.
12. Добрынина В.М., 1970, Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа: М., Недра..
13. Добрынина В.М., Вендельштейн Б.Ю., Косяевников Д.А.. 1991, Петрофизика: М., Недра.
14. Зосимов Ф.Н., Соколова Л.А., 1984, Определение водонасыщенности продуктивных коллекторов Среднего Приобья: Разведочная геофизика: М., Недра, 99.
15. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, 1988, под ред. Добрынина В.М.: М., Недра.
16. Методическое руководство по оценке текущей, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения заводненных пластов в бурящихся скважинах. 1982, РД: М., изд. Миннефтепром, 39.
17. Никишов В.В., 1995, Особенности оценки нефтенасыщенности месторождений Прикаспийской впадины: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: М..
18. Петерсилье В.И., Белов Ю.Я., Миндельберг Л.В., Курияцева Л.А., 1985, Результаты моделирования процесса подъема керна на поверхность для оценки достоверности данных прямых определений остаточной водонасыщенности: Нефтегазовая геология и геофизика, ЭИ ВНИИОЭНГ, 2, 9 - 13.
19. Петерсилье В.И., Бриндзинский А.М.. 1985, Способ определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности пород-коллекторов газоконденсатных месторождений: А.с. № 1153619: Б.И. 16.
20. Струков А.С., Соханов Н.Н., 1984, Результаты геофизических исследований скважин на Оренбургском газоконденсатном месторождении: Геология нефти и газа, 1, 40 - 46.
21. Тауэсиянский Г.В., Петросян Л.Г., Петерсилье В.И.. 1987, Обоснование коэффициента нефтенасыщенности коллекторов месторождений среднего Приобья: Геология нефти и газа, 11.
22. Топорков В.Г., Петерсилье В.И., 1986, Изменение водонасыщенности керна в процессе подъема его на поверхность с забоя скважины: Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа: Сб. научных трудов: М., Недра, 97 - 100.
23. Тропин А.Н., Велижсанян В.А., Еликеева Ф.Х. и др.. 1999, Опыт применения углерод-кислородного (С/О) каротажа для изучения текущей и остаточной нефте-газонасыщенности пород: Каротажник, 55.
24. Физические свойства минералов и горных пород при высоких термодинамических параметрах, 1988, М.. Недра.

Компьютеризированные системы комплексной интерпретации данных ГИС

В предыдущих главах описаны методики (алгоритмы) определения пористости и других параметров с использованием одного или двух-трех методов ГИС. В то же время в практике количественной интерпретации данных ГИС широко использовались ранее и используются сейчас системы компьютеризированной обработки данных ГИС. Среди российских можно отметить системы (по алфавиту) ГИНТЕЛ (ВНИГИК), ВИДГИС (НПЦ "Тверьгеофизика"), ГЕММА (ЦГЭ), ИНГИС ЦГЭ, ПОДСЧЕТ (ВНИИгосистем), СИАЛ ГИС АО "Сиал"), ЭКСПРЕСС-ГЕОМОДЕЛЬ (НПФ "Центргазгеофизика"), LogTools (НПЦ "Тверьгеофизика"), PetroSoftTools (ЦГЭ), Solver (НПЦ "Тверьгеофизика") и др. Среди зарубежных можно отметить системы ELANPlus (Schlumberger), Express (Western Atlas), GEOLOG (Минком Пту., Лтд), GLOBAL (Schlumberger), OPTIMA (Dresser Atlas), SLIM (Petroleum Physics Corp., Standart Oil Co.), ULTRA (Gearhart) и др.

Ниже в качестве примеров приведены краткие описания двух российских и одной зарубежной системы компьютеризированной комплексной интерпретации данных ГИС.

1. ОЦЕНКА ФИЛЬРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ Solver

Программа Solver предназначена для обработки и интерпретации данных ГИС и керна и позволяет решать следующие основные задачи.

Предварительная обработка данных ГИС: оцифровка диаграмм с бумажного носителя, ввод данных из файлов или БД, корректировка кривых, увязка кривых по глубине, расчленение разреза на пласты.

Обработка материалов лабораторных исследований керна: увязка керна и ГИС, согласование керна и ГИС по глубине, оценка статистических гипотез о существовании линейных и нелинейных связей, построение петрофизических моделей "керн-ГИС" и "керн-ГИС".

Определение геофизических характеристик пластов: исправление показаний зондов за геологотехнические условия измерений, определение характеристик пластов, включая УЭС, на основе специализированных процедур или пользовательских палеток.

Литологическое расчленение разреза: выделение в разрезе литологических разностей, выделение разностиповых коллекторов на основе использования топологического и кластерного анализа, методов граничных значений, эмпирических алгоритмов.

Определение подсчетных параметров по скважине. Одной из основных особенностей интерпретации данных ГИС с целью определения подсчетных параметров является изменчивость алгоритмов интерпретации при переходе от одних геологических объектов к другим. В программе алгоритмы интерпретации формализуются на специализированном языке, позволяющем оперировать основными геофизическими понятиями. Это, с одной стороны, обеспечивает быструю модификацию алгоритмов интерпретации, а, с другой, позволяет легко переносить фрагменты алгоритмов интерпретации на разные геологические объекты.

Алгоритмы, используемые в программе Solver для определения подсчетных параметров по скважине, можно разбить на две категории:

1. Детерминистские алгоритмы, которые позволяют организовать последовательный вычислительный процесс. Они включают:
 - петрофизические уравнения;
 - палетки, номограммы, эмпирические табулированные зависимости;
 - эмпирические цифровые модели;
 - логические конструкции.

2. Оптимизационные алгоритмы, которые позволяют решать системы линейных и нелинейных уравнений, набор которых представляет собой комплексную модель породы.

Уравнения, которые разрешено использовать в программе, могут быть самыми разными. Входящие в эти уравнения параметры, которые, как прави-

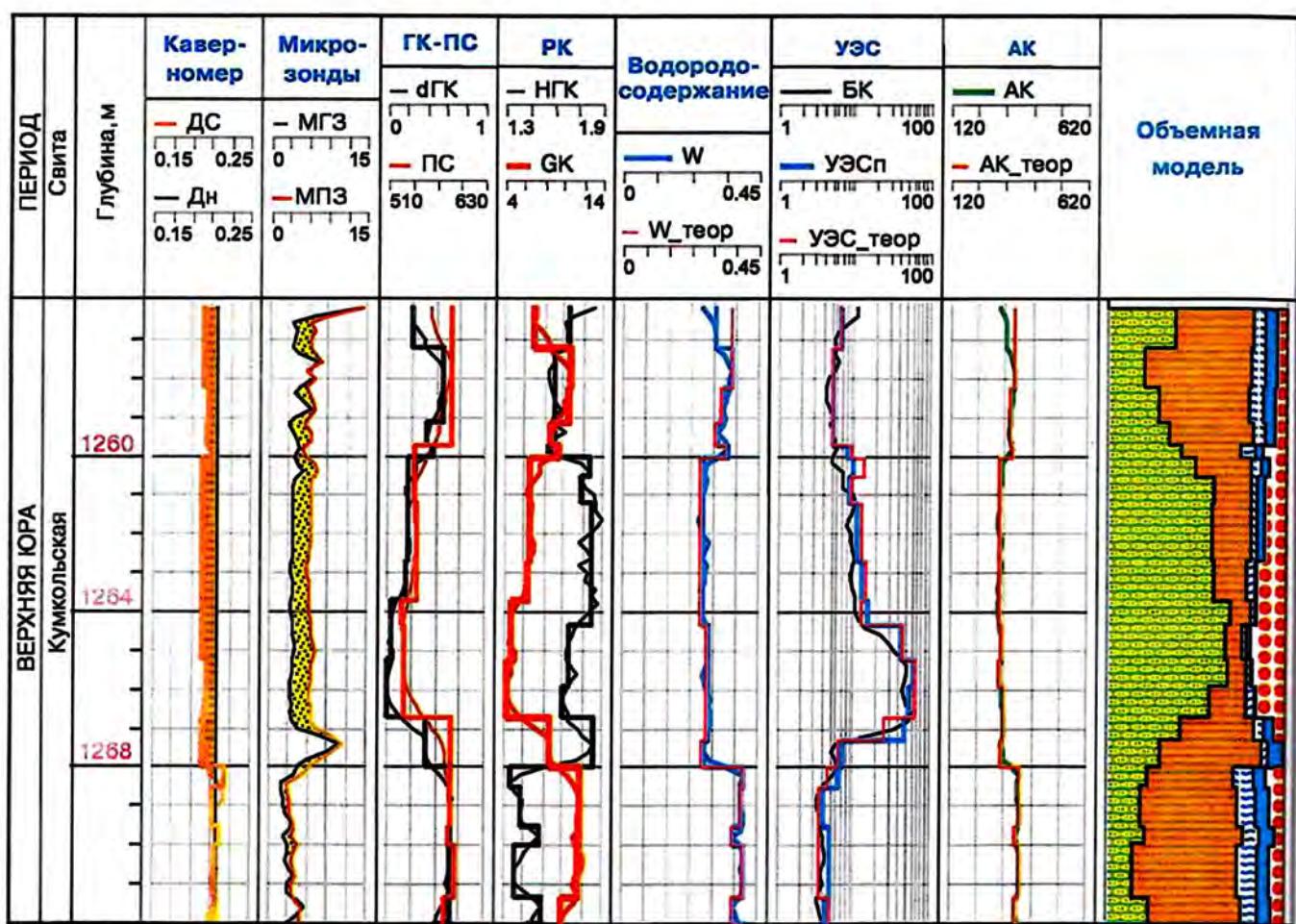
ло, для каждого изучаемого объекта имеют свои значения, измеряются на керне либо оцениваются методами оптимизации по результатам исследований керна.

В программе Solver разработан специальный математический аппарат, позволяющий использовать в комплексной модели породы уравнения любого вида и выполнять настройку параметров этих уравнений по результатам исследований керна. Для построения петрофизических уравнений используются методы аппроксимационно-регрессионного анализа. Для настройки параметров петрофизических уравнений используются методы оптимизации (Неллера-Мида, Девидсона-Флетчера и т.п.).

Использование комплексных моделей породы обладает двумя преимуществами:

- во-первых, получается решение, наименее противоречащее всем заложенным в модель представлениям;
- во-вторых, появляется возможность рассчитать теоретические значения геофизических характеристик, соответствующие найденным подсчетным параметрам и объемным компонентам (рис. 7.1). По степени совпадения фактических и теоретических отсчетов можно судить об адекватности интерпретационной модели и реальных свойств пластов.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов оцениваются многими параметрами: пористость (общая, межзерновая, каверновая, тре-



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Вода		Песчаник		Глина		Связанная вода
	Нефть		- каротажные кривые				
			- отсчеты в пластах фактические и теоретические				

Рис. 7.1. Пример сопоставления фактических и теоретических показаний методов ГИС

щинная), глинистость (дисперсная, структурная), проницаемость (абсолютная, фазовая), водонасыщенность, нефтенасыщенность, газонасыщенность и т.п. К этому списку параметров необходимо добавить компоненты матрицы породы. В то же время результаты каротажных измерений в рядовой скважине позволяют оценить очень ограниченное количество геофизических характеристик: плотность, водородосодержание, интервальное время пробега акустической волны, радиоактивность, параметр α_{ac} , удельное электрическое сопротивление пласта. В связи с этим возникает необходимость дополнять комплексную модель породы петрофизическими уравнениями "керн-керн" и "керн-ГИС". Эти уравнения относятся к различным классам функций и, как правило, имеют нелинейный характер. Чем более детально проведены лабораторные исследования отобранного из скважин керна и чем более полно выполнен анализ отношений свойств породы, тем более достоверные результаты могут быть получены, но при

этом более сложной становится комплексная модель породы.

Усложнение модели породы приводит к нескольким отрицательным эффектам. Во-первых, усложняется поверхность оптимизируемого функционала (суммарное рассогласование между фактическими и теоретическими геофизическими характеристиками пласта). Появляется множество локальных экстремумов, амплитуда которых увеличивается по мере приближения к глобальному экстремуму, соответствующему оптимальному решению. Во-вторых, нарушается основное требование условно-корректной задачи (при малых изменениях значений исходных величин происходит значительное изменение получаемых результатов). В-третьих, значительно увеличивается время решения системы уравнений для одного пласта.

В программе Solver используются специально разработанные математические методы решения систем нелинейных уравнений, обеспечивающие нахождение глобального экстремума (оптимального реше-

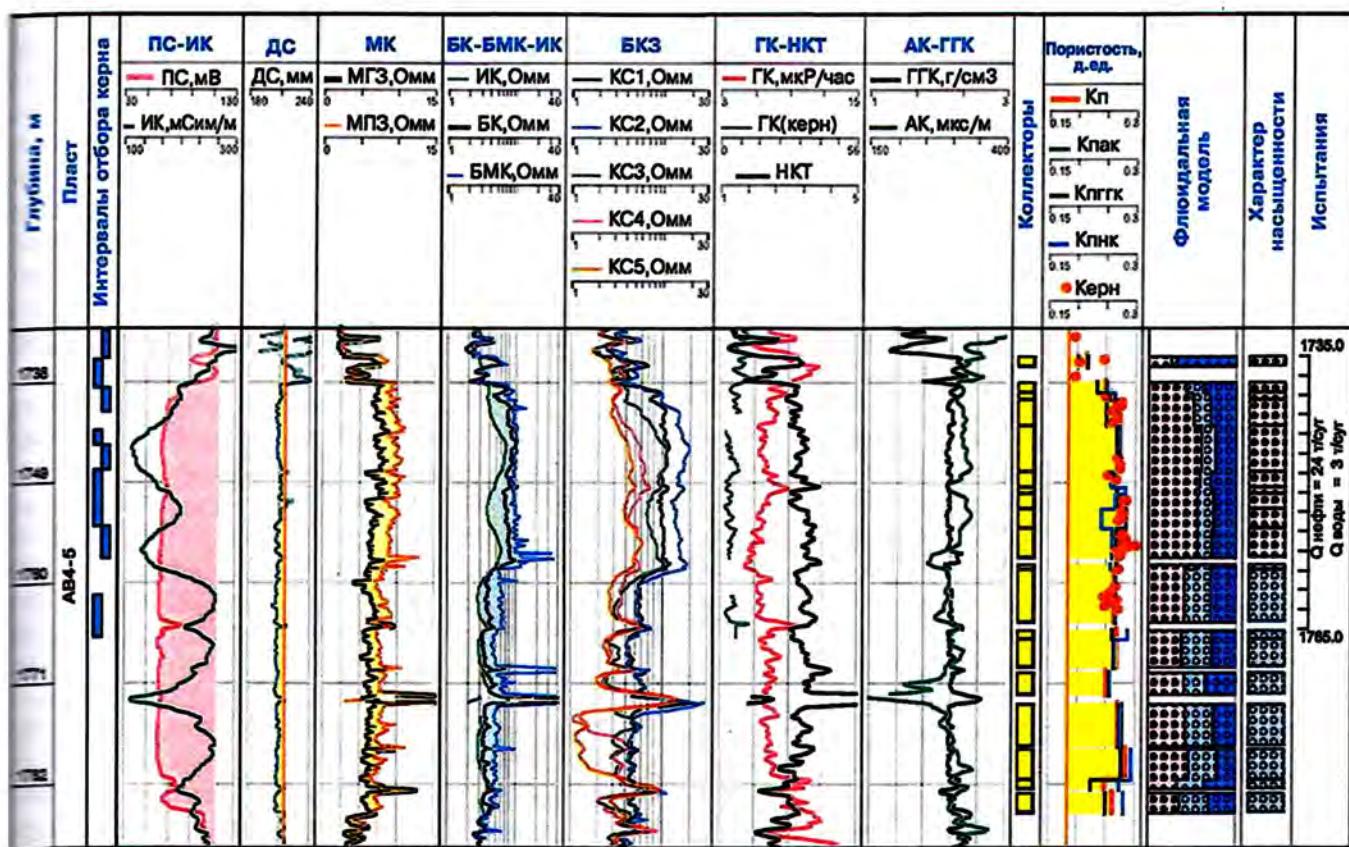


Рис. 7.2. Результаты комплексной интерпретации данных ГИС с помощью программы Solver

ния). Это позволяет в значительной степени преодолеть перечисленные выше отрицательные эффекты, а также искать решение в полном диапазоне допустимых значений свойств искомых параметров (например, для пористости и водонасыщенности от 0 до 100%). Возможности современных персональных компьютеров позволяют реализовать подобный математический аппарат для систем уравнений, содержащих не более девяти неизвестных.

Задачи выделения коллекторов и определения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, являющиеся важнейшими при подсчете запасов, реализуются в программе Solver по эмпирическим алгоритмам, обосновываемым авторами подсчета запасов для изучаемых объектов. Программа Solver позволяет использовать любые алгоритмы выделения коллекторов (по качественным признакам или количественным критериям) и разделения коллекторов по характеру насыщенности (по тем или иным установленным критериям).

Для каждого подсчетного объекта (пласта или группы пластов) программа позволяет рассчитать средневзвешенные значения параметров K_n и K_{n2} с учетом выделенных эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, сформировать необходимые таблицы, построить и вывести планшеты в любой заданной пользователем конфигурации с нанесением исходных кривых ГИС, результатов интерпретации, данных анализов керна, результатов испытаний и др.

На рис. 7.2 приведен пример, иллюстрирующий возможности программы Solver по определению подсчетных параметров по одной из скважин. В данном примере при определении подсчетных параметров использовались следующие алгоритмы.

Для выделения коллекторов использовались качественные признаки. Для оценки характера насыщенности коллекторов использовалась величина критической водонасыщенности K_e^* . При $K_e < K_e^*$ пласт продуктивный, при $K_e > K_e^*$ - водоносный. Величина K_e^* получена по результатам капилляриметрических исследований на образцах керна.

В настоящее время программа Solver применяется при выполнении работ по подсчету запасов многими производственными и научными организациями России и СНГ.

7.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС С ПОМОЩЬЮ КОМПЛЕКСА ПРОГРАММ LogTools

Комплекс программ LogTools предназначен для проведения обработки и комплексной интерпретации данных ГИС с целью получения и оценки каче-

ства геофизических параметров ЭК, ЭМК, РК и АК, построения интерпретационной модели изучаемого объекта, выделения коллекторов и количественного определения вещественного состава, емкостных характеристик и насыщенности пород в разрезе нефтегазовой скважины.

LogTools работает под управлением операционной системы Windows 95/98, 2000.

Выделяются следующие компоненты комплекса:

Управление данными. Импорт и экспорт данных ГИС в форматах LIS, LAS и ASCII. Хранение, удаление и восстановление данных. Просмотр, увязка, редактирование, фильтрация и дублирование кривых. Вывод на внешние устройства. Графический вывод. Редактирование LIS- и LAS-файлов.

Предварительная обработка каротажных данных. Расчет геофизических параметров ГК, ГГКП, НК, АК, ИК и др. методов, исправленных за влияние геолого-технических условий измерений, с учетом метрологических характеристик аппаратур. Выделение коллекторов по качественным признакам.

Формирование интерпретационных моделей. Согласование априорной информации с результатами предварительной обработки и анализа каротажных данных. Формирование гипотетического строения исследуемой горной породы: выделение слагающих породу компонентов, определение вещественного состава и структуры компонентов, задание характеристик вертикальной и горизонтальной неоднородности исследуемого объема породы, установление размерности и параметров интерпретационной модели.

Комплексная интерпретация. Литологическое расчленение разреза с получением объемных параметров породы в рамках выбранной интерпретационной модели. Определение пористости и параметров насыщенности. Выделение коллекторов по количественным критериям.

Оценка качества первичных данных и результатов обработки и интерпретации. Статистический анализ и кросссплоттинг данных. Оценка соответствия данных опорным значениям и интерпретационной модели. Расчет погрешностей результатов обработки и достоверности комплексной интерпретации.

Документирование данных. Вывод на твердую копию результатов измерений, обработки и интерпретации и всей сопроводительной информации. Вывод графической информации на принтер и графические файлы. Оформление и вывод страниц графических и табличных иллюстраций и текста заключения.

Входными данными программы являются первичные каротажные кривые, выходными - кривые и гистограммы геофизических и геологических парамет-

ров, таблицы параметров обработки и интерпретации, интерпретационные модели и т.д.

Единицей хранения данных в программах является “кривая-объект” (кривая, волновая картина, спектр и т.д.), измеренная на определенном интервале глубин. Кривые-объекты могут организовываться в планшеты, под которыми понимается их совокупность, принадлежащая одной скважине. Кроме каротажных данных и результатов обработки к кривой-объекту может относиться сопроводительная информация различных типов (частично редактируемая).

Информация, которой оперирует комплекс, включает также:

- априорные (в том числе керновые) данные различного содержания и назначения;
- банк интерпретационных зависимостей для учета геолого-технических условий проведения измерений в скважине;
- описания пород и минералов, входящих в состав породы;
- петрофизические зависимости, связывающие геофизические параметры с компонентным составом пород и насыщающих породу флюидов;
- данные статистического анализа результатов измерений, обработки и интерпретации.

LogTools сочетает возможности гибкого интерфейса интерактивной обработки данных для квалифицированного пользователя с возможностью выделения из него и настройки отдельных блоков (пакетов) для использования в полуавтоматическом и автоматическом режимах при массовой обработке геофизической информации.

Ориентация на стандартные форматы обмена каротажными данными (LIS и LAS) обеспечивает открытость комплекса и создает возможность его эффективного использования в более крупных системах обработки и интерпретации.

LogTools позволяет проводить анализ и принимать решения по качеству входной и выходной информации, основываясь на синтезе результатов решения прямых и обратных задач.

Диапазон охвата условий измерений как по техническим факторам, так и по геологическим характеристикам пород также выгодно отличает комплекс LogTools от аналогов.

Являясь элементом современной технологии проектирования ГИС, LogTools обладает необходимым набором программных средств обработки, анализа и интерпретации данных, получаемых новейшими отечественными цифровыми приборами.

Высокая надежность и простота обучения способствуют применению комплекса в производственных организациях.



Рис. 7.3. Схема взаимодействия данных в процессе обработки

Методические основы обработки и интерпретации данных ГИС в LogTools.

Реализованные в LogTools методики основаны на организации взаимодействия между тремя основными объектами (рис. 7.3):

- каротажными данными - результатами измерений в соответствующих геолого-технических условиях;
- априорными данными об исследуемом геологическом объекте, не зависящими от каротажных данных;
- теоретическими данными, полученными с помощью аппарата имитационного моделирования для заданных геолого-технических условий по априорным данным.

Комплекс LogTools по сути является инструментарием. Он состоит из набора программ, позволяющих выполнить те или иные процедуры обработки и интерпретации данных. Процесс работы с программами преимущественно интерактивный. Программы предлагают решения, а пользователь выбирает из них те, которые удовлетворяют его представлениям. При таком (кстати, типовом для геофизических обрабатывающих программ) подходе первоначальная технология работы сильно обобщена и не формализована (например, нужно ввести данные, подготовить их для интерпретации, провести интерпретацию и оформить полученные результаты в виде заключения и/или твердой копии).

Детализация технологии требует предварительной настройки на решаемую задачу и исследуемый объект и многократных прогонов данных через программы-инструменты. Если цель достигнута и получаемые результаты удовлетворяют пользователю, “выстроенную в голове” последовательность действий можно “закрепить” в виде пакетного варианта работы с программами комплекса.



Рис. 7.4. Примерная схема работы с LogTools

Пример типовой схемы работы с комплексом приведен на рис. 7.4. В схеме можно выделить два этапа - предварительную обработку (первые 6 прямоугольников) и интерпретацию.

Предварительная обработка сводится к анализу и преобразованию первичных данных. Этот этап чрезвычайно важен. Не многие отечественные обрабатывающие системы выделяют его в качестве самостоятельного. Суть предварительной обработки сводится к получению из первичных данных ГИС оцененных геофизических параметров, приведенных к единым условиям измерений в скважине. Технология предварительной обработки, кроме традиционного количественного преобразования первичных данных, предусматривает выполнение процедур контроля и оценки качества получаемых выходных геофизических параметров. Для каждого геофизического параметра рассчитывается суммарная погрешность (кривая "достоверности"), включающая аппаратурную погрешность и погрешности, возникающие за счет неконтролируемого влияния скважинных условий измерений. Кривая "достоверности" параметра применяется в дальнейшем при определении подсчетных параметров.

Интерпретация. Предлагаемые в программном обеспечении LogTools схемы решения задач несколько отличаются от распространенных способов оценки параметров породы, основанных на применении связей типа "керн-керн" или "керн-ГИС". Незави-

симо от сложности таких связей и их числа процедура обработки технически осуществляется с помощью любого программируемого калькулятора (в том числе и имеющегося в LogTools). Перенос (экстраполяция) зависимостей на новые объекты исследований требует специальных экспериментальных обоснований. Время, затрачиваемое на такие обоснования, обычно не удовлетворяет темпам проведения интерпретации. Комплекс LogTools, предусматривая возможность применения статистических связей, предлагает схему интерпретации, основанную на результатах теоретического (имитационного) моделирования геофизических параметров.

Имитационное моделирование включает множество аспектов, связанных с формализацией и построением различных моделей на физико-математическом и геологическом уровнях, созданием эффективного (быстродействующего) аппарата решений прямых задач, методов теоретического воспроизведения данных ГИС и т.д. Основное назначение имитационного моделирования при проведении обработки данных ГИС - обеспечение пользователя независимой теоретической информацией по анализируемым методам и средствами (алгоритмами) применения этой информации для получения количественных оценок.

Современный уровень разработки аппарата имитационного моделирования таков, что позволяет "воспроизводить" теоретические кривые, полностью идентичные фактическим. Когда такой необходимости нет, применяется одна из частных функций аппарата - получение для всех методов, участвующих в интерпретации, и единой физической модели изучаемого объекта многомерных интерпретационных зависимостей (системы петрофизических уравнений).

Определение подсчетных параметров

Оценка вещественного состава и определение пористости пород основаны на применении специально создаваемой для исследуемого объекта интерпретационной модели. Интерпретационная модель - это система, объединяющая:

- а) модель горной породы;
- б) модель условий измерений;
- в) петрофизические модели методов, участвующих в решении задачи;
- г) представления о размерности и оптимальности геофизического пространства решения задачи и точности получаемых результатов.

Интерпретационная модель обеспечивает связь геофизических параметров с параметрами физической модели горной породы (рис. 7.5). При этом LogTools оперирует не только петрофизическими уравнениями, универсальными для широкого класса



Рис. 7.5. Элементы интерпретационной модели

са пород-коллекторов осадочных отложений, но также предоставляет возможность введения "частных связей" для отдельных геофизических параметров.

Сформировать интерпретационную модель - значит выполнить ряд операций, связанных с "настройкой" системы петрофизических уравнений на исследуемый объект и решаемую задачу. Для этого нужно в соответствии с имеющейся априорной геологической информацией создать физическую модель исследуемого объекта (LogTools предоставляет такую возможность) и определить размерность интерпретационной модели. Размерность интерпретационной модели соответствует числу геофизических параметров (методов ГИС), позволяющих с приемлемой точностью решить задачу количественной оценки компонентов породы. Выбираются методы, чувствительные к изменению компонентного состава пород (в рамках созданной физической модели) и обеспеченные необходимыми зависимостями для количественной оценки этих изменений.

Физическая модель горной породы включает формализованные описания:

- твердой фазы;
- насыщающих флюидов;
- структуры порового пространства;
- структуры твердой фазы породы;
- характера взаимодействия между твердой и жидкими фазами.

Каждый компонент характеризуется признаком принадлежности твердой фазе породы (матрице, цементу) или поровому пространству и может содержать примеси различных элементов (бора, железа, урана и тория). Для компонентов твердой фазы пород введено различие по размеру частиц, слагающих компонент, а именно: компонент может быть псамитовым, алевритовым или пелитовым. Поровое пространство может быть представлено сочетанием межгранулярных пор, каверн и трещин. Под общей пористостью (K_n) понимается общий объем, занима-

емый флюидами, под коэффициентами водо- и нефтегазонасыщенности (K_w и K_{ng}) - доля общей пористости, занимаемая соответствующими флюидами в незатронутой проникновением зоне породы, под коэффициентами остаточной водо- и нефтегазонасыщенности (K_{wo} и K_{nco}) - доля общей пористости, занимаемая этими флюидами в промытой зоне. То есть предполагается, что промытая зона (в физически неизолированных зонах порового пространства) не содержит подвижных флюидов, кроме фильтрата промывочной жидкости. Эта часть пористости рассчитывается как доля общей пористости, занимаемая подвижными флюидами: $K_{n,d} = K_n(1 - K_{wo} - K_{nco})$ и принимается за динамическую пористость.

Процедура формирования интерпретационной модели выглядит как задача переборного типа:

- 1) определение параметров физической модели;
- 2) расчет теоретических (имитация) геофизических параметров для методов, участвующих в комплексе;
- 3) сопоставление теоретических параметров с фактическими (исправленными за условия измерений в скважине).

Критерии сходимости теоретических и фактических параметров и средства их анализа могут быть различными для разных методов и зависят от полноты и качества используемой априорной информации. Если расхождения превышают допустимые пределы, а достоверность фактических данных не вызывает сомнений, корректируются параметры физической модели и повторяются операции 2) - 3). Для установления соответствия физической модели данным ГИС и выявления систематической погрешности последних в LogTools дополнительно применяются элементы межскважинной корреляции геофизических параметров для одного и того же объекта исследований.

При наличии математического описания интерпретационной модели задача оценки параметров модели является классической задачей нелинейного программирования. С учетом потребности пользователя в постоянном визуальном просмотре информации на всех этапах обработки в LogTools реализована графоаналитическая схема решения задачи, обеспечивающая высокую скорость и достаточную точность получения результатов.

В LogTools предусмотрен расчет погрешности определения основного подсчетного параметра - пористости, отражающей качество входных петрофизических кривых и интерпретационной модели.

Выделение коллекторов в LogTools осуществляется как по качественным признакам, так и по количественным критериям (при известных граничных значениях параметров).

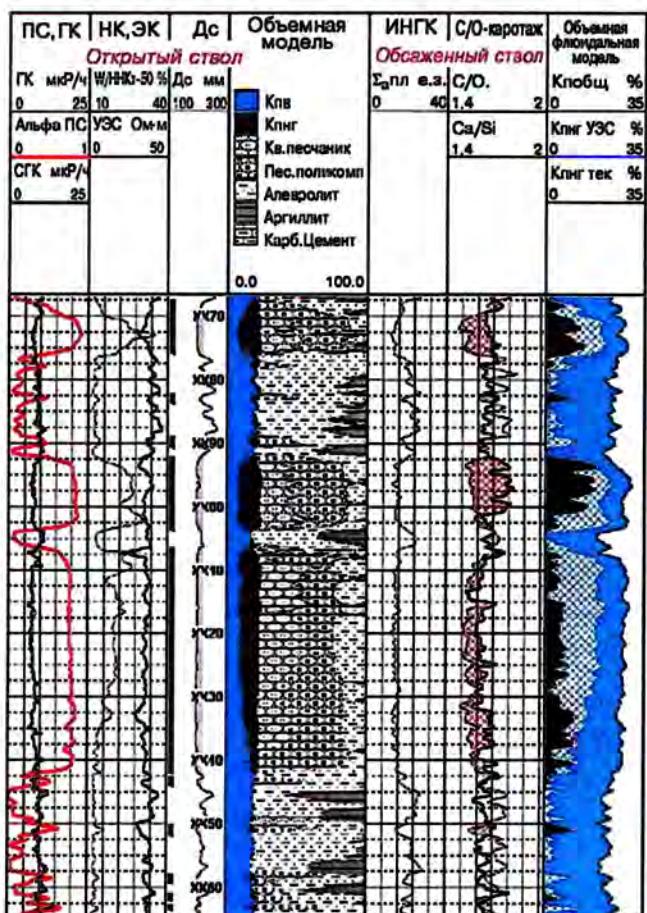


Рис. 7.6. Пример результатов LogTools при совместной интерпретации данных ГИС в открытом и обсаженном стволе скважины (Самотлорское месторождение)

Задача выделения коллекторов не является единовременной процедурой, а охватывает весь процесс интерпретации. По мере углубления обработки новая информация используется для уточнения интервалов коллекторов. К моменту определения нефтегазонасыщенности процедура выделения коллекторов завершается. Обычно "качественный" этап выполняется после предварительной обработки. "Количественный" этап выполняется после оценки параметров объемной модели и определения пористости.

Для определения нефтегазонасыщенности пластов в LogTools реализованы различные подходы с использованием петрофизических уравнений, связывающих УЭС пласта, пластовой воды и пористости, и геофизических параметров стационарных и импульсных методов РК и АК.

Достоверность получения основных подсчетных параметров с помощью LogTools оценивалась при многочисленных сопоставлениях с результатами исследований керна и сравнении с результатами независимых программных комплексов и методик.

На рис. 7.6 приведен пример визуализации результатов LogTools при совместной обработке данных ГИС в открытом и обсаженном стволе скважины.

7.3. ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ДРУГИХ ПАРАМЕТРОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММЫ ELANPlus

Одной из зарубежных систем, весьма популярных в настоящее время, является программа ELANPlus (система GeoFrame, разработка GeoQuest, Schlumberger [1]), позволяющая рассчитать объемную модель породы, включая насыщающие ее флюиды, на основе совместного решения системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений. Рассмотрим принципы работы программы.

Связь между зарегистрированными данными картотажа и параметрами исследуемых пород можно описать математическими выражениями - петрофизическими зависимостями, набор которых формирует *петрофизическую модель породы*.

В алгоритмы, используемые при автоматизированной интерпретации, петрофизические зависимости включаются либо в виде конкретных уравнений, настроенных на конкретные отложения и являющихся, по сути, математическими выражениями зависимостей, используемых для "ручной" интерпретации, либо в общем виде для различных моделей пород. В последнем случае пользователю-интерпретатору необходимо задать набор петрофизических моделей адекватных породам исследуемых отложений, и ввести значения петрофизических коэффициентов.

Тогда набор петрофизических зависимостей с заданными коэффициентами представляет собой систему уравнений, решать которую можно либо последовательно (методом подстановки), либо совместно. При совместном решении всей системы петрофизических уравнений автоматически учитывается взаимовлияние различных искомых параметров и создаются условия для определения их оптимальных оценок, одновременно наилучшим образом удовлетворяющих комплексу всех геофизических данных. Петрофизическая модель породы может быть представлена в следующих основных формах: в объемной (содержание каждого компонента (минерала, флюида и т.д.) в единице объема породы) или в относительной (через коэффициенты пристости, нефтенасыщенности, глинистости и т.д.). Модель породы, описываемая через объемное содержание компонентов, называется объемной моделью породы.

В ELANPlus пользователь задает перечень искомых компонентов объемной модели породы, набор петрофизических зависимостей и петрофизические коэффициенты, с помощью которых оценивается

объемное содержание каждого из входящих в этот перечень компонентов.

Количество компонентов модели

Задание количества компонентов модели обусловлено как литологическим составом исследуемых отложений, так и полнотой выполненных комплексов ГИС. Взаимосвязь количества компонентов и количества методов ГИС очевидна: для определенности решения системы петрофизических уравнений количество неизвестных должно равняться количеству уравнений. Неизвестными являются содержание компонентов объемной модели породы, уравнениями - петрофизические зависимости, описывающие связь между показаниями каждого отдельного метода каротажа и набором компонентов. Количество искомых параметров может быть на единицу больше количества используемых для интерпретации кривых ГИС, так как по умолчанию в систему включается уравнение баланса объемов (условие равенства суммы всех рассчитываемых компонентов единице). Например, базовый комплекс из 6 кривых ГИС (ИК, БК, ПС, АК, НК, ГГК) позволяет задавать 7 компонентов модели породы.

Чем детальнее задается модель литологии, тем более достоверны результаты обработки. При достаточной информативности и полноте комплекса ГИС возможно моделирование и количественная оценка литологических и емкостных характеристик самых разнообразных типов отложений с различными структурами порового пространства.

Перечень компонентов

Как правило, выбор компонентов модели основывается на доступной априорной геологической информации:

- описание керна, шлама;
- описание шлифов;
- результаты определения петрофизических характеристик на образцах керна;
- результаты испытаний и опробования пластов (для задания типа пластового флюида).

Одним из обязательных условий достоверности интерпретации является информативность используемого комплекса ГИС и его чувствительность к содержанию в разрезе тех или иных литологических разностей. Поэтому при задании перечня вещественных компонентов модели породы важно осознавать сколько корректно может быть решена задача их количественной оценки по имеющемуся комплексу.

На выбор конкретных компонентов часто влияет неполнота геологической информации. Так, по списанию керна и результатам лабораторного анализа не всегда представляется возможным выявить минеральный состав глинистого материала. В этом случае глинистые компоненты могут быть за-

даны не как конкретные минералы (иллит, монтмориллонит и т.д., возможные для включения глинистой фракции в модель породы), а как порода "глина". Особенностью задания объемной модели пород в программе ELANPlus является то, что в модель породы включаются не объем порового пространства, а объемы всех заполняющих его флюидов. Таким образом, объем порового пространства как компонент непосредственно не задается, являясь суммой объемов заполняющих его флюидов. Например, объемная модель нефтенасыщенной терригенной породы может быть описана следующими 7 компонентами:

- скелета: песчаник, полевой шпат, глинистый материал;
- порового пространства через содержание флюидов в зоне проникновения и незатронутой части пласта: вода в зоне проникновения, нефть в зоне проникновения, вода и нефть в незатронутой проникновением части пласта.

В общем виде такая модель может быть описана суммой следующих компонентов:

$$\begin{aligned} V_{\text{породы}} &= V_{\text{матр}} + V_{\text{сух.глин}} + V_{\text{пор}} = \\ &= V_{\text{матр}} + V_{\text{сух.глин}} + V_{\text{св.воды}} + V_{\text{своб.воды}} + V_{\text{неф}} = 1. \end{aligned}$$

Система петрофизических зависимостей

Выше уже разъяснялась важность подбора адекватных модели пород петрофизических зависимостей. ELANPlus предоставляет широкий выбор для задания уравнений линейного и нелинейного типа.

Стандартная линейная петрофизическая зависимость описывается следующим образом:

$$P_n = k_{n1} \cdot V_1 + k_{n2} \cdot V_2 + \dots + k_{ni} \cdot V_i,$$

где P - показания геофизического метода, исправленные за условия измерений; n - количество информативных методов ГИС, используемых для интерпретации; V_i - объемное содержание i -го компонента; i - количество рассчитываемых объемных компонентов породы; k_{ni} - коэффициенты петрофизических зависимостей.

Библиотека нелинейных петрофизических зависимостей включает уравнения для методов электрометрии (Ваксмана-Смита, "двойной воды", Симанду и др.), нейтронного каротажа (в т.ч. и по надтепловым нейтронам), ПС и др.

Коэффициенты петрофизических зависимостей и оценка результатов

Конкретные значения коэффициентов петрофизических зависимостей устанавливаются по результатам анализа выполненных на образцах керна ис-

следований, сопоставлению различных видов каротажа и другой геолого-геофизической информации.

Программой ELANPlus по заданным компонентам модели породы, набору петрофизических зависимостей и петрофизическим коэффициентам рассчитываются объемные содержания заданных компонентов. Эффективность обработки повышается возможностями использования некоторых нетрадиционных средств: заданием уравнений-ограничений ("constraints") для искомых компонентов, установкой погрешностей ("uncertainty") измерений ГИС для минимизации их влияния на общее решение (в частности в условиях размытого ствола скважины), комбинированием ("combine") по различным условиям результатов обработки по нескольким моделям.

С помощью программы ELANPlus по заданной модели, комплексу ГИС и набору петрофизических коэффициентов количественно определяется компонентный состав пород, включая и пластовые флюи-

ды. Затем по полученной объемной модели рассчитываются (реконструируются) теоретические кривые отдельных методов, которые должны были бы быть зарегистрированы в породах с таким компонентным составом. Рассчитанные (синтетические) кривые сравниваются с исходными фактическими кривыми ГИС. В случае значительных расхождений изменяются петрофизические коэффициенты, изменяются или исключаются отдельные компоненты и процесс интерпретации повторяется. Сравнение проводится как визуально, так и по величине среднеквадратического отклонения.

Результаты определения параметров рассчитанной объемной модели сопоставляются с данными анализов керна или данными опробования, если такие имеются по конкретной скважине. При наличии такой информации в процессе интерпретации она может быть использована для корректировки отдельных компонентов объемной модели.

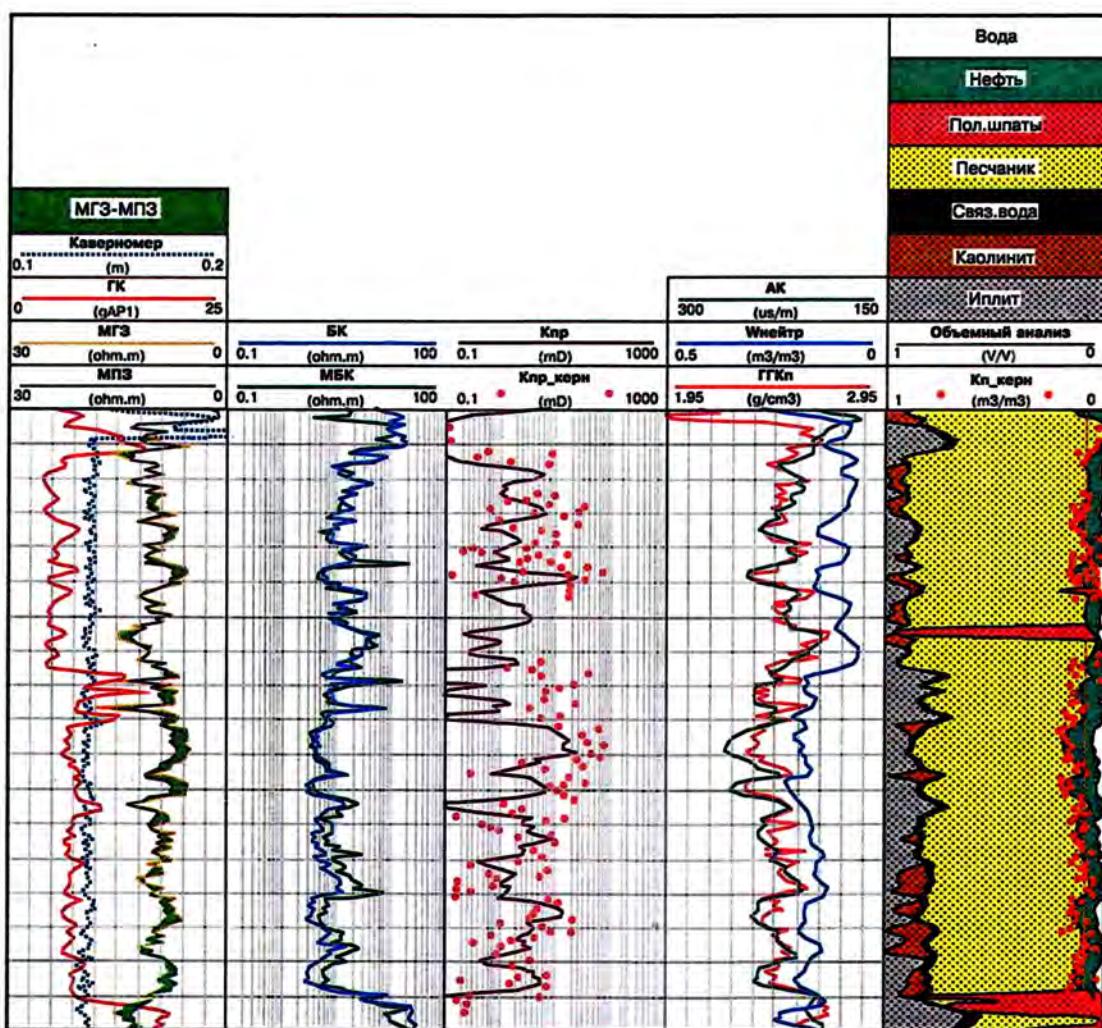


Рис. 7.7. Исходный комплекс ГИС, рассчитанная объемная модель разреза и сопоставление результатов определения коэффициентов пористости и проницаемости с данными керна

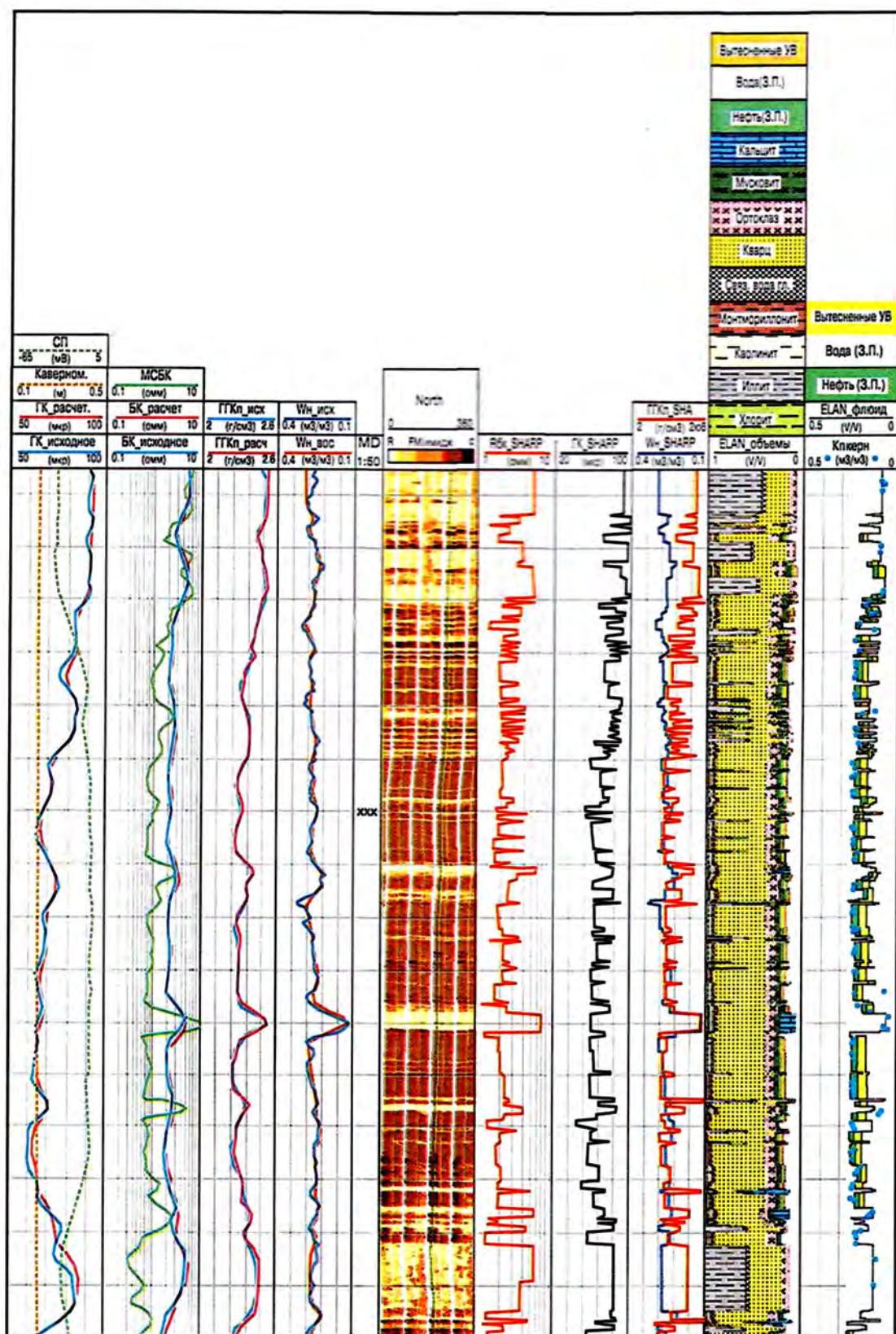


Рис. 7.8. Пример определения фильтрационно-емкостных параметров тонкослоистого разреза с помощью метода SHARP и программы ELANPlus

Определение подсчетных параметров по материалам ГИС с помощью программы ELANPlus

В программе ELANPlus переход от рассчитанной модели пород, представленной объемным содержанием компонентов матрицы и флюидов, к коэффициентам пористости, глинистости, водонасыщенности и другим параметрам выполняется с помощью подпрограммы Function. Пористость при этом рассчитывается как сумма объемов флюидов. В зависимости от поставленных задач, можно рассчитать различные виды коэффициентов пористости: коэффициент общей пористости как сумму объемов всех пустот, занятых флюидами; коэффициент открытой пористости, равный разности между коэффициентом общей пористости и объемом связанной воды в глинах, и т.д. Коэффициент насыщенности тем или иным флюидом определяется как отношение объема пор, занятых этим флюидом, к пористости. Выделение коллекторов и определение эффективных толщин проводится по величинам рассчитанных коэффициентов пористости, глинистости, водонасыщенности, проницаемости путем сравнения перечисленных коэффициентов с величинами нижних пределов параметров. Коэффициенты проницаемости рассчитываются с помощью соответствующего модуля подпрограммы Function на основании объемной модели.

На рис. 7.7 показан пример по одной скважине, где приведены: исходный комплекс ГИС, рассчитан-

ная объемная модель разреза и сопоставление результатов определения коэффициентов пористости и проницаемости с данными керна. Сопоставление величин коэффициентов пористости и проницаемости по ГИС и керну подтверждают высокие возможности программы ELANPlus для оценки фильтрационно-емкостных параметров пород. Литолого-минералогический состав скелетной части объемной модели в общих чертах согласуется с данными керна.

В тонкослоистых разрезах результаты методики SHARP в виде восстановленных значений геофизических параметров пропластков подаются на вход программы ELANPlus, с помощью которой рассчитывается объемная модель тонкослоистого разреза и определяются фильтрационно-емкостные параметры пропластков. Затем на основании нижних пределов проводится классификация пропластков на коллекторы и неколлекторы и определяются эффективные толщины, характер и степень насыщенности коллекторов. На рис. 7.8 показан пример определения фильтрационно-емкостных параметров тонкослоистого разреза с помощью методики SHARP и программы ELANPlus.

ЛИТЕРАТУРА

1. Schumberger. ELAN. Schumberger - Geo Quest, Houston - Texas.

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проницаемость является свойством пористой среды, в нашем случае горной породы, пропускать через себя различные флюиды; мерой ее служит коэффициент проницаемости, определение которого поддается к измерению скорости фильтрации флюида при определенном перепаде давления через единичный объем породы. Коэффициент проницаемости зависит от особенностей строения пустотного пространства пористой среды, физических свойств фильтрующегося флюида и природы физико-химического взаимодействия флюида и пористой среды.

В нефтяной геологии различают проницаемость абсолютную, фазовую, эффективную и относительную.

Абсолютной называют проницаемость породы при фильтрации однородной жидкости или газа при отсутствии физико-химического взаимодействия флюида с породой и при условии полного заполнения пустотного пространства породы фильтрующимся флюидом. В практике геологоразведочных работ в качестве основной фильтрационной характеристики породы используют абсолютную проницаемость по газу $K_{\text{пп}}$.

Для характеристики фильтрационных свойств породы при многофазной фильтрации нескольких флюидов (нефти, газа и воды) используют *фазовую проницаемость* $K_{\text{пп.ф}}$, которая отражает проницаемость породы при движении одного из флюидов при одновременном присутствии в пустотном пространстве других флюидов.

Используется в нефтяной геологии и другой параметр - *эффективная проницаемость* $K_{\text{пп.эф}}$, являющаяся частным случаем фазовой; эффективная проницаемость - это проницаемость породы по газу или нефти при одновременном присутствии в породе статочной воды.

Для характеристики фильтрационных свойств породы-коллектора используется параметр *относительная фазовая проницаемость* $K_{\text{пр.отн}}$, которая от-

ражает отношение фазовой проницаемости для какого-либо флюида к абсолютной проницаемости:

$$K_{\text{пр.отн}} = \frac{K_{\text{пп.ф}}}{K_{\text{пп}}}.$$

Относительная фазовая проницаемость наиболее широко используется при гидродинамических расчетах для обоснования коэффициентов извлечения нефти и при проектировании разработки, в связи с чем в настоящей работе методика ее определения не рассматривается за исключением вопросов, касающихся оценки характера насыщенности с использованием кривых капиллярного давления (см. раздел 4.3). Величина относительной проницаемости практически всегда меньше единицы.

Проницаемость может определяться прямым способом по результатам фильтрации пластовых флюидов или их моделей через горную породу. К числу прямых определений относятся определения по керну и по результатам испытания пластов в открытом стволе или колонне. К числу косвенных определений относятся определения по результатам количественной интерпретации данных некоторых видов каротажа - ЭК, ЯМК и др. Перечисленные методы подробно описаны ниже. К сожалению, наиболее часто определение проницаемости при подсчете запасов реализуют с использованием петрофизических связей пористости с проницаемостью; значения пористости при этом получают в результате количественной интерпретации данных ГИС (см. раздел 5). Это связано в целом с невысокой достоверностью определения $K_{\text{пп}}$ по данным ГИС.

Наибольший объем прямой информации о проницаемости пород-коллекторов в процессе геологоразведочных работ на нефть и газ получают по результатам исследования керна. По керну абсолютная газопроницаемость определяется при стационарной и нестационарной фильтрации азота или воздуха на образцах стандартного (диаметром около 30 мм) или большого (диаметром 80 - 100 мм) размера. Предварительно образцы экстрагируются органическими растворителями от нефти и битумов.

Необходимо подчеркнуть, что определения абсолютной газопроницаемости K_{np} отражают фильтрационную характеристику матрицы породы при фильтрации газа при низком давлении в пустотном пространстве. При необходимости оценки фазовой проницаемости по нефти по величине K_{np} необходимо учесть поправку Клинкенберга [2], а при оценке фазовой проницаемости в зоне непредельного насыщения - кривые относительной фазовой проницаемости.

8.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС

8.2.1. Определение проницаемости по данным электрического (электромагнитного) каротажа

Возможность оценки проницаемости (гидравлической проводимости) пород-коллекторов по данным электрического (электромагнитного) каротажа доказана многочисленными практическими результатами, полученными различными исследователями. Физической основой возможности оценки гидравлической проводимости или проницаемости пласта по данным ГИС является полная аналогия между гидравлическими и электрическими полями. Различие состоит лишь в следующем. Гидравлическая проводимость определяет фильтрацию материального флюида, происходящую по взаимосвязанным свободным порам, размер которых превышает некоторую граничную величину. Электрическая проводимость определяется в статических условиях по протеканию электрического тока, который при заполнении пор электропроводящей водой течет не только по взаимосвязанным свободным каналам, но и по порам, в которых вода при гидравлических измерениях остается неподвижной, т.е. является связанный.

В гидромеханике применительно к фильтрации флюидов через пористые среды совместно решали уравнения Пуазейля и Дарси для идеального грунта, в котором поры представлены пучком параллельных цилиндрических капилляров (трубок тока) постоянного сечения радиусом r_{tt} , формирующими поровый объем с коэффициентами пористости $K_{n,tt}$ и гидравлической проницаемости K_{np} . В результате получено следующее уравнение [2]:

$$K_{np} = \frac{r_{tt}^2 K_{n,tt}}{8}. \quad (8.1)$$

Проведенный анализ уравнения Дахнова-Арчи приводит к мысли, что и в реальных пористо-проницаемых средах с межзерновой пористостью электрический ток течет также по прямолинейным труб-

кам тока. Исходя из этого, уравнение Дахнова-Арчи можно представить в следующем виде:

$$P_n = \frac{\rho_{an}}{\rho_n} = \frac{a_n}{K_n^m} = \frac{1}{K_n^m / a_n} = \frac{1}{K_{n,tt}}, \quad (8.2)$$

где $K_{n,tt}$ - это не что иное, как относительная электрическая проводимость (или обратная величина относительного сопротивления) прямолинейной трубы в водонасыщенном образце породы.

Для определения K_{np} по формуле (8.1) должны браться эффективные значения $K_{n,tt}$ и r_{tt} , т.е. $K_{n,tt,\text{эфф}} = K_{n,tt}(1 - K_{so})$ и $r_{tt,\text{эфф}} = r_{tt}(1 - K_{so})$.

Что касается радиуса трубы тока, то он непосредственно по материалам ГИС не определяется, но научной школой В.Н. Дахнова при использовании уравнения Козени-Кармана в середине 1950-х годов [10] для некоторых условий было найдено решение этой задачи путем замены r_{tt} на некую относительно мало меняющуюся величину толщины пленки связанный воды τ_{ce} . Принимая во внимание что радиус трубы тока (или средний радиус пор в общепринятом понимании) по предложению Блэкка, сделанному в 1921 г. [6], определяется удвоенным отношением объема пор V_n к смачиваемой поверхности пор S_{ce} согласно уравнению $r_{tt} = 2V_n/S_{ce}$, нетрудно видеть, что, введя в последнее уравнение K_{so} , можно найти $r_{tt} = 2\tau_{ce}/K_{so}$. Подставив эффективные значения $K_{n,tt,\text{эфф}}$ и $r_{tt,\text{эфф}}$ совместно с τ_{ce} в уравнение (8.1), получим:

$$K_{np} = \frac{\tau_{ce}^2 K_{n,tt} (1 - K_{so})^3}{2K_{so}^2}. \quad (8.3)$$

По определению Вендельштейна Б.Ю. [8] для некоторых условий толщина пленки связанный воды меняется в относительно небольших пределах $0,4 < \tau_{ce} < 0,7$ мкм. Благоприятными условиями применения последнего положения может быть формирование коллекторов из хорошо отсортированных зерен с закономерно меняющимся размером в глубине (трансгрессивно-регressive перемещения береговой линии моря). При этом пористость коллектора на разных глубинах, как правило, одинаково высокая, а проницаемость меняется от нуля при $K_{so} \rightarrow 1$ в мелководных участках до максимального своего значения при $K_{so} \rightarrow 0$ в крупнозернистых участках коллектора.

С учетом (8.2) уравнение (8.3) можно записать в виде:

$$K_{np} = \frac{c K_n^m (1 - K_{so})^3}{K_{so}^2}, \quad (8.4)$$

где $c = \tau_{ce}^2 / 2a_n$. Показатель степени m в первом приближении для оценочных расчетов можно принять равным 2, тогда

$$K_{np} = \frac{c K_n^2 (1 - K_{so})^3}{K_{so}^2}, \quad (8.5)$$

где постоянная размерная величина c в каждом конкретном случае должна предварительно уточняться по данным керна, приведенным к пластовым условиям. Для оценочных определений в первом приближении можно брать значения $c = 0,15$ мкм, тогда размерность K_{np} будет в мкм².

Величина K_{so} определяется по ГИС через максимальное значение P_n в предельно нефтенасыщенных коллекторах. Наиболее достоверные значения K_{so} могут быть получены в пластах, где K_{so} не превышает 0,4.

Значения K_n определяются по ЭК, АК, ГГК или по комплексу ГИС.

Не вдаваясь в подробности, можно указать, что формулу (8.1) можно использовать не только для оценки абсолютной проницаемости, введя поправку за K_{so} как в $K_{n,tt}$, так и в r_{tt} через $(1 - K_{so})^3$, но и оценивать фазовую проницаемость по воде при известном значении K_n , используя уравнение

$$K_{np,n} = \frac{r_{tt}^2 K_{n,tt} (K_n - K_{so})^3}{8}, \quad (8.6)$$

или фазовую проницаемость по нефти, имея в виду, что $K_n = 1 - K_o$

$$K_{np,o} = \frac{r_{tt}^2 K_{n,tt} (1 - K_{so})^3}{8} = \frac{r_{tt}^2 K_{n,tt} K_o^3}{8}. \quad (8.7)$$

Поделив значения фазовых проницаемостей на абсолютное ее значение, получаются относительные проницаемости \bar{K}_{np} по воде

$$\bar{K}_{np,n} = \frac{K_{np,n}}{K_{np}} = \frac{(K_n - K_{so})^3}{(1 - K_{so})^3} = \bar{K}_n^3 \quad (8.8)$$

и соответственно - \bar{K}_{np} по нефти

$$\bar{K}_{np,o} = \bar{K}_o^3 = (1 - \bar{K}_n)^3, \quad (8.9)$$

где \bar{K}_n и \bar{K}_o - нормированные значения K_n и K_o с учетом K_{so} .

Входящие в последние формулы значения K_n и K_o определяются через параметр насыщенности, рассчитанный по ЭК на различных глубинах переходной зоны водонефтяного пласта.

Возможности оценки проницаемости по другим формулам. В предшествующих рекомендациях [11] дана достаточно исчерпывающая подборка формул различных авторов, суть которых сводится к обобщенной формуле Тимура для определения абсолютной проницаемости

$$K_{np} = A K_n^a K_{so}^{-c}, \quad (8.10)$$

в которой A - постоянная, подбираемая калибровкой и по величине зависящая от выбора размерности входящих в формулу параметров; a и c - структурные коэффициенты, значения которых определяются в конкретных условиях подбором для лучшего совпадения расчетного значения проницаемости с измеренным на кернах. Судя по оценкам самих авторов различных формул, их использование в конкретных геологических условиях давало удовлетворительные результаты. Из этого можно сделать оптимистический вывод, что по данным ГИС можно в каждом конкретном случае при наличии на первых порах калибровочных материалов достаточно надежно оценивать, а в ряде случаев и определять, коэффициент проницаемости. Об этом свидетельствуют и довольно однозначные корреляционные двухмерные и многомерные связи, которые использовались здесь ранее.

8.2.2. Метод ядерно-магнитного томографического каротажа

Одной из наиболее важных особенностей ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК) в сильном искусственном магнитном поле является возможность определять с его помощью проницаемость по всему разрезу скважины, причем непосредственно в процессе каротажа. Эта уникальная возможность обусловлена тем, что метод ЯМТК позволяет находить распределение пор по размерам в осадочных горных породах, знание которого, в свою очередь, позволяет рассчитывать величину проницаемости. Физические принципы, лежащие в основе определения структуры порового пространства горных пород методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), более подробно рассмотрены в разделе 5.7. Определение проницаемости позволяет прогнозировать дебиты и, следовательно, оптимизировать программы заканчивания скважин и интенсификации притоков, уменьшая при этом затраты на отбор керна и испытания скважин.

В настоящее время за рубежом используются три основных методики определения проницаемости по данным ЯМР [1, 16 - 18]. Отличительной их особенностью является то, что все они основаны на эмпирических соотношениях, полученных в результате обобщения данных лабораторных исследований образцов горных пород. Ниже приведены основные соотношения для расчета проницаемости, используемые в этих методиках.

Модель Тимура:

$$K_{np} (\text{мД}) = \frac{c (10^{-1} \cdot K_n)^a}{W_{ce}^c}, \quad (8.11)$$

где K_n - пористость (в процентах); $W_{ce} = (K_n - ИСФ)$ - содержание связанной воды в объеме породы (в процентах), включающее капиллярно связанную воду и воду глин; ИСФ - индекс свободного флюида; c , a и ν - эмпирические константы.

Модель Тимура-Коутса:

$$K_{np}(\text{мД}) = c(10^{-1} \cdot K_n)^a \left(\frac{\text{ИСФ}}{W_{\text{кан.св}}} \right)^\nu, \quad (8.12)$$

где $W_{\text{кан.св}}$ - содержание капиллярно связанной воды в объеме породы.

В указанных выше формулах численные значения констант c , a и ν подбираются для каждого типа пород на основе соответствующих лабораторных измерений на образцах этих пород. Примерные значения этих констант составляют: $c \sim 1$; $a \approx 4$, $\nu \approx 2$.

Значения W_{ce} , $W_{\text{кан.св}}$ и ИСФ определяются по спектру времен релаксации с помощью специальных отсечек, позволяющих разделить воду на подвижную, капиллярно связанную и воду глин в поровом объеме породы. Значения этих отсечек определяются при лабораторных ЯМР-исследованиях соответствующих типов пород.

Модель среднего логарифмического времени релаксации t_2 :

$$K_{np}(\text{мД}) = c K_n^a t_{2ML}^\nu, \quad (8.13)$$

где t_{2ML} - среднее логарифмическое время релаксации (мс). Оно определяется непосредственно из спектра времен поперечной релаксации по формуле

$$t_{2ML} = \exp \left(\frac{\sum \Delta K_{ni} \cdot \ln t_{2i}}{K_n} \right), \quad (8.14)$$

где ΔK_{ni} - парциальная пористость, соответствующая времени релаксации t_{2i} (мс). Значения эмпирических констант для этой модели приближенно равны: $c \approx 10^{-4}$; $a = 4$, $\nu = 2$.

Главный недостаток первых двух из рассмотренных моделей заключается в невозможности априорно определить с достаточной точностью значения отсечек в спектре времен релаксации, которые позволяют разделить воду на связанную и подвижную. Кроме того, сильная зависимость результата расчета от содержания связанной воды, точность определения которой при ЯМТК является весьма низкой из-за потери коротких компонент времен релаксации, также может приводить к значительным ошибкам в определении проницаемости.

Еще одним недостатком, присущим уже всем трем моделям, является большая вариабельность эмпирических констант, входящих в расчетные соотношения для проницаемости [17]. При этом существенно

может изменяться не только коэффициент c , но и показатель степени ν .

Другим подходом к определению проницаемости по данным ЯМТК является ее расчет непосредственно по спектру времен поперечной релаксации t_2 . В основе этого подхода лежит решеточная модель порового пространства горных пород [12]. В этой модели поровое пространство представлено в виде трехмерной кубической решетки капилляров. Ее отличие от аналогичных моделей подобного типа заключается в способе учета распределения пор по размерам. Этот способ основан на том, что пористая среда разбивается на большое число одинаковых кубических ячеек. Структура пор во всех ячейках одинакова. Отличие между ячейками заключается лишь в размере пор r . Распределение размеров пор по ячейкам описывается некоторой функцией $f(r)$, которая может быть определена непосредственно по спектру времен поперечной релаксации. Эта возможность, в свою очередь, основана на том, что время поперечной релаксации в поре пропорционально ее размеру. Исходя из этих представлений, для расчета проницаемости было получено выражение:

$$K_{np} = \frac{0,07}{a_0^2} \int_0^{a_0} dr_2 \int_0^{a_0} \frac{(r_1 r_2)^4}{r_1^4 + r_2^4} f(r_1) f(r_2) dr_1, \quad (8.15)$$

где a_0 - размер кубических ячеек; r_1 и r_2 - переменные интегрирования.

Преимуществом этой модели является отсутствие необходимости использовать отсечки для разделения воды на связанную и свободную, а также то, что вместо трех лишенных физического смысла эмпирических констант (c , a и ν) используется только одна - поверхностная релаксационная активность ρ . Этот параметр представляет собой коэффициент пропорциональности в соотношении, связывающем время релаксации с объемом и площадью поверхности пор $\rho t_2 = V/S$.

К недостаткам модели следует отнести то, что лежащая в ее основе решеточная модель порового пространства применима главным образом к зерновым типам горных пород и весьма условно может быть использована для пород с трещинной и каверновой пористостью.

В качестве примера на рис. 8.1 представлены результаты расчетов проницаемости по данным ЯМТК по каждой из рассмотренных выше четырех методик (сплошные линии в колонках 5 - 8). Точками на рисунке показаны результаты лабораторных измерений проницаемости на образцах керна (с поправкой на пластовые условия). При расчетах проницаемости по данным ЯМТК и графическом представлении исход-

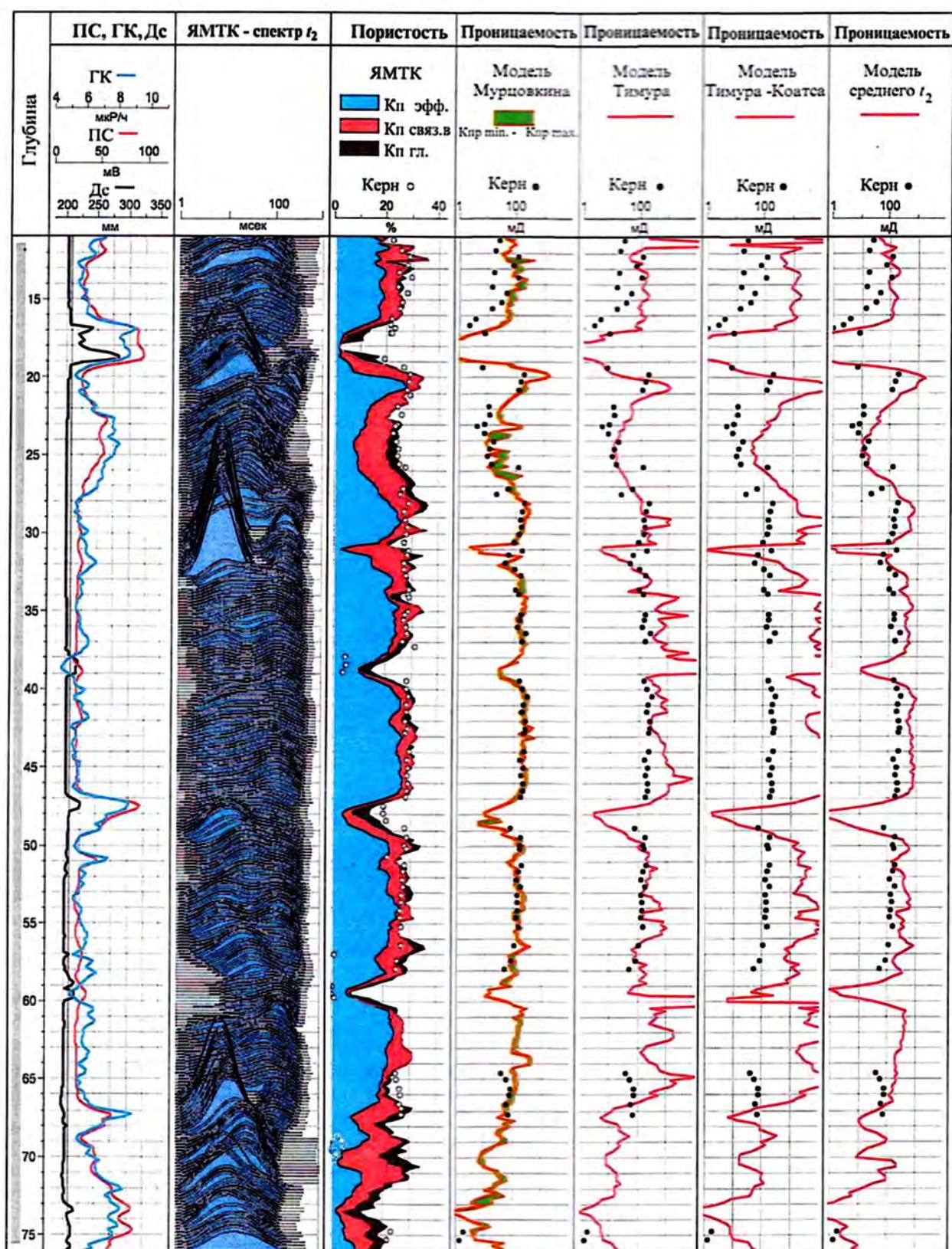


Рис. 8.1. Пример определения проницаемости по ЯМТК с использованием различных моделей расчета

ных данных и результатов интерпретации данных ЯМТК использовано специальное программное обеспечение.

8.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ИСПЫТАНИЙ

По определению проницаемость коллектора проявляется в процессе фильтрации флюидов под воздействием перепада давления в пластовых или лабораторных условиях. Для определения коэффициента проницаемости по притоку необходимо знать постоянный расход флюида в единицу времени, перепад давления, вязкость флюида и геометрию притока.

При наличии перечисленных характеристик притока можно говорить о прямом (непосредственном) определении названного коэффициента по результатам испытания в установившихся условиях. Когда дебит флюида и перепад давления в пластовых условиях меняются во времени, задача определения проницаемости по притоку затрудняется, хотя и не является неразрешимой. Тогда для решения поставленной задачи более эффективно использование кривой восстановления давления (КВД) с применением соответствующих методик обработки этой кривой.

Проницаемость определяется при использовании различных по временным затратам технологий испытания. К экспресс-методам можно отнести испытание пластов приборами на кабеле (ГДК), более длительное время затрачивается на испытания пластов трубными инструментами (ИПТ). Многодневные испытания пластов проводятся при использовании установившихся и неустановившихся режимов в колонне скважины.

8.3.1. Определение проницаемости по данным гидродинамического каротажа (ГДК)

Под термином ГДК понимается многоразовое испытание за одну спускоподъемную операцию отдельных участков пласта с целью определения его фильтрационных характеристик и измерения пластовых давлений. При проведении испытаний на стенке скважины изолируют с помощью резинового башмака участок радиусом 1,5 - 2,5 см, вследствие чего испытание называют точечным [15]. В режиме ГДК из пластов под воздействием максимальной депрессии вызывают приток флюида, который последовательно заполняет при фиксированных перепадах давления три секции пробоприемной камеры. Одновременно на поверхности ведут регистрацию изменения давления на всех трех этапах заполнения камеры, вплоть до полного восстановления

давления, после чего отобранныя проба "сбрасывается" в общий пробосборник. Количество участков, исследованных таким образом за одну спускоподъемную операцию, изменяется от 10 до 30 в зависимости от проницаемости исследуемых пород и наличия в разрезе непроницаемых участков.

В качестве флюида из пласта при испытании в режиме ГДК могут отбираться фильтрат ПЖ, пластовая вода, нефть и газ. Режим притока вследствие смены депрессии от максимальной, близкой по величине пластовому давлению, до минимальной, равной нескольким единицам или первым десяткам кгс/см², может быть ламинарным и смешанным - ламинарно-турбулентным.

Пример обработки диаграммы давления приведен на рис. 8.2.

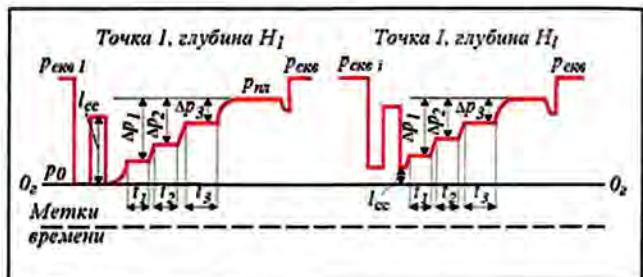


Рис. 8.2. Пример обработки диаграммы давления, регистрируемых аппаратурой ГДК.
 t_0 - пуль гальванометра; I_{cc} - отклонение от стандартного сигнала

Для жидкостей при заполнении 2-й и 3-й, а для газа - только 3-й секций, режим притока, как правило, близок к ламинарному, при котором соблюдается прямая пропорциональность между скоростью притока и депрессией. В этом случае коэффициент проницаемости для жидкости ($\text{м}^3/\text{s}$) определяется по формуле [3, 15]:

$$K_{np,jc} = \frac{\mu_{jc} V_i}{(A t_i \Delta p_i)}, \quad (8.16)$$

где μ_{jc} - динамическая вязкость жидкости в пластовых условиях, Па·с; V_i и t_i - соответственно объем (м^3) и время (с) заполнения i -й секции пробоприемной камеры при депрессии $\Delta p_i = p_{nz} - p_i$, где p_{nz} , p_i - соответственно пластовое давление и давление на стоке при заполнении i -й секции, Па; A - коэффициент (размерный), учитывающий геометрию притока, м.

При ламинарном притоке газа для определения проницаемости породы ($\text{м}^3/\text{s}$) используется формула:

$$K_{np,e} = \frac{2 \mu_e p_0 q_0}{A (p_{nz}^2 - p_{cm}^2)}, \quad (8.17)$$

где μ_g - динамическая вязкость газа, Па·с; p_{cm} , p_0 - соответственно давление на стоке и атмосферное давление при 20°C , Па; q_0 - скорость заполнения последней секции пробоприемной камеры, приведенная к атмосферным условиям, $\text{м}^3/\text{с}$.

Проверка режима фильтрации проводится путем сопоставления коэффициентов проницаемости, вычисленных применительно ко всем трем секциям камеры, со скоростью притока $q_i = V_i/t_i$. Если наблюдается закономерное увеличение $K_{np,i}$ с уменьшением q_i , то режим притока явно нелинейный. В этом случае истинное значение K_{np} можно определить при $q \rightarrow 0$. Для водоносного пласта найденное значение K_{np} будет абсолютной проницаемостью в прискальной зоне, для нефтегазоносного - эффективной.

В случае ламинарно-турбулентного режима притока фильтрация математически описывается двуличенной зависимостью скорости притока q от депрессии Δp как $\Delta p = aq + bq^2$, где первое слагаемое aq отражает потери на трение при фильтрации, а второе - bq^2 - инерционные потери. Применительно к фильтрации жидкости и газа соответствующие формулы выглядят как:

$$\Delta p = \mu_g q / A K_{np} + 2\sigma_g q^2 / A^3 K_{t,g}$$

и

$$p_{ni}^2 - p_{cm}^2 = 2\mu_g p_0 q_0 / A K_{np,e} + 4\sigma_g p_0 q_0^2 / A^3 K_{t,e}$$

Для линеаризации этих зависимостей строят графики в координатах $\Delta p/q$ от q для фильтрации жидкости и $(p_{ni}^2 - p_{cm}^2)/q_0$ от q_0 для газа. Получаемые графики в обоих случаях однотипны и описываются прямыми линиями $\Delta p/q = a + bq$ - для жидкости и $(p_{ni}^2 - p_{cm}^2)/q_0 = c + dq_0$ - для газа (см. рис. 8.3). Отрезки, отсекаемые на оси ординат a и c соответственно для жидкости и газа, будут характеризовать проницаемость пласта. Для этих случаев, когда q и q_0

равны нулю, проницаемость рассчитывается по формулам:

$$\begin{aligned} a) \quad K_{np,e} &= \frac{\mu_g}{Aa} \\ \text{и} \quad b) \quad K_{np,e} &= \frac{2\mu_g p_0}{Ac}. \end{aligned} \quad (8.18)$$

Тангенсы углов наклона прямых к оси абсцисс a и d для рассматриваемых случаев будут характеризовать коэффициент турбулентности K_m (м) с учетом плотностей жидкости σ_g , газа σ_g в атмосферных условиях, $\text{Па}\cdot\text{с}^2\text{м}^{-2}$, через соответствующие выражения:

$$\begin{aligned} a) \quad K_{t,g} &= \frac{2\sigma_g}{A^3 b} \\ \text{и} \quad b) \quad K_{t,e} &= \frac{4\sigma_g p_0}{A^3 d}. \end{aligned} \quad (8.19)$$

Найденные по приведенным выше формулам значения коэффициентов проницаемости для водоносных пластов и продуктивных пластов без зон проникновения являются абсолютными, а для нефтегазоносных в промытой зоне - эффективными. Зависимость абсолютной и эффективной проницаемости по ГДК от проницаемости по керну приводится на рис. 8.4. Найденные значения K_{np} , отнесенные

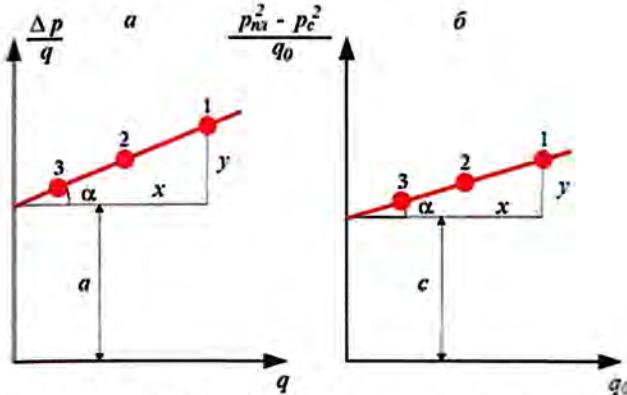


Рис. 8.3. Схема обработки результатов исследования при нелинейной фильтрации жидкости (а) и газа (б). 1, 2, 3 - точки, соответствующие секциям пробоприемной камеры аппарата.

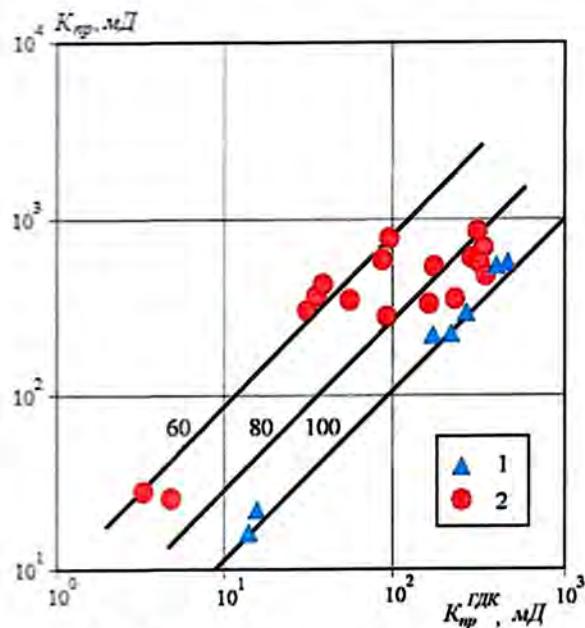


Рис. 8.4. График зависимости проницаемости по данным гидродинамических исследований от абсолютной проницаемости керна (шифр зависимости - водонасыщенность, %).

Пласты: 1 - водоносные, 2 - нефтеносные и обводненные с остаточным нефтенасыщением

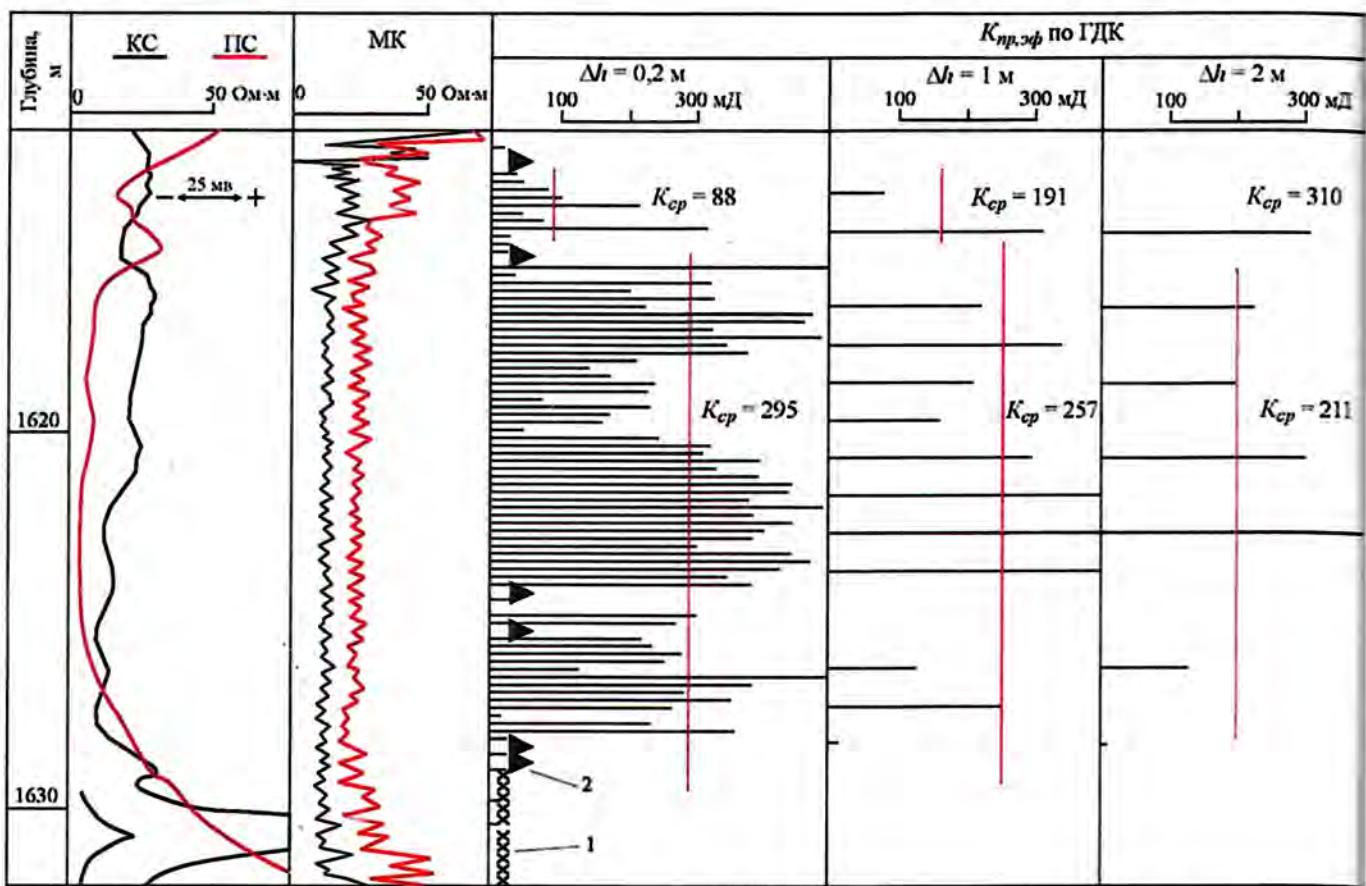


Рис. 8.5. Примеры сопоставления профилей проницаемости при различном шаге исследования.
1 - притока не получено; 2 - глинистый раствор

к соответствующим глубинам, дадут профиль проницаемости в исследуемом интервале. Для оценки потенциальных возможностей пласта необходимо определить средневзвешенное значение проницаемости:

$$K_{np,sp} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{np,i} \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (8.20)$$

где h_i - произвольный шаг исследования; при равномерном шаге исследования

$$K_{np,sp} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{np,i}}{n}, \quad (8.21)$$

где n - количество точек исследования в пределах пласта.

Для повышения достоверности определения среднего значения проницаемости в неоднородных пластах требуется максимально увеличивать плотность исследований, что наглядно иллюстрируется примером на рис. 8.5.

8.3.2. Определение проницаемости по результатам испытания пластов инструментом на трубах

Испытание пласта трубным инструментом - технологический комплекс работ в скважине, связанный со спускоподъемными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, одно- или многоцикловым вызовом притока пластового флюида и отбором глубинных проб, с обязательной регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах и определением гидродинамических параметров пласта [14].

Гидродинамические параметры пласта могут, в принципе, определяться по кривым притока (КП) и кривым восстановления давления (КВД), но поскольку КП, пригодные для определения параметров пласта, регистрируются крайне редко, основная информация о гидродинамических параметрах пласта формируется при обработке диаграмм КВД.

В практике применения ИПТ при одноциклическом режиме испытания пласта КВД с удовлетворительной точностью обрабатывается по методу Хорнера. При этом расчетная формула имеет вид:

$$p(t) = p_{ns} - \frac{\bar{Q} \mu}{4\pi K_{np} h} \cdot \ln \frac{t_1 + t_2}{t_2}, \quad (8.22)$$

где $p(t)$ и p_{ns} - соответственно текущее забойное, фиксируемое на КВД, и пластовое давления, Па; \bar{Q} - средний дебит притока до остановки скважины, $\text{м}^3/\text{s}$; $K_{np} h / \mu = \Gamma_{yo}$ - гидропроводность удаленной зоны пласта, $\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{s}$; t_1 - время притока, с; t_2 - текущее время восстановления давления, с.

Нетрудно видеть, что приведенное уравнение есть уравнение прямой в координатах $p(t) - \ln[(t_1 + t_2)/t_2]$ с отрезком, отсекаемым на оси ординат, равным p_{ns} , когда значение логарифма равно нулю, и с угловым коэффициентом наклона прямой $\tan \alpha = i = Q\mu / \pi K_{np} h$, откуда $K_{np} h / \mu = \bar{Q} / 4\pi i$. При обработке КВД в новых координатах для определения гидропроводности удобнее брать время t , при котором $\ln[(t_1 + t_2)/t_2] = 1$, когда значение $i = p_1$, а $\Delta p_1 = p_{ns} - p_1$, и тогда:

$$\Gamma_{yo} = \frac{K_{np} h}{\mu} = \frac{\bar{Q}}{4\pi \Delta p_1}. \quad (8.23)$$

Для определения коэффициента проницаемости удаленной зоны пласта по найденному значению гидропроводности требуется замерить вязкость μ_∞ (Па·с) отобранный пробы жидкости (с поправкой за пластовые условия) и, насколько возможно, по ГИС определить эффективную толщину пласта h_{eff} (м), после чего K_{np} (м^2) находится по формуле:

$$K_{np} = \frac{\Gamma_{yo} \mu_\infty}{h_{eff}}. \quad (8.24)$$

Если при испытании отобрана пластовая вода или безводная нефть, то найденное значение проницаемости является абсолютной проницаемостью. При отборе из пласта при испытании фильтрата ПЖ с пленками нефти измеренное значение проницаемости будет эффективной проницаемостью по нефти.

8.3.3. Определение проницаемости по данным испытания пластов в колонне

В промысловой практике используется два вида гидродинамических исследований скважин: при установленном и неустановленном режимах движения жидкостей и газов в пласте [13].

Первый вид исследований часто называют методом установленных отборов (в добывающих скважинах) или закачек (в нагнетательных скважинах). При установленном режиме измеряют дебит Q и забойное давление p_{ns} , затем режим меняется и после его установления замеряются эти же параметры. Исследования проводят минимум на трех-четырех режимах. На практике об установлении ре-

жима судят по последовательным замерам дебита. Если различие в дебитах становится менее 5%, считают режим установленным. По результатам исследований строится индикаторная линия в координатах $Q - \Delta p$, где $\Delta p = p_{ns} - p_{ns}$, а p_{ns} - пластовое давление.

Если индикаторная линия прямая, то по формуле Диопса при известных значениях вязкости жидкости μ в пластовых условиях и работающей толщине пласта h можно определить проницаемость пласта K_{np} в призабойной зоне:

$$K_{np} = \frac{b Q \mu \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right)}{2 \pi \Delta p h}, \quad (8.25)$$

где K_{np} - в м^2 ; Q - в $\text{м}^3/\text{s}$; b - объемный коэффициент жидкости; μ - в $\text{Па}\cdot\text{s}$; r_k и r_c - соответственно радиус контура питания и скважины - в м; Δp - в Па; h - в м.

Если индикаторная линия выпуклая по отношению к оси дебитов, то имеет место ламинарно-турбулентный режим фильтрации, когда уравнение притока записывается в двучленной форме. Обработка результатов исследований для такого случая ничем не отличается от аналогичного случая, разобранного ранее для ГДК.

Исследования скважин при неустановленном режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил продуктивного пласта (регистрация КВД), дают больше информации, чем исследования методом установленных отборов, и в первую очередь при обработке КВД получают сведения об удаленной части пласта, не затронутой влиянием бурения, о чем сообщалось ранее (ИПТ).

8.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ ДЕБИТОВ ПЛАСТОВ

На этапах поиска и разведки многопластовых и массивных залежей месторождений нефти и газа, как правило, не все скважины подсчетных (эксплуатационных) объектов бывают охвачены гидродинамическими исследованиями (ГДИС). Это обстоятельство во многом обедняет информационную базу проектирования разработки. Поэтому на этапе подсчета запасов углеводородного сырья целесообразно оценить потенциальные возможности не испытанных пластов по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Наиболее распространены два способа определения прогнозных дебитов: расчетный и статистический.

8.4.1. Расчетный способ прогноза дебитов

Способ реализуется на основе данных ГИС при необходимом петрофизическом обеспечении. В этом

случае ожидаемые суточные дебиты нефти и газа определяются по соотношениям:

$$Q_s = \frac{0,118 h_{\text{зф}} K_{\text{пр}} K_{\text{пр.опт}}^s Z_0 T_0 (p_{\text{нз}}^2 - p_c^2)}{\mu_s p_0 T_n Z_n \lg \left(\frac{r_k}{r_c} \right)} \quad (\text{тыс. м}^3/\text{сут}), \quad (8.26)$$

$$Q_u = \frac{236 B h_{\text{зф}} K_{\text{пр}} K_{\text{пр.опт}}^u (p_{\text{нз}} - p_c)}{\mu_u \sigma \cdot \lg \left(\frac{r_k}{r_c} \right)} \quad (\text{м}^3/\text{сут}), \quad (8.27)$$

или

$$Q_u = \frac{236 B h_{\text{зф}} K_{\text{пр}} K_{\text{пр.опт}}^u \sigma_u (p_{\text{нз}} - p_c)}{\mu_u \sigma \cdot \lg \left(\frac{r_k}{r_c} \right)} \quad (\text{т/сут}), \quad (8.27a)$$

где 0,118 и 236 - коэффициенты, учитывающие раз мерность входящих сомножителей; $K_{\text{пр}}$ - абсолютная проницаемость коллектора, мкм^2 ; $K_{\text{пр.опт}}^s$ и $K_{\text{пр.опт}}^u$ - относительные проницаемости по нефти и газу, (д.ед.); $h_{\text{зф}}$ - эффективная толщина коллектора, м; μ_s и μ_u - вязкость нефти и газа, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; p_0 , $p_{\text{нз}}$, p_c - давление при $T = 20^\circ\text{C}$, пластовое и на забое, МПа; Z_0 , Z_n - коэффициенты сверхжимаемости газа в нормальных и пластовых условиях; T_0 и T_n - абсолютные температуры при пластовых и нормальных условиях, $^\circ\text{К}$; r_k и r_c - радиусы контура дренажа и скважины, м; σ - объемная плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; σ - объемный коэффициент нефти, равный отношению объемов нефти в пластовых условиях к ее объему в нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $B < 1$ - коэффициент добротности вскрытия коллектора скважиной. Параметры продуктивного пласта $h_{\text{зф}}$, $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{пр.опт}}$ определяются по ГИС.

Исходя из ожидаемого дебита, рассчитываются коэффициенты продуктивности и удельной производительности:

$$\eta_u = \frac{Q_u}{(p_{n,i} - p_{\text{заб}})}, \quad (8.28)$$

$$\eta_s = \frac{Q_s}{(p_{n,i}^2 - p_{\text{заб}}^2)}, \quad (8.29)$$

$$\eta_{y_{\text{зф}}, u} = \frac{Q_u}{(p_{n,i} - p_{\text{заб}}) h_{\text{зф}}}, \quad (8.30)$$

$$\eta_{y_{\text{зф}}, s} = \frac{Q_s}{(p_{n,i}^2 - p_{\text{заб}}^2) h_{\text{зф}}}. \quad (8.31)$$

8.4.2. Статистический способ прогноза дебитов

Способ реализуется на основе построения корреляционных зависимостей, полученных с использова-

нием результатов гидродинамических исследований скважин (Q , η) и геологических параметров, установленных по данным ГИС. По таким зависимостям, задаваясь величиной минимально рентабельного дебита, уточняют критические (технологические) значения геологических (геофизических) характеристик параметров, которые в дальнейшем применяются в качестве критерия промышленной оценки исследуемых объектов.

В отличие от нефтяных скважин, в которых потенциальные возможности пластов оцениваются удельным коэффициентом продуктивности $\eta_{y_{\text{зф}}, u}$, потенциальные возможности пластов газовых скважин характеризуются абсолютно свободным дебитом Q_{ac} (теоретический дебит при противодавлении на забое 0,1 МПа) и свободным дебитом (выброс в атмосферу). В практике широко используется понятие *абсолютно свободный дебит*, который рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{ac}} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(p_{\text{нз}}^2 - 0,01)} - a}{2b}. \quad (8.32)$$

Формула (8.32) выведена согласно двучленной зависимости [5]:

$$p_{\text{нз}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = aQ + bQ^2. \quad (8.33)$$

где $p_{\text{заб}} = 0,1$ МПа; a и b - коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Для несовершенной (эксплуатационной) скважины коэффициенты фильтрационного сопротивления определяются либо графическим способом путем построения индикаторной линии $(p_{\text{нз}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/Q = f(Q)$ (рис. 8.6), либо численным - (по данным испытания скважины) согласно формулам:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{\Delta p^2}{Q^2} \cdot \sum_{i=1}^n Q^2 - \sum_{i=1}^n Q \cdot \sum_{i=1}^n \Delta p^2}{N \cdot \sum_{i=1}^n Q^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q \right)^2}, \quad (8.34)$$

$$b = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^n \Delta p^2 - \sum_{i=1}^n Q \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\Delta p^2}{Q}}{N \cdot \sum_{i=1}^n Q^2 - \left(\sum_{i=1}^n Q \right)^2},$$

где $\Delta p^2 = (p_{n,i}^2 - p_{\text{заб}}^2)$; N - число режимов работы скважины. Суммы рассчитываются по данным всех реализованных режимов.

Прогнозирование абсолютно свободного дебита Q_{ac} скважины осуществляется на основе корреляционных связей между Q_{ac} и линейными запасами ($\bar{K}_n \bar{K}_e \Sigma h_{\phi}$) (рис. 8.7) или Q_{ac} и пористостью с учетом общей эффективной толщины $\bar{W}_e \Sigma h_{\phi}$ [7].

С целью получения корреляционной зависимости типа $Q_{ac} = f(\bar{K}_n \bar{K}_e \Sigma h_{\phi}) = f(\bar{W}_e \Sigma h_{\phi})$ формируется исходная (обучающая) выборка данных Q_{ac} , Σh_{ϕ} , \bar{K}_n , \bar{K}_e по результатам ГДИС и ГИС.

Прогнозирование Q_{ac} на основе корреляционной связи $Q_{ac} = f(\bar{K}_n \Sigma h_{\phi})$ без учета K_e осуществляется в тех случаях, когда определение УЭС, а, следовательно, K_e затруднительно, например в тонких пластах (< 1 м).

Для прогнозирования абсолютно свободного дебита несовершенной скважины Q_{acs} может использоваться уравнение (8.33) для гидродинамически совершенной скважины. В этом случае коэффициенты фильтрационного сопротивления совершенной скважины определяются уравнениями [9]:

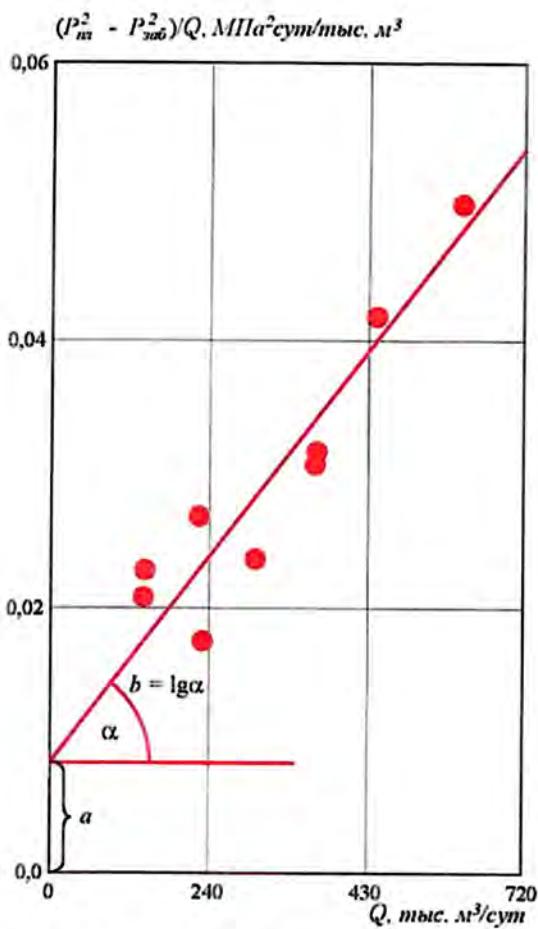


Рис. 8.6. Результаты обработки индикаторной линии (интервал 1327–1347 м пласта ТП₁₋₆ скв. 67 Бованенковского месторождения)

$$\alpha = \frac{\mu_{\text{пл,г}} Z_{\text{пл}} T_{\text{пл}} P_0}{\pi K_{\text{пп,г}} h_{\phi, \text{г}} T_0} \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right), \quad (8.35)$$

$$\beta = \frac{Z_{\text{пл}} P_0 T_{\text{пл}}^2 \sigma_0}{2 \pi^2 l h_{\phi, \text{г}}^2 T_0^2} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r_k} \right), \quad (8.36)$$

где σ_0 — плотность газа в стандартных условиях, кг/м³; $\mu_{\text{пл}}$ — вязкость газа в пластовых условиях, Па·с; $Z_{\text{пл}}$ — сверхсжимаемость газа в пластовых условиях, б/р величина; P_0 — стандартное давление, Па; $K_{\text{пп,г}}$ — фазовая проницаемость по газу, м²; $h_{\phi, \text{г}}$ — эффективная газонасыщенная толщина пласта, м; l — макрошероховатость коллектора, м; T_0 и $T_{\text{пл}}$ — соответственно стандартная и пластовая температуры, °К.

Теоретически плоскорадиальная установившаяся фильтрация газоконденсатной смеси в гидродинамически совершенной скважине по степени и характеру вскрытия пласта отличается при нелинейном законе фильтрации в реальной эксплуатационной скважине. Поэтому при использовании уравнений (8.35) и (8.36) гидродинамически совершенной скважине для прогноза Q_{acs} из несовершенной необходимо учитывать коэффициент ϕ гидродинамическо-

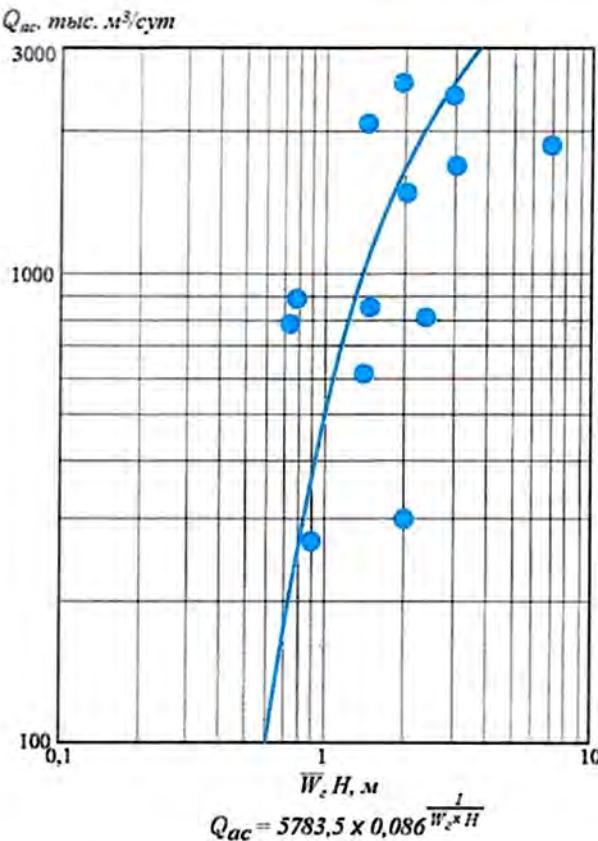


Рис. 8.7. Зависимость $Q_{ac} = f(\bar{W}_e H)$ для коллекторов отложений ТП₁₋₆ Бованенковского месторождения

го совершенства несовершенной скважины и абсолютно свободный дебит совершенной скважины Q_{acc} :

$$\varphi = \frac{Q_{act}(Q_{acf})}{Q_{acc}(Q_{act})}, \quad (8.37)$$

где Q_{acf} и Q_{act} - фактический и прогнозный абсолютно свободные дебиты.

Коэффициент $\varphi \leq 1$ за счет несовершенства по степени и характеру вскрытия несовершенной скважиной газонасыщенного пласта зависит: от числа перфорационных отверстий и их диаметра; глубины перфорационных каналов в породе и толщины вскрытия; характера размещения перфорационных каналов: состояния прискважинной зоны пласта в процессе его вскрытия бурением. При $\varphi \leq 1$ выявляется степень реализации потенциальных возможностей несовершенной скважины.

Случаи, когда $\varphi > 1$ ($Q_{acf} > Q_{act}$) можно объяснить:

- перетоками из не перфорированных газонасыщенных пластов вследствие низкого качества цементирования обсадной колонны;
- недостоверностью подобранных геологического и гидродинамических параметров, входящих в уравнения (8.35 и 8.36) для гидродинамики совершенной скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С.М., 1999. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород. (По публикациям в американской геофизической печати): Каротажник: Тверь: 59, 28 - 47.
2. Аликс Д., Басс Д., Уайтинг Р., 1962. Физика нефтяного пласта: М., Гостоптехиздат.
3. Бродский П.А., Фионов А.Н., Тальнов В.Б., 1974, Опробование пластов приборами на кабеле: М., Недра.
4. Вендельштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др., 1985, Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа: М., Недра.
5. Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М., Киротаев Ю.П., Левыкин Е.В., Сахаров В.А., 1988, Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: М., Недра.
6. Добринин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А., 1991, Петрофизика: М., Недра.
7. Драцов В.Г., Абдухаликов Я.Н., 1999, Оценка продуктивности газонасыщенных терригенических коллекторов по геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин: Геофизика, 4.
8. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, 1988, под ред. Добринина В.М.: М., Недра.
9. Кнеллер Л.Е., Плохотников А.Н., Рындши В.Н., 1992, Прогнозирование продуктивности нефтяных и газовых скважин по материалам ГИС с использованием уравнений гидродинамики: Сб. научных трудов "Новые разработки в технологии геофизических исследований нефтегазодобывающих скважин": Тверь.
10. Кобранова В.Н., 1962, Физические свойства горных пород: М., Гостоптехиздат.
11. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытания продуктивных пластов, 1990, под ред. Вендельштейн Б.Ю., Козяра В.Ф., Яценко Г.Г.: Калинин. Союзпромгеофизика.
12. Мурцовкин В.А., 2002, Модель для расчета характеристик пористых сред: Коллекционный журнал.
13. Середа Н.Г., Сакаров В.А., Тимашев А.Н., 1986, Спутник нефтяника и газовика: Справочник: М., Недра.
14. Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах, 2001, РД 153-39.0-062-00: М.
15. Фионов А.Н., Бубеев А.В., 1983, Методическое руководство по применению аппаратурой гидродинамического каротажа в необсаженных скважинах, бурящихся нефть и газ: Уфа.
16. Kenyon W.E. Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging // The Log Analyst. 1997. Vol.38, No.2. P. 21 - 43.
17. Kubica P. Statistical Tests of Permeability Estimates Based on NMR Measurements, paper VVV, in 36th Annual Logging Symposium Transactions, 1995: SPWLA.
18. Straley C., Rossini D., Vinegar H., Tutunjian P., Morris C. Core Analysis By Low-Field NMR // The Log Analyst. 1997. Vol.38, No.2. P. 84 - 94.

Природные нефти с растворенными газами, свободные газы с растворенными в них конденсатами, а также воды нефтяных и газовых месторождений весьма разнообразны по химическому составу и физическим свойствам. В пределах одного и того же месторождения свойства флюидов разных залежей могут существенно различаться. Более того, нередко в пределах единых залежей возможно изменение свойств нефтей, газов и вод. Это предопределяет необходимость индивидуального изучения свойств флюидов каждой залежи, а также выявления закономерностей их изменения по объему залежи.

Определение свойств нефтей и газов на основе аналогии с соседними месторождениями или залежами может привести к грубым ошибкам при подсчете запасов и в большинстве случаев недопустимо.

Свойства пластовых вод менее изменчивы, однако и их следует изучать также индивидуально для каждого продуктивного пласта и месторождения.

В отличие от твердых полезных ископаемых, свойства нефтей, газов и вод на поверхности заметно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа, температуры и давления. Это приводит к тому, что всегда приходится изучать отдельно свойства флюидов как в поверхностных, так и в пластовых условиях.

В качестве стандартных условий на поверхности приняты давление 0,1 МПа и температура 20 °C [9]. Именно к этим термобарическим условиям должны приводиться все определения свойств флюидов на поверхности.

9.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ

Природные нефти - это смесь жидких углеводородов различного строения с примесями неуглеводородных соединений. В поверхностных условиях большинство нефтей представляют собой жидкости плотностью 0,77 - 0,98 (чаще всего 0,82 - 0,92) г/см³, самой различной вязкости, вплоть до вязко-пластичных тел. Различные нефти застывают при темпера-

туре от -60 до +83 °C. Их молекулярная масса обычно заключена в пределах 220 - 300.

Химический элементный состав нефтей характеризуется обязательным наличием пяти элементов - углерода, водорода, кислорода, серы и азота при резком преобладании первых двух. Он выражается в процентах (или долях единицы) по массе. Содержание углерода колеблется в пределах 83 - 87%, водорода 12 - 14%. Максимальное содержание остальных трех элементов может в сумме доходить до 5 - 8% (главным образом, за счет серы), но обычно оно гораздо меньше. На товарные свойства нефтей основное влияние оказывает сера, вызывающая коррозию металлов. По содержанию серы нефти подразделяют на высокосернистые (более 2% серы), сернистые (0,51 - 2%) и малосернистые (менее 0,5%).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в % по массе) различных фракций нефти, выкипающих в определенных интервалах температур. Чаще всего используют разгонку по Энглеру. Обычно фракции подразделяют по следующим температурным интервалам начала и конца кипения: бензин 40 - 200 °C, керосин 200 - 300 °C, лигроин 270 - 350 °C, мазут 350 - 500 °C, гудрон - выше 500 °C. Разгонкой мазута получают различные масляные фракции (дистилляты), которые отбирают уже не по температурам кипения, а по величине вязкости.

Групповой углеводородный состав нефти отражает содержание (в % по массе) трех основных классов углеводородов: парафиновых или метановых (алканы), наftenовых (цикланы) и ароматических (арены). Обычно с увеличением температуры кипения фракций содержание парафиновых углеводородов убывает, содержание наftenов возрастает до температуры 300 - 400 °C, содержание ароматических углеводородов возрастает, достигая максимума в наиболее высококипящих фракциях.

Большое значение имеет содержание твердых углеводородов, обычно называемых *парафином*, которые растворены в жидких углеводородах. Общее содержание твердого парафина в нефти различно: от 1,0 до 15% и выше. По содержанию парафина нефти

подразделяют на высокопарафинистые (более 6,0%), парафинистые (1,31 - 6,0%) и малопарафинистые (менее 1,5% парафина). При изучении высокопарафинистых нефтей следует определять не только общее содержание парафина, но и температуру и давление кристаллизации парафина, поскольку при изменении пластовых температуры и давления в процессе разработки парафин может выделяться из растворенного состояния и осаждаться в поровом пространстве пластов, существенно затрудняя фильтрацию нефти.

Помимо указанных групп углеводородов в нефтях встречаются также несколько других классов этих соединений. Индивидуальных соединений, содержание каждого из которых может превышать 1%, в нефтях насчитывается более 20. Всего же в нефтях к настоящему времени установлено более 400 индивидуальных углеводородов.

Важной составной частью нефтей являются смолы и асфальтены. Это наиболее сложные нефтяные высокомолекулярные соединения, всегда содержащие углерод, водород, кислород, серу и почти всегда - азот. Смолисто-асфальтеновые вещества практически не переходят в нефтяные фракции при перегонке и накапливаются в мазуте, откуда извлекаются различными углеводородными растворителями (петролейный эфир, бензол и др.). Содержание собственно смол (силикагелевых, нейтральных) в нефтях составляет от 2 до 40%, сумма смол и асфальтенов лишь изредка достигает 45%. Молекулярная масса смол составляет 500 - 1000, а асфальтенов - до 10000. Несмотря на небольшое содержание в нефти, асфальтены заметно влияют на физические свойства нефти из-за своей высокой молекулярной массы, плотности, поверхностной активности и относительной неустойчивости.

Из числа кислородосодержащих соединений, кроме смол и асфальтенов, в нефтях выявлены различные кислоты и фенолы. Основную долю среди них составляют нафтеновые кислоты с общей формулой $C_nH_{2n-1}COOH$ ($n = 5, 6, 9$). Они содержатся в количестве от следов до 3%.

В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях - давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициенты усадки, сжимаемости и теплового расширения, плотность и вязкость.

Плотностью любого вещества называется отношение его массы M к занимаемому объему V , т.н.

$$\sigma = M/V. \quad (9.1)$$

Размерность плотности в международной системе единиц (СИ) $[\sigma] = [M]/[L^3]$. Единицами измере-

ния плотности служат: в Международной системе (СИ) $[\sigma_{СИ}] = кг/m^3$, в СГС $[\sigma_{СГС}] = г/cm^3$.

На практике часто используют безразмерную относительную плотность - отношение плотности данного вещества к плотности дистиллированной воды при $+4^\circ C$. Поскольку плотность дистиллированной воды при $+4^\circ C$ очень близка 1000 kg/m^3 , числовые значения абсолютной и относительной плотности вещества практически совпадают.

Среднюю плотность нефти в стандартных условиях, следует определять по кондиционным пробам, отобранным из скважин, вскрывших залежь и расположенных равномерно по всей площади.

Вязкостью называется свойство жидкостей и газов сопротивляться сдвигающим усилиям. Вязкость проявляется только при движении жидкости и газов как внутреннее трение или сопротивление скольжения слоев друг относительно друга под действием внешних сил. Различают динамическую и кинематическую вязкость.

$$\text{Размерность динамической вязкости } [\mu] = \frac{[P][T]}{[L^2]}$$

В международной системе единица измерения абсолютной вязкости $[\mu_{СИ}] = \frac{H \cdot C}{m^2} = Па \cdot с$, а в СГС - пуаз (Π), 1 пуаз = $0,1 \frac{H \cdot C}{m^2}$, 1 с Π = 1 мПа·с = 1 мН·с/м².

Вязкость пресной воды в стандартных условиях составляет примерно 1 с Π , а керосина - 2 с Π .

Используется также кинематическая вязкость v , равная частному от деления динамической вязкости μ на плотность σ , т.е.

$$v = \mu/\sigma. \quad (9.2)$$

В Международной системе единиц (СИ) кинематическая вязкость измеряется в m^2/s . В СГС единицей измерения кинематической вязкости является стокс (Ст): $[v_{СГС}] = 10^{-4} m^2/s = cm^2/s = 1 Ст$.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовых жидкостей - количество газа, выделившегося из растворенного состояния при изменении условий от пластовых до стандартных V , и отнесенного к единице объема (или массы) дегазированной жидкости $V_{ж}$

$$G = V/V_{ж}. \quad (9.3)$$

Газосодержание обычно выражают в m^3/m^3 или m^3/t . Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема при определенном давлении и температуре, называют растворимостью газа. Газосодержание может быть равно или меньше растворимости газа. Его определяют экспериментально, по пластовой пробе, постепенно снижая в ней давление до атмосферного. Причем дегазация в ней давление до атмосферного. Причем дегазация

зация пластовой жидкости может быть произведена многоступенчато (дифференциальное дегазирование) и однократно (контактное дегазирование).

Подсчет запасов растворенного газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.

Давлением насыщения (упругостью) растворенных газов называют то давление, при котором в процессе изотермического расширения однофазной пластовой жидкости появляются первые признаки свободного газа. Пластовое давление может быть равно или значительно превышать давление насыщения. В последнем случае при снижении давления от пластового до давления насыщения растворенный газ не будет выделяться в свободную фазу. Дегазация пластовой жидкости начинается только при снижении давления ниже давления насыщения. Как и всякое давление, давление насыщения в системе СИ измеряется в паскалях Па (и десятичных кратных и дольных единицах, например, МПа и т.д.).

Объемный коэффициент пластового флюида β представляет собой отношение объема V_{ns} в пластовых условиях к объему V_{cm} того же флюида после дегазации в стандартных условиях

$$\beta = V_{ns} / V_{cm}. \quad (9.4)$$

Таким образом, объемный коэффициент показывает, во сколько раз больший объем занимает жидкость в пластовых условиях по сравнению с ее объемом в стандартных условиях за счет удаления растворенного газа и уменьшения температуры и давления. Объемный коэффициент - величина безразмерная.

Приближенно объемный коэффициент может быть определен по отношению плотности флюида в стандартных условиях к его плотности в пластовых условиях при низких газосодержаниях

$$\beta = \sigma / \sigma_{ns}. \quad (9.5)$$

Из этого уравнения получается следующее выражение, которое можно использовать для нахождения плотности пластовых жидкостей,

$$\sigma_{ns} = \sigma / \beta. \quad (9.6)$$

Средние представительные значения объемных и пересчетных коэффициентов определяют по результатам анализов глубинных проб нефти, отобранных из скважин и приведенных к середине залежи, кроме того и равномерно расположенных по площади залежи. Однако не всегда удается отобрать качественные пробы пластовой нефти, поэтому наряду с пря-

мыми определениями объемных коэффициентов его нередко рассчитывают аналитическим путем, либо определяют по графическим зависимостям (например, по графикам М.Б. Стендинга).

Коэффициент сжимаемости (объемного упругого расширения) пластовых жидкостей показывает, на какую часть своего первоначального объема (по отношению к этому первоначальному объему V_0) изменяется объем жидкости при изменении давления Δp на единицу

$$\beta = \frac{V_1 - V_0}{V_0 \cdot \Delta p} = \frac{1}{V_0} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}. \quad (9.7)$$

Единицей измерения коэффициента сжимаемости служит $(\text{МПа})^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости используют при расчете изменения объемов однофазных жидкостей, т.е. в интервалах давлений, больших давлений насыщения. Коэффициенты сжимаемости одного и того же пластового флюида при различных давлениях неодинаковы.

Коэффициент температурного расширения показывает, на какую часть своего первоначального объема (по отношению к этому первоначальному объему V_0) изменяется объем жидкости при изменении температуры на 1°C

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta T}. \quad (9.8)$$

Свойства нефтей в пластовых условиях существенно отличаются от ее свойств на поверхности. Причина этого заключается в большом содержании растворенного газа, а также во влиянии давления и температуры в недрах. Так, газосодержание пластовых нефтей в связи с высокой растворимостью газов в нефтях, может достигать очень больших величин до $300 - 500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более. Газосодержание $100 - 200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ является обычным для большинства нефтей. В то же время известно большое количество залежей, где фактическое газосодержание нефтей не превышает $8 - 10 \text{ м}^3/\text{м}^3$. На земной поверхности и вблизи от нее известны также полностью дегазированные природные нефти. Значения объемного коэффициента всех пластовых нефтей больше единицы и иногда достигают 2 - 3, хотя наиболее характерные величины лежат в пределах 1,2 - 1,8. По мере увеличения пластового давления объемный коэффициент возрастает, достигает максимума при давлении насыщения и по мере дальнейшего роста давления несколько уменьшается вследствие сжимаемости пластовой нефти.

Плотность пластовой нефти обычно в 1,2 - 1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти в поверхностных условиях. Известны пластовые нефти с плотностью всего $0,3 - 0,4 \text{ г}/\text{см}^3$, но чаще всего плотность

нефти в пластовых условиях находится в пределах 0,5 - 0,8 г/см³.

Вязкость пластовой нефти также существенно меньше ее вязкости в поверхностных условиях, что в основном обусловлено газосодержанием и пластовой температурой. Давление оказывает небольшое влияние на изменение вязкости нефти в области выше давления насыщения.

Коэффициент сжимаемости однофазной нефти (при давлениях выше давления насыщения) весьма сильно зависит от газосодержания, а также от температуры и давления. Сжимаемость легких, содержащих много газа нефтей существенно выше сжимаемости более плотных, малогазонасыщенных нефтей. Величины коэффициентов сжимаемости большинства пластовых нефтей лежат в диапазоне $(10 + 50) \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹.

Для залежей, в которых пластовые давления значительно превышают давление насыщения, важно установить значения коэффициентов сжимаемости в различных интервалах давления, что необходимо для прогноза нефтеотдачи и расчета балансовых запасов методов материального баланса. Использование какого-либо одного среднего значения коэффициента сжимаемости во всем диапазоне изменения давления от начального пластового до давления насыщения в этих условиях, как правило, приводит к значительным ошибкам. Коэффициент температурного расширения пластовых нефтей играет важную роль при проектировании тепловых методов разработки нефтяных месторождений. Для большинства известных нефтей его значения колеблются в пределах $(10 + 20) \cdot 10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Исследования нефтей должны проводиться в сертифицированных лабораториях в системе стандар-

тизации метрологии и сертификации ГОСТ Р. Результаты анализов пластовых и сепарированных флюидов для основных подсчетных объектов должны быть подтверждены внешним контролем в федеральном базовом лабораторном центре.

9.2. СВОЙСТВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И КОНДЕНСАТОВ

Природные углеводородные газы представляют смесь предельных углеводородов, химическая формула которых имеет вид C_nH_{2n+2} . Обычно основным компонентом является метан CH_4 , его содержание достигает 98% (по объему). Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые углеводороды: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , нормальный бутан nC_4H_{10} , изобутан iC_4H_{10} , пентаны C_5H_{12} и др., а также неуглеводородные компоненты: азот N_2 , двуокись углерода CO_2 , сероводород H_2S , гелий He , аргон Ar .

Компонентный состав газов выражают в процентах или долях единицы по объему. Основные свойства компонентов природных газов приведены в табл. 9.1.

Основными свойствами газа являются молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов C_{5+} , плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации.

Таблица 9.1

Основные свойства компонентов природных газов

Параметры	Обозначения	CH_4	C_2H_6	C_3H_{10}	C_4H_{10}	C_5H_{10}	C_5H_{12}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	N_2	CO_2	H_2S
Молекулярная масса	M	16,04	30,07	44,10	58,12	58,12	72,15	72,15	86,17	100,2	28,02	44,01	34,02
Объем 1 кг газа, м ³	$\frac{M}{22,4}$	1,4	0,74	0,508	0,385	0,385	0,31	0,31	0,262	0,223	0,799	0,509	0,658
Плотность по воздуху	$\frac{M}{28,97}$	0,554	1,038	1,522	2,006	2,006	2,49	2,49	2,974	3,459	0,967	1,514	1,173
Масса 1 м ³ газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,714	1,35	1,97	2,85	2,85	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964	1,517
Критическое давление, МПа	p_{kp}	4,48	4,86	4,34	3,82	3,57	3,28	3,30	2,96	2,70	3,46	7,50	8,89
Критическая температура, °К	T_{kp}	191	305	370	407	425	461	470	508	540	124,9	304,1	373,4

Молекулярная масса M природных газов обычно равна 16 - 20 и вычисляется по зависимости

$$M = \sum_{i=1}^n M_i x_i, \quad (9.9)$$

где M_i - молекулярная масса i -го компонента газа; x_i - объемное содержание i -го компонента в долях единицы.

Плотность газа σ в стандартных условиях можно рассчитать по выражению:

$$\sigma = \frac{M}{V_u} = \frac{M}{24,05}, \quad (9.10)$$

где V_u - объем моля газа при стандартных условиях в м^3 .

Обычно σ находится в пределах 0,73 - 1,0 $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность газа сильно зависит от давления и температуры, и поэтому для практических целей является неудобной величиной.

Чаще используют *относительную плотность* газа $\sigma_{\text{отн}}$ по воздуху, равную отношению плотности газа σ к плотности воздуха σ_0 , взятой при тех же давлениях и температуре.

Состояние идеальных газов в условиях высоких давлений и температур описывается уравнением Клапейрона-Менделеева:

$$pV_u = N R T, \quad (9.11)$$

где p - давление, МПа; T - температура, $^\circ\text{К}$; V_u - объем идеального газа, м^3 ; N - число килограмм-молей газа; R - универсальная газовая постоянная.

Реальные углеводородные газы отклоняются от законов идеальных газов, и уравнение Клапейрона-Менделеева для реальных газов записывается в виде:

$$pV_p = Z N R T, \quad (9.12)$$

где Z - коэффициент сверхжимаемости реальных газов, зависящих от давления, температуры и состава газа.

Коэффициентом сверхжимаемости, как видно из сравнения формул (9.11) и (9.12), является соотношение объемов равного числа молей реального и идеального газов при одинаковых термобарических условиях

$$Z = V_p / V_u. \quad (9.13)$$

Наиболее достоверными являются определения значений коэффициентов сверхжимаемости на основе лабораторных исследований пластовых проб газов.

В случае отсутствия этих исследований прибегают к расчетному методу оценки по графику Г. Брауна.

на (рис. 9.1). Для использования графика необходимо знать приведенное псевдокритическое давление p_r и приведенную псевдокритическую температуру T_r данного газа. Их определяют двумя методами [11]:

1. Если компонентный состав газа известен, то на основе табл. 9.1 и среднего компонентного состава рассчитывают псевдокритические (средние критические) давление и температуру

$$p_r = \sum_{i=1}^n (x_i p_{kp,i}); \quad (9.14)$$

$$T_r = \sum_{i=1}^n (x_i T_{kp,i}), \quad (9.15)$$

где p_r и T_r - суммы средневзвешенных значений критических давлений и температур; $T_{kp,i}$ и $p_{kp,i}$ - критические соответственно температура и давление i -го компонента; x_i - молярная (объемная) концентрация i -го компонента в газовой смеси, доли единицы.

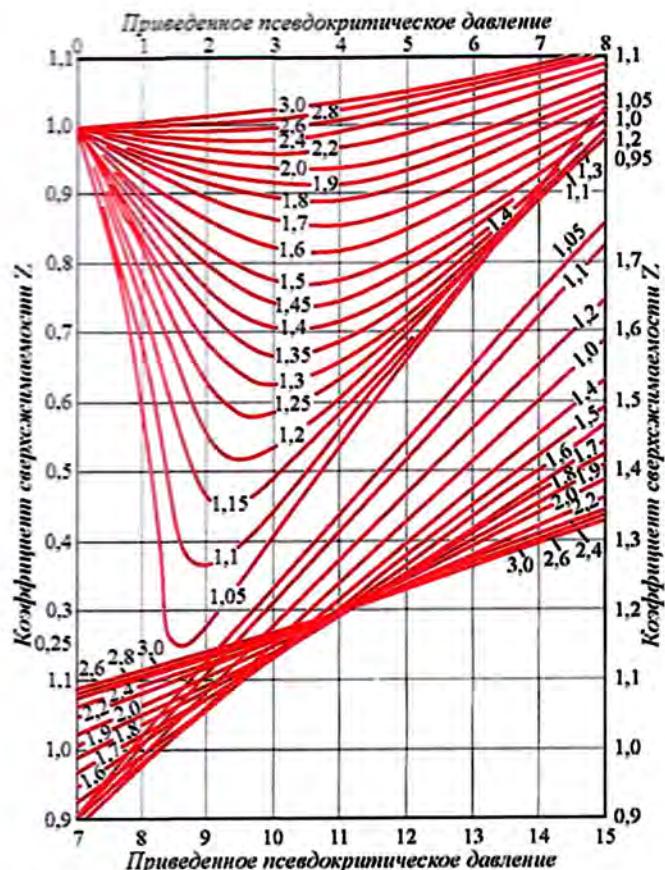


Рис. 9.1. Зависимость коэффициента сверхжимаемости углеводородного газа от приведенных псевдокритических давлений и температуры (по Р. Брауну). Шифр кривых - значения приведенной псевдокритической температуры

Затем находят приведенные псевдокритические давление и температуру при данном давлении p и температуре T

$$P_{cr} = p/p_r; \quad (9.16)$$

$$T_{cr} = T/T_r. \quad (9.17)$$

2. Если состав газа неизвестен, то его псевдокритические давление и температуру определяют по графикам (рис. 9.2 и 9.3) в зависимости от относительной плотности.

При содержании в газе сероводорода H_2S , азота N_2 и двуокиси углерода CO_2 , в псевдокритические давление и температуру, определенные по графикам, вводят поправки с соответствующим знаком. Величины поправок определяют по дополнительным графикам, приведенным на рис. 9.2 и 9.3. Приведенные псевдокритические параметры вычисляют затем по формулам 9.16 и 9.17.

При наличии в природном газе азота, сероводорода и двуокиси углерода более 15% при расчете коэффициента сверхжимаемости следует пользоваться только первым методом.

Объемный коэффициент пластового газа α_r , представляющий собой отношение объема газа V_{pl} , который он занимает в пластовых условиях, к объему V_{cm} , который он будет занимать в стандартных условиях, можно найти, выражая объем газа через уравнение Капеллона-Менделеева [11, 12]

$$\alpha_r = \frac{V_{pl}}{V_{cm}} = \frac{ZNR T_{pl} p_{cm}}{p_{pl} NRT_{cm}} = Z \frac{p_{cm} T_{pl}}{p_{pl} T_{cm}}. \quad (9.18)$$

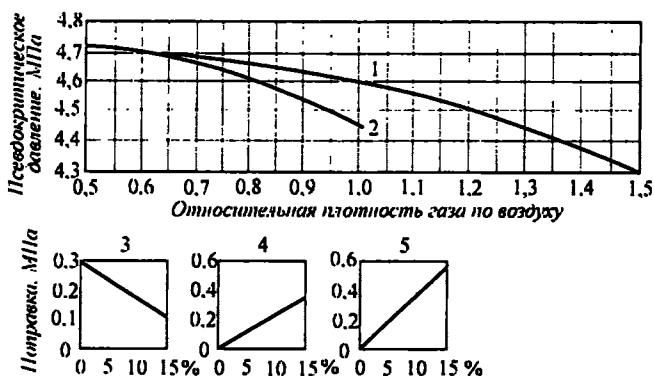


Рис. 9.2. Зависимость псевдокритического давления от плотности углеводородных газов по воздуху [11].

1 - газовые месторождения; 2 - газоконденсатные месторождения; поправки к величинам псевдокритического давления за счет содержания: 3 - азота, 4 - двуокиси углерода, 5 - сероводорода

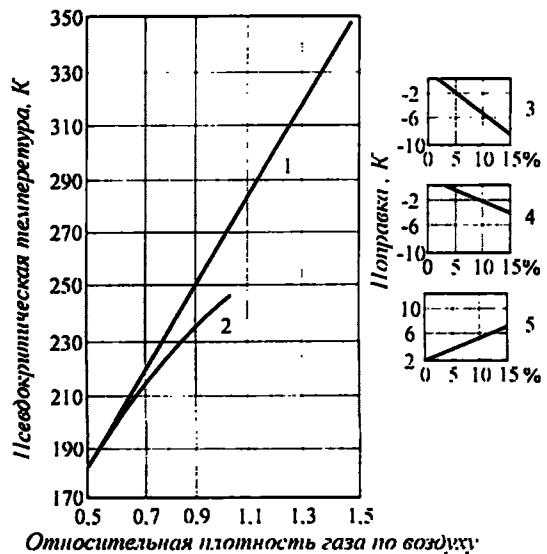


Рис. 9.3. Зависимость псевдокритической температуры от плотности углеводородных газов по воздуху.

1 - газовые месторождения; 2 - газоконденсатные месторождения; поправки к величинам псевдокритической температуры за счет содержания: 3 - азота, 4 - двуокиси углерода, 5 - сероводорода

Поскольку $p_{cm}/T_{cm} = 0.1033/293 = 0.000352$, имеем:

$$\alpha_r = 0.000352 \cdot Z \frac{T_{pl}}{p_{pl}}. \quad (9.19)$$

Из уравнения (9.17) видно, что объемный коэффициент пластового газа рассчитывается, по существу, на основе тех же исходных данных, по которым определяются и коэффициент сверхжимаемости.

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Как сопутствующий газу компонент, он подразделяется на сырой и стабильный конденсат.

Сырой конденсат - это жидкость, получаемая непосредственно в промысловых сепараторах при данных давлениях и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях углеводородов, т.е. из пентанов и вышеокипящих (C_{5+}), в которых растворено некоторое количество газообразных углеводородов - бутанов, пропана и этана, а также сероводорода и других газов.

Стабильный конденсат состоит из жидких углеводородов - пентанов и вышеокипящих. Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в пределах 40 - 200 °C. Молекулярная масса порядка - 90 - 160.

Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях колеблется в пределах от 0,6 до 0,82 г/см³, находясь в прямой зависимости от группового углеводородного состава.

Важным параметром газа конденсатных залежей является давление начала конденсации (точка росы). По мере разработки газоконденсатных залежей и снижения в них пластового давления ниже давления начала конденсации из газа происходит выделение жидкой фазы - конденсата в пластовых условиях. Это приводит не только к потерям углеводородов в залежах, но и отражается на подсчете запасов, поскольку изменяется как объем пор пласта, занятых газом, так и состав, и свойства газа. Поэтому при исследованиях газоконденсатных залежей необходимо проводить анализы газа на самой ранней стадии разработки.

Точность подсчета запасов природного газа, его компонентов и конденсата в значительной степени зависит от использования правильных методических приемов, наиболее полного охвата исследованием всей площади подсчета, методически правильных исследований скважин и отобранных проб на конденсатность.

Для отбора проб газа и конденсата на залежи выбираются две-три наиболее продуктивные скважины.

При наличии в газоконденсатном пласте нефтяной оторочки промышленных размеров или при большом этаже газоносности (более 300 м) пластовый газ в различных участках структуры может содержать неодинаковое количество этана, пропана, бутанов, пентанов и вышеперечисленных компонентов. Поэтому отбор проб необходимо производить из такого числа скважин (с учетом их местоположения относительно нефтяной оторочки), чтобы обеспечить получение достаточно точных данных по содержанию гомологов метана в различных участках залежи. При этом обязательно должны быть отобраны пробы газа и конденсата из скважины, расположенной в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке. Среднее содержание этана, пропана, бутанов, пентанов и вышеперечисленных рассчитывается как средневзвешенное по объему залежи.

При наличии в газе месторождения кислых компонентов (сероводород и двуокись углерода) в концентрациях и запасах, пригодных для промышленного использования, подсчитываются запасы углекислого газа и газовой серы.

Исследования на газоконденсатность должны завершаться отбором проб отсепарированного газа, насыщенного стабильного конденсата с целью определения состава пластового газа, его фазового поведения при снижении давления. На качество отобранных проб оказывают влияние как условия ра-

боты скважины, так и термобарические условия сепарации газа.

Поскольку представительность пробы предопределяет результаты всех последующих исследований, направленных на обоснование подсчетных параметров физико-химической системы, этому вопросу следует уделить особое внимание.

При проведении исследований, особенно в низкопродуктивных коллекторах, часто возникают условия, не соответствующие требованиям действующей "Инструкции..." [4]: скорость восходящего потока газа в башмаке НКТ должна быть не менее 4 м/с, депрессия на пласт не более 10% пластового давления. При отборе проб конденсата при недостаточных скоростях газа на забое в стволе скважины из движущегося потока газа выпадают наиболее высококипящие углеводороды. Это искажает естественный состав конденсата - в этом случае получают облегченный конденсат. Однако его количество будет завышенным за счет перехода в газовую fazу легкой части конденсата, выпадающего на забой.

При работе скважин на больших депрессиях получают заниженное содержание конденсата в пластовом газе. Если отбирать пробу газа при давлении выше давления максимальной конденсации, т.е. в области ретроградной конденсации пластовой газоконденсатной смеси, то со снижением давления при работе с пробой в лаборатории из газа будет выпадать конденсат. Поэтому при исследовании газоконденсатных залежей отбор проб рекомендуется проводить при давлении не выше 6,0 МПа, т.е. при заведомо более низком давлении максимальной конденсации. Искажение состава пробы отсепарированного газа, а в отдельных случаях и конденсата вызывается высокими температурами сепарации.

Большое значение для отбора представительных проб газа и конденсата, следовательно, и правильного обоснования подсчетных газоконденсатных параметров имеет метод газоконденсатных исследований. Основным методом исследований, рекомендуемым "Инструкцией..." [4], является метод отбора всего потока газа через промышленный сепаратор.

9.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При проведении геологоразведочных работ обязательно должны отбираться и исследоваться пластовые воды различных водоносных комплексов (по разрезу).

Ионно-солевой состав пластовых вод, а также химические и физические их свойства изучают как

для локальной, так и региональной оценки перспектив нефтегазоносности, идентификации притоков, интерпретации материалов ГИС (определение электрического сопротивления воды и расчетов водонасыщенности пород-коллекторов по данным электрического каротажа), определение режима работы залежи и т.д.

Кроме того, подземные воды могут содержать в промышленных концентрациях йод, бром, бор, литий, рубидий, стронций и другие полезные компоненты; извлечение которых приводит к решению бальнеологических, теплоэнергетических и экологических проблем регионов.

9.3.1. Ионно-солевой состав пластовых вод

В настоящее время в природных водах известно до 70 химических элементов. При растворении в воде соли, как правило, диссоциируют. В природных водах содержание коллоидов невелико по сравнению с содержанием растворенного ионно-солевого комплекса.

В воде в наибольших количествах встречаются шесть главных ионов: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- и катионы Na^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} . В значительно меньших концентрациях распространены CO_3^{2-} , S^{2-} , K^+ , Fe^{2+} и Fe^{3+} . Элементы, встреченные в незначительных количествах, называются микроэлементами или микрокомпонентами. Из числа микрокомпонентов большой практический интерес представляют ионы Br^- , I^- и Li^+ , Sr^{2+} .

По результатам химического анализа получают сведения об отдельных ионах, однако до сих пор точно не установлено, в какой форме ионы присутствуют - в свободной или в виде молекул солей в растворе.

Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов характеризует степень минерализации воды. Минерализация обычно выражается в граммах на 100 г или 1 кг раствора, в граммах на 1 л раствора. Минерализация в г/100 г численно соответствует процентной (по массе) форме ее выражения. При пересчете минерализации, выраженной в г/л, в минерализацию в г/100 г и в % необходимо учитывать плотность воды (особенно для сильно минерализованных рассолов). Поскольку ионы соединяются друг с другом в строго эквивалентных количествах, зависящих от их ионной массы и валентности, целесообразно также выражать минерализацию в ионно-эквивалентной форме. По ГОСТу воды с минерализацией до 1 г/кг относят к пресным, от 1 до 25 г/кг - к солоноватым и от 25 г/кг - к соленым, при минерализации более 50 г/кг - к рассолам. Известны рассолы с содержанием солей 500 г/л и более. Иногда солеными называют воды с минерализаци-

ей до 35 г/л (минерализация морской воды). Минерализация является важным параметром, позволяющим составить представление о гидрохимическом облике воды. Так, в пресных водах среди анионов обычно преобладают гидрокарбонаты, а среди катионов - кальций. В соленых водах преимущественно имеются хлориды и сульфаты, а в рассолах - чаще всего хлориды кальция и натрия.

Химический состав воды принято изображать в ионной, эквивалентной и процент-эквивалентной формах. Ионная форма представляет собой выражение состава воды в массовых количествах отдельных ионов. Содержание ионов выражается в миллиграммах или в граммах на единицу объема или массы (обычно 100 см³, 1000 см³, 100 г, 1 кг).

Отнесение содержания ионов к объемным или массовым единицам для пресных вод практической разницы не представляет. Для рассолов эти величины уже разнятся и при переходе от выражения состава воды, отнесеного к единице объема, к составу воды, отнесенному к единице массы, содержание отдельных ионов приходится делить на плотность воды.

Перевод из ионной формы в эквивалентную производится путем деления содержания ионов, выраженного в миллиграммах или граммах на величину эквивалента иона.

Процент-эквивалентная форма является модификацией эквивалентной формы. Поскольку процент-эквивалентная форма свободна от учета степени минерализации воды, это позволяет сравнивать химический состав вод с различной минерализацией.

Для краткого компактного изображения химического состава пластовых вод используется формула Курлова, представляющая собой ложную дробь, в числите которой указано содержание анионов, в знаменателе - содержание катионов в процент-эквивалентной форме. Ионы записываются по убывающим величинам. Часто ионы, содержащиеся в количестве менее одного (иногда пяти) процентов-эквивалентов, не указываются. Перед дробью приводятся основные компоненты состава водорастворенного газа и величина минерализации в граммах на литр. За дробью, интервал отбора пробы, t °C, p_{atm} .

При большом количестве анализов, рекомендуется записывать осредненный ионно-солевой состав в виде формулы Курлова для каждого изучаемого водоносного комплекса.

В нефтегазовой гидрогеологии для характеристики подземных вод широко распространена классификация В.А. Сулина. В ней все природные воды: подразделяются на четыре типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами и затем на группы и подгруппы по признаку преобладания различных анионов и катионов. Характерные отноше-

ния между ионами, положенные в основу классификации, выражаются тремя коэффициентами, названные генетическими:

$$\frac{rNa^+}{rCl^-} \quad \frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}} \quad \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$$

С помощью этих коэффициентов выделяются четыре генетических типа вод (табл. 9.2), которым, по В.А. Сулину, соответствует определенная обстановка формирования вод.

Каждый тип делится на три группы по преобладающему аниону (хлоридную, сульфатную или гидрокарбонатную). По преобладающему катиону группы делятся на подгруппы: натриевую, магниевую и кальциевую; однако подгруппа выделяется только в том случае, если преобладающий катион дает основную солевую массу с преобладающим анионом.

Типы вод называют генетическими, потому что они приблизительно отвечают определенным обстановкам существования природных вод. Так, сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый типы отвечают континентальной обстановке формирования вод, хлоридно-магниевый - морской, хлоридно-кальциевый тип - глубинной.

Подземные воды могут быть источником гидро-минерального сырья. Наиболее изученными среди них являются воды разведочных площадей и месторождений нефти и газа. В нефтегазоносных бассейнах концентрация химических элементов в водах колеблется от долей миллиграмма до сотен граммов на литр. Общепринято считать, что целесообразность получения каких-либо веществ зависит от содержания данного компонента, от степени его практической значимости и стоимости переработки.

Минимально допустимые концентрации ценных компонентов в промышленных водах приведены в табл. 9.3.

Требования к промышленным водам содержанием брома, йод и бор следующие: при извлечении только йода его концентрация не должна быть меньше 0,018 г/л; только брома - 0,250 г/л.

Таблица 9.2
Классификация вод по В.А. Сулину

Тип вод	$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$
Гидрокарбонатно-натриевый	> 1	> 1	-
Сульфатно-натриевый	> 1	< 1	-
Хлоридно-магниевый	< 1	-	< 1
Хлоридно-кальциевый	< 1	-	> 1

Таблица 9.3
Минимально допустимые концентрации ценных компонентов в промышленных водах
(Балашов и др., Посохов и Толстыхин)

Компонент	Минимальная концентрация, мг/л	Компонент	Минимальная концентрация, мг/л
NaCl	5·10 ⁻⁴	Mg	1000 - 5000
Na ₂ SO ₄	5·10 ⁻⁴	K	350 - 1000
NaHCO ₃ + Na ₂ CO ₃	5·10 ⁻⁴	Ra	10 ⁻⁸ - 10 ⁻⁶
Br	250 - 500	Rb	3
J	18	Gs	0,5
B ₂ O ₃	200	Li	10 - 20
J и Br ₂ O ₃	10 и 75	Sr	300
J и Br	10 и 200	Ga	0,05

Добыча йода и брома может осуществляться из вод с содержанием йода и брома соответственно не менее 0,010 и 0,200 г/л. При наличии не менее 0,010 г/л бора подземные воды также могут разрабатываться. На основании отечественного и зарубежного опыта установлены нижние пределы концентраций элементов, при которых воды могут быть отнесены к промышленным в г/л: литий - 0,010, рубидий - 0,003, цезий - 0,0005, стронций - 0,300, германий - 0,00005 [1].

Следует отметить, что подземные воды промышленного значения чаще всего встречаются в погруженных частях нефтегазоносных регионов, где их добыча уже выгодна, поскольку территория покрыта пробуренными глубокими скважинами, и где сосредоточены огромные запасы редких элементов.

9.3.2. Химические и физические свойства природных вод

Из общих химических свойств воды особое значение имеют реакция среды и жесткость.

Реакция среды, т.е. щелочно-кислотные свойства воды, определяется концентрацией водородных ионов. Вода в незначительной степени диссоциирует на водородные и гидроксильные ионы, которые всегда присутствуют в водных растворах. В тщательно очищенной и дегазированной дистиллированной воде их концентрации равны и составляют по 1·10⁻⁷ моль/л. При наличии в воде анионов слабых кислот часть ионов водорода связывается этими анионами, и в растворе появляется избыток гидроксильных ионов. Если же в растворе имеются катионы слабых оснований, то уменьшается концентрация гидроксильных ионов и возрастает концентрация водородных ионов.

Концентрацию водородных ионов pH выражают через показатель степени, взятый с обратным знаком: $pH = -\lg(H)^*$. При $pH = 7$ реакция среды нейтральная, в кислой среде $pH < 7$, в щелочной - $pH > 7$.

Обычно pH природных вод изменяется в пределах 6 - 8. Несколько сниженной его величиной - от 5 до 5,5 - характеризуются углекислые воды. В кислых водах обычно присутствуют соли железа и других тяжелых металлов. Щелочную реакцию pH до 10 имеют воды содовых озер.

Величина pH является важной характеристикой вод, так как она определяет состояние ряда ионных равновесных систем и позволяет оценить форму существования в воде многих соединений.

Жесткость воды зависит от содержания растворенных солей кальция и магния. Она проявляется в плохой растворимости мыла, в образовании накипи. Поэтому жесткие воды непригодны для многих производств, например связанных с парокотельными установками, где плотный осадок уменьшает теплообмен.

Различают жесткость общую, устранимую и постоянную. Общая жесткость отвечает суммарному содержанию солей Ca^{2+} и Mg^{2+} , устранимая - той части кальция и магния, которая выпадает в осадок при кипячении (это гидрокарбонаты кальция и магния); постоянная жесткость обусловлена ионами Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые не выпадают в осадок при кипячении (это соединения с хлор-ионом и сульфат-ионом).

В настоящее время жесткость определяют и выражают по содержанию в воде кальция и магния в ммоль/г (мкмоль/г) или мг-экв/г (мкг-экв/г).

Во всех подземных водах присутствуют растворенные газы, количество которых варьирует в широких пределах в зависимости от конкретных геологических и термобарических условий.

Наиболее распространены такие газы, как азот N_2 , углекислый газ CO_2 , метан CH_4 и его гомологи, водород, сероводород H_2S , благородные газы: гелий, неон, аргон, криптон, ксенон, родон. Содержание кислорода в верхних горизонтах составляет до $20 \text{ см}^3/\text{l}$, вниз по разрезу земной коры его содержание резко падает. Содержание двуокиси углерода в глубинных водах может достигать $30000 \text{ см}^3/\text{l}$.

Концентрация сероводорода колеблется около $2000 \text{ см}^3/\text{l}$, а водорода до $100 \text{ см}^3/\text{l}$.

Метан и его гомологи встречаются в подземных водах нефтяных и газовых месторождений; их содержание превышает $13000 \text{ см}^3/\text{l}$ (по данным Л.М. Зорькина), причем суммарное содержание гомологов группы этан, пропан, бутан, пентан на порядок ниже содержания CH_4 .

Объем газа (измеренный в нормальных условиях - при давлении 760 мм рт.ст. и температуре 20°C), ра-

створенного в единице объема воды, называют газонасыщенностью воды. Она представляет собой сумму объемов всех растворенных газов и выражается в $\text{см}^3/\text{l}$, $\text{см}^3/\text{см}^3$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газонасыщенность определяется растворимостью газов в воде, которая зависит от давления, температуры, ионно-солевого состава воды и состава газа.

Фактическую газонасыщенность подземных вод можно определить только на основе анализа глубинных проб воды. При давлении до 5 МПа газонасыщенность газов увеличивается прямо пропорционально давлению (Закон Генри):

$$G = K_p p, \quad (9.20)$$

где G - газонасыщенность; p - давление; K_p - коэффициент растворимости данного газа при данной температуре. По закону Дальтона при наличии нескольких газов каждый газ растворяется пропорционально своему парциальному давлению.

При давлении больше 5 МПа закон Генри неприменим, так как растворимость газов с ростом давления увеличивается не прямо пропорционально.

Растворимость газов в воде детально изучена в специальной работе А.Ю. Намиота и М.М. Бондаревой (1963). Для практических целей с достаточной степенью точности растворимость природного углеводородного газа в воде может быть определена по графику (рис. 9.4,а) с учетом поправки за минерализацию воды (рис. 9.4,б).

Для вычисления растворимости газа в пластовой воде (т.е. определение максимально возможного газосодержания) по рис. 9.4,а находят растворимость газа $G_{0,0}^I$ в дистиллированной воде при соответствующих пластовых давлениях и температуре. Затем по рис. 9.4,б определяют поправочный коэффициент α за минерализацию воды. Растворимость газа в пластовой воде (G) вычисляется по формуле:

$$G = G_{0,0}^I \alpha. \quad (9.21)$$

Изложенная методика дает удовлетворительные результаты только для тех природных газов, в составе которых преобладает метан. При азотном и особенно углекислом составе газа ее применять нельзя.

Следует обратить внимание, что полученная расчетным путем растворимость газа в пластовой воде характеризует только потенциальную способность воды к растворению газов. Ее фактическое газосодержание может быть гораздо меньше растворимости газов.

Основным параметром, характеризующим количество растворенных газов, является их давление

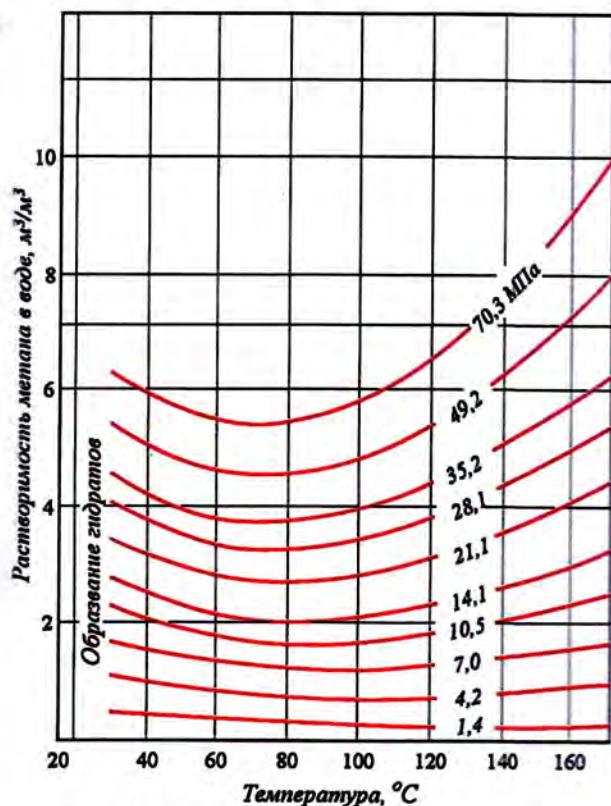
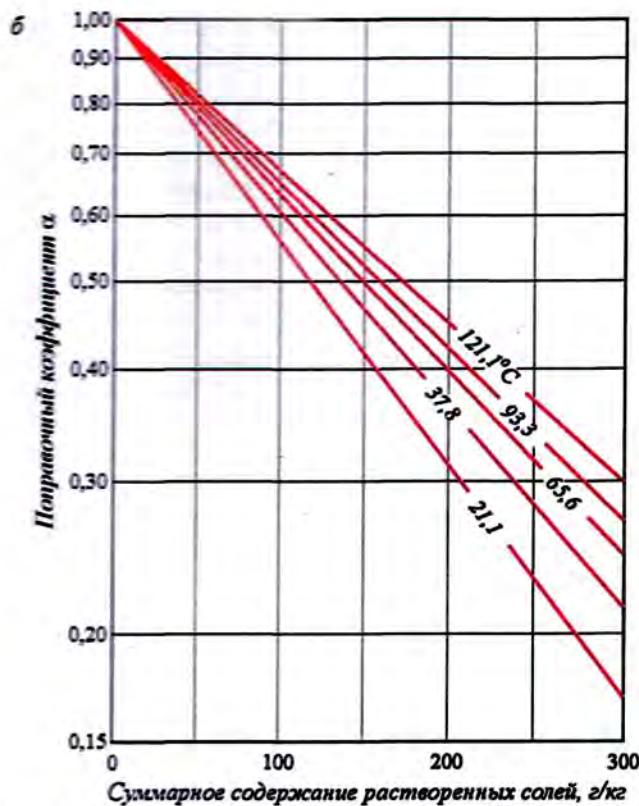


Рис. 9.4. Зависимость растворимости природного газа в воде от давления и температуры [10].
а - отношение содержания растворенного газа в соленой воде к его содержанию в пресной воде



1) по анализу глубинных проб воды (аналогично определению давления насыщения газов нефти);

2) промером газосодержания по стволу водяных скважин;

3) расчетным путем по составу газа и воды.

Два первых метода являются прямыми и их использование предпочтительнее.

Сущность второго метода, предложенного И.К. Зерчаниновым, состоит в том, что в четырех-пяти точках ствола скважины, заполненной пластовой водой, последовательно сверху вниз определяют газосодержание воды по глубинным пробам. По полученным данным составляют график изменения газосодержания с глубиной. Точка перегиба графика соответствует глубине, где давление столба воды равно давлению насыщения.

Расчетный метод определения давления насыщения водорастворенных газов приведен в книге А.Ю. Намиота и М.М. Бондаревой [10].

Плотность - наиболее важная характеристика природных вод, используемая при интерпретации их гидрохимического состава. Так как плотность вещества сильно варьирует в зависимости от температуры, то около символа плотности указывают температуру, при которой производился замер. Плотность химически чистой воды при температуре

насыщения (упругость) и зависит от газосодержания, состава газа, минерализации и химического состава воды, а также пластовой температуры. Давлением насыщения называется то давление, при котором весь газ находится в растворенном состоянии. Если вода находится под давлением, большим давления насыщения, то она способна растворить добавочное количество газа. Если же давление, под которым находится вода, ниже давления насыщения, то часть газа выделяется из воды. Упругость растворенного газа равна объему растворенного газа, деленному на коэффициент его растворимости. Однако эта зависимость применяется, как отмечалось выше, только при упругости менее 5 МПа. При более высоких давлениях насыщения имеет место более сложная зависимость. Коэффициент растворимости газа зависит от минерализации воды в соответствии с уравнением Сеченова: снижается по мере увеличения минерализации.

При росте температур примерно до 100 °C растворимость газов уменьшается, при более высоких температурах увеличивается.

Упругость растворенных газов в недрах достигает 25 МПа и выше.

Давление насыщения определяется тремя методами:

ре 4 °C 0,999973 г/см³, обычно ее принимают равной 1 г/см³.

Под относительной плотностью σ_4^{20} понимают отношение плотности вещества при температуре 20 °C к плотности дистиллированной воды при температуре 4 °C. Принимая плотность воды $\sigma_4 = 1$ г/см³, считают, что относительная плотность σ_4^{20} численно совпадает с плотностью вещества при 20 °C, выраженной в г/см³. Плотность природных водных растворов колеблется в пределах 1,0 - 1,4 г/см³, возрастающая с увеличением минерализации. Как правило, плотность воды в пластовых условиях, отличается от плотности ее в поверхностных условиях не более, чем 20%. Определение плотности воды производят ареометром или пикнометром.

Плотность воды зависит от температуры. Эта зависимость определяется коэффициентом объемного теплового расширения α , показывающим, какую часть первоначального объема тела при 0 °C составляет изменение объема при изменении температуры на 1 °C.

Следует помнить, что при увеличении температуры от 0 до 4 °C вода уменьшается в объеме, а при дальнейшем ее росте увеличивается. Коэффициент объемного расширения воды составляет, 1/град.: в интервале 4 - 10 °C - 6,5·10⁻⁵, в интервале 10 - 20 °C - 15·10⁻⁵, в интервале 65 - 70 °C - 58·10⁻⁵. Кроме того, с

повышением давления вода несколько сжимается. Растворенные газы влияют на плотность воды весьма незначительно.

В случае отсутствия анализов глубинных проб воды, ее коэффициент объемного теплового расширения можно определить по графикам (рис. 9.5).

Сжимаемость вод определяется как изменение ее объема под действием давления. Коэффициент сжимаемости β показывает, насколько уменьшается объем воды при увеличении давления на 100 кПа:

$$\beta = \frac{(V_0 - V_p)}{V_0 \cdot \Delta p}, \quad (9.22)$$

где V_0 - начальный объем жидкости; V_p - объем жидкости при увеличении давления на Δp .

Коэффициент сжимаемости природных вод несколько изменяется в различных интервалах давления, но в основном зависит от их газонасыщенности, температуры и химического состава. Коэффициент сжимаемости вод нефтяных и газовых месторождений обычно изменяется в пределах (3 + 5)·10⁻⁴ МПа⁻¹.

Сжимаемость воды с растворенным газом приближенно вычисляется по формуле:

$$\beta_r = \beta \cdot (1 + 0,05G), \quad (9.23)$$

где G - газонасыщенность.

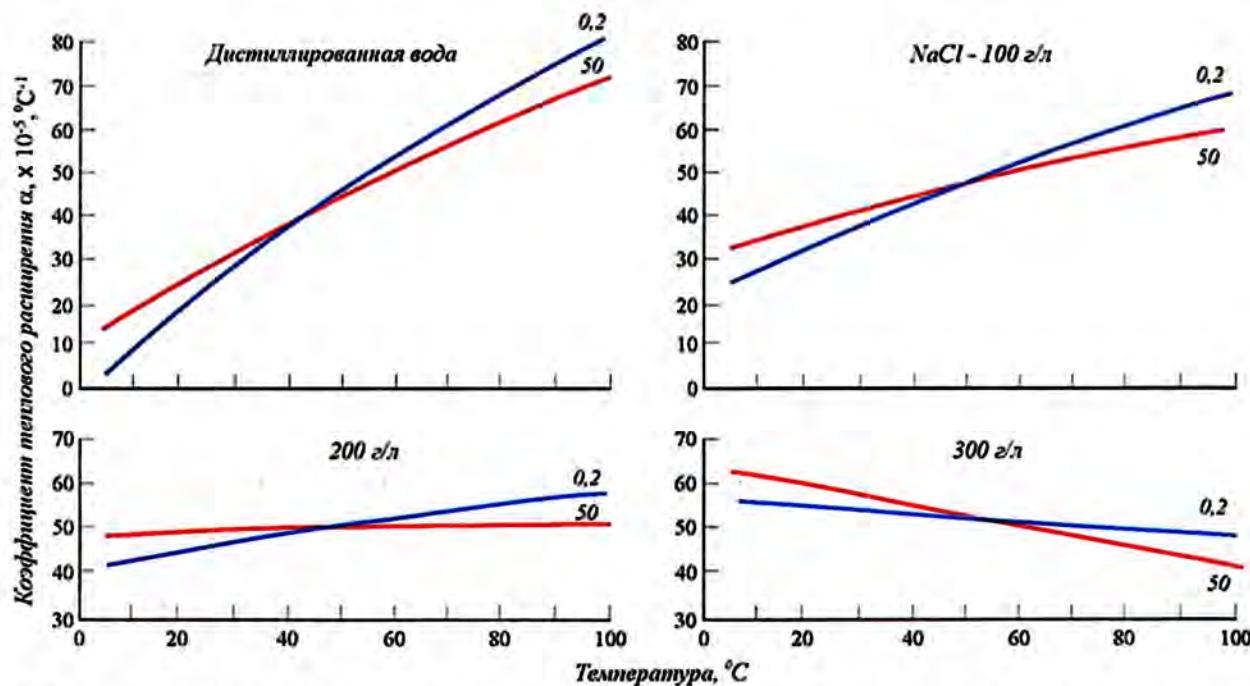


Рис. 9.5. Зависимость коэффициента теплового расширения воды от температуры и давления при различных концентрациях NaCl (по Ю.П. Гаттенбергеру и А.Я. Кулапину) [12]. Шифр кривых - давление в МПа

Для определения коэффициента сжимаемости дегазированной пластовой воды предложены различные эмпирические формулы и графики. Рекомендуется использовать наиболее полные графики Д. Лонга и Д. Чиериджи (рис. 9.6). По ним определяют сжимаемость дегазированной воды в зависимости от минерализации, температуры и давления.

В недрах под действием давления объем жидкостей уменьшается, а рост температуры и газонасыщенности приводит к его увеличению. Для оценки суммарного воздействия этих факторов используют объемный коэффициент пластовой воды - отношение удельного объема жидкости V_m в пластовых условиях к удельному объему V_n той же жидкости при давлении 100 кПа и температуре 20 °C:

$$b = V_m / V_n. \quad (9.24)$$

Природные воды характеризуются объемными коэффициентами порядка 1 - 1,2.

При отсутствии анализов глубинных проб пластовой воды для определения величины объемного коэффициента в зависимости от минерализации, пластового давления и пластовой температуры используют графики Ю.П. Гаттенбергера (рис. 9.7). Если минерализация исследуемой воды не соответствует минерализации, отмеченной на графиках, то определения производят для минерализации большей и меньшей исследуемой и по полученным данным вычисляют объемный коэффициент исследуемой воды, пользуясь правилом пропорции. Рекомендуемый метод определения объемного коэффициента не учитывает влияния растворенного газа, что для большинства вод нефтяных и газовых месторождений вполне допустимо.

Вязкостью называется внутреннее сопротивление частиц жидкости ее движению. Она увеличивается с ростом минерализации и уменьшается с повышением температуры.

Газонасыщенность и давление оказывают незначительное влияние. В большинстве случаев вязкость пластовых вод нефтяных и газовых месторождений составляет 0,2 - 1,5 сП.

Вязкость воды следует определять экспериментально по глубинным пробам с сохранением пластовых условий. Возможны также определения вязкости на пробах дегазированной воды, но с поддержанием пластовой температуры. Этот прием используется при температурах до 100 °C. В случае отсутствия прямых определений, вязкость пластовой воды рекомендуется оценивать по графику (рис. 9.8) в зависимости от минерализации и температуры с внесением поправочного коэффициента на давление.

Электропроводность подземных вод является одним из параметров используемых при интерпрета-

ции результатов электрометрии скважин. Удельное электрическое сопротивление природных вод зависит от их минерализации, химического состава и температуры. Влияние газосодержания и давления изучено недостаточно, но имеющиеся малочисленные

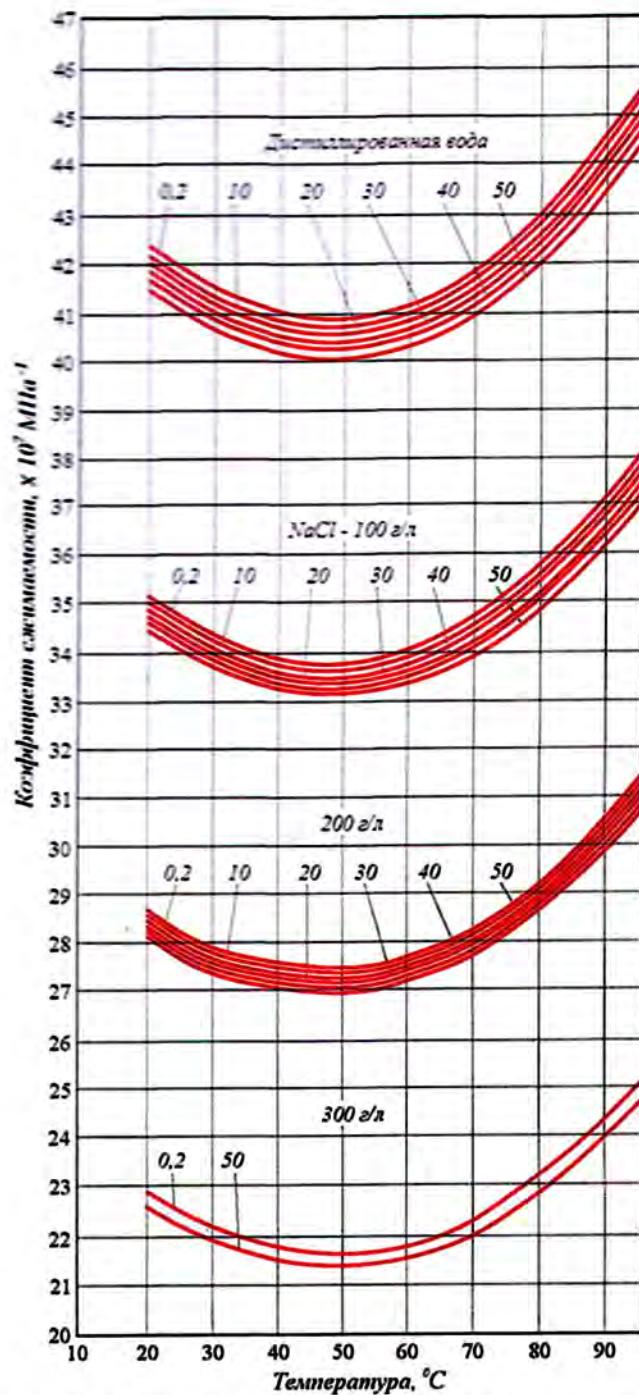


Рис. 9.6. Зависимость коэффициента сжимаемости воды от давления и температуры при различных концентрациях NaCl (Д. Лонг и Д.Д. Чиериджи) [8]. Шифр кривых - давление в МПа

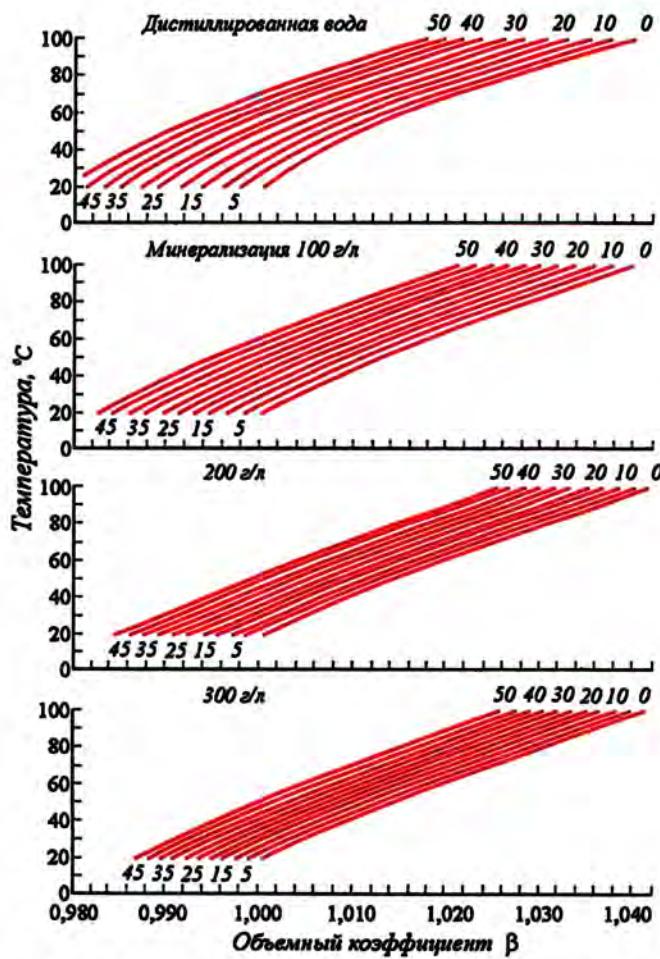


Рис. 9.7. Зависимость объемного коэффициента воды без растворенного газа от температуры и давления [12].
Шифр кривых - давление в МПа

определения показывают, что эти факторы не оказывают заметного воздействия на величину удельного сопротивления воды.

Электропроводность природных вод определяется тем, что они являются растворами электролитов; о ее величине судят по удельному электрическому сопротивлению, т.е. сопротивлению в омах такого проводника электрического тока, длина и сечение которого равны единице. При геофизических работах за единицу удельного сопротивления берут 1 Ом·м.

Подземные воды обычно характеризуются величинами удельных сопротивлений от 0,02 до 1 Ом·м. С увеличением температуры и степени минерализации удельное сопротивление уменьшается.

Для вычисления величины удельного электрического сопротивления природных вод ρ_e пользуется формулой

$$\rho_e = \frac{10}{al_c a_a} + kl_c a_a, \quad (9.25)$$

где a, k - количество соответственно анионов и катионов в растворе; l_c - их электролитические подвижности при концентрации C ; a_a, a_k - степень диссоциации солей, в состав которых входят соответственно анионы и катионы.

Для большинства солей, растворенных в природных водах, величины электролитической подвижности близки, поэтому при расчетах принимается во внимание только преобладающая в воде соль. Следовательно, удельное электрическое сопротивление можно определить по общей минерализации или плотности воды.

Обычно удельное сопротивление измеряют на поверхностных пробах воды с соблюдением пластовой температуры.

При отсутствии прямых определений, удельное сопротивление пластовых вод может быть оценено по графику (рис. 9.9) в зависимости от минерализации и температуры. График построен для растворов NaCl. И при его использовании желательно по составу пластовой воды вычислить эквивалентную концентрацию NaCl. Это достигается путем умно-

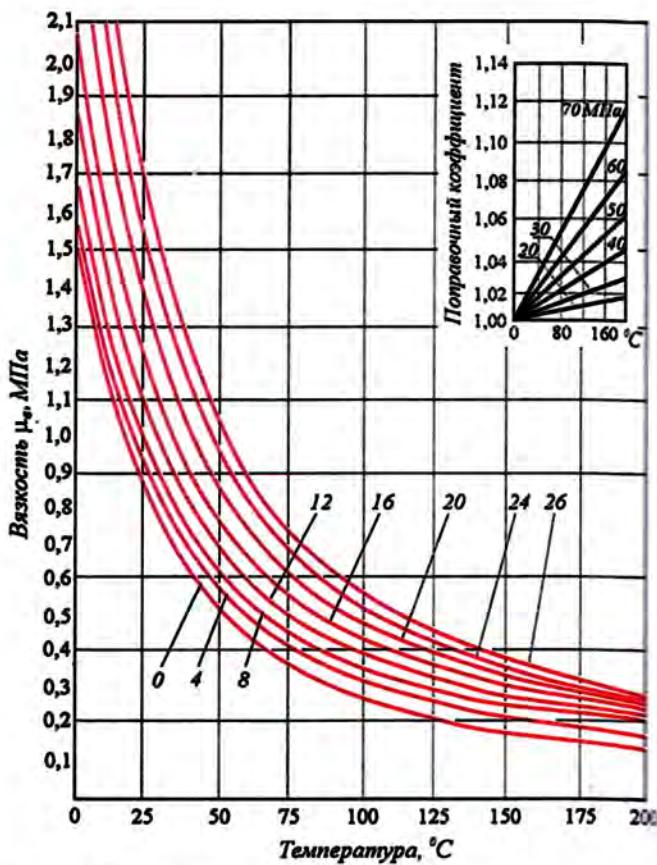


Рис. 9.8. Зависимость вязкости воды μ_e от температуры при различных концентрациях NaCl [12].
Шифр кривых - концентрация NaCl в г/100 г

жения содержания различных ионов на следующие переводные коэффициенты:

$$\text{Na}^+ - 1; \text{Ca}^{+2} - 0,95; \text{Mg}^{+2} - 2,0;$$

$$\text{Cl} - 1,0; \text{SO}_4^{-2} - 0,5; \text{HCO}_3^- - 0,27.$$

Полученная таким образом сумма дает эквивалентную концентрацию NaCl в воде. Этим графиком можно пользоваться для большинства вод нефтяных и газовых месторождений, однако, при на-

личии значительного количества (более 10%) гидрокарбонатов он дает существенные погрешности.

Радиоактивность природных вод определяется наличием в них радиоактивных элементов - радия, радона, урана. Радиоактивными называются воды с содержанием: радия более $1 \cdot 10^{-14}$ г/л; урана более $3 \cdot 10^{-5}$ г/л; радона более $1,5 \cdot 10^{-20}$ Бк. Содержание Ra 10^{-10} г/л и выше нередко наблюдается в водах нефтяных пластов. Радиоактивность подземных вод позволяет использовать их для лечебных целей.

Магнитная восприимчивость характеризует способность вещества намагничиваться в магнитном поле. Установлено, что под воздействием магнитного поля происходит перестройка молекул воды, приводящая к изменению ее свойств. Вода становится лучшим растворителем, резко уменьшается выпадение солей в осадок. Такая вода, закачиваемая в пласты при разработке нефтяных месторождений, не образует солевого налета на внутренних поверхностях труб и обладает лучшими нефтеотмывающими свойствами по сравнению с обычной водой. После отключения магнитов свойства воды, приобретенные в результате воздействия магнитного поля, сохраняются в течение нескольких суток.

9.3.3. Особенности отбора для изучения свойств воды

Для исследования свойств воды в пластовых условиях необходимо отбирать глубинные пробы, с сохранением естественного газосодержания нефти и воды, пластового давления и температуры. Глубинные пробоотборники после отбора проб герметически закрываются в скважине в точке отбора, чтобы не допустить удаления газа. В процессе подъема пробоотборника на поверхность и транспортировки герметически закрытой пробы в лабораторию происходит снижение температуры и, соответственно, изменяется давление. Но в лаборатории пробы вновь доводят до пластовой температуры и только после этого выполняют анализ свойств пластовой жидкости и газов. После окончания анализов дегазированная вода может быть использована для проведения химического анализа и определения свойств в поверхностных условиях.

Для этих же целей применяют поверхностные пробы, отбираемые в стеклянные бутыли с устья скважин.

При отборе глубинных проб особое внимание необходимо обращать на доброкачественность и представительность проб. Всего из скважины отбирают не менее 3 проб. Их доброкачественность устанавливают непосредственно в пробоотборнике по совпадению контрольных параметров, а для проб воды - по газосодержанию. Пробы считаются каче-

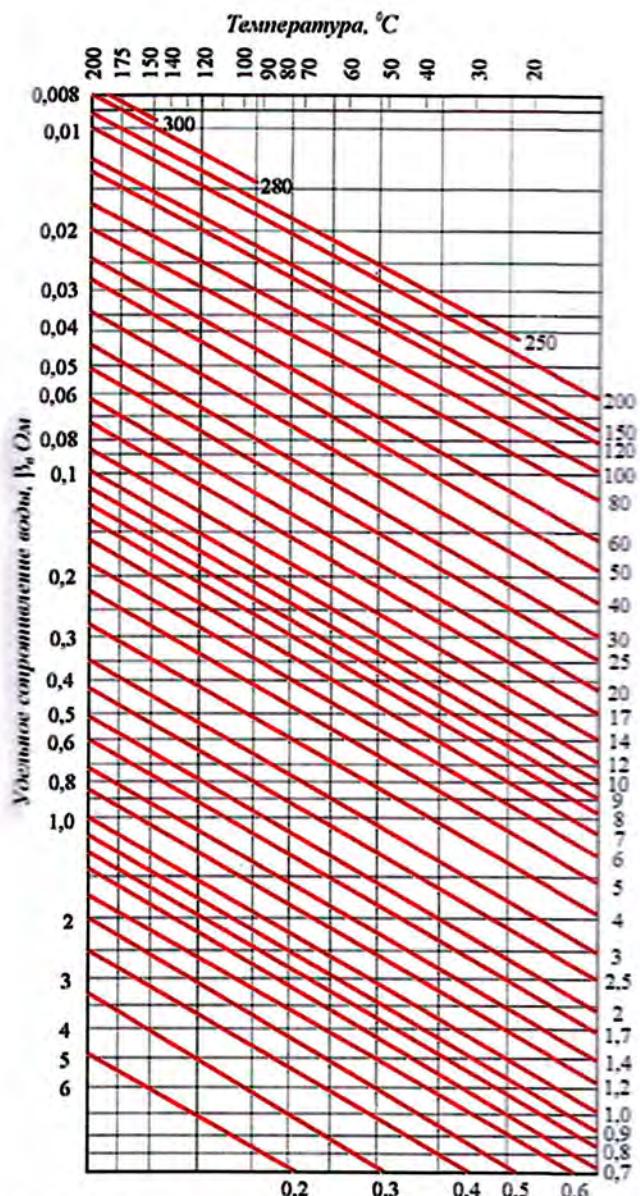


Рис. 9.9. Зависимость удельного электрического сопротивления воды от температуры и концентрации NaCl [12].

Шифр кривых - концентрация NaCl в г/кг

ственными, если расхождение значений контрольных параметров не превышает 3%.

При исследовании водяных скважин особое внимание должно быть уделено тому, чтобы отбираемые пробы характеризовали именно пластовую воду, а не смесь ее с посторонней технической водой. В отличие от действующих и остановленных нефтяных и газовых скважин опасность получения непредставительных проб здесь особенно реальна. Поэтому начинать заботиться о получении объективной информации о пластовой воде следует еще во время испытания водяных скважин. После перфорации колонн, промывки скважины и возбуждения пласта необходимо провести откачуку до постоянства состава извлекаемой воды. Состав воды оценивают по содержанию ионов хлора, плотности и величине pH , причем эти определения производят непосредственно у скважины, не прерывая откачку. Состав воды считается постоянным, если в трех последовательно отобранных пробах значения указанных параметров не изменяются. В промежутках между отбором проб необходимо откачивать не менее одной трети объема ствола скважины. В конце откачки отбирают пробу на выкide скважины в объеме 1,5 л и оставляют скважину на восстановление статического уровня. При установленном уровне (или устьевом избыточном давлении) отбирают три глубинные пробы из перфорированного интервала скважины, а также замеряют пластовые давления и температуру.

Погребенные воды нефтяных и газовых залежей исследуются в основном по кернам из скважин, пробуренных на безводном (битумном) растворе. Предполагается, что такой раствор практически не вытесняет погребенную воду нефтяных пород, и она вся остается в вынесенном керне. Герметически законысервированные образцы керна передаются на анализ в лабораторию. Из части образцов в аппаратах ЛП-4 отгоняют погребенную воду, затем производят определение пористости. Эти данные позволяют подсчитать количественное содержание погребенной воды (водонасыщенность порового объема). Из второй части смежных образцов извлекают водорастворимые соли путем вытяжки их дистиллиированной водой. Водная вытяжка затем анализируется на содержание основных ионов и солей. В результате всех определений выясняется как количественное содержание, так и химический состав погребенной воды залежи.

Сведения о химическом составе погребенной воды могут быть получены также по анализам водных вытяжек солей из безводных нефти и в некоторых случаях - по пробам воды, накапливающейся в зумпфах нефтяных скважин.

9.4. ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ

Углеводородные флюиды и вмещающие их породы-коллекторы залегают в недрах под действием весьма высоких давлений и температур. В силу этого их свойства в глубинных условиях отличаются от свойств, которыми они обладают на поверхности. Для учета этих отличий при проведении подсчета запасов и введения необходимых поправок определяют давление и температуру, при которых находятся залежи нефти и газа в недрах.

9.4.1 Пластовое давление

Пластовое давление - это внутреннее давление в поровом пространстве осадочных пород, которое проявляется при вскрытии пластов, насыщенных флюидом.

Пластовое давление считается равным нормальному гидростатическому, если оно уравновешивается столбом пресной воды высотой от кровли изучаемого пласта до устья скважины. Поскольку фактическое изменение плотности подземных вод в разрезе месторождения часто неизвестно, чтобы исключить влияние минерализации, было введено понятие об условном гидростатическом давлении, которое равно давлению столба пресной воды плотностью 1 г/см³ высотой от изучаемого пласта до устья скважины.

Пластовое давление нефтяных и газовых залежей подразделяется на начальное пластовое давление, существующее в залежах до начала отбора пластовых флюидов, и текущее или динамическое пластовое давление, изменяющееся в процессе разработки. Начальное пластовое давление определяют до начала интенсивной разработки, когда еще не нарушены начальные термодинамические условия пласта, и из скважин не было существенного отбора флюидов. Текущее пластовое давление определяют на какуюлибо дату разработки как в долгопротекающих скважинах, так и в скважинах, действующих в специально остановленных на период стабилизации давления на забое.

Пластовое давление в скважинах определяют различными способами. В нефтяных и водяных скважинах обычно проводят прямые замеры пластового давления с помощью глубинных манометров, которые спускают на глубину середины интервала перфорации, а если это технически невозможно, то на максимально возможную глубину.

Время выдержки манометров в точке замера должно составлять не менее 20 мин, причем во время спуска прибора и периода замера нельзя допускать утечек жидкости и газа из скважины через устьевую арматуру или по трубопроводам. Результаты изме-

рений фиксируются в журнале, где обязательно отмечается дата, глубина замера, тип использованного прибора, категория скважины и время остановки скважины (для скважин действующего фонда).

Измеренные величины пластового давления затем пересчитываются на абсолютную отметку середины интервала перфорации, на отметку водонефтяного контакта или любую заданную горизонтальную плоскость. Пересчет выполняется по формуле

$$p_{pl} = p_{zam} + \frac{(H_n - H_{zam}) \cdot \sigma}{102}, \quad (9.26)$$

где p_{pl} - искомое пластовое давление на требуемой глубине H_n (абс. отметка); p_{zam} - измерение давления за глубине спуска манометра H_{zam} ; σ - плотность жидкости, находящейся в интервале глубин $H_n - H_{zam}$ в пластовых условиях.

В газовых скважинах пластовое давление в большинстве случаев может быть рассчитано по величине устьевого давления по барометрической формуле, которая имеет вид:

$$p = p_y e^{-0,03415 \frac{\bar{\sigma} H_n}{Z_{cp} T_{cp}}}, \quad (9.27)$$

где p_y - устьевое давление; e - основание натуральных логарифмов; $\bar{\sigma}$ - относительная плотность газа по воздуху; H_n - глубина средней точки интервала перфорации; Z_{cp} - средний коэффициент сверхжидкимости газа при среднем давлении и температуре в стволе скважины; T_{cp} - средняя температура в стволе скважины.

В подавляющем большинстве случаев расчет пластового давления газа по давлению на устье скважин имеет точность, достаточную для проведения подсчета запасов. Однако необходимо отметить, что наличие конденсата или воды на забое скважины значительно искажает результаты расчетов и исключает применение этого метода.

Средние значения начального пластового давления определяют по данным замеренных или рассчитанных давлений в первых разведочных скважинах до нарушения статического равновесия в залежи, т.е. до начала отбора сколько-нибудь заметного количества жидкости (или газа).

Полученные замеры пластового давления в первых скважинах должны быть пересчитаны на середину объекта залежи (т.е. горизонтальную плоскость, которая делит залежь на две равные по объему части). Для пластовых залежей срединная плоскость проводится на середине высоты залежи, а для массивных - на расстоянии 1/3 высоты залежи от поверхности флюидального контакта. При небольшой высоте залежи (до 10 - 15 м) пластовые давления

можно пересчитывать на поверхность водонефтяного, газоводяного или газонефтяного контакта.

Для значительных по размерам нефтяных залежей желательно иметь замеры начальных пластовых давлений в различных частях залежи. В газовых залежах, в особенности при небольшом этаже газоносности можно ограничиваться замерами одной или нескольких скважин.

В случае отсутствия кондиционных замеров пластового давления, характеризующих оцениваемую залежь, для определения среднего пластового давления могут использоваться графики изменения пластового давления по разрезу месторождения (см. рис. 9.10).

Среднее пластовое давление на отметке середины объема залежи можно определить графически или рассчитать по полученному регрессионному уравнению.

9.4.2. Пластовая температура

Основным источником информации о температуре недр являются измерения температуры в скважинах. Для этого применяют: жидкостные (ртутные) максимальные термометры, самопищущие термометры (термографы), электрические термометры и термоэлектрические термометры (термопары). Наибольшее распространение получили электрические и самопищущие термометры. Для контроля их по-

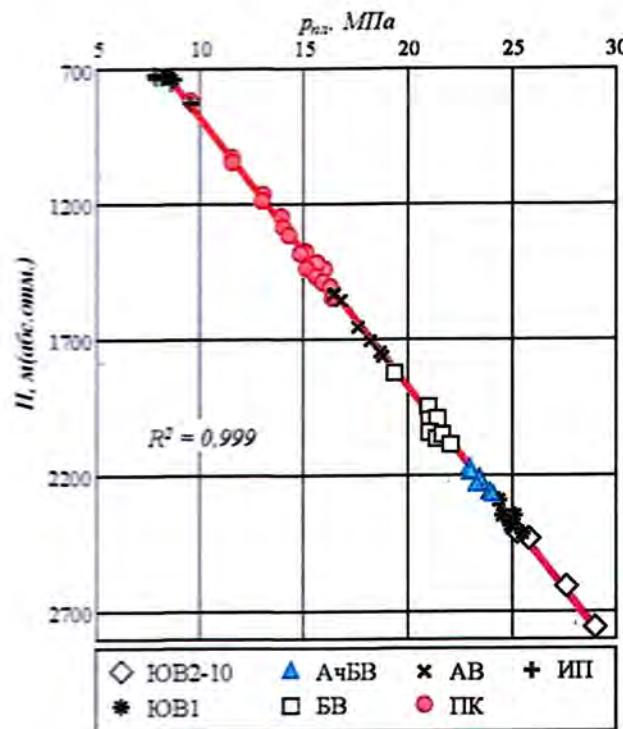


Рис. 9.10. График изменения пластового давления

казаний часто одновременно используются ртутные максимальные термометры.

Измерения производятся, как правило, при спуске термометров. Важным технологическим требованием проведения замеров в скважинах с избыточным устьевым давлением является герметичность всех устьевых соединений во время проведения исследования и недопущение сдвига столба жидкости в скважине при спуске прибора.

Для определения начальной пластовой температуры продуктивных пластов используют, прежде всего, замеры температуры в долгопротекающих скважинах - пьезометрических и наблюдательных. Температура жидкости, заполняющей ствол таких скважин, приходит в соответствие с температурой пород разреза отложений обычно через 20 - 30 суток после окончания бурения или эксплуатации.

В законченных бурением скважинах зарегистрируется неустановившееся тепловое поле, нарушенное процессами бурения и цементирования. Практика показывает, что температура в призабойной части ствола практически становится равной температуре горных пород через 8 - 10 суток после цементирования обсадной колонны. Восстановление температуры продолжается гораздо дольше в верхней части ствола, а также в скважинах, пробуренных на буровом растворе с температурой на несколько десятков градусов ниже пластовой.

По результатам измерения пластовых температур строится геолого-геотермический разрез исследованных скважин и месторождения в целом.

Геолого-геотермический разрез - это график, на котором показывают изменения с глубиной (рис. 9.11) естественной температуры горных пород.

Средняя температура продуктивного пласта определяется по графику или рассчитывается по регрессионному уравнению на отметке соответствующей середине объема залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бондаренко С.С., Лубенский Л.А., 1988, Геолого-экономическая оценка месторождений подземных промысленных вод: М., Недра.
 2. Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П., 1979, Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений: М., Наука.
 3. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В., 1984, Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов: М., Недра.
 4. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин, 1980, под ред. Золоева Г.А., Алиева З.С.: М., Недра.
 5. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А., Лапчаков Г.А., Тимофеев В.А., 1997, Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: М., Недра.
 6. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И., 2002, Нефтегазовая гидрогеология: М., изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
 7. Корцеништейн В.Н., 1984, Растворенные газы подземной гидросферы Земли: М., Недра.
 8. Лонг Дж., Чиериджи Дж., 1961, Сжимаемость и удельный вес подземных вод в пластовых условиях: V Международный нефтяной конгресс. Т. 2. Бурение скважин и добыча нефти и газа: М., Гостоптехиздат, с. 196–211.
 9. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутана и неуглеводородных компонентов и определение их потенциального содержания в пластовом газе, 1984.
 10. Намиот А.Ю., Бондарева М.М., 1963, Растворимость газов воде под давлением: М., Недра.
 11. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, 1989. Справочник. Амелин И.Д., Бадьянин В.А., Вендельштейн Б.Ю. и др. Под ред. Стасенкова В.В., Гутмана И.С. М., Недра
 12. Справочник по нефтепромысловой геологии, 1981, под ред. Быкова Н.Е., Маскимова М.И., Фурсова А.Я. Недра
 13. Шварцев С.Л., 1996, Общая гидрогеология: М., Недра.

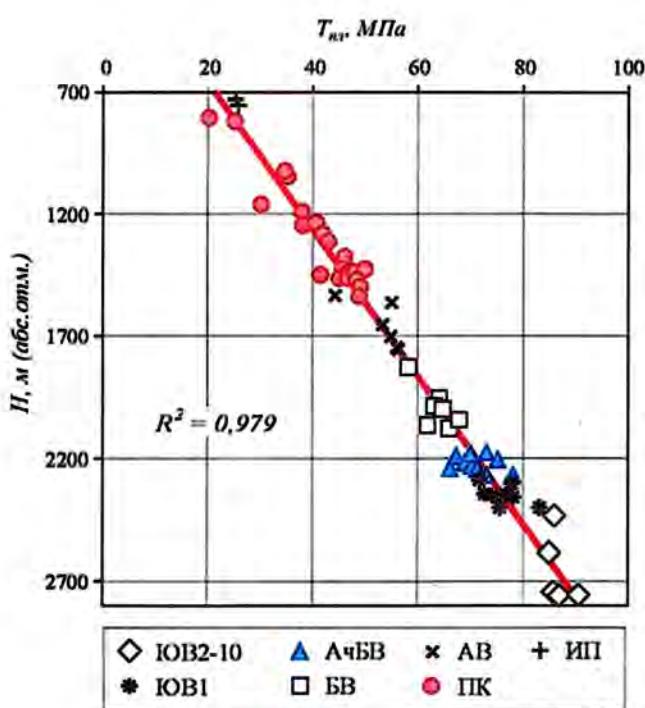


Рис. 9.11. Геотермическая характеристика разреза

Объектом подсчета запасов нефти и газа является залежь - скопление углеводородов в ловушках различного типа. Для каждой залежи, по которой проводится подсчет запасов, по данным геологоразведочных работ должны быть построена геологическая модель и проведена геометризация внешней формы залежи и ее внутренних свойств [7, 14, 16].

Для определения границ и расчета объема определяют положение поверхностей, ограничивающих залежь:

- кровли и подошвы залежи, отделяющие продуктивные пласти от перекрывающих и подстилающих непроницаемых пород;
- дислокационных нарушений, обусловливающие смещение (а в ряде случаев и гидродинамическое разобщение) одновозрастных блоков пород относительно друг друга;
- зоны замещения пород-коллекторов на породы неколлектора, связанные со сменой литологического состава пород-коллекторов, со стратиграфическим несогласием;
- разделяющие части продуктивного пласта с разным характером насыщения флюидом (поверхности ВНК, ГНК и ГВК).

Пересечения этих поверхностей образуют линии, которые являются границами залежи - внешний контур залежи, линия выклинивания пород-коллекторов, линия дислокационного нарушения и др.

Для расчетов эффективного объема залежи и определения запасов проводят геометризацию емкостных и фильтрационных свойств пород-коллекторов и физико-химических свойств флюидов, которые описываются картами:

- эффективных и насыщенных толщин пород-коллекторов, характеризующими изменение эффективного и эффективного насыщенного объема залежи;
- пористости, проницаемости и насыщенности пород-коллекторов, отражающими изменение емкостных свойств пород-коллекторов в пределах залежи;

- свойств флюидов насыщающих породы-коллекторы, характеризующими изменение свойств флюидов по площади и разрезу залежи.

Ниже описаны методы геометризации указанных признаков с использованием прямой и косвенной геологической-геофизической информации.

10.1. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Основой для построения геологической модели и геометризации месторождения, продуктивного горизонта и залежи служит детальная корреляция разрезов скважин [4, 16, 5, 17].

Корреляция разрезов скважин проводится для определения последовательности залегания пород, выявление одновозрастных пластов в разрезе скважин и прослеживание изменения их толщины, литологического и фаунистического состава в пределах контура залежи. При ее проведении выделяются:

- дислокационные дислокации различного ранга и масштаба, охватывающие весь разрез или отдельные его части;
- поверхности несогласий, размывов, стратиграфических срезаний, соответствующих границам осадочных комплексов или/и их подразделений (в соответствии с принципами сейсмостратиграфии);
- поверхности (кровель и подошв) осадочных толщ, пластов и слоев, в том числе продуктивных, отвечающих одновозрастным границам напластований, сформированным в процессе седиментации и последующей консолидации отложений каждого из осадочных комплексов.

10.1.1. Детальная корреляция разрезов скважин по данным ГИС

Детальная корреляция разрезов скважин по данным ГИС начинается с нахождения в разрезах скважин региональных и локальных реперов и выделения продуктивных частей разреза. На этой стадии выполняют *разделение продуктивной части в разрезах скважин*, т.е. разделяют ее на однородные по ГИС интервалы и производят их качественную ли-

тологическую интерпретацию. При наличии достаточных данных выделяют пласты-коллекторы и непроницаемые разделы между ними [4].

Затем выявляют общие закономерности строения продуктивной части разреза и характерные особенности напластования. На диаграммах ГИС находят *реперные границы и реперы*, в качестве которых наиболее удобно выбирать пласты глинистых углекомплексированных или плотных карбонатизированных пород. Следует выявлять реперные элементы, как в пределах продуктивной части разреза, так и за ее пределами.

После выполнения расчленения разрезов всех скважин выбирают *эталонную скважину* с наиболее полным, четко дифференцированным разрезом, содержащим большинство продуктивных пластов и реперов, и, желательно, расположенную в центре подсчетного объекта. На эталонном разрезе производят индексацию продуктивных пластов.

По завершении подготовительного этапа приступают собственно к детальной корреляции разрезов скважин. С разрезом эталонной скважины поочередно сравнивают разрезы соседних скважин, т.е. выполняют *парную корреляцию разрезов скважин*. Для этого в паре скважин совмещают выявленные реперы и сопоставляют разрезы скважин, обращая внимание на изменение толщины между реперами и последовательность напластования.

Затем снизу вверх коррелируют отложения, залегающие между одноименными реперами, в первую очередь, обращая внимание на непроницаемые (глинистые) разделы, а затем пласты-коллекторы между ними. При нарушении напластования сопоставление скважин проводят также и сверху вниз. В случаях, если скважина не вскрывает основной репер, используют дополнительные реперы, которые не столь выдержаны по площади, но имеют характерную конфигурацию кривых ГИС и расположены рядом с основным. Сопоставление разреза скважины завершается индексацией одноименных пластов согласно эталонному разрезу. Затем последовательно производят парные корреляции скважин, расположенных в непосредственной близости от прокоррелированных скважин. По мере возможности разрезы скважин группируют, выделяя определенные типы разрезов, каждому из которых выбирают опорную скважину. Проведенную детальную корреляцию уточняют отдельно для каждого типа разрезов, а затем выделенные пласти увязывают между собой.

Проверка детальной корреляции продуктивных пластов осуществляется по пересекающимся профилям, проведенным через скважины.

Детальная корреляция оформляется в виде нескольких схем корреляции, выровненных по поверхности одного из основных реперов, называемых

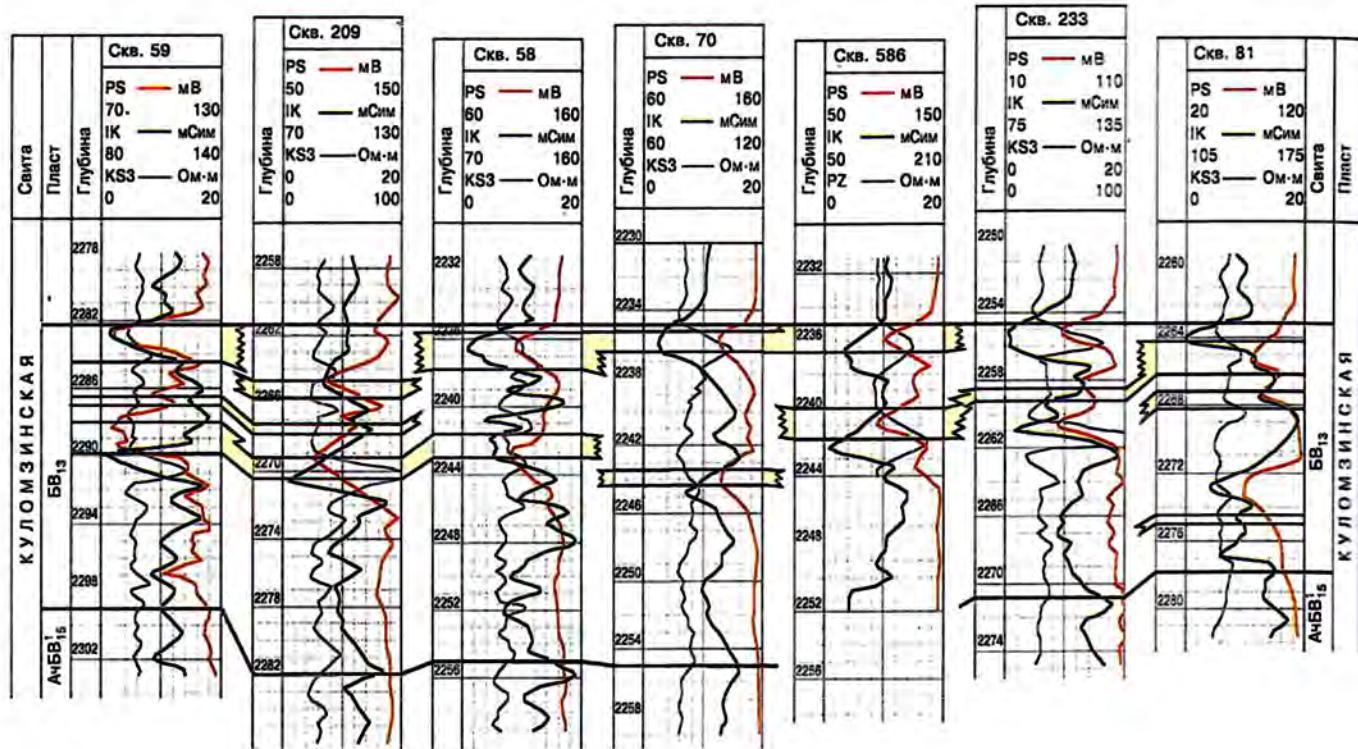


Рис. 10. 1. Пример схемы корреляции разрезов скважин

мой линией сопоставления или выравнивания (рис. 10.1).

Если в результате детальной корреляции установлено, что последовательность напластования не нарушена и границы параллельны, положение линии сопоставления не имеет особого значения. При всеобщности границ линию сопоставления следует выбирать в середине коррелируемого интервала. При нарушении последовательности напластования в нижней части продуктивного горизонта линию сопоставления следует взять выше границы несогласия, в случае нарушения в верхней части - ниже поверхности несогласия.

В результате детальной корреляции производят отбивки стратиграфических границ продуктивных горизонтов, кровли и подошвы пластов-коллекторов, которые снимаются с диаграмм ГИС.

При выделении продуктивных горизонтов (пластов) следует учитывать характер насыщенности по результатам количественной интерпретации материалов ГИС и данным испытания и разработки.

При проведении корреляции с использованием компьютерных технологий [4, 5] в отчете по подсчету запасов следует обосновать применяемые алгоритмы и программы корреляции разрезов скважин, привести их краткое описание, а результаты корреляции представить в форме, позволяющей проводить экспертную проверку.

10.1.2. Использование данных сейсморазведки для корреляции разрезов скважин

При подсчете запасов, в особенности на начальной стадии разведки, корреляцию разрезов скважин не всегда удается удовлетворительно осуществить только по материалам бурения и ГИС, особенно при резкой изменчивости разреза и наличия в нем продуктивных пластов с различными углами падения.

Как можно видеть из рисунка 10.2, при корреляции разреза только лишь по скважинам 1 и 3 (показаны вертикальными линиями), без учета сейсмических данных, реальная внутренняя структура отложений неокома в принципе не может быть изучена. В этом случае более надежную корреляцию продуктивных пластов можно провести, привлекая материалы сейсморазведки.

Корреляцией (фазовой, транспозиционной) сейсмических волн называется процесс последовательного визуального или автоматизированного прослеживания какой-либо динамической особенности (фазы) сейсмического колебания от трассы к трассе временного разреза. Важнейшими из этих признаков являются повторяемость формы записи, видимых периодов колебаний, соотношения амплитуд основных и дополнительных экстремумов сейсмических импульсов на соседних трассах.

На первом этапе корреляции следует обеспечить прослеживание наиболее устойчивых опорных волн.

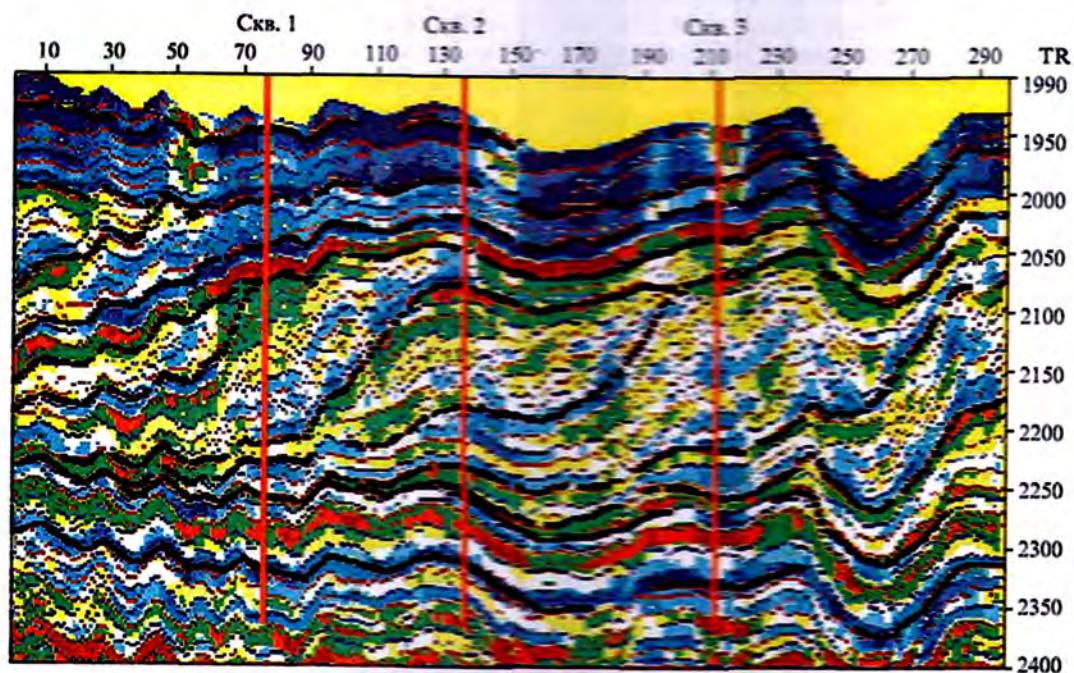


Рис. 10.2. Выявление и трассирование неокомских клинаформ (первого и второго ранга) по сейсмическому псевдоскоростному разрезу

При невозможности проведения фазовой корреляции применяется корреляция групп волн.

Транспозиционная корреляция сейсмических горизонтов является основной интерпретационной процедурой в структурной сейсморазведке. Все применяемые при этом процедуры: одноканальная и многоканальная фильтрации, АРУ, различные виды коррекции времен и скоростей и т.п., а также способы изображения сейсмических разрезов (переменной амплитуды, ширины, плотности и т.п.) направлены на решение задачи непрерывной корреляции отражений по профилю и в пространстве.

Важно отметить, что чрезмерное применение совокупности перечисленных средств порой обуславливает появление на сейсмических разрезах ложных границ, не соответствующих геологической природе изучаемого объекта. Поэтому представления об их реальной коррелируемости должны быть получены заранее, на основе априорной и предшествующих моделей объекта, сейсмогеологического моделирования и в дальнейшем контролироваться на различных этапах обработки.

Волновая сущность сейсмических разрезов приводит к тому, что коррелируемые, как правило, по динамически выраженным фазам (фазовая корреляция) опорные сейсмические горизонты (реперы) практически никогда в точности не совпадают с геологическими границами пластов. Вследствие этого, важнейшей задачей является геологическая идентификация прокоррелированных по данным сейсморазведки горизонтов в скважинах.

Увязка данных сейсморазведки и ГИС выполняется с использованием известных процедур: расчета синтетических сейсмограмм по данным ГИС, совместного спектрально-временного анализа (СВАН) сейсмических трасс и промысловых кривых, оценки вклада акустических границ разреза в сейсмическое волновое поле (процедура ВКЛАД) и т.п.

Исходная информация должна содержать:

- данные ГИС: литологическая колонка, акустический и плотностной каротаж в сейсмическом интервале Δt_0 , не менее 0,5 - 0,8 с (с учетом инклинометрии);
- данные сейсмокаротажа: времена распространения волн от линии приведения ОГТ до различных глубин исследуемого интервала разреза (с учетом инклинометрии);
- данные ВСП из пунктов взрыва, близких к скважине;
- данные МОГТ: временные разрезы, прошедшие обработку с сохранением амплитуд, после миграции, подавление кратных волн и т.п.

Качество сейсмической информации должно обеспечиваться на уровне отношения сигнала/помес-

ха 5 - 10 и более. Коэффициент корреляции соседних трасс в исследуемом интервале разреза должен превышать значение 0,7. Кроме того, необходимо, чтобы в окрестностях скважины геологический разрез был относительно однородным, а сейсмические границы избранного фрагмента профиля субсогласными. Для контроля увязки данных сейсморазведки и ГИС желательно на профиле иметь еще одну скважину.

Решение о том, какие сейсмические горизонты и/или их сочетания будут использованы для построения целевых геологических границ принимаются на основе увязки данных сейсморазведки и ГИС. Увязка выполняется с использованием известных процедур: расчета синтетических сейсмограмм по данным ГИС, совместного спектрально-временного анализа (СВАН) сейсмических трасс и промысловых кривых, оценки вклада акустических границ разреза в сейсмическое волновое поле (процедура ВКЛАД) и т.п.

Таким образом, главными методами усовершенствования межскважинной корреляции являются:

- выполнение корреляции по данным ГИС на сейсмической структурной основе, предварительно построенной по корреляционному профилю скважин;
- применение специальных методик, позволяющих контролировать правильность корреляции собственно каротажных реперов;
- в частности, одной из таких методик является способ перспективного соответствия.

Таким образом, интегрированная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС позволяет выявлять и трассировать границы несогласий, внутреннюю структуру изучаемых осадочных комплексов, тектонические нарушения, устанавливать линии выклинивания, замещения и другие особенности разреза, и, тем самым, обеспечивает существенно более надежное прослеживание продуктивных пластов, выделяемых в разрезе скважин.

10.1.3. Оформление и представление результатов корреляции разрезов скважин

Схемы корреляции продуктивных пластов представляются в отчете по подсчету запасов в масштабе 1 : 200. При значительной толщине продуктивного разреза (до 1000 м) возможного представление схем корреляции в масштабе 1 : 500 [7].

На схемах детальной корреляции в последовательности, соответствующей профилю на схеме расположения скважин, размещают диаграммы ГИС, совмещающая поверхность соответствующего репера с линией выравнивания. Затем на диаграммы наносят результаты литологической обработки керна. После чего

последовательно соединяются основные, потом дополнительные реперы, глинистые разделы и пласти коллекторы. При согласном залегании границы проводятся прямыми линиями, при несогласном - волнистыми; фациальное замещение показывается ломаной вертикальной линией между скважинами. Таким образом, схемы детальной корреляции должны отражать выдержанность или прерывистость пластов-коллекторов и соотношение их с непроницаемыми разделами (рис. 10.1).

Для слабо изученных месторождений желательно составление схемы сопоставления отложений с разрезами скважин соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.

10.2. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

10.2.1 Построение структурных карт по данным бурения и сейсморазведки

Структурные построения при поисках нефти и газа призваны создать графическую модель формы природных геологических тел - пластов и частей пластов, заполненных различными флюидами, включая углеводороды различного фазового состояния. Структурные карты дают наглядное изображение форм подземного рельефа и позволяют провести в пространстве границы залежи.

При подсчете запасов обязательно строятся карты по кровле и подошве продуктивного пласта. В качестве верхней и нижней границ залежи обычно принимается кровля продуктивного горизонта (как правило, кровля первого пласта коллектора). За нижнюю границу залежи (пластовой залежи) принимают подошву продуктивного пласта (подошву пласта коллектора).

Построение структурных карт проводят по данным бурения с учетом результатов сейсморазведки и структурного бурения [8, 9].

Данные сейсморазведки позволяют восстановить более высокочастотную составляющую изменчивости структурного плана, чем данные по редкой сети разведочных скважин.

Целесообразность использования данных сейсморазведки при построении структурных карт определяется уменьшением ошибки восстановления поверхности кровли продуктивного пласта (см. раздел 10.3).

Построение структурных карт кровли (подошвы) горизонта по данным бурения и сейсморазведки в случае если отражающий горизонт совпадает с поверхностью продуктивного горизонта

В этом случае структурную карту получают путем совместной интерполяции отметок кровли (подошвы),

по скважинам и отметок кровли (подошвы) отражающего горизонта по данным сейсморазведки. Учитывая что отметки кровли в скважинах определяются с большей точностью, эти значения принимаются при интерполяции с большими весовыми коэффициентами (если это предусмотрено в применяемой программе интерполяции).

Построение структурных карт кровли (подошвы) горизонта по данным бурения и сейсморазведки в случае если отражающий горизонт не совпадает с поверхностью продуктивного горизонта.

В этом случае структурная карта строится методом склонения (рис. 10.3).

Процесс построения структурной карты следующий:

1. Строится структурная карта кровли (подошвы) продуктивного пласта по данным сейсморазведки.

2. Определяется разность отметок кровли (подошвы) продуктивного пласта по данным бурения и данным сейсморазведки.

3. Строится карта разности отметок кровли продуктивного пласта и кровли отражающего горизонта.

4. Сложение двух карт (карты поверхности отражающего горизонта и карты разности отметок кровли продуктивного пласта и кровли отражающего горизонта) получают карту по кровле (подошве) продуктивного пласта.

Высота сечения изолиний при построении структурных карт выбирается, исходя из крутизны залегания пород, масштаба проводимых построений и требуемой детальности изображения. Высота сечения изолиний должна быть больше случайной составляющей изменчивости картируемого признака.



Рис. 10.3. Схема построения структурной карты по кровле продуктивного пласта

Высоту сечения (Δh) можно приближенно оценить с помощью неравенства (Кунин Н. Я. 1981):

$$\Delta h > K_i \cdot \varepsilon_{\text{ср}}, \quad (10.1)$$

где $\varepsilon_{\text{ср}}$ - величина случайной составляющей изменчивости; K_i - коэффициент пропорциональности (при доверительной вероятности 95% $K_i = 2$).

Если величина случайной составляющей изменчивости больше закономерной составляющей, т.е. когда невозможно выделить закономерную составляющую, построение карт нецелесообразно. Подобная ситуация бывает типичной при построении карт пористости, нефтенасыщенности, проницаемости коллекторов и других признаков, которые характеризуются не только большой изменчивостью, но и большой погрешностью определения этих признаков в отдельных скважинах.

В складчатых областях, при больших углах падения пластов, сечения изогипс принимают равным 25 - 50 м, в платформенных условиях, при пологом залегании картируемых пластов, сечение изогипс может составлять 5 - 10, в редких случаях 20 м.

Выбор скважин для построения структурных карт при пересчете запасов крупных длительно разрабатываемых месторождений [6]

При пересчете запасов крупных многопластовых длительно разрабатываемых месторождений, разбуренных большим числом наклонно направленных эксплуатационных скважин возникает проблема формирования выборки скважин для построения достоверных структурных карт.

Абсолютные отметки кровли и подошвы находят по кривым ГИС, и они должны удовлетворять соответствующим требованиям к точности их определения. Для построения структурных карт с сечением изолиний через 10 м среднеквадратичная погрешность определения глубин должна составлять $\varepsilon_{\text{ср}} = \pm 3,3$ м.

Погрешность расчета абсолютных отметок по материалам ГИС складывается из погрешностей за счет допусков на растяжение геофизического кабеля ($\varepsilon_{\text{каб}}$) и инструментальной погрешности измерения искривления ствола скважины инклинометрами ($\varepsilon_{\text{инк}}$).

Согласно "Технической инструкции по проведению ГИС" (1985), неконтролируемые погрешности определения глубин за счет растяжения кабеля ($\varepsilon_{\text{каб}}$) составляет 1 м на км ствола скважины, что для диапазона глубин 1500 - 2500 м составляет 1,5 - 2,5 м. Это - минимальная неснижаемая погрешность определения глубин с помощью геофизических приборов на кабеле во всех скважинах месторождения.

Инструментальная погрешность определения глубин обусловлена погрешностью изменения зе-

нитного угла. Для электрического инклинометра типа КИТ эта погрешность составляет $\pm 30'$. Согласно теории ошибок (Рабинович С. Г. Погрешности измерений, Л. Энергия, 1978), погрешность сложного измерения находится в следующем соотношении с погрешностями входящих в него простых измерений:

$$\varepsilon_{\text{ср}}^2 = \varepsilon_{\text{каб}}^2 + \varepsilon_{\text{инк}}^2. \quad (10.2)$$

Например, согласно формуле (10.1) для средней глубины пласта 1600 м (на Самотлорском месторождении соответствует примерно глубине залегания отложений кошайской свиты) и $\varepsilon_{\text{каб}} = 1,6$ м допустимая погрешность оценки вертикальной глубины: $\varepsilon_{\text{ср}} = \pm 3,3$ м будет получена при $\varepsilon_{\text{инк}} = 2,7$ м.

Эта погрешность определяет максимальное удлинение ствола скважины, принимаемой за вертикальную при структурных построениях. Алгоритм расчета погрешности синк определения абсолютной отметки A (вертикальной глубины) пласта по данным инклинометрии в зависимости от изменения угла наклона ствола скважины заключается в следующем.

1. Путь B - измеренная глубина по геофизическому кабелю с углом наклона скважины α (рис. 10.4.).

2. A - вертикальная глубина (а.о.) изучаемого пласта, которая рассчитывается как $A = B \cos \alpha$ (см. рис. 10.4.).

3. За счет инструментальной погрешности измерения угла инклинометрами КИТ ($\pm 30'$) суммарный угол отклонения ствола скважины меняется от

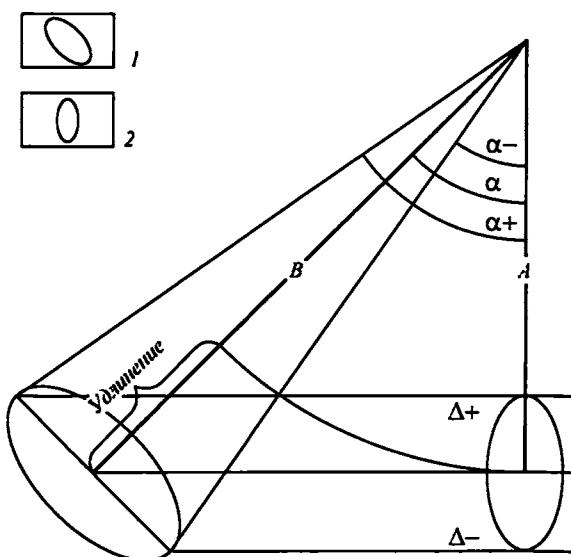


Рис. 10.4. Схема расчета инструментальной погрешности инклинометра при измерении зенитных углов.
1 - вероятное положение забоя скважины; 2 - область вероятных абсолютных отметок забоя скважины

$\alpha_+ = \alpha + 30'$ до $\alpha = \alpha - 30'$ и значения вертикальных глубин A изменяются от $A_{\Delta+} = B(\cos(\alpha + 30'))$ до $A_{\Delta-} = B(\cos(\alpha - 30'))$.

4. Погрешности определения A рассчитываются по формулам:

$$A_{+\text{abs}} = A - A_{\Delta+} \text{ и } A_{-\text{abs}} = A - A_{\Delta-}. \quad (10.3)$$

5. Удлинения ствола оцениваются как

$$\Delta_{ydl} = B - A. \quad (10.4)$$

6. Для разных углов наклона скважины α_i были рассчитаны удлинения $\Delta_{ydl,i}$ и погрешности оценок глубины $A - \Delta_{abs,i}$. Результаты расчетов изображены в виде графика (рис. 10.5) для инклинометра КИТ и гирокомпенсированного инклинометра типа ИГН, имеющего погрешность измерения угла $\epsilon_{\text{иск}} = \pm 15'$.

7. Согласно графику рис. 10.5 погрешность $\epsilon_{\text{иск}}$ не превышает допустимую $\pm 2,7$ м при удлинении ствола скважины менее 35 м. Для гирокомпенсированных инклинометров требуемая точность определения A обеспечивается при удлинениях не более 400 м. Согласно излагаемой методике для структурных построений используются "вертикальные" скважины, где достоверность данных инклинометрии достаточно высока.

Массивы скважин, отобранных в соответствии с заданными критериями, формируются по каждой стратиграфической поверхности, поскольку с ростом глубины становятся более жесткими требования к допустимым значениям удлинений. В частности, на Самотлорском месторождении для юрских пластов, наиболее глубоко залегающих, допустимые значения удлинений составляют ± 30 м.

Способ привлечения данных по наклонным скважинам для построения структурных карт [6]

Исходными посылками для использования наклонных скважин для построения структурных карт являются следующие соображения:

- При корреляции кривых ГИС выделенные границы соответствуют стратиграфическим поверхностям (литологическая корреляция по кровлям и подошвам коллекторов не корректна, так как кровли и подошвы коллекторов выделяются в процессе интерпретации ГИС).
- Выделенные стратиграфические поверхности, которые в период седиментации часто являются поверхностями выравнивания, более плавные, нежели поверхности коллекторов (данное утверждение справедливо при наличии пликативной постседиментационной тектоники). Поэтому структурная карта, построенная по стратиграфической поверхности при наличии редкой сети скважин, является достаточно достоверной.

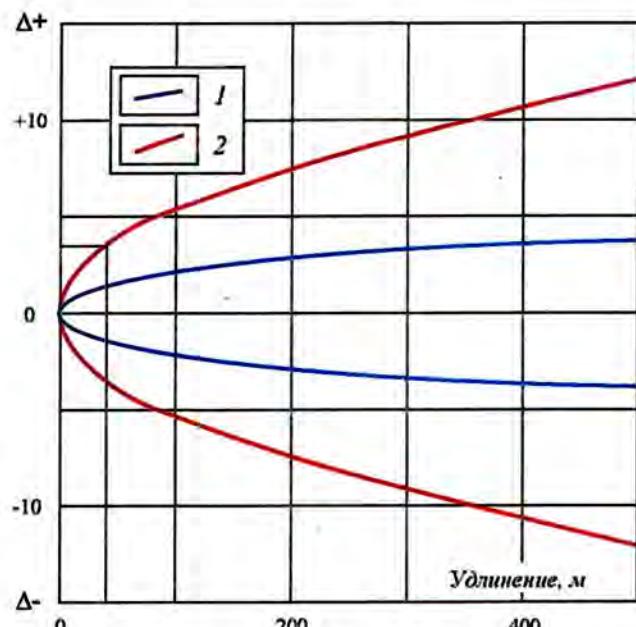


Рис. 10.5. Погрешности определения абсолютных отметок инклинометрами ИГН (1) и КИТ (2)

Процесс построения структурных поверхностей по кровлям и подошвам коллекторов следует разделить на два этапа. На первом этапе строятся стратиграфические поверхности по вертикальным скважинам, на втором - с учетом стратиграфических поверхностей строятся поверхности по кровлям и подошвам коллекторов с учетом всех скважин.

Построения структурных карт проводятся следующим образом:

1. Создается массив скважин ("вертикальные" скважины) и абсолютных отметок глубин стратиграфических поверхностей, залегающих вблизи кровель (подошв) объектов подсчета запасов. По этим массивам и данным сейсморазведки строятся структурные карты стратиграфических поверхностей.

2. По всем скважинам, в которых возможно выделение коллекторов, на основании результатов корреляции и интерпретации данных ГИС создается массив толщин (Δh) интервала между выделенными стратиграфическими границами кровлями и подошвами пластов-коллекторов.

3. Значения толщин (Δh) с учетом знака абсолютной отметки вычитываются в случае кровли пласта (или прибавляются в случае подошвы) из значений абсолютных отметок соответствующей стратиграфической поверхности в точках пересечения ее скважинами. Таким образом создается массив значений по всему фонду скважин для построения структурных карт по кровлям и подошвам коллекторов.

4. В наклонных скважинах глубины каротажа должны быть приведены к вертикалам по имеющимся за-

мерам инклинометрии. В этом случае погрешность построения структурных карт по кровлям и подошвам коллекторов в точках пересечения их наклонными скважинами будет определяться только погрешностью построения соответствующих структурных поверхностей.

10.2.2. Выявление и картирование дизьюнктивных дислокаций

В нефтегазовой геологии дизьюнктивные (разрывные) дислокации (далее ДД) - это зоны *нарушения сплошности осадочного чехла и фундамента с глубинами заложения от нескольких сот метров до первых десятков километров*, по которым происходит перемещение разделенных ими блоков и соответственное смещение в пространстве пластов-коллекторов и покрышек. ДД представляют собой линейные (в том числе, криволинейные и кольцевые) зоны, имеющие значительную по сравнению с шириной протяженность, со смещением горизонтов - реперов по горизонтали и вертикали, и аномальным вещественным составом.

При формировании ДД возможно возникновение как тектонических экранов, так и зон трещиноватости, проницаемых для флюидов (расплавов, растворов и газов) и потому ДД осадочной толщи и фундамента являются важнейшими компонентами геологических разрезов, влияющими как на формирование ловушек нефти и газа, так и на распределение емкостных свойств природных резервуаров.

В последние годы актуальность и практическая значимость проблемы выявления и картирования ДД разных рангов и масштабов - от макроразломов регионального уровня до микронарушений, смыкающихся с трещиноватостью отложений, - существенно возросла, что обусловлено тем, что среди открываемых скоплений нефти и газа все большую долю составляют залежи в сложнопостроенных структурно-тектонических, литолого-тектонических и тектонически экранированных ловушках.

Опыт применения сейсморазведки 3D и современных методов обработки сейсмических наблюдений показал, что реально существующих ДД значительно больше, чем представлялось ранее. Более того оказалось, что реальная макро- и микроструктура ДД и различных их сочетаний в разрезе и в плане существенно отличается от общепринятых представлений [11].

Тем самым, надежное картирование ДД при построении детальной геологической модели месторождений становится необходимым условием достоверного подсчета запасов нефти и газа.

Геологические методы выявления и трассирования дизьюнктивных дислокаций

При геологических построениях для выявления дизьюнктивных дислокаций в осадочном чехле используется ряд диагностических признаков, среди которых наиболее важны следующие:

1. Повторение разреза в скважинах, устанавливаемое путем корреляции разрезов скважин. Морфогенетический тип разрывного нарушения в данном случае - взброс (надвиг).

2. Выпадение из разреза залегающих согласно отложений отдельных горизонтов (или их частей), устанавливаемое по данным корреляции разрезов скважин. Обычно это явление связано со сбросом.

3. Наличие флексуры в горизонтах осадочного чехла.

4. Резкое увеличение мощности отдельных горизонтов осадочного чехла на фоне фациальных изменений в пределах локальных структур, участков.

5. Скачкообразное, резкое изменение абсолютных отметок кровли пластов в двух и более соседних скважинах, расположенных на близких расстояниях друг от друга (от первых сотен метров до 1 - 2 км).

6. Наличие линейных зон развития максимальных мощностей древней коры выветривания пород кристаллического фундамента.

7. Разные абсолютные отметки водонефтяного контакта на разных участках единой нефтяной залежи.

8. Наличие узких грабенов в современной структуре поверхности кристаллического фундамента. Такого рода узкие грабены и цепочки валов линейного простираия, которые, как правило, ограничены субпараллельными разрывными нарушениями.

9. Геолого-петрографические признаки дизьюнктивных дислокаций:

а) изменение минерального состава кристаллических пород;

б) наличие зеркал скольжения, тектонических брекций, милонитов, зон интенсивной трещиноватости пород;

г) наличие вулканогенных пород в осадочных отложениях.

10. Линейно вытянутые донеогеновые долины (эрэзионные врезы).

11. Геоморфологические признаки или комплекс ландшафтных индикаторов:

а) линейная протяженность коленообразных изгибов русел водотоков;

б) линейное расположение уступов рельефа дневной поверхности;

в) смена фототона линейной ориентации на аэрокосмоснимках и др.

Некоторые из перечисленных признаков разрывных нарушений не являются самостоятельным доказательством их наличия, но в совокупности с дру-

тими геолого-геофизическими материалами служат надежным критерием для их выявления и картирования.

Геофизические методы выявления и трассирования разрывных нарушений

Из геофизических методов изучения ДД нарушений широко используются сейсморазведка МОГТ, особенно трехмерная сейсморазведка 3D, аэромагнитная съемка и гравиметрия. Наиболее достоверный метод картирования разрывных нарушений - сейсморазведка (рис. 10.6).

При обработке сейсморазведочных данных для выявления ДД используют как стандартные программные средства структурной сейсморазведки, так и специальные способы, нацеленные на более уверенное выявление и трассирование ДД (когерентность, dip-azimuth с разноазимутальным подсвечиванием, псевдоскоростные преобразования, мгновенные атрибуты сейсмических записей и т.п.) [11].

При интерпретации выявление ДД проводится с использованием средств структурно-формационного анализа, позволяющего осуществить комплексный анализ данных сейсморазведки, ГИС, а также грави- и электроразведки. Особое внимание следует уделять изучению поверхностных условий, в значительной мере обуславливающих конечную надежность выявления и картирования ДД.

Основными стадиями интерпретации являются:

- предварительный визуальный (сейсмостратиграфический, сейсмоинформационный) анализ временных и мигрированных (как временных, так и глубинных) сейсмических разрезов с выявлением основных структурообразующих ДД. На этой стадии проводится качественное сопоставление ДД, выделяемых по комплексу сейсмо-, грави- и электроразведки;
- детальное структурно-формационное расчленение разреза на сейсмоинформационные комплексы (СФК), формации (СФ) и субформации (ССФ) при помощи программных средств СФА;
- выделение и ранжирование ДД, отвечающее иерархии осадочных СФК, СФ и ССФ; при выделении ДД используют структурные (кинематические), волновые (динамические) и сейсмоинформационные признаки [11] (см. табл.).

Трассирование выявленных ДД в пространстве часто остается сложной проблемой не только по данным бурения и сейсморазведки 2D, но и при объемных 3D наблюдениях. В связи с этим, получил распространение методический прием итеративных структурных построений:

- по каждому из горизонтов на первом этапе выполняют построения структурных карт в пликативном варианте (в предположении, что горизонты не имеют разрывов),

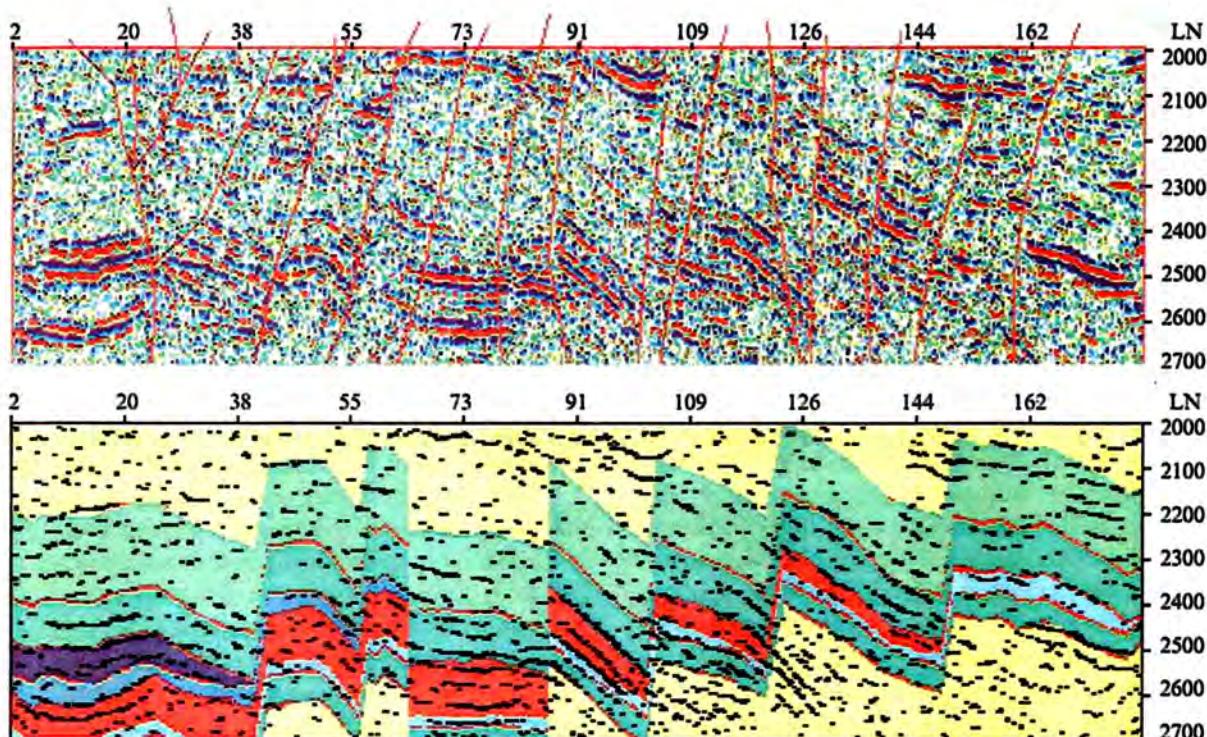


Рис. 10.6. Пример трассирования нарушений по сейсмическим данным

Таблица

Виды признаков ДД	Физико-геологические причины	Собственно признаки
Структурные (кинематические)	Нарушение сплошности разреза, смещения блоков по вертикали и латерали, разнородность смещений	Разрывы кореляции горизонтов. Наличие смещений горизонтов. Изменение углов наклона
Волновые (динамические)	Нарушения сплошности и седиментационной слоистости, нарушение регулярности отражателей, переменная акустическая контрастность в зоне ДД	Резкие изменения амплитуд. Снижение коherентности. Снижение частоты. Регистрация волн иной природы
Сейсмоформационные	Иерархическое строение разреза, вещественный состав, внутренняя структура отложений и ее изменения	Ранговые признаки ДД, контрасты акустических жесткостей, смена типов сейсмослоистости сейсмоцикличности

- на построссных картах выделяют зоны повышенных градиентов - резкой смены глубин залегания горизонтов (часто для большей контрастности градиентных зон для этой цели используют дополнительные преобразования - карты первых производных, карты средисквадратических отклонений от слаженной структурной основы и т.п.).
- в выделенных градиентных зонах проводят дополнительный детальный анализ по вертикальным сейсмическим разрезам (и горизонтальным сечениям - в случае 3D) с выделением ДД, оценкой направлений и амплитуд смещений горизонтов по ним; в настоящее время на смену современным схемам, где кубы данных преимущественно анализируют, как последовательности вертикальных или горизонтальных двумерных сечений, приходят новые средства объемных (трехмерных) методов анализа (VoxelGeo).
- выполняют построение карт в дизьюнктивном варианте с использованием интерпретационных систем, обеспечивающих реализацию метода схождения с учетом нарушений (Land Mark, Seis X, Tigress и др.).

Важнейшей задачей изучения ДД при подсчете запасов является их разделение на *экранирующие* и *проводящие*. Наличие или отсутствие гидродинамической связи между блоками можно выявить в первую очередь путем гидропрослушивания скважин, расположенных по разные стороны от нарушения. Если изменение режима одной скважины вызывает изменение работы другой, то нарушение относится к проводящему. При отсутствии взаимодействия скважин нарушение считают экранирующим.

Отнесение нарушений к проводящим или экранирующим можно осуществить и на основании сопоставления абсолютных отметок контактов между нефтью, газом и водой в разных блоках.

Существуют специальные приемы обработки данных сейсморазведки, которые позволяют выявлять "живущие" (как правило, проводящие) и "засченные" (как правило, экранирующие) ДД. Кроме того, для той же цели используют динамические параметры сейсмических записей - амплитуды, частоты, оценки акустической жесткости и т.п. Задача существенно упрощается в тех редких случаях, когда на результативных сейсмических разрезах непосредственно могут быть выявлены ВНК и ГВК.

Следует отметить, что решения об экранирующих свойствах ДД, основанные только лишь на соотношениях амплитуд нарушений с мощностями пересекаемых ими продуктивных толщ, - часто оказываются искорректированными. Как показано в ряде работ, тонкослоистое строение продуктивных горизонтов часто обуславливает экранирующую способность ДД даже весьма малой амплитуды (существенно меняться мощности продуктивной толщи), измерение которой по данным сейсморазведки проблематично.

При определенных условиях флюидопроводящие или флюидоэкранирующие свойства выявленных разрывных нарушений удается оценить по данным высокоразрешающей электроразведки (ВРЭ) [12, 13]:

- по изменению планового положения контуров залежи по разным сторонам ДД, контролируемым аномалиями ВП и сопротивлений, при одновременном изменении уровня ВНК, оцениваемого по ближайшим к внешним краям аномалий изогипсам сейсмических структурных карт;
- по изменению глубины залегания аномалий повышенного сопротивления на разрезах ВРЭ, связанных с залежами по разные стороны ДД; при этом необходимо совмещение разрезов ВРЭ с глубинными или временными разрезами ОГТ, разрезами акустических жесткостей или прогнозными разрезами пористостей, фиксирующими соответ-

вествующие вертикальные смещения пластов-коллекторов.

Окончательная оценка флюидопроводимости ДД может быть сделана только в комплексе с результатами ГИС, опробования скважин и их пробной эксплуатации.

Важнейший этап построения геологической модели месторождения - *оценка достоверности выявленной системы ДД*.

Главные стадии анализа достоверности выявленных ДД состоят в следующем.

1. Анализ сейсмогеологических условий проведения работ, включающий построение карт и схем поверхности условий (геоморфологических) исследуемого участка, схемы качества сейсмического материала (по отношению сигнал-помеха и разрешенности), структурные и структурно-формационные карты и схемы, дающие представления о степени неоднородности толщ отложений, перекрывающих целевой интервал разреза. Снижение надежности выделяемых ДД может быть обусловлено:

- осложнением геоморфологии участка (реки, болота, зоны вечномерзлых пород, неоднородности ВЧР и т.п.),
- снижением качества сейсмического материала, обусловленным различными, в том числе, и геологическими причинами,
- неоднородностями, перекрывающей объект толщи разреза, обусловленными пликативными и инъективными дислокациями, седиментационными тектонами типа органогенных построек и др.

Обобщение опыта выделения ДД с учетом изложенных выше факторов показывает, например, что нарушения с вертикальными сбросывателями всегда выделяются с меньшей надежностью, чем с наклонными. Надежность выделяемых ДД может оцениваться по числу пересекаемых ими границ, по их протяженности (рангу). В частности, поэтому надежность выделения ДД крупного ранга, как правило, выше, нежели у ДД более мелких рангов. В некоторых случаях вводят оценки надежности по отношению величин смещений к пространственной длине ДД. Достоверность ДД зависит от отношения сигнал/помеха, реализованного для изучаемого интервала разреза.

Результаты изложенного выше анализа целесообразно документировать в виде схем и карт надежности выявленных и закартированных ДД. При дальнейшей комплексной интерпретации данных эти карты могут быть использованы при построении подсчетного плана месторождения.

2. Основными приемами интерпретации, обеспечивающими повышение надежности выявления и картирования ДД служат:

- использование плотных систем наблюдений, в особенности данных 3D сейсморазведки, для проверки ДД, выделенных на опорных сечениях (вертикальных и горизонтальных), путем их переноса на соседние с ними сечения; этот прием реализован в настоящее время во всех известных интерпретационных системах (Land Mark, Geo Quest, Seis X, Tigress и др.);
- различного типа палеореконструкции, позволяющие восстановить историю формирования разреза, в том числе и этапов тектогенеза; тем самым проверяется согласованность дизьюнктивной модели объекта с полным "сценарием" его генезиса (пакеты СФА, а также Locace, 3D Move, GeoSec 2D/3D и др.);
- анализ системы нарушений в плане с оценкой их конфигурации по степени кривизны, по подобию с изолиниями и морфологией нарушенных поверхностей в плане и т.п.;
- комплексирование сейсморазведки с данными бурения и ГИС имеющихся на месторождении скважин для проверки прогнозных амплитуд смещений по нарушениям, мощностей нарушенных пластов и т.п.;
- сопоставление выявленных систем ДД с данными гравиразведки и электроразведки по каркасным профилям.

Решающим критерием достоверности выявленной системы ДД является ее согласованность с общей концепцией геологической модели месторождения. Если эта согласованность не достигнута, то необходимо пересмотреть либо систему ДД, либо геологическую модель, либо то и другое одновременно.

Вопросы геометризации залежей нефти и газа, осложненных ДД, рассмотрены в работах многих исследователей [2, 12, 17].

На рис. 10.7 показаны типичные случаи геометризации структурных поверхностей, осложненных ДД [2].

На рис. 10.7,а показано *нарушение АВ без смещения* участков пласта в пространстве. Однозначные изолинии структурной карты вдоль нарушения (-200 м, -210 м, ..., -240 м) не прерываются и являются общими для двух блоков.

Когда структура осложнена сбросом (рис. 10.7,б), соответствующие изогипсы различных блоков прерываются. Они разобщены вдоль линии, являющейся следом поверхности нарушения АВ. След поверхности нарушения ограничивает участок АВ₁, отвечающий проекции поверхности нарушения на горизонтальную плоскость.

Соотношение структурных поверхностей пласта в зоне взброса отложений усложняется (см. рис. 10.7,в). В плане эти поверхности перекрываются. Зона пере-

крытия отвечает участку ABB_1A . Изолинии различных блоков пласта ограничиваются следом поверхности нарушения AB для взброшенного блока и A_1B_1 - для опущенного. Разность поверхностей пласта в любой точке определяет амплитуду вертикального перемещения слоев.

Расстояние между AB и A_1B_1 отвечает горизонтальному перемещению одного из блоков продуктивного пласта относительно другого.

Как и при сбросе отложений, участок ABB_1A , представляет собой проекцию поверхности нарушения.

На рис. 10.7,г показана структурная карта продуктивного пласта, когда поверхность нарушения вертикальна или близка к вертикальному положению. Поверхности различных участков пласта и соответствующие им изолинии разорваны в пространстве.

10.2.3. Определение границ литологического замещения (выклинивания) пород-коллекторов

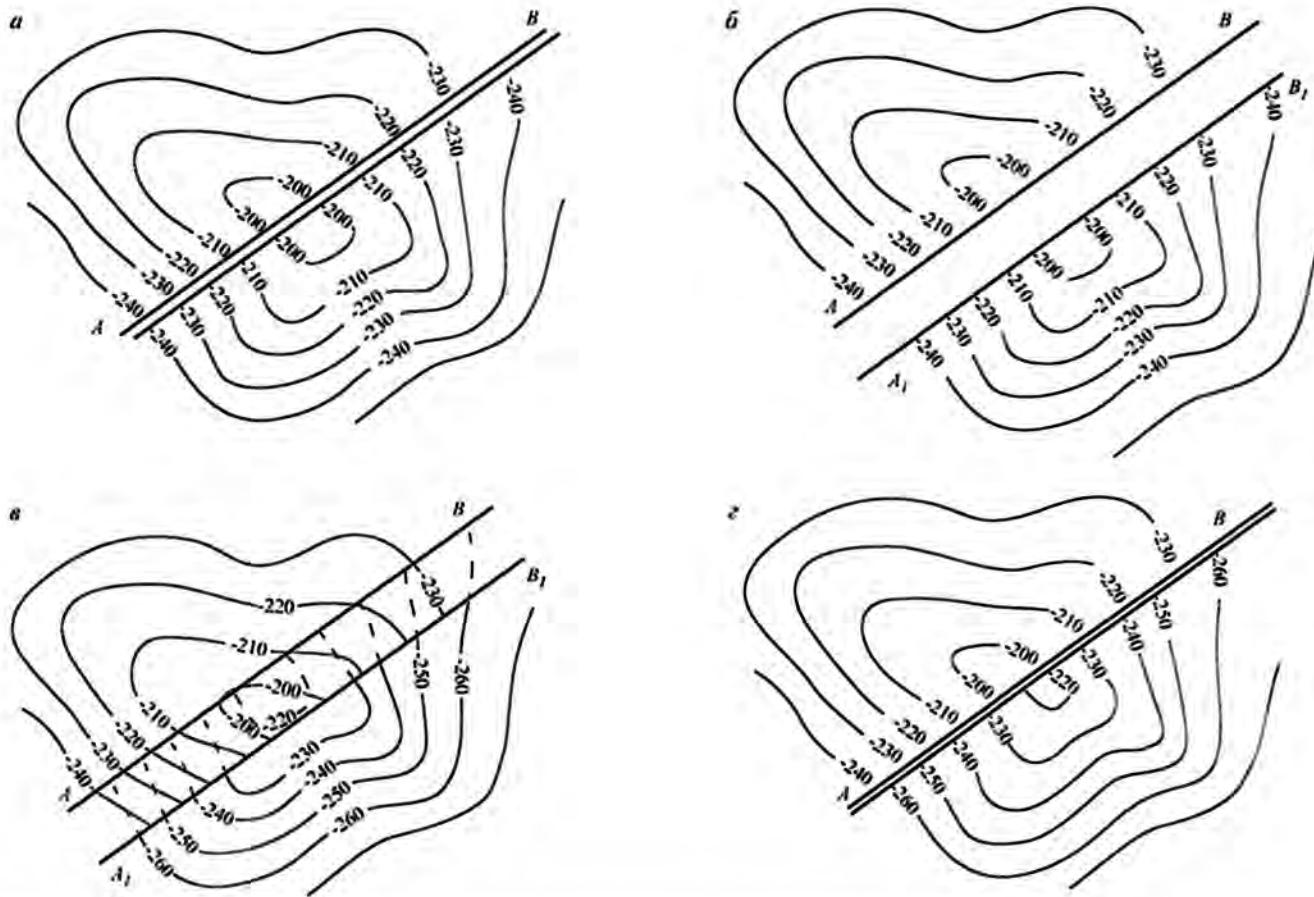
При геометризации границ залежей, связанных с замещением пород-коллекторов, необходимо определять не только положение границы замещения

(и выклинивания) пород коллекторов, но и устанавливать природу выклинивания коллекторов.

Обычно выделяются два типа границ литологического экранирования:

- **замещение пород-коллекторов** - потеря пластом коллекторских свойств при сохранении его толщины. При замещении появление и исчезновение пластов коллекторов может происходить на очень небольших расстояниях (несколько десятков метров) и их, как правило, трудно прогнозировать и картировать;
- **выклинивание пород-коллекторов** - постепенное уменьшение толщины пласта до нуля по различным геологическим причинам - стратиграфическое срезание, тектоническое нарушение и др. Для выклинивающихся пластов характерно закономерное уменьшение мощности до нуля на линии литологического выклинивания. Границы распространения коллектора в этом случае можно определить по закономерности уменьшения мощности коллектора в сторону линии замещения.

Основным источником информации для определения геологической природы и положения границ



замещения (выклинивания) пород-коллекторов являются данные бурения скважин, а в благоприятных случаях, косвенная геофизическая информация (детальная сейсморазведка, высокоразрешающая электроразведка и др.), на основе которых проводят палеофацальные исследования для восстановления условий формирования пород-коллекторов.

Типичные модели замещения пород-коллекторов приведены на рис. 10.8.

Первая модель (рис. 10.8,а) описывает замещение коллектора непосредственно вблизи скважины, в которой он вскрыт.

Вторая модель (рис. 10.8,б) описывает уменьшение толщины коллектора до ноля на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор в скважинами, пробуренными в зоне отсутствия коллекторов.

Третья модель (рис. 10.8,в) - коллектор сохраняет свою толщину до середины расстояния между скважинами и затем резко уменьшается до нуля.

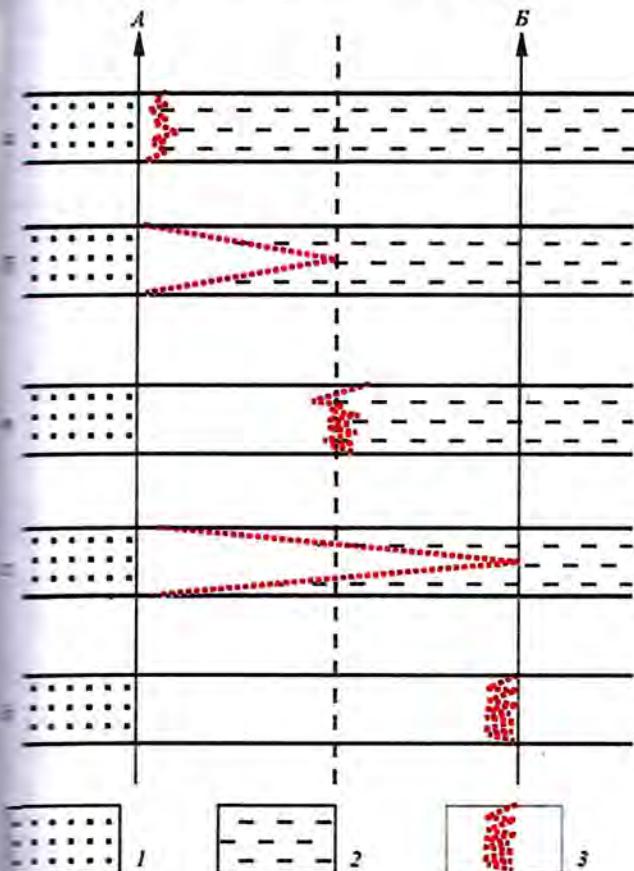


Рис. 10.8. Модели замещения коллекторов в неоднородном разрезе.

1 - коллектор, 2 - неколлектор, 3 - зона замещения пород-коллекторов неколлекторами. Скважины А - вскрывшая коллектор; Б - пробуренная в зоне отсутствия коллекторов; а - б - см. пояснения в тексте

Четвертая модель (рис. 10.8,г) - толщина коллектора на середине расстояния между скважинами равна половине мощности коллектора во вскрывшей его скважине и выклинивается вблизи скважины, пробуренной в зоне отсутствия коллекторов.

Пятая модель (рис. 10.8,е) предполагает сохранение толщины коллектора во всей зоне, расположенной между скважинами, и замещение его в неимеющейся близости от скважины, в которой коллектор отсутствует.

Если при геометризации залежи принята первая модель - линия выклинивания (замещения) проводится по скважинам, обрамляющим зону распространения коллекторов. В этом случае правильнее говорить об условной границе распространения коллектора, а не о его выклинивании. За пределами этой границы коллектор не установлен, хотя его распространение не исключено.

По четвертой и пятой модели линия выклинивания (замещения) проводится через скважины, в которых пласт-коллектор не установлен.

В практике подсчета запасов используется несколько способов определения границы выклинивания пласта.

Определение линии выклинивания (замещения) пласта по наличию или отсутствию коллекторов в разрезе скважин [2]

Этот способ определения линии выклинивания коллектора целесообразно применять на ранней стадии изученности месторождений, когда факт исчезновения коллектора в разрезе продуктивных отложений установлен, но природа этого исчезновения не выяснена и отсутствуют достоверные геофизические данные.

Линии выклинивания в этом случае, как правило, проводятся условно посередине между каждой парой скважин, в одной из которых имеется продуктивный пласт, а в другой он отсутствует (рис. 10.8,б).

Способ предельно прост и может быть использован при любом количестве скважин, фиксирующих исчезновение коллектора. При плотной сети эксплуатационных и разведочных скважин этот способ обеспечивает достаточно надежные результаты.

При ограниченном числе скважин положение линии замещения (выклинивания) может быть определено лишь приближенно.

Определение положения линии выклинивания коллекторов как линии пересечения поверхностей кровли и подошвы пласта

Этот метод используется, когда установлено, что пласт-коллектор выклинивается и имеется достаточно данных для построения карт поверхностей кровли и подошвы выклинивающегося продуктивного пласта. Технология определения линии выклинивания в этом случае следующая (рис. 10.9):



Рис. 10.9. Блок-схема определения границы выклинивания пласта

1. По отметкам кровли и подошвы выклинивающегося пласта, вскрытых в скважинах, строят карты поверхностей кровли и подошвы пласта.

2. Определяется линия пересечения кровли и подошвы (линия, в которой отметки кровли равны отметкам подошвы).

Определение линии выклинивания по градиенту изменения эффективной толщины

Одним из методов определения линии выклинивания коллектора является метод экстраполяции градиента изменения эффективной толщины пласта на участок вероятного распространения отложений по градиенту изменения толщин. Градиент изменения толщины коллектора есть величина изменения мощности на заданном расстоянии, обычно на расстоянии между скважинами, в которых прослеживается это изменение.

Граница распространения коллектора проводится по прогнозируемой изолинии нулевой эффективной толщины пласта.

Чем больше градиент изменения мощности, тем быстрее выклинивается пласт и тем ближе к зоне распространения коллекторов расположена граница выклинивания пород. Чем меньше этот градиент, тем большую площадь распространения имеют коллектора. Когда градиент изменения мощности равен нулю, т.е. величина мощности коллектора в скважинах не изменяется, выклинивание пород в заданном профильном направлении исключено.

Градиент изменения эффективной толщины продуктивного пласта достаточно надежно можно определить, если зону продуктивного пласта пересекает профиль не менее чем из трех скважин. Если градиент изменения толщин установить не удается, то линия нулевой толщины проводится условно на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и не вскрывшими пласт.

Процедура построения линии выклинивания по градиенту изменения толщин следующая (рис. 10.10):

1. По данным замеров в скважинах толщин картируемого пласта строится карта изменения толщи-

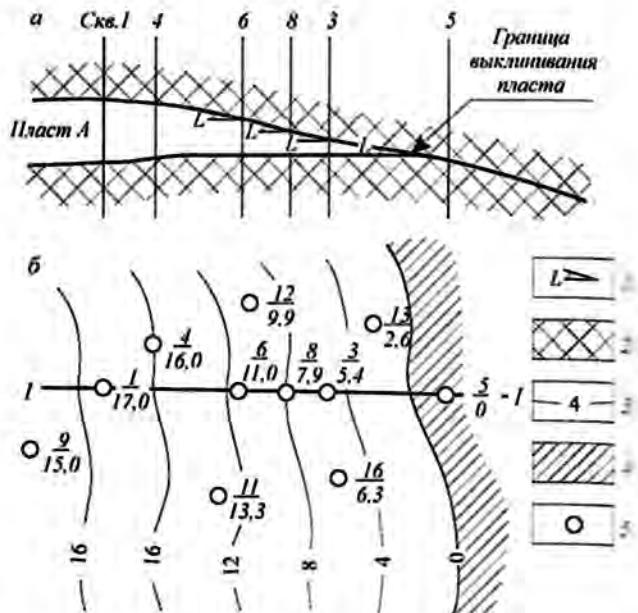


Рис. 10.10. Определение границ выклинивания пласта по градиенту изменения эффективных толщин [18]

ны по площади и определяется градиент изменения толщины пласта.

2. По установленному градиенту толщин определяется положение нулевой изопахиты, которая рассматривается как линия полного замещения коллекторов продуктивного горизонта непроницаемыми породами.

Данный метод дает надежные результаты только тогда, когда при изменении толщины пласта-коллектора, он остается монолитным вплоть до полного его выклинивания. В остальных случаях этот метод условен. Возможности его ограничены так же тем, что из-за редкой сети скважин не всегда возможно установить закономерность изменения мощности пласта в сторону выклинивания.

Определение линии выклинивания продуктивных отложений по граничным значениям коллекторских свойств пород [2]

Граница пласта-коллектора может быть установлена с учетом граничных значений параметров, разделяющих породы на коллекторы и неколлекторы. Таким параметром может быть проницаемость, пористость, относительное значение α_{nc} или любой другой признак, по которому определено граничное значение коллекторов в рассматриваемом пласте.

Для определения линии выклинивания пород-коллекторов строится карта выбранного признака выделения коллекторов. Зона распространения коллекторов проводится по изолинии, соответствующей установленному граничному значению параметра.

Определение положения линий выклинивания и размыва пород-коллекторов путем построения серии профилей [18]

Для определения положения линии выклинивания или размыва перпендикулярно к уточняемой линии через пробуренные скважины проводится возможно большее число профилей. В каждый профиль должно быть включено несколько скважин, расположенных в зоне распространения продуктивного пласта и в зоне его отсутствия. На профилях проводят линии, соответствующие положению кровли и подошвы продуктивного пласта и определяют точки пересечения кровли подстилающих и подошвы перекрывающих пласт пород. Эти точки переносят на карту и, соединив их, получают в плане положение линии выклинивания или размыва.

10.2.4. Обоснования положения флюидальных контактов и контуров залежи

В пределах нефтяных (газовых) залежей выделяются в разрезе сверху вниз две зоны: зона однофазной фильтрации, из которой в первоначальный период эксплуатации получают безводные притоки нефти (газа), и зона двухфазной фильтрации, из которой получают притоки воды с тем или иным количеством нефти (газа). Границей раздела этих зон является контакт ВНК* (ГВК*), а нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом - контакт ВНК (ГВК).

При построении геологической модели и подсчете запасов за нижнюю границу залежи принимается водонефтяной (газоводяной) контакт ВНК (ГВК), являющийся границей, ниже которой при опробовании получают однофазный приток воды, а выше - приток нефти (газа) с водой. Эту границу называют также уровнем свободной воды или уровнем нулевого капиллярного давления.

Уровень безводного притока нефти ВНК* (ГВК*) - верхняя граница зоны двухфазной фильтрации - может определяться тогда, когда это необходимо для решения технологических вопросов освоения залежи.

В газонефтяных залежах границей раздела газовой и нефтяной частей залежей является газонефтяной контакт ГНК.

В газовых залежах зона двухфазной фильтрации (толщина по вертикали между ГВК* и ГВК) обычно составляет несколько метров, поэтому подсчет содержащихся в ней запасов газа, как правило, не представляет практического интереса.

В отдельных случаях зоны двухфазной фильтрации газовых месторождений могут иметь значительный объем. Например, на массивных газовых залежах в сеноманских отложениях Тюменского Севера

установлены большие (до 20 - 30 м) зоны двухфазной фильтрации, которые содержат значительное количество газа. Например, на Ямбургском месторождении в сеноманской залежи запасы газа в этой зоне составляют около 20% от запасов газа выше ГВК*. В таких случаях может проводиться самостоятельный подсчет запасов газа в этих зонах.

В нефтяных залежах (особенно на месторождениях Западной Сибири) зоны двухфазной фильтрации достигают нескольких десятков метров и могут содержать значительные запасы нефти (на Мегионском месторождении в пласте БВ₈ извлекаемые запасы ниже ВНК* составляют 7,5% по отношению к запасам остальной нефтяной части пласта).

Обоснования положения флюидальных контактов залежей нефти и газа

Для определения положения флюидальных контактов в разрезе скважин используют:

- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую в процессе проводки скважин - при интерпретации данных ГТИ и прямых определений (наблюдений) остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу;
- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую при испытании пластов в процессе бурения и в колонне, в том числе приборами на каротажном кабеле;
- результаты измерения пластового давления в открытом стволе с помощью приборов на каротажном кабеле;
- результаты интерпретации данных ГИС.

По данным ГИС положения ВНК*(ГВК*) и ВНК(ГВК) в разрезе скважин определяют по критическим значениям $K_n^*(P_n^*, \rho_n^*)$ и $K_n^{ВНК}(P_{ВНК}^*, \rho_{ВНК}^*)$ [15].

Положение ГНК определяется по материалам повторных измерений НК или ИННК, выполненных в обсаженных скважинах в ходе расформирования зоны проникновения, а в открытом стволе - по данным методов ГИС, реагирующих при неглубоких зонах проникновения на изменение плотности и вязкости пластовых флюидов (НК, ИННК, ГГКП, АК, ГДК), а также по объему и составу углеводородных газов, отбираемых с помощью ОПК.

В редких случаях в однородных коллекторах определение ГНК возможно по величине ρ_n (см. раздел 4.3.1). Кроме того, для целей установления контактов используют данные ГТИ и прямых определений (наблюдений) остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу.

Наиболее надежно положение межфлюидных контактов можно определить по результатам анализа градиентов давлений (профилей распределения пластового давления по разрезу), получаемых при испытании пластов приборами на каротажном ка-

беле многократного действия при достаточном количестве измерений ρ_{nr} . Наилучшие результаты этот способ дает для определения газожидкостных контактов (ГНК, ГВК). Плотность газа в пластовых условиях значительно отличается от плотности жидкого флюида (нефти и воды), поэтому положение ГЖК устанавливается по резкому перелому на кривой профиля давлений. Для определения ВНК требуется применение в каротажных испытателях пластов высокочувствительных датчиков давления (см. раздел 4.2.3.).

В практике подсчета запасов наиболее часто для определения положения флюидальных контактов используют результаты испытания пластов в колонне и в открытом стволе и методы ГИС. Остальные методы, несмотря на их высокую эффективность, практически не используются, так как они редко применяются в процессе ведения геологоразведочных работ.

Для обоснования положения флюидального контакта строится схема обоснования флюидальных контактов (рис. 10.11). Для построения схемы обоснования флюидального контакта выбирают скважины, несущие информацию о положении ВНК, ГНК и ГВК. Сюда относятся, в первую очередь, скважины, расположенные в газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной и водонефтяной зонах, в которых положение флюидального контакта можно определить по данным ГИС и опробования скважин. Кроме того, могут быть использованы скважины из чисто газовой, нефтяной и водяной зон, в которых, соответственно, подошва пласта и кровля пласта находятся в непосредственной близости от поверхности флюидального контакта.

На схему наносятся колонки разрезов выбранных скважин в соответствии с их гипсометрическим положением и указанием характера насыщенности пластов (нефть, газ или вода) по данным ГИС, ин-

тервалы перфорации и результаты испытания и опробования скважин.

На основании этой информации выбирают и проводят линию, наиболее полно отвечающую принятому положению ВНК (ГВК). Выше этой линии пласт по ГИС в подавляющем большинстве скважин должен быть проинтерпретирован как нефтенасыщенный (газонасыщенный), и при опробовании из него должен быть получен приток чистой нефти (газа) или нефти (газа) с водой, а ниже - водонасыщенный с притоком воды. Если интервал перфорации охватывает и нефтяную (газовую) и водяную части пласта, обычно получают приток воды и нефти (газа) в разном соотношении.

В реальных условиях не всегда бывает достаточно информации для надежного определения положения ВНК. В таких случаях для ограничения объема залежи с запасами промышленных категорий проводят *условный подсчетный уровень* - горизонтальную поверхность по наиболее низкой отметке доказанной опробованием промышленной нефтеносностью. Запасы между условным подсчетным уровнем и вероятным положением контакта являются объектом изучения в процессе доразведки или разработки месторождения.

Построение карт поверхностей флюидальных контактов

Флюидальный контакт бывает горизонтальным, наклонным или представляет собой сложную поверхность.

Флюидальный контакт может приниматься горизонтальным в том случае, если разность его отметок в отдельных точках залежи не превышает удвоенную среднеквадратическую погрешность его определения в этих точках. Так, например, для глубин залегания залежей нефти 2 км погрешность определения глубин может достигать ± 2 м, поэтому если изменения отметок контакта по скважинам меньше ± 4 м, то их можно считать случайными и при подсчете запасов проводить горизонтальный контакт.

Если поверхность флюидального контакта представляет собой сложную поверхность, то строится *карта поверхности контакта ВНК* (ГВК и ГНК). Для построения карты поверхности контакта проводят интерполяцию определений отметок контакта в скважинах, используя для этого все скважины, вскрывшие ВНК (ГВК, ГНК).

Восстановление поверхности *наклонного плоского флюидального контакта* возможно по трем скважинам. Для пластовых залежей необходимо, чтобы эти скважины были расположены в межконтурной зоне. Для массивных залежей можно использовать сводовые скважины - при этом предполагается, что

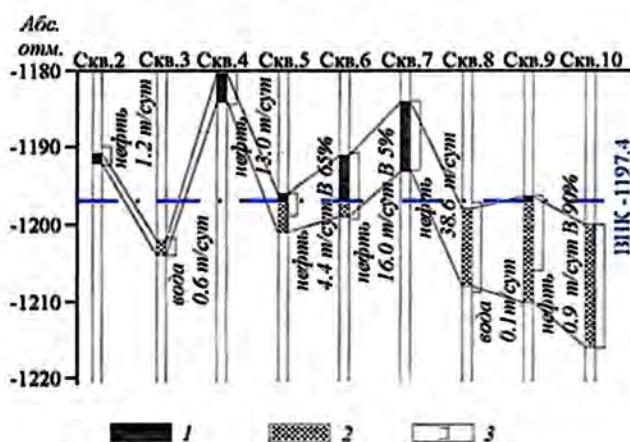


Рис. 10.11. Схема обоснования ВНК



Рис. 10.12. Схема определения линий внешнего и внутреннего контуров залежи

заявленный в центральной части наклон поверхности контакта выдерживается и в приконтурной зоне.

Определение положения линий внешнего и внутреннего контуров залежи

Внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности представляют собой линию пересечения поверхности контакта с поверхностью кровли и подошвы пласта-коллектора. Построение контуров для залежей с горизонтальной поверхностью контакта затруднений не вызывает. Отметки контакта в любой точке такой залежи одинаковы. Пересечение с кровлей и подошвой пласта прослеживается на одном

уровне, вследствие чего линии контура нефтегазоносности параллельны изогипсам. Некоторое несовпадение отметок контакта по скважинам следует отнести за счет погрешностей определения отметок флюидальных контактов, обусловленных ошибками измерений.

Для построения внешнего (внутреннего) контура нефтегазоносности залежи с наклонным контактом используются структурная карта кровли (подошвы) пласта-коллектора и карта поверхности соответствующего контакта. Линии внешнего и внутреннего контуров получают как линию пересечения структурной поверхности кровли (подошвы) продуктивного пласта и поверхности контакта (рис. 10.12).

Пример построения линии внешнего (внутреннего) контура залежи при наклонном контакте ВНК приведен на рисунке 10.13. Структурная карта кровли (или подошвы), с нанесенными на нее дополнительными изолиниями, проведенными через 1 - 2 м, совмещается с картой поверхности ВНК. Точки пересечения изолиний с одинаковыми абсолютными отметками соединяются плавной линией, определяющей положение соответствующего контура нефтегазоносности.

10.2.5. Построение карт общих, эффективных и эффективных насыщенных толщин

Карты эффективных и эффективных насыщенных толщин при подсчете запасов строят для определения эффективного объема залежей нефти и газа.

Карты общей толщины продуктивного пласта полезны при изучении условий формирования осадков, что дает дополнительный материал для изучения закономерностей распространения коллекторов на изучаемой территории и, кроме того, их строят в случаях, если карты эффективных толщин получают перемножением карты общей толщины с картой коэффициентов доли коллекторов в разрезе.

Построение карт эффективных толщин

Карты эффективных толщин можно строить несколькими методами. При построении карт вручную проводят интерполяцию значений эффективных толщин, выделенных в разрезе скважин по комплексу геофизических исследований.

Общепризнанным способом построения карт эффективных толщин является метод треугольников. Однако линейная интерполяция при построении карт эффективных толщин по пластам (или объектам подсчета запасов), состоящим из нескольких прослоев-коллекторов, может привести к значительному искажению характера распределения эффективной толщины по площади и систематическим ошибкам в определении объемов залежей. В этом случае рекомендуется интерполяцию значений толщин сопро-

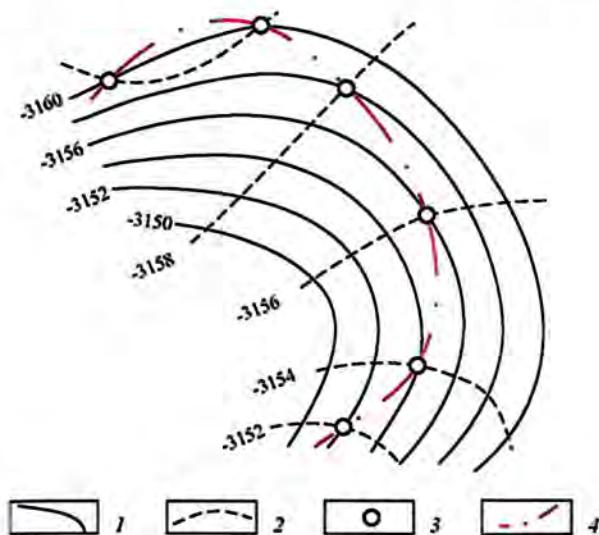


Рис. 10.13. Методика построения контура нефтегазоносности с помощью карты ВНК [2].

1 - изолинии структурной карты; 2 - изолинии ВНК; 3 - точки пересечения одноименных изолиний; 4 - контур нефтегазоносности



Рис. 10.14. Схема построения карты эффективных толщин

вождать схематическими геолого-литологическими профилями [2].

При применении компьютерных программ геометризации наиболее распространенным является метод построения карты эффективных толщин путем перемножения карты общих толщин пласта (от кровли до подошвы коллекторов) на карту коэффициента доли коллекторов в разрезе пласта (отношения

значений эффективной толщины пласта к его общей толщине) (рис. 10.14).

Полученная таким образом карта эффективных толщин лучше согласуется с картой общих толщин и учитывает внутреннюю неоднородность продуктивного пласта.

В случае если продуктивный пласт состоит из нескольких проницаемых прослоев, то для того, чтобы избежать завышения объема можно составлять карты эффективных толщин для каждого пропластка в отдельности. Карту эффективных толщин пласта в целом в этом случае получают путем сложение (вручную или с использованием различных программ геометризации) карт эффективных толщин отдельных пропластков. Этот метод устраняет систематические ошибки определения объема залежи и позволяет учесть все особенности проведения границ в зонах выклинивания пропластков и избежать искажения объема коллектора.

При построении карт эффективных толщин залежей, приуроченных к неоднородным, литологически изменчивым коллекторам, необходимо (как от-

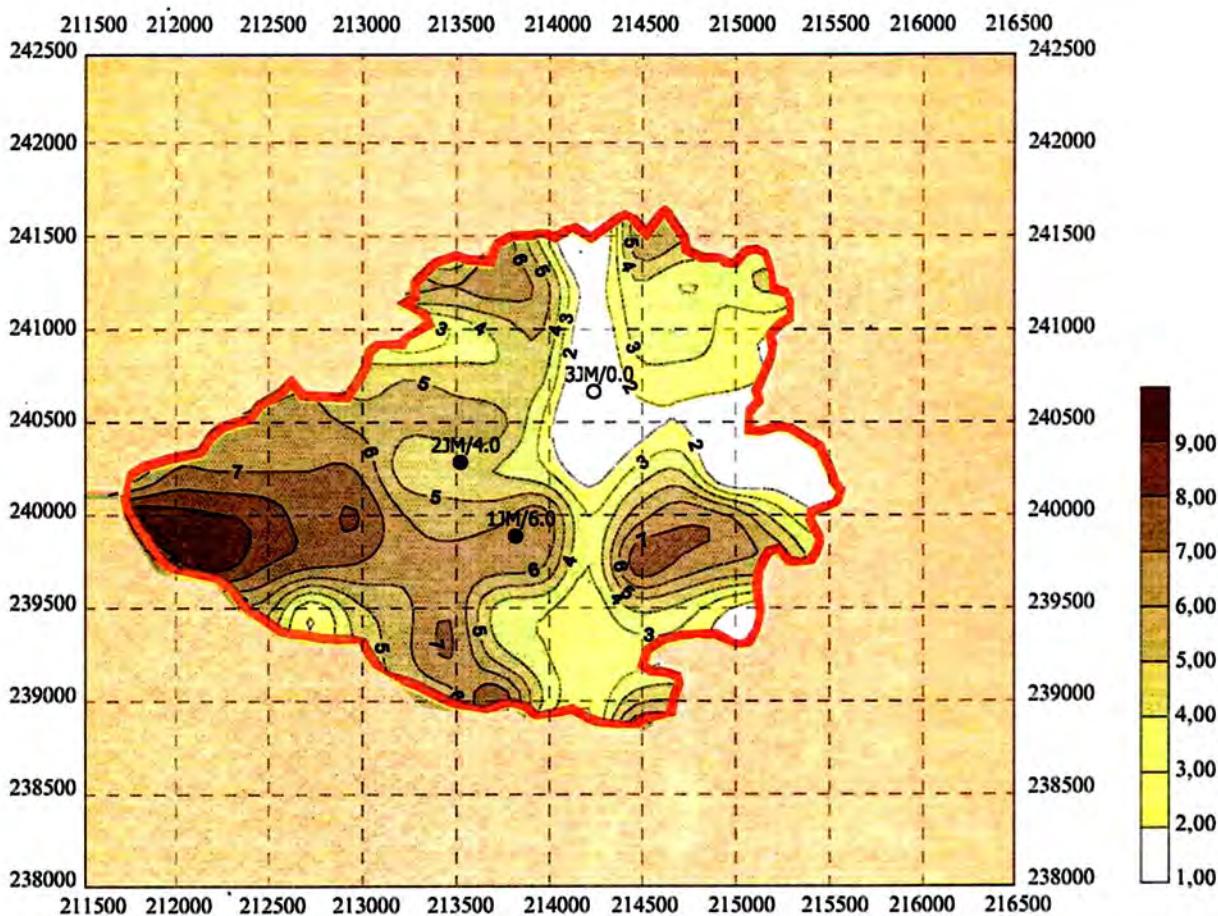


Рис. 10.15. Карта толщин коллектора в интервале продуктивной песчаной пачки чокракского яруса по данным бурения и сейсморазведки 3D. (Материалы представлены компанией "Геонефтегаз")

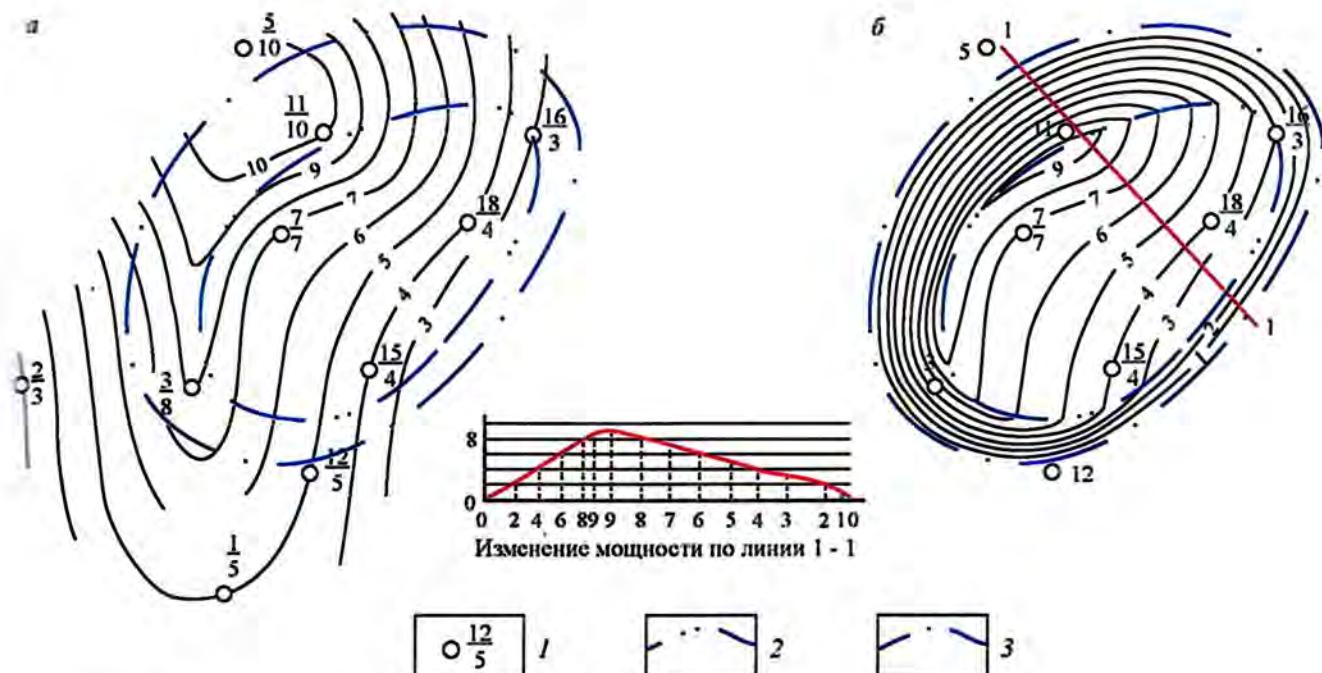


Рис. 10.16. Построение карты эффективной нефтенасыщенной толщины.

а - карта эффективной толщины; б - карта эффективной нефтенасыщенной толщины; 1 - скважины: в числителе - номер, в знаменателе - эффективная толщина коллектора в м; контуры нефтеносности: 2 - внутренний, 3 - внешний

мечалось в разделе 10.2.3) решать две взаимосвязанные задачи. Первая - выбор способа проведения на карте границы между коллектором и неколлектором, а вторая - обоснованием "границых" значений эффективных толщин (значения толщины коллектора на линии замещения пород-коллекторов).

Если пласт характеризуется тем, что его толщина постепенно уменьшается в сторону скважины (или группы скважин), показавшей отсутствие пласта, то переход коллектора в неколлектор можно интерпретировать как выклинивание последнего проиницаемого прослоя. В этом случае граница коллектор - неколлектор может быть определена на основании анализа градиента изменения толщины или связанного с ней какого-нибудь геофизического признака (см. раздел 10.2.3). Толщина коллекторов пласта по мере приближения к границе выклинивания уменьшается до нуля и соответствует следу пересечения структурных карт кровли и подошвы коллекторов.

Для прогноза значений эффективных толщин в межскважинной зоне могут использоваться материалы сейсморазведочных работ. Обычно по данным динамической интерпретации материалов сейсморазведки для целевого пласта строится карта распределения сейсмического атрибута, а затем по установленным корреляционным зависимостям акустические разрезы пересчитываются в значения толщины кол-

лекторов и с учетом этих данных строится карта эффективных толщин.

На рисунке 10.15, представленном НПЦ "Геонефтегаз" показан пример построения карты толщины коллектора песчаной пачки чокракского яруса для одного из месторождений Азово-Кубанской нефтегазоносной области по данным бурения с учетом карты распределения акустической жесткости продуктивного пласта, закартированной по данным сейсморазведки [12, 13].

Построение карт эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин

Для залежей пластового типа карты эффективной нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины строят раздельно для зоны полного нефтенасыщения и для водонефтяной (газоводяной) зоны. Вначале строят карту эффективной толщины, на которую наносят внутренний контур нефтеносности, ограничивающий зону полного нефтенасыщения пласта. Для водонефтяной зоны изопахиты проводят путем интерполяции между значениями нефтенасыщенной толщины на внутреннем контуре и нулевым значением на внешнем контуре с учетом значений этих толщин, установленных в отдельных скважинах этой зоны (рис. 10.16).

Для массивных залежей, учитывая то, что величина эффективной насыщенной толщины, как правило, связана с высотой залежи, построение карты

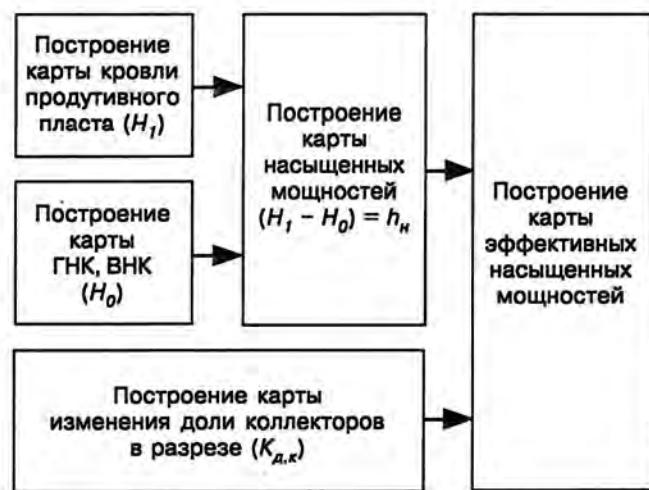


Рис. 10.17. Схема построения карты эффективных нефтенасыщенных толщин для массивной залежи

эффективных насыщенных толщин следует проводить следующим образом (рис. 10.17).

1. Строится карта общих насыщенных толщин массивной залежи, которая получается вычитанием из карты кровли продуктивного пласта карты поверхности флюидального контакта.

2. В скважинах, находящихся в контуре залежи, определяется величина доли коллекторов в насыщенной части разреза и строится карта изменения доли коллекторов в пределах контура залежи. На линию внешнего контура так же насчитываются значения величины доли коллекторов.

3. Карты эффективных насыщенных толщин получаются перемножением карт общих насыщенных толщин и доли коллекторов в насыщенной части разреза.

Построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин газонефтяных и нефтегазовых залежей (в осо-

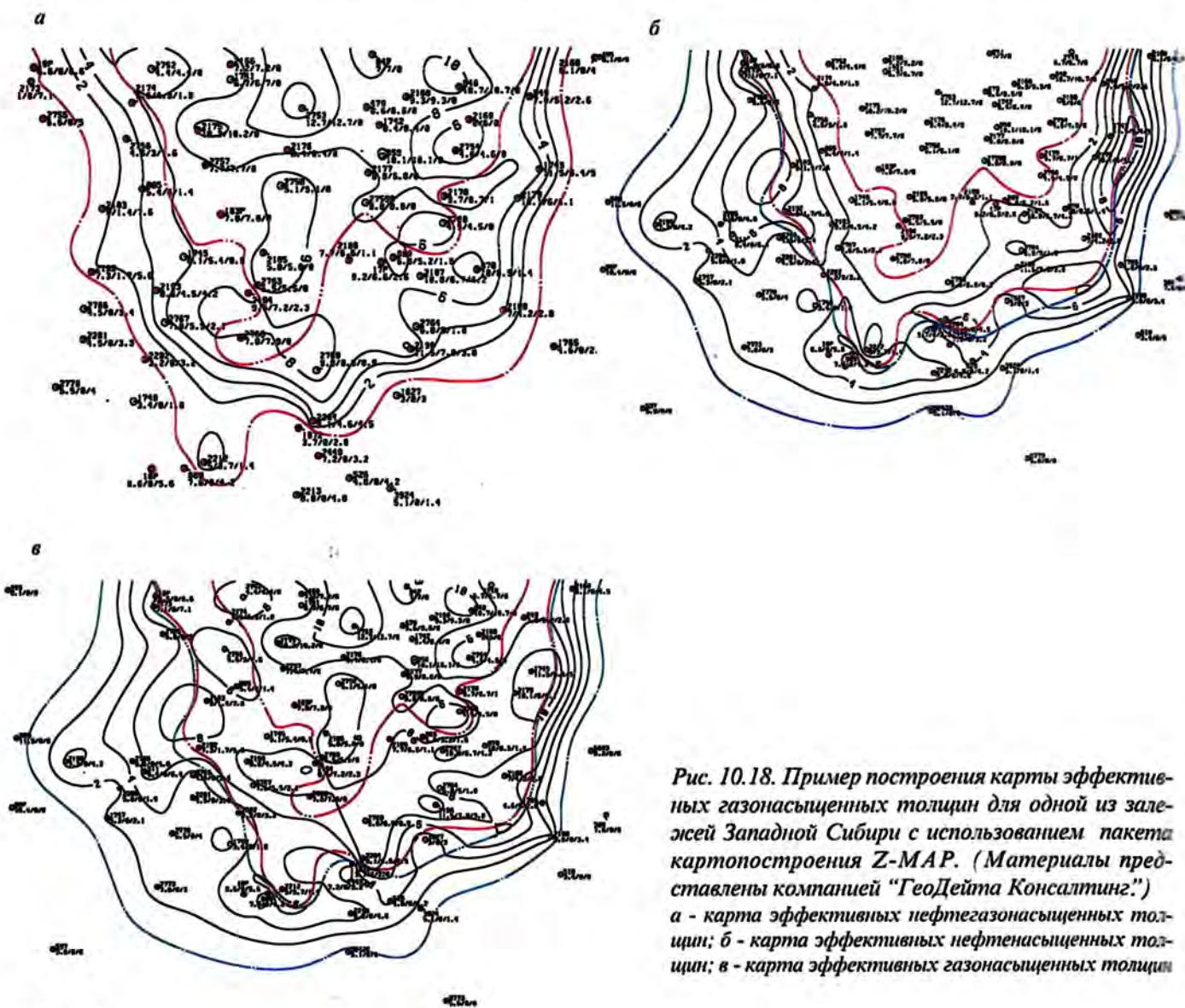


Рис. 10.18. Пример построения карты эффективных газонасыщенных толщин для одной из залежей Западной Сибири с использованием пакета картопостроения Z-MAP. (Материалы представлены компанией "ГеоДейта Консалтинг")

бенности при небольших нефтяных оторочках) представляет сложную задачу, т.к., как правило, данных по скважинам недостаточно для прямой интерпретации и построения карты.

В этом случае может быть использован следующий прием, который позволяет составлять такие карты нефтегазонасыщенных толщин во взаимосвязи с газовой частью залежи.

Сначала составляется карта *эффективных нефтегазонасыщенных толщин подсчетного объекта*. При построении этой карты по каждой скважине учитывается сумма эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных толщин подсчетного объекта.

Затем строится карта *эффективных газонасыщенных толщин по газовой части залежи*. Методы построения таких карт рассмотрены выше. Карту нефтенасыщенных толщин получают путем вычитания карты газонасыщенных толщи из карты изолиний нефтегазонасыщенных толщин. При построении карты нефтенасыщенных толщин необходимо обращать внимание на то, что на внешнем контуре газоносности и на внутреннем контуре нефтеносности изопахиты должны иметь излом.

Весьма эффективным для построения карт нефтенасыщенных толщин таким методом является использование различных программ геометризации.

На рисунке 10.18. (материалы представлены компанией "ГеоДейта Консалтинг") показан пример построения карты эффективных газонасыщенных толщин для одной из залежей Западной Сибири с использованием пакета картопостроения Z-MAP. Расчеты показывают, что точность геометризации таким методом составляет доли процента.

Вручную проводить такие построения достаточно сложно, поэтому при маломощных нефтяных оторочках карту эффективных нефтенасыщенных толщин не строят, а просто определяют объем коллекторов нефтяной части залежи как разницу между нефтегазонасыщенным объемом $V_{нг}$, определенным по карте в изолиниях нефтегазонасыщенных толщин, и газонасыщенным объемом V_g , определенным по карте в изолиниях газонасыщенных толщин.

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина нефтяной части залежи в этом случае определяется по формуле

$$h_{н.нф} = (V_{н.г.} - V_g)/F_n$$

где F_n - площадь нефтяной части залежи в пределах внешнего контура нефтеносности или ограниченная внешним контуром нефтеносности, и внутренним контуром газоносности.

10.2.6. Построение карт подсчетных параметров

В последнее время, в связи с внедрением компьютерных технологий, процедура геометризации существенно упростилась, и в практике подсчета запасов и проектирования разработки стали широко использоваться карты различных подсчетных параметров. Использование карт признаков вместо средних значений признаков создает иллюзию высокой точности подсчета запасов и проектирования технологических показателей. Но практика показывает, что для многих подсчетных параметров характерна высокая доля случайной компоненты в изменчивости, а детерминированные (закономерные) изменения признака наблюдаются только на небольших расстояниях, часто сопоставимых с расстоянием между эксплуатационными скважинами.

При отсутствии детерминированной компоненты никакие процедуры восстановления функций не могут улучшить дисперсию получаемых оценок по сравнению с чисто статистическими методами. Т.е. непрерывное восстановление признака в области интерполяции не имеет смысла. Если же детерминированная, трендовая компонента существенна, то оценки могут быть улучшены, так как статистические оценки будут относиться лишь к остаточной, случайной части поля с меньшей дисперсией.

В связи с этим, прежде чем приступить к построению карт признаков, необходимо провести оценку значимости детерминированной составляющей изменчивости признака. Методы проведения таких оценок рассмотрены в разделе 10.3.

Построение карт коэффициента открытой пористости

Для большинства коллекторов характерна высокая доля случайной компоненты в изменении величины пористости по площади и разрезу месторождения. Особенно на этапе разведки, когда расстояния между скважинами обычно превышают радиус автокорреляции случайной компоненты. Однако для залежей, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин, закономерная составляющая изменения пористости по площади может преобладать.

Если характер изменения коэффициента пористости по площади считается случайным, то при вычислении запасов используется средневзвешенное по эффективному объему значение пористости.

В противном случае строятся карты пористости путем интерполяции всех имеющихся определений по скважинам.

Для прогноза значений пористости в межскважинном пространстве в благоприятных случаях на разведочном этапе могут использоваться и данные

сейсморазведки. На рисунке 10.19. показана карта пористости коллекторов чокракской пачки, построенная по корреляционным зависимостям между пористостью и акустической жесткостью целевого пласта, определенной по данным динамической интерпретации материалов сейсморазведки [12, 13].

При построении карт пористости литологически ограниченных залежей необходимо учитывать, что на линии замещения пород-коллекторов необходимо задать граничные значения пористости. Процедура построения карты пористости в этом случае должна быть следующей:

1. Определение по данным опробования и исследования керна значения пористости, соответствующего границе "коллектор-неколлектор";

2. Задание граничных значений пористости на линии выклинивания;

3. Построение карты пористости с учетом данных определения коэффициента пористости по скважинам и значений коэффициентов пористости, принятых на линии выклинивания.

Построение карт коэффициента нефтегазонасыщенности

Методика построения карт нефтегазонасыщенности аналогична построению карт пористости, за исключением того, что при построении карты необходимо учитывать закономерное увеличение коэффициентов нефтегазонасыщенности вверх по разрезу от граничного значения на границе нефть-вода, газ-вода до максимального в сводовой части (см. раздел 4).

В связи с этим процедура построения карт нефтегазонасыщенности должна включать:

1. Определение по данным ГИС и исследованиям керна граничного значения нефте(газо)насыщенности, соответствующего границе "нефть-вода" (газ-нефть);

2. Задание граничных значений нефтегазонасыщенности на линии внешнего контура (поверхности контакта);

3. Построение карты нефтегазонасыщенности с учетом определения по скважинам и граничных значений, заданных на внешнем контуре.

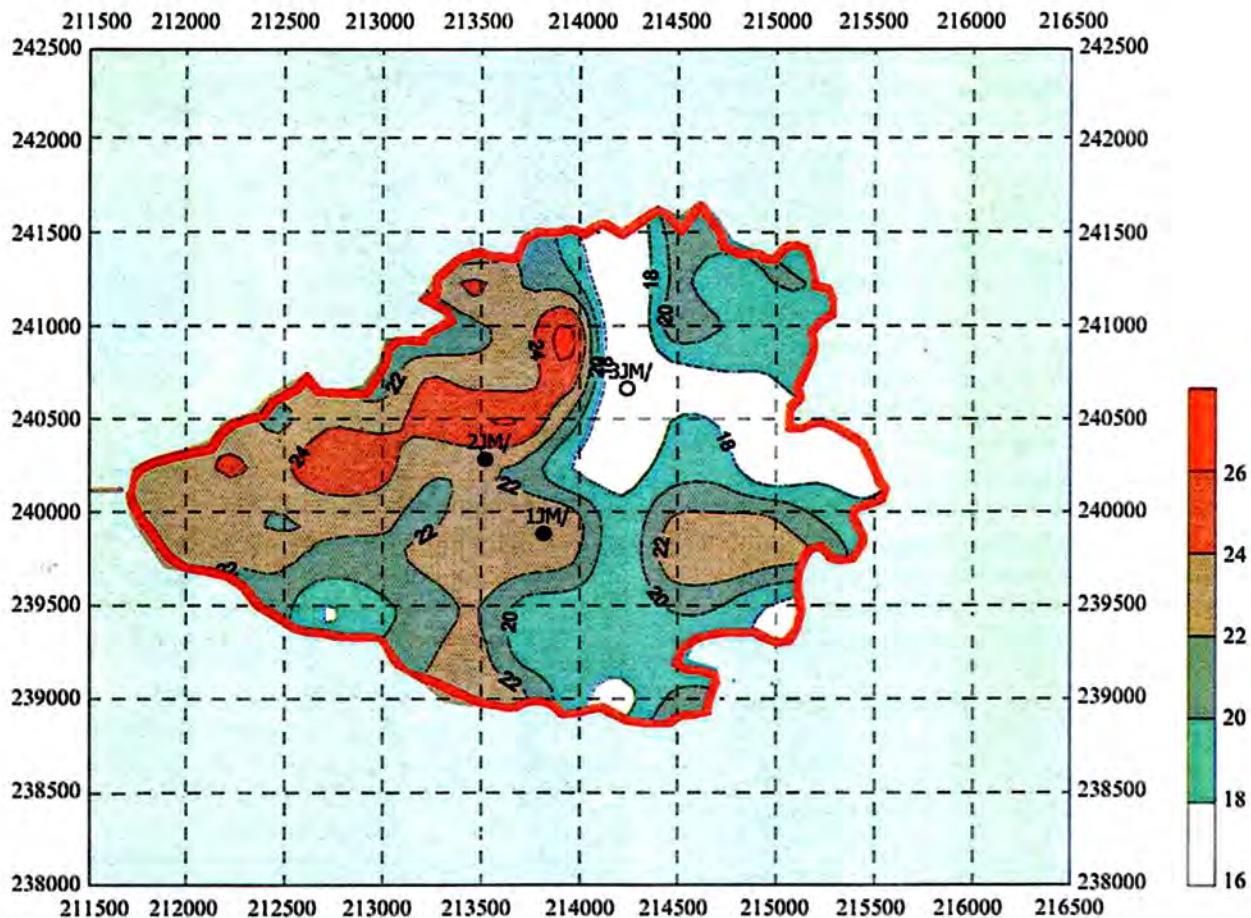


Рис. 10.19. Карта пористости коллектора в интервале продуктивной песчаной пачки чокракского яруса по данным бурения и сейсморазведки. (Материалы представлены компанией "Геонефтегаз")

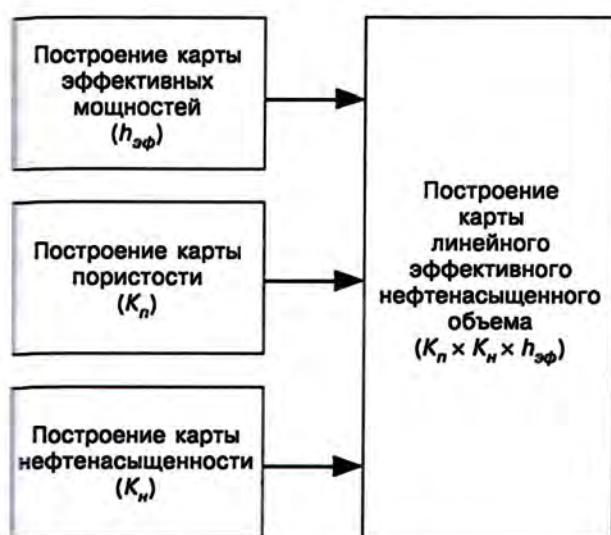


Рис. 10.20. Схема построения карты линейного эффективного нефтегазонасыщенного объема (линейного запаса)

Восстановление полей физических свойств нефти и газа

Восстановление полей физических свойств нефти (плотности в поверхностных условиях, газового фактора и пересчетного коэффициента) и газа (пластовые давление и температура, поправки на отклонение от закона Бойля-Мариотта и на температуру, давление начала конденсации) обычно не проводят, в связи с их относительно низкой изменчивостью по площади и небольшим числом наблюдений. При подсчете запасов рекомендуется использовать средние значения этих параметров.

Построение карт показателя линейного нефтегазонасыщенного эффективного объема

При подсчете запасов с использованием некоторых программных комплексов для определения эффективного насыщенного объема залежи используют карту показателя линейного эффективного нефтегазонасыщенного объема ($K_n^* K_{n*}^* h_{\text{эфф}}$). Построение такой карты проводят перемножением в точках

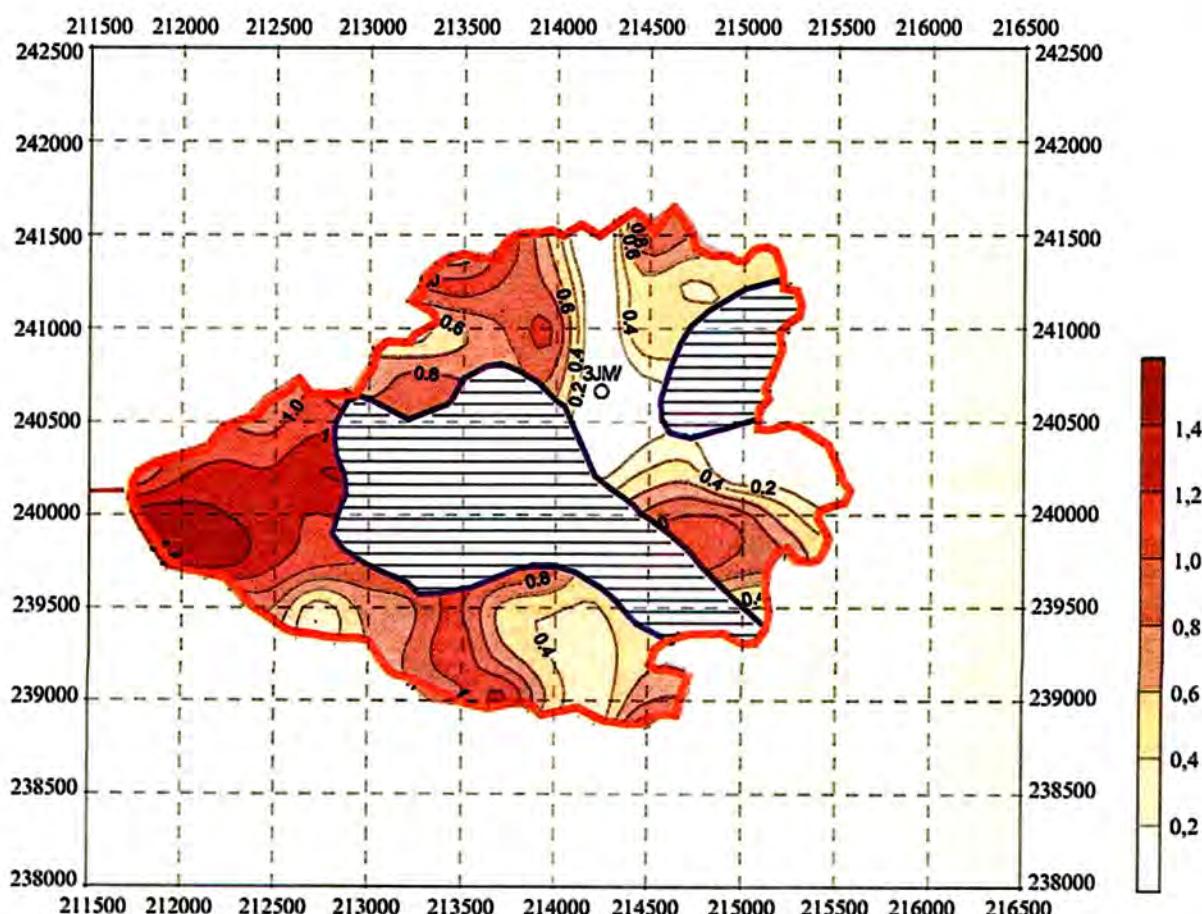


Рис. 10.21. Прогноз изменения линейного эффективного нефтегазонасыщенного объема (линейного запаса) в интервале песчаной пачки чокракского яруса по данным электроразведки ВРЭ-ВП и динамической интерпретации сейсморазведки ОГТ. (Материалы представлены компанией "Геонефтегаз")

регулярной сети восстановленных значений соответствующих признаков - коэффициента пористости (K_n), коэффициента нефте(газо)насыщенности ($K_{n,g}$) и эффективной насыщенной толщины коллектора (h_{nf}) (рис. 10.20).

Для построения таких карт могут привлекаться результаты динамической обработки сейсмических данных.

На рисунке 10.21 показана карта линейных запасов в интервале песчаной пачки чокракского яруса, построенная по данным электроразведки ВРЭ-ВП и динамической интерпретации сейсморазведки ОГТ. Использование интегрального подхода при обработке разнородной и разноточной геолого-геофизической информации позволяет построить геологическую модель оцениваемой залежи, которая, несомненно, более детальна и достоверна в сравнении с моделью, построенной только по данным бурения глубоких скважин. Использование этих данных позволит принимать более обоснованно решения и при разработке месторождения.

10.3. ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

10.3.1. Основные положения интерполяции геолого-геофизических признаков

Оптимальная обработка исходных данных, изучение, анализ геометрии геологических полей и объектов, их внутренней структуры по данным наблюдений является важнейшим элементом, базой для выбора геологических моделей среды и проведения геологической интерпретации. В большинстве случаев для этой задачи приходится проводить интерполяцию данных, значения которых известны в узлах нерегулярной сети, на регулярную сеть.

Эта проблема неразрывно связана с решением широкого круга задач - фильтрацией случайных компонент поля, оценкой точности непрерывного восстановления геолого-геофизических полей, геометрии и свойств геологических объектов, определения надежности выделения слабых аномалий, с необходимостью учета косвенных и априорных данных. Результаты этого комплексного решения широко используются при проведении геологоразведочных работ - начиная от первичной обработки до геометризации залежей, подсчета запасов и визуализации. Вычислительные схемы компьютерных комплексов геометризации залежей базируются на методах интерполяции, с помощью которых производится вычисление числовых моделей признаков.

На фоне других, содержательных исследований, методы построения карт не привлекали к себе осо-

бого внимания до тех пор, пока не появились компьютеры и не возникла необходимость перевода графических решений на формализованную количественную основу. И здесь выяснилось, что задача интерполяции отнюдь не тривиальна. Если, например, сети наблюдений существенно нерегулярны, данные отягощены заметным уровнем случайной компоненты (последнее не обязательно, оно лишь еще более усложняет задачу) получить хорошее решение весьма непросто.

Если не принимать специальных мер можно получить явно непригодное, осциллирующее решение, могут появиться фиктивные "математические аномалии".

Поэтому, начиная с 60-х годов, стали разрабатываться методы, в которых делались попытки учесть практическую ситуацию. Опыт показывает, что иногда используемые критерии, объявляемые оптимальными в смысле точности, таковыми на самом деле не являются. Не менее, а иногда и более важно, как реализованы эти предпосылки при компьютерной реализации. Это, в первую очередь относится к таким методам как краинг и сплайны.

В качестве математической модели для описания полей геолого-геофизических признаков обычно принимается модель

$$\varphi(x, y) = f(x, y) + \xi(x, y). \quad (10.7)$$

где $\varphi(x, y)$ - функция, описывающая изменение признака по площади, $f(x, y)$ - закономерная, детерминированная составляющая функции $\varphi(x, y)$, $\xi(x, y)$ - случайная составляющая функции $\varphi(x, y)$. Обычно принимается, что случайная компонента некоррелирована и ортогональна к полезному сигналу.

Случайная составляющая $\xi(x, y)$ включает в себя случайные ошибки наблюдений значений признака и случайную, непредставительную при данном шаге наблюдений компоненту изменчивости признака. Случайная компонента признака это та высокочастотная его составляющая, которая при данной сетке наблюдений по своей частотной характеристике не отличима от ошибок наблюдений и не может быть удовлетворительно восстановлена.

При сгущении сети наблюдений на исследуемой территории может быть выделена локальная компонента - та часть случайной на первом этапе компоненты, которая теперь наблюдается по достаточно плотной сети и может быть восстановлена.

Формула (10.7) для этого случая выглядит следующим образом:

$$\varphi(x, y) = f_p(x, y) + f_n(x, y) + \xi(x, y). \quad (10.8)$$

Такое разделение поля является условным. Одна и та же аномалия, в зависимости от конкретной решаемой задачи, может быть и региональной, и локальной, и даже случайной компонентой.

Если при подсчете запасов принимается, что все подсчетные признаки имеют детерминированную составляющую, то по каждому из них с помощью интерполяции рассчитывается числовая модель. Если, наоборот, все признаки (кроме площади) считаются случайными, расчеты проводятся по объемной формуле. Средние значения признаков $\bar{\Phi}_k$, для которых принята детерминированная модель, определяются как $\sum \bar{\Phi}_{k,i} / N$, $k = 1, 2, \dots, N$, где N – количество узлов квадратной сетки на соответствующей площади, при статистической модели – $\bar{\Phi}_{i,k} / n$, $i = 1, 2, \dots, n$, где n – количество независимых наблюдений.

Задача интерполяции

Задача интерполяции заключается в построении непрерывной аппроксимирующей функции $\bar{\Phi}(x, y)$, значения которой в точках наблюдений в определенном смысле совпадают с исходными значениями $\Phi(x_i, y_i)$ и близки к значениям $\Phi(x, y)$ во всей области приближения D . Эта функция $\bar{\Phi} \sim \Phi$ в дальнейшем используется для вычисления значений Φ в любых точках внутри области, которая заключает в себе пункты наблюдений, граница которой расположена к ним достаточно близко. Числовая модель обычно представляет собой матрицу значений $\bar{\Phi}(x_k, y_k)$ с равными расстояниями по осям x и y ($\Delta x, \Delta y$).

Точность решения задачи зависит от ряда характеристик, важнейшими из которых являются следующие [1]:

1. Свойства приближаемой функции, ее изменчивость относительно шага наблюдений. Степень нестационарности поля и помехи на исследуемой площади – степень изменения радиусов автокорреляции и соотношения сигнал/помеха восстанавливаемых аномалий, поскольку оптимальные условия почти всех методов рассчитаны на работу со стационарными полями.

2. Шаг наблюдений и размещение, структура узлов исходных значений в области D .

3. Уровень случайных ошибок наблюдений.

4. Математический метод и качество его реализации, степень соответствия реального компьютерного алгоритма теоретическим предпосылкам.

5. Качество учета косвенных и априорных данных.

Следует подчеркнуть, что величина разности $|\Phi(x_i, y_i) - \bar{\Phi}(x_i, y_i)|$ не может служить критерием точности интерполяции в любой точке интерполяционной области, как это часто считается. Достаточно малое ее значение лишь необходимо, но недостаточное условие. При проведении одновременной фильтрации случайной компоненты величина дисперсии

этой разности должна быть примерно равна дисперсии случайной компоненты.

Если свойства функции $\Phi(x, y)$ неизвестны, однозначно восстановить ее по дискретно заданным значениям $\Phi(x_i, y_i)$ нельзя, даже если помехи отсутствуют. Восстановление функции в этих условиях возможно лишь с некоторой ошибкой, минимально возможное значение которой можно определить лишь задавшись некоторыми ее параметрами и характеристиками сети пунктов наблюдений или на основе статистического изучения полученных результатов.

При решении задачи интерполяции различаются две качественно различные ситуации:

- исходные данные обеспечивают решение задачи интерполяции с такой точностью и детальностью, что использование косвенных данных необязательно, а в некоторых случаях может даже ухудшить результаты;
- данных для построения карты с достаточной детальностью недостаточно. Желательно учитывать поведение других, более детально изученных признаков, если имеется корреляционная связь их с целевым, учитывать некоторые априорные сведения – простижение и степень вытянутости аномалий, наличие тектонических нарушений, минимально и максимально возможные значения признака и др.

Этот интегральный процесс будем называть геологической интерполяцией, поскольку при этом существенно используются нестрогие способы учета косвенных данных, моделируются приемы, используемые геологами в традиционных построениях.

Задача фильтрации случайных компонент

Это задача обработки данных, целью которой является наилучшее восстановление всех представительных при данном шаге компонент геолого-геофизических признаков, минимизация влияния случайных компонент на результаты интерполяции, снижение величины дисперсии ошибок определения значений функции $f(x, y)$, в том числе и $f(x_i, y_i)$. При обработке геофизических данных эта процедура является традиционной.

Тренд-анализ

Тренд-анализом называется процесс фильтрации, когда помехи создаются физико-геологическими причинами, размеры проявлений которых достаточно велики и не зависят существенно от шага наблюдений. Составляющая $f_p(x, y)$ характеризующаяся относительно большой закономерностью поведения, называется трендовой (региональной) или просто трендом, а $f_r = \Phi(x, y) - f_p(x, y) - \xi(x, y)$ остаточной или локальной компонентой. При этом понятие помехи является условным, так как, как правило, используются обе составляющие.

Краткая характеристика компьютерных методов интерполяции, используемых в геологии и геофизике

В настоящее время в компьютерных комплексах обработки геолого-геофизических данных используется целый ряд методов интерполяции, многие из которых в свою очередь имеют различные модификации. Ниже кратко рассматриваются лишь наиболее общие подходы к решению задачи интерполяции, основные варианты методов, наиболее часто реализуемых в компьютерных программах.

Метод непересекающихся треугольников

Площадь наблюдений разбивается на треугольники, в вершинах которых находятся пункты наблюдений. Триангуляция осуществляется исходя из некоторого критерия. Например, разбиение производится таким образом, чтобы треугольники имели по возможности равные стороны. Внутри треугольников производится линейная интерполяция. Метод не восстанавливает экстремумы, максимальные и минимальные значения признака могут достигаться лишь в пунктах наблюдений. Не производится фильтрация помех и сглаживание функций на сторонах треугольников. Точность интерполяции низкая, за исключением тех случаев, когда функция на площади треугольника изменяется линейно. Особенно плохие результаты получаются в тех нередких случаях, когда треугольники выбираются неудачно и длины сторон треугольников сильно различаются. Метод эффективен при ручной интерполяции данных о высотах рельефа местности, поскольку разбиение на треугольники в этом случае производится с учетом простирания поля, а наблюдения производятся в экстремальных (в том числе и по первой производной) точках рельефа. Например, числовая модель поверхности озера будет отображаться весьма точно - с ошибкой, не превышающей ошибки определения ее отметки.

Скользящее осреднение

Значение поля в узле сетки определяется как средневзвешенное из значений пунктов наблюдений внутри некоторой области, размеры которой задаются пользователем, а форма обычно представляет круг или прямоугольник, вытянутый по простиранию поля. Чем ближе пункт наблюдения к узлу сетки, тем больше его вес. Выбор размеров и области осреднения выбираются пользователем на основе анализа получаемых результатов. Экстремумы функции не восстанавливаются, точность невелика, причем сильно зависит от степени неравномерности сети наблюдений. Метод, за счет осреднения, устойчив по отношению к влиянию случайной компоненты.

Приближение алгебраическими полиномами

Один из самых простых методов, первая компьютерная реализация еще в начале 60-х годов. Реали-

зация сравнительно проста, время расчетов относительно невелико, поэтому этот подход получил широкое распространение и имеет множество модификаций.

Наиболее простой подход - построение полинома степени m по методу наименьших квадратов для всей площади:

$$f(c_0, c_1, \dots, c_m) = \sum [Q_n(x_i, y_i) - \Phi(x_i, y_i)]^2 = \\ = \min, i = 1, 2, \dots, n. \quad (10.9)$$

коэффициенты которого c_j определяются из системы нормальных уравнений. Степень полинома подбирается таким образом, чтобы среднеквадратическая ошибка приближения в узлах была достаточно мала. Повышение степени полинома приводит к уменьшению этой ошибки, но поведение полинома между узлами становится слишком неустойчивым. Поэтому на практике полиномиальная интерполяция на всей площади применяется лишь для построения поверхностей тренда.

Другой, весьма распространенный вариант реализации полиномиального приближения заключается в следующем: полином степени m строится в каждой точке регулярной сетки по исходным узлам, расположенным в некоторой его окрестности - окне, причем для ослабления влияния удаленных точек вводится функция веса, убывающая от центра к периферии. Размеры окна должны выбираться такими, чтобы количества исходных значений поля было достаточно для вычисления коэффициентов полинома, заданной степени: 6 и 10 точек соответственно для полиномов второй и третьей степени. В некоторых программах размеры окна изменяются в зависимости от плотности и структуры сети наблюдений. Этот вариант более универсален и может применяться для построения карт на больших участках. Повышение точности обычно связывается с увеличением степени полинома или с сокращением размеров окна. Повышение эффективности фильтрации случайных компонент требует выполнения обратных процедур. Следует подчеркнуть, что метод наименьших квадратов обеспечивает минимум дисперсии разности функций Φ и $\bar{\Phi}$ лишь в пунктах наблюдений (x_i, y_i) , а не во всей области приближения и даже это справедливо лишь для выбранных значений параметров - степени полинома, размеров окна и способа определения веса.

Основной недостаток этого подхода связан с его чувствительностью к структуре расположения исходных точек в скользящем окне. Несмотря на очень большое количество модификаций метода, в которых делаются попытки минимизировать влияние это-

го фактора, оно остается весьма существенным. В результате возможно появление фиктивных аномалий, возникновение мозаичного характера поля.

Выбор степени полинома и размеров окна остается за пользователем, который вынужден в этих целях производить визуальный анализ получаемых результатов. Однако, поскольку поле и структура сети наблюдений редко бывают стационарными, значения параметров не могут быть оптимальными для всей исследуемой территории. Это замечание справедливо и для большинства других методов.

Сплайны. метод минимальной кривизны

Сплайны являются дальнейшим развитием метода полиномиальных приближений. Считается, что сплайны дают наиболее "гладкое" в некотором смысле решение. Это кусочно-полиномиальная функция, представляющая собой многочлен степени m на каждом элементе этой области и непрерывная вместе со своими производными до порядка $m - 1$. Особое распространение получили бикубические сплайны. Реализации сплайн-аппроксимаций весьма разнообразны и могут сильно различаться по качеству решения задачи. Различные модификации могут давать весьма сильно различающиеся между собой результаты. Выделяются два вида сплайнов: интерполяционные и аппроксимационные. В случае интерполяционного сплайна значения приближающей функции практически совпадают с исходными. Аппроксимационный сплайн несколько сглаживает исходные значения. Переход к аппроксимации осуществляется в целях повышения устойчивости решения. Коэффициенты сплайна находятся из решения соответствующей системы линейных уравнений, которая при неравномерной сети наблюдений может быть плохо обусловленной. Поэтому в некоторых случаях могут возникать необоснованные по амплитуде значения экстремумов функции, фиктивные аномалии, не имеющие подтверждения в исходном материале. Такие ситуации обычно возникают, когда из-за влияния случайной компоненты имеются значительные градиенты поля на участках между близко расположеными пунктами наблюдений и при большой неоднородности сети исходных данных. Поэтому в некоторых программных комплексах вводятся специальные процедуры, регулирующие амплитуду этих выбросов.

Наиболее распространение получила существенно другая реализация, основанная на решении бигармонического уравнения Лапласа, получившая название минимальная кривизна (minimum curvature), программируемая реализацией которой присутствует практически во всех западных программных комплексах. Специальная процедура придает методу срав-

нительную устойчивость, уменьшает вероятность появления фиктивных аномалий. Однако фильтрация случайных компонент отсутствует. Мало того, в некоторых реализациях (например, SURFER) при увеличении допустимой разности между исходными и аппроксимирующими значениями в узлах в соответствии с вероятной амплитудой случайной компоненты, изолинии вместо того, чтобы становиться более гладкими, начинают осциллировать. Метод отличается большой скоростью вычислений.

Крайгинг

В последние три десятилетия метод под этим названием интенсивно развивается в западных странах. Он служит основой направления в обработке геолого-геофизических данных, получившего название геостатистика. В России примерно в тоже время развивался аналогичный метод в целях обработки метеорологических данных и получил название оптимальная интерполяция. Оба метода фактически являются вариантами реализации виннеровского фильтра, критерий их оптимальности тот же самый - минимум среднеквадратической ошибки восстановления функции $\bar{f}(x, y)$.

Цель краинга - получить наилучшую оценку функции $\bar{f}(x, y)$ по известным значениям $f(x_i, y_i)$, найти такие коэффициенты c_j , благодаря которым значение $\bar{f} = \sum c_j f_j$ является наилучшей оценкой - в смысле среднего квадрата ошибки. При этом считается, что поле стационарно и система уравнений для определения искомых коэффициентов основывается на единой для всего участка вариограммой.

При практической реализации метода вынужденно допускается еще целый ряд упрощений и предположений, в результате чего исходный критерий на самом деле не выполняется. Качество решения задачи зависит от вида используемой вариограммы, от точности определения ее параметров, от размеров окна, в котором учитываются исходные данные и др. Метод, даже с теоретических позиций, оптимален лишь в среднем на участке, а стационарность на самом деле, как правило, не соблюдаются и размеры и амплитуда аномалий могут изменяться весьма сильно. Как и при использовании других рассмотренных методов могут возникать фиктивные аномалии.

Метод не является специфическим и оптимальным геостатистическим методом, как это часто рекламируется, а наоборот, является вариантом весьма общего подхода к восстановлению функций на основе фильтра Колмогорова - Винера.

Кокрайгинг. Это вариант краинга, предусматривающий использование косвенных данных, корреляционно связанных с целевым. Относительные веса косвенного и целевого признака определяются на основе использования функции взаим-

ной корреляции опять-таки в предположении, что эта связь стационарна, тогда как на самом деле сила взаимной корреляции на площади расчетов может сильно изменяться. Поэтому во многих случаях более целесообразно пользоваться методом схождения, который более надежно отображает изменение этой связи.

Некоторые реализации краингинга предусматривают построение карт ошибок интерполяции (см. ниже).

Метод аппроксимации системой гармонических функций-ФИТ(фильтрация, интерполяция, трансформации)

Критерий оптимальности - асимптотическое приближение к величине ошибок, определяемых теоремой отсчетов. Отличительная особенность - использование последовательной аппроксимации поля, начиная от его региональных компонент до локальных особенностей. В отличие от других методов производится не среднеквадратическая, а равномерная аппроксимация, т.е. величина разности $|\Phi_i - \bar{\Phi}_i|$ не превышает заданной величины во всех пунктах наблюдений. Имеется возможность, если это необходимо, задания в каждом узле индивидуальной ошибки аппроксимации. Метод позволяет производить фильтрацию случайной компоненты с эффективностью, близкой к эффективности винеровского оптимального фильтра. Автоматически учитывается изменение отношения сигнал/помеха, структуры и плотности размещения исходных данных, т.е. метод адаптируется, автоматически учитывает нестационарность поля и структуры сети наблюдений. Определяется дисперсия случайной компоненты и среднеквадратическая ошибка интерполяции (точность карты). Оптимальные параметры фильтрации определяются автоматически. Имеется возможность учета априорно задаваемых верхних и нижних границ признака, изменяющихся на территории исследований.

Метод позволяет получать устойчивые гладкие интерполяционные решения. Фиктивные, математические аномалии отсутствуют при любой степени нестационарности поля и неоднородности структуры сети исходных данных. Оптимальные параметры определяются автоматически.

Фильтрация случайных компонент

Случайные компоненты являются непредставительными при заданной сети наблюдений и неотличимы от ошибок наблюдений. В то же время они могут иметь большую амплитуду и не только исказять полезную детерминированную компоненту, но и отождествляться с ней. Последнее приводит к неверным выводам как в смысле действительного положения объекта или положения его границ, так и в

смысле получения оценок точности и выбора методов восстановления поля и подсчета запасов.

В качестве модели поля принимается модель, определяемая формулой 10.7. Если $\xi(x, y)$ - систематическая ошибка, то она может быть обнаружена и устранена лишь в результате специальных контрольных наблюдений. Если же значения $\xi(x, y)$ можно считать случайными, то их дисперсия и, соответственно, искающее влияние на результаты интерполяции могут быть уменьшены с помощью математической обработки - фильтрации случайных компонент. Фильтрация случайных компонент не предполагает равенства исходных значений и аппроксимирующей функции в пунктах наблюдений, но уменьшает величину $\xi(x_p, y_p)$, делает аппроксимирующую функцию более гладкой и уменьшает вероятность появления ложных аномалий. При этом отклонение аппроксимируемой функции $\Phi(x, y)$ от аппроксимирующей $\bar{\Phi}(x, y)$ на всей площади расчетов, а не только в пунктах наблюдений может значительно снизиться. Эффективность фильтрации зависит от соотношения радиусов автокорреляции и дисперсии детерминированной и случайной составляющих, а также метода реализации этой процедуры.

К настоящему времени разработано очень большое количество методов фильтрации, имеется ряд реализаций оптимального винеровского фильтра. Однако абсолютное большинство этих методов разработано для регулярных сеток наблюдений. Это сильно снижает эффективность их практического применения, поскольку требует предварительного приведения значений функции к регулярной сети, которое само в целях повышения точности должно проводиться с использованием методов фильтрации случайных компонент. Кроме того, при получении регулярной сети искаются исходные статистические свойства помехи, теряется представление о сети наблюдений. В результате "оптимальные" фильтры могут оказаться менее эффективными, чем более простые, но более адекватные реальным условиям. Эффективный метод фильтрации в условиях нерегулярной сети наблюдений и нестационарности поля имеется в комплексе ФИТ.

Важнейший параметр методов фильтрации - дисперсия помехи часто определяется, как величина дисперсии ошибки наблюдений. На самом деле это неверно, поскольку не учитывается случайная компонента поля, дисперсия которой может быть во много раз больше.

Структурные поверхности содержат детерминированную компоненту практически всегда, точность определения отметок их глубин по данным бурения считается высокой, а сами поверхности плавными. Поэтому фильтрация случайной компоненты обыч-

но не производится. Однако в некоторых случаях, например, при проведении кустового бурения наблюдается резкое изменение глубин в близко расположенных точках. Это может свидетельствовать о том, что поведение структурных поверхностей не всегда является плавным, а обычно наблюдаемая гладкость обуславливается просто значительными расстояниями между скважинами. С другой стороны эти резкие колебания глубин могут быть вызваны ошибками обработки данных инклинометрии.

Данные сейсмических наблюдений обычно фильтруются при их обработке и не обязательно требуют проведения фильтрации при построении по ним структурных карт. Однако во многих случаях это необходимо. Эффективная и эффективная нефте(газо)насыщенная толщины обладают большой изменчивостью, доля случайной компоненты значительна. Несмотря на это, ввиду сложившейся традиции, фильтрация не производится, поскольку в этом случае не будет соблюдаться равенство $\Phi(x_i, y_i) = \bar{\Phi}(x_i, y_i)$. Еще большей изменчивостью обладают такие признаки как пористость и проницаемость. При составлении карт этих признаков необходимо не только производить фильтрацию случайной компоненты, но и убедиться предварительно в наличии детерминированной составляющей. В противном случае карты будут представлять собой чередование локальных экстремумов, а использование их при подсчете запасов для вычисления линейного нефтегазонасыщенного эффективного объема или даже просто среднего значения может дать меньшую точность, чем простое вычисление среднего по данным в скважинах. Поэтому использование данных сейсморазведки при восстановлении этих признаков носит принципиальный характер.

Проверка наличия детерминированной компоненты геолого-геофизических признаков

Понятие детерминированной и случайной компоненты является условным, зависящим от точности наблюдений и, в еще большей степени, от детальности наблюдений. Признак, который на разведочном этапе считался случайной функцией, в дальнейшем, при увеличении количества исходных данных, может рассматриваться как имеющий детерминированную компоненту. Аналогичная ситуация может сложиться, когда один и тот же признак анализируется только по данным бурения и по данным бурения и сейсморазведки одновременно.

Если детерминированная компонента отсутствует, построение карты и числовые модели, т.е. непрерывное восстановление признака в области интерполяции не имеет смысла. В этом случае оценка дисперсии отклонений прогнозируемых значений признака от истинных - $D(\Phi_i - \bar{\Phi}_i)$ не будет меньше исходной, определяемой по наблюденным значениям - $D\Phi_i$.

Наоборот, если использовать метод интерполяции, не имеющий эффективной регуляризации и дающий неустойчивые, в зависимости от ошибок наблюдений результаты, дисперсия может существенно возрасти. При отсутствии детерминированной компоненты никакие процедуры восстановления функций при подсчете запасов не могут улучшить дисперсию получаемых оценок по сравнению с чисто статистическими. Если же детерминированная, трендовая компонента существенна, то оценки могут быть улучшены, так как статистические оценки будут относиться лишь к остаточной, случайной части поля с меньшей дисперсией.

Такая ситуация типична при разведке нефтяных и газовых месторождений в отношении важнейших подсчетных характеристик - пористости, проницаемости и в некоторых случаях даже эффективной толщины. Радиусы автокорреляции этих функций могут быть во много раз меньше расстояний между скважинами. При использовании для прогноза этих признаков данных сейсморазведки ситуация может существенно улучшиться, поскольку расстояния между узлами исходных данных сокращаются во много раз. С другой стороны ошибки исходных данных могут увеличиться. Поэтому необходимость решения задачи о наличии или отсутствии детерминированной компоненты остается.

Если считать исследуемое поле стационарным, для определения наличия детерминированной компоненты можно воспользоваться статистическими критериями, например, критерием Фишера для решения вопроса о том, можно ли объяснить всю дисперсию рассматриваемого признака наличием случайной компоненты или нет. Последнее будет означать наличие детерминированной компоненты. При большом числе наблюдений статистические оценки могут отмечать даже небольшие различия в значениях \bar{f}^2 и $\bar{\xi}^2$. Поэтому требования к стационарности поля, некоррелированности полезной компоненты с помехой, некоррелированности помехи с шагом наблюдений должны быть высокими. Если задача решается для отдельной аномалии, то сначала необходимо выделить область, которая ей соответствует и уже внутри этой области найти значения этих дисперсий.

Определение значений среднеквадратических отклонений S_f и S_ξ должно производиться на основе проведения фильтрации случайной компоненты и вычисления затем разностей $\Phi_i - \bar{\Phi}_i$ или на основе определения ошибок интерполяции по способу последовательного удаления исходных узлов. В последнем случае принимается, что $S_{\delta_i} \sim S_\xi$.

Решение о наличии или отсутствии детерминированной компоненты или аномалии зависит от при-

нятого уровня вероятности, выбор которого весьма субъективен. Иногда при довольно близких уровнях значимости могут быть получены противоположные решения. Поэтому наряду со статистическими оценками можно использовать и содержательные геологические соображения, руководствуясь имеющимся опытом и учетом конкретной ситуации. Полезно проводить анализ карт, построенных без проведения фильтрации случайной компоненты и с ее использованием, рассматривать согласованность с полями других характеристик. Такой эвристический подход оправдывается тем, что используемые предположения о статистических свойствах исследуемых функций, лежащие в основе статистических критерис, на самом деле не выполняются в достаточной мере, а выбор уровня значимости практически полностью субъективен.

Ясно, что чем больше величина отношения $\bar{f}^2/\bar{\xi}^2$, тем надежность принятия решения выше. Во всяком случае, если величина среднеквадратического отклонения полезной компоненты примерно равна или более этого показателя для случайной компоненты, можно принимать решение о наличии детерминированной компоненты и, соответственно, использовать затем детерминированный подход к учету этого признака при геометризации залежей.

Иногда для определения достоверности выделения локальных структур сейсморазведкой используется моделирование влияния помех методом Монте-Карло. Проведение такого моделирования требует наличия достаточно большой выборки статистического материала (структур, изученных сейсморазведкой и бурением) для определения статистических характеристик помех и однородности материала на эталоне и изучаемом участке. Кроме того, моделирование желательно производить, используя значения $f(x_i, y_i)$, которые неизвестны, а не наблюденные значения $\phi(x_i, y_i)$, особенно если дисперсия $\xi(x_i, y_i)$ не слишком сильно (а интересен фактически именно этот случай) отличается от $D\phi$. Поэтому надежность такого рода построений в пограничных случаях невелика.

Геологическая интерполяция, использование косвенных данных

Геологическая интерполяция - это комплексирование данных, полученных различными геолого-геофизическими методами в целях получения оптимального в данных условиях решения задачи интерполяции. Поэтому, в отличие от классических методов решения этой задачи, методы, используемые в геолого-геофизической практике, должны дополнительно учитывать сведения о тектонических нарушениях, простирации и степени вытянутости аномалий, ограничения значений признака сверху и снизу, дан-

ные о поведении признаков, которые могут отражать явления не связанные непосредственно между собой, имеющие различную точность и детальность, но связанные корреляционно с целевым. Наиболее распространенным, типичным явлением является совместное использование структурной сейсморазведки и данных бурения при изучении геометрии залежей.

Критерий эффективности, целесообразности использования косвенных признаков формулируется следующим образом. Пусть $\bar{\Phi}_{\phi p}(x, y)$ - некоторая функция, аппроксимирующая значения целевого признака $\phi(x, y)$ с учетом поведения косвенного признака ϕ_p . Размерность ϕ_p не имеет существенного значения, поскольку всегда можно перейти к размерности целевого признака ϕ с помощью соответствующего преобразования.

Будем считать, что целесообразность использования косвенных признаков определяется уменьшением ошибки восстановления целевого признака, т.е. выполнением неравенства $\epsilon_{\phi p} < \epsilon_\phi$, где ϵ_ϕ и $\epsilon_{\phi p}$ - ошибки восстановления целевого признака ϕ только по данным ϕ_i и при одновременном использовании значений $\phi_{p,i}$. При детальных построениях, при подсчете запасов наиболее интересен случай, когда $|\Phi_{\phi p,i} - \phi_i| < \epsilon_{\text{найл}}$.

Для того, чтобы улучшить сходство, корреляцию косвенного признака ϕ_p с целевым можно произвести некоторое преобразование этого признака.

$$L\Phi_p = \phi + \Delta_p, \epsilon_p = \min. \\ \epsilon = \pm \sqrt{\left[\sum \Delta_p (x_i, y_i) \right]^2 / (n - 1)}. \quad (10.10)$$

где L - знак линейного преобразования.

Тип преобразования может быть различным. Обычно это простейшие уравнения связи, поскольку необходимо, чтобы они были устойчивыми на участках, где эталонные значения ϕ_i отсутствуют, т.е. в экстраполяционных зонах.

Интерполируя значения Δ_p и вычисляя разность $L\Phi_p - \phi_p$, получаем значения $\bar{\Phi}_{\phi p}$, удовлетворяющие условию $|\Phi_{\phi p,i} - \phi_i| < \epsilon_{\text{найл}}$. Если ситуация такова, что $\epsilon_{\phi p} < \epsilon_\phi$, то получением функции $\bar{\Phi}_{\phi p}$ можно ограничиться. Если $\epsilon_{\phi p} > \epsilon_\phi$, то наоборот, косвенные данные использовать нецелесообразно. Величины ошибок определяются приближенно, однако с практической точки зрения при массовой компьютерной обработке данных такой подход является более конструктивным, чем решение этой задачи только на основе эвристической визуальной оценки результатов интерпретатором.

Если не производить никаких предварительных преобразований признаков ϕ_p , а под функцией Δ_p ,

в (10.10) подразумевать разность функций ϕ и ϕ_p , изложенный алгоритм представляет собой усовершенствованный метод схождения.

Метод схождения фактически равносителен "натягиванию" косвенного признака на каркас, образуемый значениями ϕ_p . Из изложенного следует, что метод схождения приводит к увеличению точности карты только в том случае, когда квадрат ошибки интерполяции значений $\Delta_{p,i}$ меньше дисперсии самих $\Delta_{p,i}$ т.е. когда функция Δ_p не является случайной и, соответственно, между прямым и косвенным признаками имеется значимая корреляционная связь.

При совместном использовании данных сейсморазведки и бурения в целях построения структурных карт, однако, в любом случае важно привязать данные сейсморазведки к данным бурения таким образом, чтобы разница в отметках не превышала ошибок их определения в скважинах. Поэтому, если такая привязка не сделана на основе интерпретации сейсмических данных с учетом изменения скоростей, должна производиться операция геологической интерполяции. При этом методы реализации этой процедуры могут быть различными - в зависимости от их наличия в используемом программном комплексе.

При экстраполяции значений $\Delta_{p,i}$ обычно нет оснований для того, чтобы экстраполировать наместившиеся на сравнительно небольшой площади закономерности на большие расстояния. Если значения $\Delta_{p,i}$ имеют небольшую дисперсию и из геологогеофизических соображений можно предположить, что эта закономерность сохраняется, предпочтительным является выход на асимптоту, равную среднему значению $\Delta_{p,i}$. В противном случае естественным является постесинский переход к значениям ϕ_p , т.е. реализуется предположение о том, что в экстраполяционной зоне значения $\Delta_{p,i}$ стремятся к нулю.

Учет тектонических нарушений

Тектонические нарушения, как правило, выявляются по сейсмическим данным. Кроме того, дополнительная информация может быть получена по геоморфологическим, аэрокосмическим материалам, данным бурения, грави- и магнитразведки. Наиболее распространенными признаками нарушений являются разрывы корреляции и смещение во времени отражающих границ, зоны отсутствия отражений, аномально высокие значения углов наклона и другие характеристики сейсмических разрезов. Наиболее характерным признаком наличия нарушений по данным магнитных и гравитационных аномалий являются зоны повышенных градиентов поля, смена знака магнитных аномалий. Эти данные могут улучшить прогноз наличия тектонических нару-

шений в условиях недостаточной детальности сейсморазведки или в том случае, когда сейсмические материалы имеют низкое качество. При их использовании необходимо опираться на данные сейсморазведки, подтверждающие их наличие и структурную выраженность на линиях пересечения гравимагнитных признаков и сейсмических профилей.

Объединение этих элементарных участков в линии или зоны тектонических нарушений, выделение отдельных тектонических блоков производится интерпретатором на основе всей имеющейся геологогеофизической информации. Если участок разделен на отдельные тектонические блоки, построение структурных поверхностей производится независимо в каждом блоке. Если принимается, что тектонические нарушения близки к вертикальным, а амплитуда сброса известна, производится реконструкция участка - приведение к глубине "опорного" блока, совместная интерполяция, а затем приведение к исходному уровню. Эта процедура особенно желательна, если количество исходных данных в каждом блоке невелико, или они расположены таким образом, что образуются значительные по площади зоны, в которые приходится производить экстраполяцию. Чем больше отдельных блоков выделяется интерпретатором, тем меньше количество исходных данных в каждом из них. Надежность построений может резко снизиться. Поэтому, если смещение структурных поверхностей вдоль линии нарушения отсутствует или невелико, выделять блоки и нарушения при проведении интерполяции не следует.

Если линии тектонических нарушений являются позамкнутыми, нарушения затухают, интерполяционный алгоритм должен учитывать изменения влияния на результат интерполяции исходных данных, расположенных по разные стороны от нарушения - в зависимости от их размещения вдоль линии разлома.

Строгой постановки этой задачи не существует. Результат компьютерного решения должен удовлетворять тем эвристическим предположениям, которые сложились у геологов в результате многолетней практической деятельности.

Общий принцип заключается в следующем. Пусть узел квадратной сетки x_k, y_k , в котором значение признака определяется с помощью интерполяции, и узел x_i, y_i с исходными значениями этого признака лежат на концах прямой, пересекающей линию нарушения. Тогда чем дальше находится узел x_k, y_k от конечных точек нарушения и чем ближе он к линии нарушения, тем меньше влияние на результат интерполяции наблюдения в точке x_i, y_i . Аналогичный подход используется и в отношении определения "веса" узла x_i, y_i на узел x_k, y_k (рис. 10.22).

Особенно важен учет следующего обстоятельства. Если нарушения являются постседиментационными, интерполяция значений разностей между отмечками глубин по данным сейсморазведки и бурения возможна, независимо от их положения относительно линий нарушения, что сильно упрощает использование косвенных данных и повышает точность интерполяции. С некоторыми оговорками это может быть справедливо и в случае конседиментационных нарушений. Эти соображения полностью переносятся на задачу построения числовых моделей и карт толщин.

Учет простирации аномалий

При проведении геофизических съемок методика наблюдений обычно такова, что расстояние между профилями во много раз превышает расстояние между пунктами наблюдений. Если профили проведены вкрест простирации, можно повысить точность интерполяции в пространстве между профилями за счет учета направления и степени вытянутости аномалий.

Необходимые параметры аномалий (направление простирации и степень вытянутости аномалий) должны быть известны априори - по материалам менее детальных съемок или съемок другими методами. Алгоритм заключается в том, что производится поворот осей на соответствующий угол, переход к новой системе координат и последующее сжатие по одной из осей в k раз, где k - отношение длинной оси к короткой. Использование такого подхода возможно лишь в том случае, когда параметры аномалий, в первую очередь направление простирации, не изменяются на всей площади расчетов. Случай, когда параметры изменяются, для компьютерных расчетов не разработан.

Ограничение значений признака сверху и снизу

Методы интерполяции должны иметь возможность использовать априорную информацию об ограничении значений признаков. Ограничения могут быть постоянными и переменными величинами. В качестве таких ограничений могут быть использованы самые различные априорные и косвенные сведения, которые интерпретатор может иметь при решении задачи геометризации. Например, значения пористости и толщин не могут быть меньше нуля, данный пласт не может иметь пористость больше некоторой величины, эффективная нефтегазонасыщенная толщина всегда, во всех узлах числовой модели, не превышает эффективной толщины. Эффективная толщина, в свою очередь, не превышает общей, поверхность подошвы пласта не должна быть выше поверхности кровли и т.п.

Перечисленные ограничения могут не соблюдаться ввиду возможной осцилляции значений признаков из-за использования неустойчивых методов ин-

терполяции, из-за наличия больших градиентов в слишком близко расположенных пунктах наблюдений, ошибок в исходных данных. Проверка и учет этих условий может снизить ошибки интерполяции за счет уменьшения осцилляции признаков и привести модель залежи в соответствие с априорными кривыми.

Сечение карт изолиний

В силу сложившихся традиций обычно считается, что выделяемые на карте аномальные объекты должны иметь достаточно реальное подтверждение. В связи с этим сечение карт выбирается в зависимости от густоты и точности наблюдений. Первый фактор учитывается редко и в большинстве случаев сечение изолиний Δ определяется формулой: $\Delta = K \cdot \varepsilon$, где $K = 2 - 3$, ε - среднеквадратическая ошибка наблюдений. На самом деле ошибки восстановления поля на площади исследований могут сильно различаться - в зависимости от вариаций изменчивости признака, неравномерности сети наблюдений, расположения пунктов наблюдений относительно эпицентров аномалий, точек перегиба и т.п. Поэтому, если использовать этот подход к определению величины сечения изолиний, вместо величины ε , более правильно использовать величину $\varepsilon_{\text{u}}(x, y)$, где $\varepsilon_{\text{u}}(x, y)$ - среднеквадратическая ошибка интерполяции в расчетной точке является функцией координат.

Если градиенты поля малы, а аномалии имеют сравнительно небольшую по сравнению с ошибками восстановления поля амплитуду, графические построения, проведенные разными специалистами, могут существенно различаться. При этом разница, в первую очередь, определяется не выбранным сечением изолиний, а степенью сглаживания случайных компонент, учетом природы поля, правильностью анализа исходных данных. Чем больше принятая величина сечения, тем сильнее сглаживание поля, тем сильнее сглаживаются относительно небольшие по размерам и амплитуде аномалии.

При машинном построении карт модель поля фиксирована выбранным методом интерполяции и принятыми значениями параметров. Поэтому величина Δ определяет лишь степень подробности графического отображения. Сечение изолиний следует определять, исходя из принципа сохранения всей полезной информации и сохранения наглядности построений, т.е. в соответствии с градиентами поля и размерами аномалий. При этом величина Δ может быть и меньше 1, тем более что в результате фильтрации величина случайной компоненты может уменьшиться в 1,5 - 2 раза.

Сечение изолиний на самом деле вовсе не должно быть связано с величиной ε_{u} и степенью плавности изолиний. Независимо от его величины восстанов-

ливаются одна и та же модель поля (или объекта), зависящая лишь от метода восстановления и параметров вычислительной схемы. Изменяется лишь форма ее графического отображения. В этом случае величина Δ , естественно, не служит непосредственной мерой точности восстановления признака. Соответственно, такая важная содержательная задача, как задача определения надежности выделения аномалий не должна зависеть от формального вопроса, связанного с детальностью изображения поля на карте. Это самостоятельная задача, для которой карта является лишь частью исходного материала.

Задача определения величины сечения изолиний не имеет в сущности содержательного значения, она возникла лишь в результате отождествления ее с задачей фильтрации случайных компонент, оценки надежности аномалий, выделяемых при графических построениях, как комплексная характеристика точности карты. Ограничность этого традиционного подхода становится явной, если перейти от построения карт изолиний к непрерывному изображению поля, где его амплитуда задается плавным изменением яркости или цвета.

Ошибки интерполяции

Важнейший вклад в общую ошибку решения задачи геометризации параду с ошибками наблюдений дают ошибки интерполяции, поскольку расстояния между исходными пунктами наблюдений обычно достаточно велики. Если классы интерполируемых функций известны, ошибки интерполяции можно оценить на детерминированной основе, используя известные методы вычислительной математики. Однако, поскольку характеристика, свойства геометризуемых функций неизвестны, детерминированный подход к определению ошибок интерполяции не эффективен и на практике пока применяется редко.

Основой оценки ошибок при решении задачи геометризации является статистика. Однако и при статистическом подходе эта задача остается весьма сложной и до конца не решена. Необходимо определить тип распределения признаков, измерения должны удовлетворять требованиям однородности и независимости, должны располагаться случайным образом и все это по заведомо недостаточному, по крайней мере, на этапе разведки, количеству наблюдений. Кроме того, вряд ли выполнение этих требований может соблюдаться в реальных условиях. Например, скважины могут концентрироваться на определенных участках залежи, создавая превратное представление не только о дисперсии признаков, но и об их средних значениях. Независимость наблюдений, как правило, вообще не проверяется, поскольку сделать это при небольших выборках практически невозможно.

Особое значение имеет вопрос о наличии систематических ошибок. Они могут быть связаны с различными причинами, начиная с наличия их в измерительной аппаратуре. Кери, например, может отбираться неравномерно и не случайным образом представлять коллектор, создавая систематическую ошибку при определении его свойств. Пористость может иметь тренд, наличие которого также может сильно исказить статистические оценки и т. п. Несмотря на это, как правило, считается, что детерминированная компонента отсутствует, а наблюдения являются некоррелированными. На этом основании получают обычно оценки точности средних значений нефтенасыщенности, эффективной толщины, пористости и т. п., поскольку в этом случае можно использовать свойство состоятельности статистических оценок. Согласно этому свойству выборочно среднее значение \bar{f} сходится по вероятности к истинному значению при $n \rightarrow \infty$ (n - количество наблюдений). Если n велико, то можно получить весьма хорошие оценки. Однако на самом деле наблюдения почти всегда являются коррелированными, причем относительное влияние этой коррелированности увеличивается с ростом n . В результате, начиная с некоторого n , уменьшение ошибки определения среднего фактически не происходит, а при $n \rightarrow \infty$ эта величина стремится не к нулю, а к некоторой константе. При каких значениях n свойство состоятельности еще можно использовать, зависит от ряда причин, важнейшей из которых является влияние детерминированной компоненты, ее вклад в общую дисперсию. Учитывая отмеченные замечания, вряд ли эффективная величина n может быть более 10, а уменьшение среднеквадратической ошибки среднего по сравнению с аналогичной ошибкой единичного измерения больше, чем в два - три раза. Ясно, однако, что если предварительно учесть тренд, оценки станут более достоверными.

Определение ошибок интерполяции

Если функция определена в дискретных узлах наблюдений, то ее поведение между узлами можно определить различными способами, причем получаемые значения могут сколь угодно сильно отличаться друг от друга. Строго говоря, нельзя говорить о точности восстановления геолого-геофизических признаков, поскольку истинное решение неизвестно. Для того чтобы получить оценки ошибок интерполяции, необходимо сделать некоторые предположения о свойствах интерполируемых функций - об их принадлежности к некоторому классу и о значениях параметров, характеризующих этот класс. В тоже время физическая природа геолого-геофизических характеристик весьма сложна, а математической теории их практически не существует. За редкими ис-

ключениями имеется лишь возможность замены истинных свойств такими классами функций, которые достаточно хорошо приближают их и позволяют определять значения параметров, необходимых для получения оценок. Величина этих ошибок определяется не столько классом аппроксимирующих функций, сколько параметрами аномалий, в первую очередь радиусом их автокорреляции. Такого рода оценки получены, например, для краинга и для метода интерполяции системой гармонических функций. Однако, по целому ряду причин, такого рода оценки не получили широкого распространения.

На практике среднеквадратическая ошибка ϵ_u при интерполяции по скважинам определяется следующим образом:

1. Число скважин превышает 15 - 20. Величина ϵ_u определяется на основе анализа результатов интерполяции, получаемых путем последовательного удаления из исходного множества скважин некоторого его подмножества (обычно по одной скважине), которое затем используется в качестве контрольного. Использование скважин, расположенных на периферии участка, в качестве контрольных нежелательно, т.к. из-за перехода от интерполяции к экстраполяции величина ошибок в них может быть относительно велика.

Величина ϵ_u , вычисленная по изложенной методике, существенно завышена: во-первых потому, что большинство контрольных точек располагается на максимально возможном расстоянии от исходных и, во-вторых, поскольку характеризует ошибку при примерно удвоенном шаге наблюдений. Приближенно вполне возможно уменьшение ее в два раза.

Определенные таким образом ошибки включают в себя и случайные ошибки наблюдений, некоррелированные с шагом наблюдений Δx .

2. Количество скважин недостаточно для определения величины ϵ_u , но на исследуемой площади имеются данные сейсморазведки и есть основания предполагать, что характер поведения сейсмических границ хорошо коррелирует с данными бурения. В этом случае в качестве контрольных можно использовать данные сейсморазведки (после привязки их к данным скважин), поскольку ошибки интерполяции самих сейсмических границ невелики по сравнению с ошибками интерполяции по данным скважин. В этом случае можно определить и величину прогнозной ошибки интерполяции, выбирая в качестве исходных значения сейсмических отметок в точках предполагаемого размещения скважин.

3. Определение ошибок карт, построенных по данным сейсморазведки и бурения - $\epsilon_{u,\bar{u},c}$. При наличии достаточного количества скважин эта величина может быть определена как величина ошибок интерпо-

ляции карты схождения - с учетом тех замечаний, которые сделаны в п. 1 и 2.

4. Если количество скважин невелико, ошибки сейсморазведки определяются согласно инструкции по сейсморазведке. Ошибки интерполяции могут определяться по методике, изложенной в п. 1, причем расстояние между исходными узлами должно определяться расстоянием между профилями.

В программе ФИТ (интерполяция системой гармонических функций) предусмотрен специальный алгоритм оценки среднеквадратической ошибки интерполяции, основанный на вычислении разностей исходных значений Φ_i и значений $\bar{\Phi}_i$, полученных в результате проведения специальной фильтрации случайной компоненты, поскольку именно эта компонента определяет величину ошибки интерполяции и может служить в качестве ее статистической оценки.

Ошибки интерполяции, определяемые этими двумя подходами, включают в себя и ошибки наблюдений.

Построение карт ошибок интерполяции

Для построения карт ошибок требуется знать значение среднеквадратической ошибки интерполяции в любой точке исследуемой площади. Так как истинное поведение функции в конкретной прогнозной точке и в ее ближайшей окрестности заранее неизвестно, детерминированные методы решения этой задачи, как и следовало ожидать, не разработаны, несмотря на обилие исследований в области решения задач интерполяции.

Необоснованность такого рода построений, вообще говоря, вполне очевидна. На самом деле, как показано выше, даже среднеквадратическая ошибка интерполяции по всему участку исследований далеко не всегда определяется с достаточной точностью.

Построение карт ошибок интерполяции получило некоторое распространение в геолого-геофизических исследованиях в 70 - 80 годы, как один из результатов развития "геостатистической" науки, изучающей способы и возможности практического применения статистических методов в геологии и геофизике. Непосредственно это было связано с разработкой метода интерполяции, названного краингом.

Для определения ошибки интерполяции в произвольной точке предлагается использовать известную из теории краинга формулу:

$$\epsilon_h^2(x_0) = \sum_k \omega_k \gamma_h(x_k) + \mu, \quad (10.11)$$

где ω_k - весовые коэффициенты краинга, а значения $\gamma_h(x_k)$ определяются по полувариограмме, полученной по наблюденным значениям поля.

Таким образом, в данном случае делается попытка оценить эти ошибки на основе изучения статис-

тических характеристик поля - по вариограмме. Ясно, однако, исходя из самой математической постановки задачи, что даже при идеальной технологии статистических расчетов смысл этих карт состоит в том, что они дают статистический прогноз величины среднеквадратических ошибок при многократном случайном набрасывании поля с определенными по исходным данным статистическими характеристиками на данную сеть наблюдений, а не величины ошибок в любой точке исследуемой площади в данном конкретном случае.

Совершенно очевидно, что конкретные, действительные характеристики изменчивости поля в ближайшей окрестности исследуемой точки не могут быть адекватно заменены ее статистической характеристикой для всего участка исследований, в данном случае - вариограммой. Таким образом, реальное поведение поля на площади исследований, от которого наряду с влиянием структуры и густоты наблюдений, зависят ошибки интерполяции, не учитывается. Оно используется только для расчета его статистических характеристик, в первую очередь вариограмм, которые лежат в основе производимых расчетов. Поэтому даже относительные значения ошибок на карте могут совершенно не соответствовать действительности.

На самом деле методика расчетов содержит ряд допущений, которые, по всей вероятности, делают получаемые даже в указанном выше смысле значения далекими от истины. Предполагается, что поле на участке исследований стационарно, хотя в геолого-геофизической практике это скорее редкое, чем типичное явление: существенно изменяются радиусы автокорреляции полезного сигнала и помехи, их дисперсии, из-за наличия тренда изменяется среднее значение поля по площади. Вынужденно используются слишком короткие реализации поля, размеры которых иногда сопоставимы с радиусом автокорреляции полезной компоненты. Простирание поля далеко не всегда можно считать постоянным. В результате доверительный интервал значений вариограммы должен быть очень велик и может перекрывать сами значения вариограммы.

Такого рода карты вполне отвечают уже давно сложившимся качественным представлениям о принципиальном характере изменчивости ошибок и в этом смысле они не представляют интереса. В лучшем случае они характеризуют в какой-то степени изученность поля - в зависимости от густоты наблюдений, но без учета его локальной изменчивости. Конкретные для каждой точки количественные значения ошибок интерполяции и локальный характер их поведения на этих картах могут совершенно не соответствовать действительности. В этом легко ус-

диться, если из исходного множества последовательно удалять по одной скважине и затем использовать ее в качестве контрольной при интерполяции, как это делается в одном из наиболее распространенных методов определения среднеквадратической ошибки интерполяции на всем участке исследований. Во многих случаях в наиболее удаленных точках будут получаться все же самые большие расхождения и даже, наоборот, очень небольшие, гораздо меньшие, чем при малых расстояниях.

Построение карт такого рода нецелесообразно, поскольку они могут быть источником существенных заблуждений.

Критерии оценки методов интерполяции

Поскольку получаемые результаты неоднозначны, объективная их оценка на фактическом материале является трудной задачей из-за отсутствия строгих критериев сравнения и большого объема работ по визуальному анализу получаемых карт.

Практическими критериями для выбора методов интерполяции могут быть следующие:

- возможность получения гладких интерполяционных решений ($\phi_i \approx \bar{\phi}_i$), отсутствие фиктивных, математических аномалий поля при любой степени неоднородности структуры сети исходных данных;
- устойчивость метода в условиях, когда статистические параметры полезного сигнала и помехи (радиусы корреляции, дисперсии амплитуд) нестационарны и могут сильно изменяться на площади исследований;
- наличие эффективного фильтра случайной компоненты;
- обеспечение совпадения аппроксимирующей функции $\bar{\phi}(x_i, y_i)$ с наблюденными значениями $\phi(x_i, y_i)$ с заданной точностью;
- возможность использования дополнительных сведений (геологической интерполяции) - сведений об анизотропии признаков, о признаках более детально изученных и коррелирующих с целевым, возможность интерполяции в условиях дисьюнктивной тектоники;
- возможность формализованного определения параметров вычислительной схемы и получение окончательных результатов без промежуточной визуальной оценки карт;
- возможность учета значений априорно задаваемых верхних и нижних границ признака - как постоянных, так и переменных (по площади);
- время, затрачиваемое на проведение расчетов. Ввиду непрерывного быстрого возрастания производительности компьютеров этот критерий приобретает все меньшее значение. Тем более, что на самом деле следует рассматривать общее време-

мя на получение окончательного результата - время, затрачиваемое на анализ промежуточных результатов (если это требуется в данном методе) в целях выбора оптимальных параметров или более подходящего метода.

Таким образом, желательно, чтобы метод, а точнее его компьютерная реализация, был достаточно универсальным - пригодным при очень малом и при очень существенном уровне помех, слабо зависел от структуры сети наблюдений, давал высокую (с теоретических позиций) точность на сравнительно широком классе функций.

Дать определенные рекомендации на все случаи, которые могут встретиться в практике работ по геометризации резервуаров углеводородов невозможно, однако на основании теоретического и методического анализа и, в особенности, практического опыта можно рекомендовать для использования лишь некоторые модификации сплайнов - в первую очередь Минимум кривизны, Крайгинг и Фит. Ввиду наличия разного качества реализаций этих методов, следует использовать лишь те программы, которые прошли соответствующую практическую апробацию.

10.3.2. Прогнозирование признаков, характеризующих строение резервуаров нефти и газа, по сейсмическим атрибутам

Развитие вычислительной техники и технологии производства и интерпретации сейсмических наблюдений в последние десятилетия позволили не только повысить качество решения традиционной задачи сейсморазведки по изучению геометрии залежи, но и перейти к решению совершенно нового круга задач - определению физических характеристик коллектора. При решении задачи изучения внутреннего строения и состава резервуара, как и при решении задач структурного картирования, сейсмические данные считаются менее точными, "мягкими", а данные промысловой геофизики и, в особенности, керна - более точными, "твёрдыми", служащими основой для эталонирования и привязки данных сейсморазведки.

В случае получения положительного результата достигается не только повышение точности восстановления резервуарных характеристик в межскважинном пространстве и на периферии залежи, но и, что весьма важно, резкое повышение детальности картирования. Технология решения этих новых задач базируется не столько на теоретических соображениях и моделировании (поскольку теория взаимодействия сейсмических волн и гетерогенной среды очень сложна), сколько на изучении качественных и количественных зависимостей, связи между сейсмическими характеристиками (атрибутами) и данными

промышленной геофизики и результатами изучения керна. Вычисление сейсмических атрибутов самого различного типа стало рутинной процедурой в большинстве комплексов обработки и интерпретации сейсмических данных. Однако, во многих случаях тип атрибутов выбирается не из физически обоснованных предположений, подобно тому, как это делается в структурной сейсморазведке, а просто в надежде получить такую их трансформанту или такую их комбинацию, использование которой в уравнениях связи в качестве зависимой переменной позволяет получить прогноз необходимых (целевых) признаков с приемлемой или просто наилучшей в данных условиях точностью. В качестве независимых переменных используются данные, полученные по керну и каротажу.

Методика расчетов фактически полностью аналогична методике проведения геологической интерполяции [см. гл. 10.3.1]. Сначала рассчитываются уравнения регрессии (обычно простейшие линейные зависимости), наилучшим образом переводящие (эталонирующие) значения сейсмических атрибутов в значения целевого резервуарного признака, а затем полученные значения жестко привязываются к значениям этих характеристик, полученным в скважинах.

При прогнозировании резервуарных характеристик необходимо обращать внимание на ряд обстоятельств, от учета которых может зависеть надежность и точность прогноза.

Физический смысл корреляции признаков, значимость сейсмических атрибутов

Статистическая зависимость не может установить наличие причинной связи, она может являться лишь поводом для дальнейшего анализа. Сведения о причине связи должны извлекаться лишь из детерминированной теории. Необходимо стремиться к достаточно обоснованному объяснению полученных связей с детерминистскими позициями, проводя сейсмическое моделирование, исходя из сведений о физике горных пород. Такие связи несомненно более надежны, особенно в области экстраполяции - вне области наличия скважин или вне области известных значений признака, использованных при получении уравнения. Поэтому наилучшими атрибутами, несомненно, являются те, связь которых с резервуарными характеристиками следует из теоретических соображений - время пробега, изохроны, амплитуды, интервальные и пластовые скорости, мгновенные параметры и др. Карта изохрон временной мощности коррелируется с оценками мощности соответствующего пласта в скважинах. Непосредственное отношение к мощности, литологии и насыщению имеет акустический импеданс и т. п.

Понимание физических основ связи особенно важно, когда число скважин невелико, а число атрибутов, исследуемых на эффективность, исчисляется десятками. В этой ситуации достаточно велика вероятность возникновения случайных связей, использование которых в межскважинном и экстраполяционном пространстве будет связано с большими ошибками. Чем меньше коэффициент корреляции используемой зависимости и чем больше число атрибутов, тем больше вероятность получения такой ложной корреляции. Например, если количество скважин равно 5, вероятность получения зависимости с коэффициентом корреляции $R = 0,7$ при числе исследуемых атрибутов $N = 5$ равна 0,65, при $N = 10$ она увеличивается до 0,88, а при $N = 20 - 0,98$. Если количество скважин равно 10 соответствующие вероятности равны 0,12; 0,22; 0,39. При коэффициенте корреляции, равном 0,6 эти вероятности возрастают до 0,81; 0,96; 1,0 соответственно.

Поэтому, если количество скважин мало или если число атрибутов по сравнению с количеством скважин велико, физическое обоснование является особенно важным. Если, наоборот, количество скважин велико, а коэффициент корреляции значителен (превышает 0,8; 0,9), значимость причинной обусловленности не столь принципиальна.

Необходимо также учитывать, что резервуарные характеристики, определяемые по сейсмическим данным, не являются в полной мере теми, которые являются целевыми - из-за разной степени обобщения этих характеристик - в скважинах и на сейсмических трассах.

Выделение квазиодиородных областей

В целях анализа качества материала скважины должны кодироваться по тектоническим блокам, литологическому типу, типу флюидов. Отдельные скважины или области сейсмических данных, где выделяются аномалии, должны быть проверены и исследованы. Для выявления таких "отскакивающих" (на две-три дисперсии) точек или областей можно использовать гистограммы или кроссплоты. При этом гистограммы, в первую очередь, используются не для определения типа распределения, а именно для выявления отскоков, т. к. эти точки могут иметь очень большое влияние на результаты анализа, изменения коэффициенты корреляции как в сторону уменьшения, так и, в некоторых случаях, в сторону увеличения (рис. 10.23).

Особенно наглядным и очень важным, ключевым инструментом интерпретатора для анализа исходных данных является изучение кроссплотов. Это позволяет более эффективно идентифицировать отскоки, поскольку точки, выявленные по гистограммам (одна переменная) и кроссплотам (две переменных)

могут не совпадать. В том случае, когда по визуальной оценке видно, что основная масса точек может быть хорошо приближена достаточно простым уравнением, но несколько точек находятся далеко от линии регрессии, значение коэффициента корреляции может быть низким. В то же время наличие двух совокупностей точек с достаточно сильно различающимися средними значениями и близкими к нулю значениями коэффициента корреляции внутри каждой совокупности, могут дать сколь угодно высокое значение коэффициента корреляции (рис. 10.23).

Если появление аномальных точек обусловлено наличием материала плохого качества, они должны быть отброшены. Однако, они могут быть обусловлены неоднородностью исследуемой выборки и представлять собой точки из разных подмножеств - ввиду наличия, например, изменений в литологии или в типе флюидов, шума в сейсмических и каротажных данных, неточностей в координатах исходных данных и т. п. В этом случае эти точки должны быть рассмотрены отдельно, а статистические параметры должны оцениваться независимо для каждого подмножества.

Выбор сейсмических атрибутов

Общий подход - генерируется некоторое количество (до нескольких десятков) сейсмических атрибутов и среди них отбираются те, которые имеют наилучшую и достаточно хорошую связь с целевыми геологическими характеристиками, измеренными в скважинах. При этом в первую очередь рассчитываются и рассматриваются те атрибуты, причинная связь с которыми ясна и показана на основе сейсмического моделирования.

Сравнение эффективности атрибутов производится обычно по величине коэффициента корреляции R . Считается, что если $R \geq 0,8$, то это хорошая связь. Иногда используются связи и при $R \geq 0,5 - 0,6$. Однако надежность определения R при небольшом количестве скважин невелика. Например, при $R = 0,8$, $n = 10$ и уровне значимости 95% доверительный интервал находится в пределах от 0,34 до 0,95. С учетом того, что предположение о соответствии выборки предположениям, положенным в основу такого рода статистических оценок, обычно далеки от действительности, реальная надежность такой связи еще ниже.

Пусть S_y - величина среднеквадратического отклонения прогнозируемого признака, S_{yx} - величина среднеквадратического отклонения измеренных значений этого признака относительно линии регрессии. Даже если число исходных данных велико, при $R = 0,6$ $S_{yx} = 0,8S_y$; если $R = 0,8$, $S_{yx} = 0,6S_y$ ($S_{yx} = S_y\sqrt{1 - R^2}$). Таким образом, эффективность

использования сейсмических атрибутов при таких значениях коэффициентов корреляции невелика. Вообще, как следует из вышеприведенной формулы, при любой дисперсии S^2_{yx} выборочный коэффициент корреляции может быть сколь угодно близок к 1, если значения признака изменяются в достаточно широком интервале. И наоборот, если значения признака меняются в сравнительно узких пределах, то при сколь угодно малой дисперсии S^2_{yx} , коэффициент корреляции будет мал.

Поэтому гораздо удобнее определять сразу, по уравнению регрессии, не коэффициент корреляции, а величину S_{yx} :

$$S^2_{yx} = \sum (y_p - y_u)^2 / (n - m). \quad (10.12)$$

где - y_p - значения признака по уравнению регрессии, y_u - исходные значения признака, m - порядок уравнения, n - число замеров. Значения S_{yx} выражаются в тех же единицах, что и размерность прогнозируемого признака и сразу дают представление о прогностических возможностях используемого уравнения регрессии.

Вычисление уравнений регрессии

Прежде чем рассчитывать уравнения регрессии, исходное множество значений y_u должно быть разделено на две части - эталонное - $y_{u\alpha}$ и контрольное - y_{uk} множества. Этalonное множество - это множество исходных данных, на котором производится обучение - вычисление уравнений регрессии. Контрольное множество или контрольная выборка - это множество исходных данных, которые не участвовали в обучении, и на котором производится проверка качества уравнений, рассчитанных на эталонном множестве. Правило выделения этих подмножеств трудно определить строго формально, способ зависит от количества и структуры расположения пунктов исходных данных, от типа решаемой задачи. Однако наиболее важным требованием является такой выбор точек контрольного множества, чтобы условия расчета в них прогнозных значений по возможности соответствовали реальным условиям прогнозирования резервуарных характеристик по уравнениям регрессии во всей прогнозной области.

Если скважины расположены относительно равномерно по всей площади залежи, то контрольные

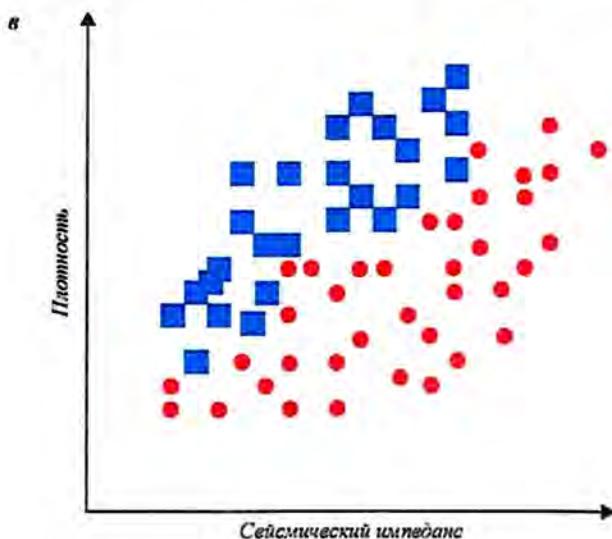
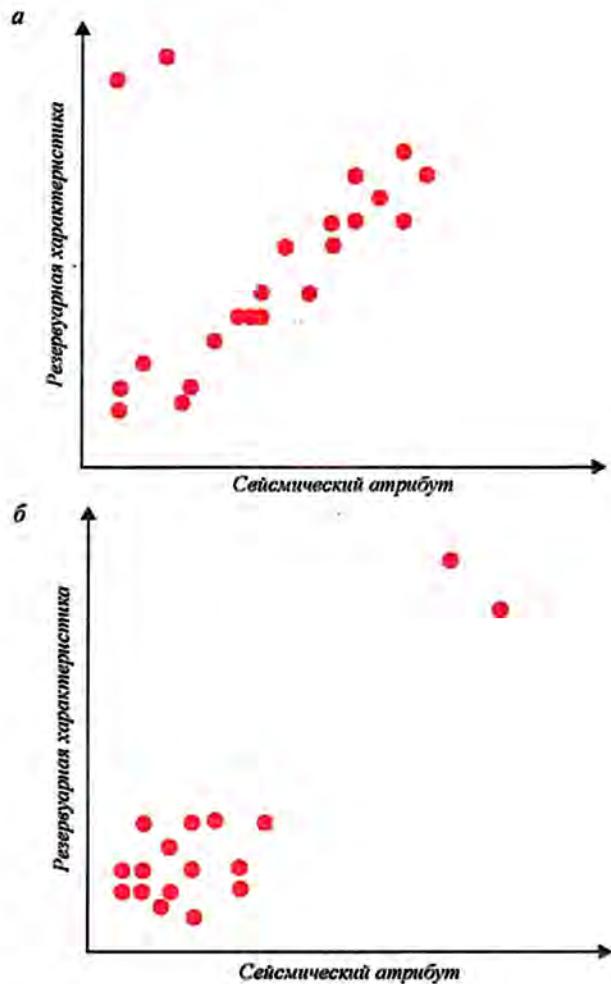


Рис. 10.23. Примеры статистической зависимости.
а - коэффициент корреляции по всем точкам не превышает 0,4, при удалении двух отскоков его значение приближается к 0,9; б - коэффициент корреляции по всем точкам превышает 0,9 из-за присутствия двух отскоков, тогда как в их отсутствии зависимость практически отсутствует; в - кроссплот: плотность - акустический импеданс, квадраты - глинистые фации, окружности - песчаные фации. Общая корреляция незначительна, в то же время при рассмотрении зависимости отдельно для каждой фации значение коэффициента корреляции достигает 0,8

точки также могут располагаться равномерно. Если же основное количество скважин располагается в эпицентре залежи и поэтому должна производиться как бы экстраполяция прогнозных значений к ее периферии, среди контрольных точек должны быть точки, расположенные в этой периферийной области. При этом ошибки прогнозирования можно (и даже желательно) рассчитывать отдельно - в межскважинном и экстраполяционном пространстве. Естественно, что все это возможно, если количество скважин исчисляется не менее чем несколькими десятками.

Если число скважин невелико, имеется большая вероятность получить удовлетворительные на эталонном множестве уравнения регрессии не из-за наличия действительной связи, а просто за счет их легкой адаптации к малому числу исходных данных. В случае, когда число коэффициентов уравнения равно числу исходных точек, коэффициент корреляции всегда равен 1. Контрольное множество в этом случае можно организовать за счет включения в него последовательно каждой скважины и вычисления уравнения без ее участия.

Из двух уравнений, имеющих примерно одну и ту же величину ошибки, следует выбирать уравнение меньшего порядка, как более устойчивое при прогнозе. Из двух атрибутов, дающих близкие результаты, следует выбирать тот, который более соответствует физическому смыслу рассматриваемой связи.

Оценка точности прогноза

Если считать возможным применение статистических оценок, ошибки прогнозирования могут быть определены на основе оценивания доверительных интервалов предсказанных значений по уравнениям или таблицам, имеющимся в литературе по регрессионному анализу. Однако применение статистики возможно лишь при выполнении ряда требований к исходным данным, лежащих в основе этого метода оценивания. На самом деле реальные условия далеки от статистических моделей, в результате чего надежность такого рода оценок при решении рассматриваемой задачи чрезвычайно низка. Опыт показывает, что эвристический, выработанный на основе здравого смысла и опыта, подход дает результаты, которые оказываются гораздо ближе к действительности.

Ошибки прогноза оцениваются по величине S_{yx} (10.6) на контролльном множестве. Величина S_{yx} , определенная на эталонном множестве, может рассматриваться лишь в том смысле, что это ошибка минимально возможная в данной ситуации. Если она не удовлетворяет требованиям поставленной задачи, рассмотрение качества этих уравнений на контролльном множестве не представляет интереса,

поскольку в общем случае эти ошибки всегда еще больше.

10.3.3. Компьютерные комплексы для решения задач геометризации

К настоящему времени для решения задачи геометризации залежей нефти и газа разработаны десятки программных комплексов. Это могут быть комплексы, разработанные только для решения этой задачи, и комплексы, являющиеся частью больших систем обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, решающих также задачи определения коэффициентов извлечения нефти и подсчета извлекаемых запасов, оптимизации процесса добычи углеводородов, экономической оценки запасов, обладающие общей базой хранения и управления данными. Комплексы могут сильно различаться по качеству решения различных этапов, и, в особенности, по степени простоты и удобства в эксплуатации.

Ниже приводится краткое описание возможностей некоторых, достаточно типичных западных и российских систем, реализующих решение задачи геометризации залежей нефти и газа.

ГЕОМОД

ГЕОМОД (НФП Центргазгеофизика, ГИЦ, г. Кимры, WINDOWS) - система геологического моделирования, анализа и визуализации данных. На базе обработки геолого-геофизических данных, интерпретации ГИС создается геологическая модель и модель флюидонасыщения с подсчетом запасов УВ сырья по газовым, газоконденсатным, нефтяным месторождениям и подземным газохранилищам. Для расчета сеточных моделей с учетом тектонических нарушений используется метод интерполяции системой гармонических функций - программа ФИТ. Комплекс выполняет следующие операции, которые могут быть использованы как для решения отдельных задач, так и в качестве элементов общей системы моделирования:

- корреляция разрезов по ГИС;
- расчет карт стратиграфических поверхностей;
- построение каркасной геологической модели;
- детальная корреляция пластов и прослоев;
- расчет и построение детальной (тонкослоистой) геологической модели объекта;
- создание модели флюидонасыщения объекта - расчет и построение карт ГВК, ГНК и ВНК при наклонном положении межфлюидальных контактов;
- расчет и оценка начальных и текущих подсчетных параметров, объемов и геологических запасов - по пласту, залежи, ее участкам и т. п.;
- визуализация цифровой модели объекта в 2D, 3D, в виде профилей и разрезов (с нанесением дан-

ных каротажа) в любом направлении в целях проведения качественного анализа результатов моделирования;

- оценка точности построений.

СИГМА

Система СИГМА (НПФ Сигма-Прокси, Москва) предназначена для накопления и анализа геолого-геофизической, технологической и промысловой информации с построением геологической и гидродинамической моделей залежи углеводородов и оперативного контроля за разработкой месторождения. Все подсистемы связаны общей базой данных. Состав комплекса:

- средства администрирования;
- генератор карт - методы интерполяции - система гармонических функций (ФИТ), краингинг;
- генератор геолого-геофизических планшетов;
- модуль детальной корреляции;
- обработка данных инклинометрии;
- модуль трехмерной модели залежи;

Бастро Аналитик

Система Бастро Аналитик (Аналитический центр Сибинкор) предназначен для решения задач нефтепромысловой геологии и разработки месторождений. Состоит из ряда взаимосвязанных модулей. Метод интерполяции - модифицированный метод Шеппарда (аппроксимация алгебраическими полиномами).

ISOLINE

Система предназначена для решения задач картирования и геометризации залежей. Метод интерполяции - аппроксимационный сплайн. Построение карт - по листам с перекрытием 50%. Пользователь должен задавать вес на ошибку аппроксимации в узлах и гладкость поверхности. Поверхность при этом может изменяться от региональной до резко дифференциированной, что зависит еще и от густоты сетки.

VEGO

Программный комплекс VEGO (СофтПласт) предназначен для анализа и обработки данных гидродинамического моделирования: картопостроение, база данных, построение геологических и гидродинамических сеток и визуализация в 2D и 3D, подсчет запасов.

Комплекс VR-Geo

Комплекс "VR-Geo" (Сервис НАФТА) предназначен для решения задач оперативного геолого-промышленного анализа месторождений, создания и ведения постоянно действующих геолого-технических моделей с использованием средств визуализации геолого-геофизической информации на базе использования нового подхода - виртуальной реальности.

Программа состоит из нескольких подсистем: подсистемы управления прикладными задачами, подси-

стемы ввода исходных данных, подсистемы визуализации в режиме виртуальной реальности, подсистемы управления базой данных промысловой информации, подсистемы математического моделирования и адаптации, подсистемы построения геологических карт.

В качестве визуализируемых в режиме виртуальной реальности геолого-геофизических объектов могут выступать:

- поля различных признаков (2D);
- поля динамических признаков с учетом изменений во времени (3D);
- трехмерные модели объектов (3D);
- трехмерные модели объектов с учетом изменений во времени (4D).

Подсистема математического моделирования позволяет:

- осуществлять интерполяцию требуемого параметра по значениям в заданных точках (на скважинах) методом весовых функций, позволяющим минимизировать нежелательные дефекты интерполяции, такие как резкие пики и впадины;
- проводить гидродинамическое моделирование по фильтрационной модели месторождения.

SURFER

Широко распространенным в России является SURFER - комплекс, который решает сравнительно узкий круг задач, но широко используется во многих отраслях науки и техники.

SURFER. (GOLDEN, USA. операционная система Windows). Комплекс позволяет решать важнейшие этапы геометризации, однако не обеспечивает выполнения полного цикла расчетов. Основное назначение - расчет сеточных моделей (grid) любых геолого-геофизических признаков и получение их графического отображения. Методы интерполяции - краингинг, минимальная кривизна, триангуляция и 5 вариантов методов приближения алгебраическими полиномами. Интерполяция при наличии тектонических нарушений не предусмотрена. Вычисляются различные функции от сеточных моделей, определяются площади и объемы в пределах, ограниченных изолиниями и изоповерхностями. Способы графического отображения - изолинии, изолинии с заполнением цветом в соответствии с их уровнем, различные варианты цветного и теневого псевдотрехмерного отображения. Комплекс весьма прост в эксплуатации и легко осваивается пользователями.

GES

GES (GEOGRAPHIX, филиал LANDMARK Company, USA операционная система Windows). Фирма разработала и продолжает совершенствовать систему программ, которая интегрирует геологическую, геофизическую, промысловую, петрофизическую,

кую информацию и информацию о лизинге. Она содержит три блока: SEISVISION - интерпретация и визуализация сейсмических данных, PRIZM - для анализа данных каротажа, GES.

GES предназначена для обработки, картирования и управления данными при решении задачи графического отображения геолого-геофизических данных и геометризации месторождений нефти и газа. Система позволяет интегрировать в единой среде большие массивы данных по скважинам, каротажу, сейсморазведке, гравиметрии и магнитометрии, геохими, физическим свойствам, лизинге, промысловые данные, картографическую информацию.

GES состоит из следующих основных блоков: Presentation, LandNet, WellBase, SeisMap, Reports, IsoMap, 3D, Cross Section, Digitize.

Presentation - используется для группирования и оформления любого количества графических элементов в комплексный монтаж, поддерживает сканированные отображения, диаграммы, карты, каротажные кривые и отчеты.

LandNet - управляет картографическими данными, включая административные границы, транспортные коммуникации, гидографию и другие сведения об интересующем участке. Обеспечивается импорт и работа с данными различных государственных источников.

WellBase - реляционная база данных для управления данными по скважинам. Количество скважин не ограничено. Каждая скважина может иметь неограниченное количество сведений о геологических формациях, опробованию, инклинометрии, каротажных и промысловых данных, различного рода текстовые замечания. Выбирает исходные данные, необходимые для построения карт и разрезов.

SeisMap - реляционная база геофизических данных. Сохраняет подробные сведения о сейсмических наблюдениях, выбирает необходимые для построения карт и разрезов исходные данные.

Reports - используется для генерации текстового выхода.

IsoMap - расчет сеточных моделей признаков, карт изолиний, проведение алгебраических преобразований над сетками, вычисление объемов и площадей в пределах заданных контуров и геологических запасов. Позволяет в интерактивном графическом режиме задавать необходимую исходную информацию, вводить сведения о контурах участков, в которых производится вычисление площадей и объемов, подсчет запасов. Методы интерполяции: минимальная кривизна, крайгинг, аддитивная интерполяция (интерполяция системой гармонических функций - аналог ФИТ), триангуляция и пять вариантов полиномиального приближения.

Cross Section - использует данные WellBase, SeisMap, и IsoMap для построения структурных разрезов.

3D - псевдотрехмерное отображение разрезов.

Earth Vision

EarthVision (Dynamic Graphics, USA, UNIX, Silicon Graphics, Sun) - система геологического моделирования. Это семейство программных продуктов для пространственного моделирования, анализа и визуализации данных. Создаются модели рельефа, урезов воды, результатов интерпретации: объемных характеристик - температура, пористость, скорость, загрязнения; геологические характеристики - литология, несогласия, тектонические нарушения. Для интерполяции на регулярную сеть в 2D и 3D используются бикубические сплайны - Minimum Tension Gridding algorithm, не требующий, по словам авторов, обширного опыта у пользователя и необходимости определять сложные параметры. Имеется алгоритм, позволяющий более точно моделировать пространственное распределение свойств, например, пористости в литологическом слое, с учетом поведения поверхности этого слоя, т.е. в этом случае реализуется вариант трехмерной интерполяции. Производится традиционная 2D и новейшая 3D графика. 2D и 3D исходные данные, тектонические нарушения и фации могут быть показаны с помощью специального модуля D. Такого рода графика может служить инструментом верификации, анализа и понимания сложных соотношений между исходными данными и моделями в трехмерном пространстве. Имеется графический редактор.

Stratamodel

Stratamodel (LANDMARK, Zycog, USA) - одна из наиболее продвинутых систем сеточного моделирования резервуаров нефти и газа в трехмерном пространстве. За счет объединения и совместного анализа всей геолого-геофизической информации создается детальная модель резервуара, позволяющая интерпретировать и оценивать его сложную внутреннюю структуру и распределение данных. Имеется возможность интерактивного редактирования поверхностей и нарушений. Возможен детальный учет гетерогенности продуктивного пласта, благодаря чему точность вычисления объемов может резко возрасти. Примеры показывают, что разница в геологических запасах в случае, когда геологическая модель представляется одним пластом и тем случаем, когда она представляется последовательностью в десятки и сотни пластов, может составлять до 30%. Определяется связность и непрерывность резервуарных зон.

Z - Map plus

Z - Map plus (Zycog) - система для расчета сеточных моделей на основе использования 9 методов ин-

терполяции, 2D и 3D презентационная графика, вычисление различных характеристик резервуара.

Contouring Assistant

Contouring Assistant (LANDMARK) - компьютеризированная система для выбора оптимальных методов интерполяции. При использовании обычных интерполяционных систем требуется пройти десятки шагов, требующих оценки качества опытым экспертом. Система снижает этот процесс до нескольких простых шагов, однако окончательный выбор остается за пользователем.

Heresim 3D

Heresim 3D (Институт Нефти и Центр Геостатистики, Франция, UNIX, Silicon Graphics, Hewlett Packard, IBM RISC 6000). На основе проведения геостатистического анализа геологических и геофизических данных создается трехмерная геологическая модель резервуара. По этой модели могут строиться любые 2-х мерные разрезы. Имеется возможность интерактивного графического редактирования, анимации результатов моделирования в реальном времени, трехмерный курсор для демонстрации значений данных.

Географические информационные системы - ГИС

Эти системы рассчитаны, в первую очередь, на решение задач составления различных базовых географических карт практически в любых системах координат, на основе которых могут решаться разнообразные задачи экологии, экономики, метеорологии и других отраслей науки и техники. В последние годы эти системы активно используются и в геологии - для подготовки базовых карт, качественного оформления различной картографической продукции, организации баз данных и т. п., в том числе и для получения сеточных моделей и построения карт изолиний.

ArcInfo, ArcView, Spatianal Analyst (ESRI, USA). Одни из самых продвинутых и наиболее распространенных комплексов. При решении задачи геометризации может использоваться, в основном, для получения сеточных моделей, составления базовых карт и карт изолиний. Методы интерполяции: триангуляция, алгебраические полиномы, краингинг и сплайны. В ArcView дополнительно используется ФИТ.

MapInfo (USA). Основные задачи примерно те же, что и в продуктах ESRI. Расчет сеточных моделей производится программой Vertical Mapper, имеющей в своем составе различные варианты полиномиальной интерполяции.

ГИСПарк.б (Ланэко, Москва). Географическая информационная система, ориентированная на решение задач статистической обработки данных (в первую очередь, геолого-геофизических) и распознавания образов. В целях создания сеточных моделей используется ФИТ.

Гограф (Институт Географии, РАН). Решаются стандартные задачи ГИС. В целях создания сеточных моделей используется ФИТ.

Основные требования к компьютерным комплексам

Качество решения задачи геометризации зависит, в первую очередь, от качества получаемых сеточных моделей интерполируемых признаков. Поэтому комплексы должны базироваться на методах и программах, дающих высокоточное решение задачи интерполяции. Критерии для выбора методов сформулированы в разделе 10.2. Время расчетов при решении задачи геометризации невелико и, как правило, не может служить критерием выбора метода интерполяции. Для проведения расчетов вполне достаточно мощности компьютеров Пентиум, желательно с памятью на жестком диске не менее 2 - 3 Гб.

Комплексы должны обладать:

- единой базой данных;
- высокоточной и надежной системой построения сеточных моделей геолого-геофизических признаков и объектов геометризации;
- развитой системой графического отображения в 2D и 3D;
- возможностью построения стратиграфических профилей и разрезов (с нанесением данных карта-жа);
- возможностью производить расчеты в условных и географических координатах;
- интерактивным графическим режимом;
- возможностью создания чистовой модели флюидонасыщения объекта при различных предположениях о поведении границы между флюидами;
- возможностью расчета начальных и текущих подсчетных параметров, объемов и геологических запасов по объекту в целом, пласту, участку, пропластку и т. д.;
- возможностью проведения оценки точности построений.

10.4. СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ

Определение средних значений параметров залежей (эффективной нефте(газо)насыщенной толщины, коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности) производится при подсчете запасов нефти и газа для залежи в целом или ее частей. Подсчетными объектами могут быть пласти, участки различных категорий запасов, зоны различного флюидонасыщения (нефть, газ), участки с различными фильтрационно-емкостными свойствами и т. д. [10, 18, 19]

Исходные данные для определения средних значений параметров залежей

Исходными данными для расчета средних значений параметров залежей или их частей являются ре-

зультаты геометризации залежей по подсчетным параметрам.

Геометризация залежи по исследуемым параметрам сводится к математическому моделированию изменчивости этих параметров в объеме залежей.

Общую изменчивость параметров в объеме залежи принято разделять на две составляющие:

а) вертикальную изменчивость параметров (по разрезу скважин);

б) латеральную изменчивость параметров (по площади залежей).

Разделение общей изменчивости параметров залежи на две составляющие обусловило применение различных методов математического моделирования этих составляющих и предопределило двухэтапность определения средних значений параметров залежей - усреднение параметров по разрезу скважины и усреднение параметров по площади подсчетного объекта.

Результаты геометризации подсчетных параметров по разрезу скважин представлены в виде последовательности выделенных нефте(газо)насыщенных прослоев, в которых определены эффективная нефте(газо)насыщенная толщина $h_{\text{неф},n(r),j}$, коэффициенты пористости K_n и нефте(газо)насыщенности $K_{n(r)}$.

Геометризация свойств залежи по разрезу скважин проводится на основании полученных геологических параметров методами комплексной интерпретации данных керна и материалов ГИС.

Исходными данными для расчета параметров, характеризующих продуктивный разрез скважины, является совокупность значений подсчетных параметров в проницаемых прослоях $\{h_{\text{неф},n(r),i}, K_n, K_{n(r),i}\}_j$, где j - номер скважины, i - номер нефте(газо)насыщенного прослоя в j -й скважине, $i = 1, n, n$ - число нефте(газо)насыщенных прослоев в j -й скважине.

Интегральными параметрами, определямыми для разрезов скважин, являются:

- суммарная нефте(газо)насыщенная толщина $H_{\text{неф},n(r),j}$;
- средние значения коэффициентов пористости $K_{n,cr,j}$ и нефте(газо)насыщенности $K_{n(r),cr,j}$;
- удельный эффективный нефте(газо)насыщенный объем

$$(H_{\text{неф},n(r),j} K_n K_{n(r),j})_j = \left(\sum_{i=1}^n h_{\text{неф},n(r),i} K_{n,i} K_{n(r),i} \right)_j;$$

- удельный эффективный объем $(\sum_{i=1}^n h_{\text{неф},n(r),i} K_{n,i})_j$.

Результаты геометризации подсчетных параметров по площади залежи представлены в виде карт в изолиниях, построенных по значениям параметров, вычисленных для разрезов скважин, с использованием дополнительной косвенной информации, корре-

лируемой с картируемыми параметрами, если таковая имеется.

Картируемыми параметрами являются

- суммарная нефте(газо)насыщенная толщина $H_{\text{неф},n(r)}$;
- средний для разреза скважины значения коэффициентов пористости $K_{n,cr}$ и нефте(газо)насыщенности $K_{n(r),cr}$;
- удельный эффективный нефте(газо)насыщенный объем $(H_{\text{неф},n(r)} K_n K_{n(r)})$;
- удельный эффективный объем $(\sum_{i=1}^n h_{\text{неф},n(r),i} K_{n,i})$.

Картирование указанных параметров производится при наличии закономерной составляющей (тренда) в изменчивости параметров по площади залежи, т.е. при моделировании изменчивости этих параметров нестационарным случайнм полем.

При отсутствии закономерной составляющей (тренда) в изменчивости параметров по площади залежи, т.е. при моделировании изменчивости этих параметров стационарным случайнм полем с постоянным математическим ожиданием, картирование параметров не производится и подлежащая усреднению информация по площади залежи представляется в виде дискретных по площади значений параметров в скважинах.

Способы усреднения данных

Используются два вида усреднения данных.

1. Арифметическое усреднение. Среднее арифметическое значение данных вычисляется по формуле:

$$X_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i, \quad (10.13)$$

где X_i ($i = 1, n$) - набор усредняемых данных, n - число данных.

2. Средневзвешенное усреднение. Средневзвешенное значение данных вычисляется по формуле

$$X_{cp,ws} = \frac{1}{\sum c_i} \sum_{i=1}^n X_i c_i, \quad (10.14)$$

где c_i - вес i -го значения данного в общей сумме. На веса c_i накладывается условие

$$\sum_{i=1}^n c_i = 1. \quad (10.15)$$

Из математической статистики известно, что указанные два способа усреднения экспериментальных данных используются для получения по ним несмешанных оценок среднего значения соответственно однородной или неоднородной генеральной совокупности, под которой понимается распределение исследуемого параметра в объеме залежи.

В случае извлечения выборки из однородной генеральной совокупности, характеризующейся одно-

модальным (или геологических данных нормальным) законом распределения вероятностей, применяется арифметическое усреднение данных.

В случае извлечения выборки из неоднородной генеральной совокупности, характеризующейся полимодальным законом распределения вероятностей, применяется взвешенное (с заданными определенным образом весами) усреднение данных. В этом случае взвешивание экспериментальных данных эквивалентно распространению значения параметра на некоторую окрестность точки локализации параметра, что направлено на обеспечение соответствия долевого состава значений параметра в залежи и в экспериментальной выборке.

При вычислении средних параметров по залежи используются следующие виды средневзвешенных оценок:

- средневзвешенное по эффективной нефте(газо)насыщенной толщине значение параметра;
- средневзвешенное по площади значение параметра;
- средневзвешенное по нефте(газо)насыщенному объему значение параметра.

Определение средних значений эффективной нефте(газо)насыщенной толщины

Интегральной характеристикой разреза скважины по эффективной нефте(газо)насыщенной толщине является суммарная величина эффективных толщин нефте(газо)насыщенных прослоев.

$$H_{\text{эф.н}(\varepsilon_j)cp} = \sum_{i=1}^n h_{\text{эф.н}(\varepsilon_j)i}, \quad (10.16)$$

где j - номер скважины, n - число нефте(газо)насыщенных прослоев в j -й скважине.

Изменчивость эффективной нефте(газо)насыщенной толщины $H_{\text{эф.н}(\varepsilon_j)j}$ по площади залежи, как правило, содержит детерминированную (треновую) компоненту, поэтому определение ее средних значений производится по карте изопахит, построенной по всей имеющейся информации (данным по скважинам и косвенной информации). Усреднение проводится в пределах заданного подсчетного объекта. Среднее значение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины определяется как средневзвешенное по площади значение по формуле

$$H_{\text{эф.н}(\varepsilon)cp} = \sum_{i=1}^n H_{\text{эф.н}(\varepsilon)изол.i} \frac{S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (10.17)$$

где $H_{\text{эф.н}(\varepsilon)изол.i}$ - значение изолинии, средней между i -ой и $(i+1)$ -ой изолиниями, S_i - площади элементарных полей между соответствующими изолиниями в пределах заданного подсчетного объекта, n - число элементарных полей.

Вычисление элементарных полей S_i производится либо вручную с помощью планиметра, либо автоматически на ПК, когда элементом площади S_i является элемент регулярной сетки карты. В последнем случае расчетная формула преобразуется к виду

$$H_{\text{эф.н}(\varepsilon)cp} = (1/M) \sum_{l=1}^M H_{\text{эф.н}(\varepsilon)cp,l}, \quad (10.18)$$

где M - число узлов регулярной сетки в пределах подсчетного объекта.

Определение средних значений коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности

Усреднение по разрезу скважин

При определении средних по разрезу скважины коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности следует исходить из того, что для слоистых разрезов совокупность значений коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности для выделенных нефте(газо)насыщенных прослоев представляет собой выборку из неоднородной генеральной совокупности пород-коллекторов. В этом случае требуется применение средневзвешенных методов усреднения. Для обеспечения долевого состава пород-коллекторов с различными значениями коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности при определении средних значений этих параметров по разрезу скважин используется взвешивание по эффективной нефте(газо)насыщенной толщине. С учетом того факта, что коэффициенты пористости и нефте(газо)насыщенности в прослоях, как правило, имеют значимую корреляцию, для получения несмещенной оценки среднего значения одного из этих параметров (обычно коэффициента нефте(газо)насыщенности) следует проводить дополнительное взвешивание послойных значений параметра по другому параметру (коэффициенту пористости).

Расчетные формулы для получения средневзвешенных значений коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности в скважинах следующие:

$$K_{n,cp} = \sum_{i=1}^n K_{n,i} \frac{h_{\text{эф.н}(\varepsilon)i}}{\sum_{i=1}^n h_{\text{эф.н}(\varepsilon)i}}, \quad (10.19)$$

$$K_{n'cp} = \sum_{i=1}^n K_{n'i} \frac{h_{\text{эф.н}(\varepsilon)i} K_{n,i}}{\sum_{i=1}^n h_{\text{эф.н}(\varepsilon)i} K_{n,i}}. \quad (10.20)$$

Формула (10.20) представляет собой взвешивание коэффициента нефте(газо)насыщенности по объему.

Усреднение по площади

Способ усреднения коэффициентов пористости и нефте(газо)насыщенности по площади зависит от

характера латеральной изменчивости параметров $K_{n,crj}$ и $K_{n(z)crj}$.

В случае, если латеральная изменчивость этих параметров моделируется стационарным случайным полем (отсутствует детерминированная компонента изменчивости), используется среднеарифметическое усреднение значений параметров в скважинах, расположенных в пределах подсчетного объекта. Расчетная формула

$$K_{n,cr} = (1/N) \sum_{j=1}^N K_{n,crj}, \quad (10.21)$$

$$K_{n(z)cr} = (1/N) \sum_{j=1}^N K_{n(z)crj}. \quad (10.22)$$

В случае, если изменчивость этих параметров моделируется нестационарным случайным полем (присутствует детерминированная компонента изменчивости и строится карта параметра), используются средневзвешенные по площади значения параметров в пределах подсчетного объекта. Расчетные формулы

$$K_{n,cr} = \sum_{i=1}^n K_{n,izol,i} \frac{S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (10.23)$$

$$K_{n(z)cr} = \sum_{i=1}^n K_{n(z)izol,i} \frac{S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}, \quad (10.24)$$

где $K_{n,izol,i}$ ($K_{n(z),izol,i}$) - значение изолинии карты соответствующего параметра, средней между i -ой и $(i+1)$ -ой изолиниями, S_i - площади элементарных участков между соответствующими изолиниями в пределах заданного подсчетного объекта, n - число элементарных участков.

Вычисление элементарных полей S_i производится либо вручную с помощью планиметра, либо автоматически на ПК, когда элементом площади S_i является элемент регулярной сетки карты. В последнем случае расчетные формулы преобразуются к виду

$$K_{n,cr} = (1/M) \sum_{l=1}^M K_{n,l}, \quad (10.25)$$

$$K_{n(z)cr} = (1/M) \sum_{l=1}^M K_{n(z),l}. \quad (10.26)$$

где M - число узлов регулярной сетки в пределах подсчетного объекта.

В случае, если запасы залежи или ее частей вычисляются с использованием величины суммарного

эффективного нефте(газо)насыщенного объема, средние значения подсчетных параметров определяются следующим образом:

Определяется средневзвешенное по площади значение удельного эффективного нефте(газо)насыщенного объема с использованием карты удельного эффективного нефте(газо)насыщенного объема ($H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)}$):

$$(H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)})_{cr} = \sum_{i=1}^n (H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)})_{izol,i} \frac{S_i}{\sum_{i=1}^n S_i}. \quad (10.27)$$

Определяется средневзвешенное по объему значение коэффициента нефте(газо)насыщенности $K_{n(z)cr}$ по картам удельного эффективного нефте(газо)насыщенного объема ($H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)}$) и удельного эффективного объема ($H_{\phi,n(z)} K_n$):

$$K_{n(z)cr} = \frac{\sum_{i=1}^n (H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)})_{izol,i} S_i}{\sum_{i=1}^n (H_{\phi,n(z)} K_n)_{izol,i} S_i}. \quad (10.28)$$

Далее можно воспользоваться приближенным равенством

$$(H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)})_{cr} \approx H_{\phi,n(z),cr} K_{n,cr} K_{n(z),cr}. \quad (10.29)$$

По вычисленным по формулам (10.27), (10.28), (10.29) значениям $(H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)})_{cr}$, $H_{\phi,n(z),cr}$, $K_{n(z)cr}$ определяется среднее значение коэффициента пористости

$$K_{n,cr} = (H_{\phi,n(z)} K_n K_{n(z)})_{cr} / H_{\phi,n(z),cr} K_{n(z),cr}. \quad (10.30)$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Аронов В. И., 1990, Методы построения геолого-геофизических карт и геометризация залежей нефти и газа на ЭВМ: М., Недра.
2. Борисенко З. Г., 1980, Методика геометризации резервуаров и залежей нефти и газа: М., Недра.
3. Волков А. М., 1988, Геологическое картирование нефте-газоносных территорий с помощью ЭВМ: М., Недра.
4. Гуннапан И. С., Брагин Ю. И., Бакина В. В. и др., 2001, Детальная корреляция для построения трехмерных геологических моделей залежей УВ: М., ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

5. Гутман И. С., Брагин Ю. И., Бакина В. В. и др., 2001. Построение трехмерной детерминированной геологической модели залежи УВ по результатам детальной корреляции: М., ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.
6. Цеписов С. Б., Билбинг С. И., Цыганкова Т. Ф., и др., 2001. Формирование массива скважин для выполнения пересчета запасов нефти и газа длительно разрабатываемых залежей: Геофизический вестник, Евро-Азиатское геофизическое общество, 6, 14 - 19.
7. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов., 1984: М.
8. Левянит В. Б., Закревский К. Е., Пороскун В. И. и др., 2000. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ: М., ОАО "ЦГЭ".
9. Левянит В. Б., Закревский К. Е., Пороскун В. И. и др., 2002. Времяное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов: М., ОАО "ЦГЭ".
10. Методическое руководство по геолого-промышленному анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 39-0147035-205-86. 1985: М.
11. Мушин И. А., Корольков Ю. С., Чернов А. А., 2001. Выявление и картирование дизьюнктивных дислокаций методами разведочной геофизики: М., Научный мир.
12. Овчаренко А. В., Сафонов А. С., Ермаков Б. В., 2001. Новые геофизические технологии прогнозирования нефтегазоносности: М., Научный мир.
13. Овчаренко А. В., Сафонов А. С., Шлезингер А. Е., 2002. Методические приемы интерпретации геофизических материалов при поисках, разведке и освоении месторождений углеводородов: М., Научный мир.
14. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Мингео СССР. Миннефтепром. Мингазпром. 1983: М.
15. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, 1999: М.
16. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-геофизических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00, 2000, Москва.
17. Спутник нефтяного геолога, 1989, справочник под ред. Чоловского И. П.: М., Недра.
18. Стасенков В. В., Гутман И. С. и др., 1989. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. Справочник: М., Недра.
19. Фурсов А. Я., 1985. Оптимизация изученности нефтяных месторождений: М., Недра.

11.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

В целях создания условий для рационального и комплексного использования недр, определения платы за пользование недрами, границ участков недр, предоставляемых в пользование, запасы нефти, газа, конденсата разведанных месторождений подлежат Государственной экспертизе, осуществляющей в соответствии с установленным законодательством порядке.

Положительное заключение органов Государственной экспертизы о достоверности и экономической значимости разведенных запасов является основанием для постановки их на государственный учет и обязательным условием начала промышленного освоения.

Государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения при условии, если представляемые на экспертизу геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов нефти, газа и конденсата, их экономической значимости, горно-геологических, гидрогеологических, экологических и других условий.

11.2. СОДЕРЖАНИЕ МАТЕРИАЛОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА, КОНДЕНСАТА И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НИХ КОМПОНЕНТОВ

Материалы подсчета запасов должны содержать все данные, позволяющие провести проверку подсчета без личного участия авторов. Материалы подсчета запасов, выполненного с помощью компьютерных технологий, должны содержать все данные, позволяющие провести проверку его промежуточных и конечных результатов.

Материалы подсчета запасов включают текстовую часть, текстовые, табличные и графические приложения и документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин, данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запа-

сов и проектирования разработки месторождений нефти и газа. ТЭО КИН является частью материалов подсчета запасов и представляется в виде отдельного тома.

11.2.1. Текстовая часть

Текст отчета рекомендуется излагать по следующей схеме:

- введение;
- общие сведения о месторождении;
- геологическое строение района и месторождения;
- геологоразведочные 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 и параметров подсчета с ранее утвержденными и числявшимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными;
- мероприятия по охране окружающей среды;
- обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения;
- качество и эффективность геологоразведочных работ;
- геолого-экономическая оценка месторождения;
- заключение;
- список использованных материалов.

Объем каждого из перечисленных разделов и полнота изложения отдельных положений определяются авторами в зависимости от сложности геологического строения месторождения, а также результатов проведенных геологоразведочных, научно-исследовательских работ и данных разработки. В каждом

разделе должны быть приведены краткие выводы о полноте полученных данных и степени изученности вопроса.

При повторном представлении материалов подсчета запасов дается подробное изложение методики и объемов, дополнительно проведенных работ, их качества, эффективности и результатов, обоснование изменений, внесенных в представления, полученные ранее при геолого-промышленной оценке месторождения. Сведения о месторождении, оставшиеся без изменения, могут быть приведены в сокращенном виде со ссылкой на предыдущий отчет. По разрабатываемым месторождениям, на которых после предыдущего представления материалов геологоразведочные работы не проводились, разделы "Геологоразведочные работы" и "Качество и эффективность геологоразведочных работ" исключаются. Объем текстовой части не должен превышать 150 - 200 страниц.

Ниже приводится перечень основных вопросов, подлежащих освещению в соответствующих разделах отчета.

Введение

Административное и географическое положение месторождения. Год открытия месторождения, для разрабатываемых месторождений - год ввода месторождения в разработку. Экономическая освоенность района месторождения: транспортные коммуникации, расстояния до ближайшей железнодорожной станции, порта, населенного пункта. Наличие в районе других разведанных или разрабатываемых месторождений, расстояние до действующего или строящегося нефтегазопровода.

Информация о недропользователе и условиях недропользования, когда и кем выдана лицензия. Намечаемые сроки промышленного освоения месторождения (для вновь разведенных месторождений).

Даты и номера протоколов предыдущих рассмотрений материалов подсчета запасов органами государственной экспертизы, при отказе в утверждении - причины возврата материалов. Утвержденные запасы по категориям, накопленная добыча нефти, газа, конденсата на дату предыдущего подсчета. Сведения о выполнении рекомендаций ГКЗ, данных при предыдущем рассмотрении материалов.

Общие сведения о районе работ и месторождении

Природно-климатические условия района и месторождения: среднемесячные, среднегодовые и экстремальные значения температуры, годовые и кратковременные максимальные суммы осадков, преобладающее направление ветров и их сила, распределение и толщина снежного покрова, глубина сезонного промерзания почвы; рельеф, гидрографическая сеть, заболоченность местности, растительность, ха-

рактеристика имеющихся близ месторождения или на его площади поверхностных водотоков, водоемов и возможность их использования для питьевого и технического водоснабжения будущего предприятия по добыче нефти и газа, сейсмичность района.

Энергоснабжение района. Сведения о наличии в районе месторождений строительных материалов.

Геологическое строение района и месторождения

Краткие сведения о геологическом строении района. Положение месторождения в общей геологической структуре района. Принятая стратиграфическая схема. Краткое описание комплекса отложений, слагающих разрез месторождения, с указанием возраста, пространственного распространения стратиграфических единиц, их толщины и выдержанности.

Перечень продуктивных пластов и их индексация. Характеристика продуктивных пластов - пределы колебаний толщины с указанием ее средних и наиболее характерных величин. Оценка степени выдержанности толщины и строения продуктивного пласта. Общие пространственные закономерности в изменении толщины и строения пластов по площади, положение и размеры зон замещения и выклинивания.

Основные сведения о тектоническом строении месторождения: морфология ловушек, типы, форма, размеры, направление осей простирания, изменение углов падения пород на крыльях, структурные соответствия и возрастные взаимоотношения между отложениями; разрывные нарушения - элементы залегания, характер и амплитуда смещения; зоны повышенной трещиноватости. Влияние нарушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов.

Подтверждаемость структурных построений, выполненных по данным полевых геофизических исследований, структурного бурения, результатами глубокого бурения скважин в процессе поисков и разведки, а для разрабатываемых месторождений - разведки и данными эксплуатационного бурения.

Для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались ГКЗ, - сопоставление данных о строении месторождения по предыдущим материалам с дополнительно полученными при доразведке и разработке, анализ выявленных расхождений, оценка достоверности данных предшествующих геологоразведочных работ.

Для разрабатываемых месторождений, представления о геологическом строении которых не претерпели изменений, допускается приводить краткую геологическую характеристику со ссылкой на отчет, где эти сведения были приведены более полно.

Геологоразведочные работы

Объем и результаты полевых геофизических исследований. Комплекс применяемых методов и ме-

тодика работ. Достигнутая плотность сейсмопрофилей, время проведения сейсмических исследований. Применяемые модификации сейсморазведки: двухмерная (2D), объемная (3D, 4D), многоволновая (MBC), высокоразрешающая (WPC).

Технические и математические средства (системы) регистрации и обработки данных. Методика наблюдений и обработки. Результаты обработки: разрезы, горизонтальные и погоризонтальные сечения, объемные отображения. Комплексирование с ГИС, сейсмокаротажем (СК, ВСП) и другими геофизическими методами (электро-, грави-, магниторазведка, дистанционные методы и др.).

Методика и результаты интегрированной (комплексной) геофизической и геологической интерпретации данных: детальные геологические модели объектов, месторождений, залежей - структурные, литофациональные, емкостные. Основные элементы структурного плана и его параметры - геометрия и контуры залежей, распределение емкостных свойств, корреляционно связанные с ГИС прогнозные значения проницаемости и нефтегазонасыщенности. Оценка достигнутой точности прогнозируемых параметров.

Объем и результаты структурно-картировочного бурения.

Сведения о наличии или отсутствии проекта на проведение геологоразведочных работ. Обоснование системы разведки месторождения: количество и система размещения скважин на разных стадиях, расстояния между скважинами; количество скважин в контуре и за контуром нефтегазоносности; проектных и фактических нагрузок на скважины по отбору керна по всему разрезу и по продуктивным пластам, комплекс способов опробования пластов. Целевое назначение пробуренных скважин, их диаметр, конструкция, технология бурения, глубина и техническое состояние. Данные о выносе керна по скважинам по всему разрезу и отдельно по продуктивным пластам; освещенность керном нефтегазонасыщенных интервалов.

Состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов, количество ликвидированных скважин и причины их ликвидации, число скважин, вскрывших продуктивную часть разреза и законтурных. При повторном подсчете запасов - сведения о состоянии фонда всех пробуренных скважин на дату подсчета запасов, анализ соответствия ранее принятой методики геологоразведочных работ и системы размещения разведочных скважин геологическому строению месторождения.

Методика и результаты опробования скважин. Использование пластикоиспытателей и полученные результаты. Испытание пластов в эксплуатацион-

ной колонне, условия вскрытия пластов, условия вызова притоков, методы исследования и построения индикаторных диаграмм и определение геолого-промышленных параметров. Сведения об интенсификации притоков, продолжительность замеров притоков нефти и газа, производительность скважин, устойчивость дебитов при разных режимах, условия очистки забоя, пластовые и забойные давления, депрессии, газосодержание, содержание конденсата и т.д.

Указать источники финансирования геологоразведочных работ.

Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных

Объем проведенных геофизических исследований скважин (ГИС). Для каждого подсчетного объекта перечисляется комплекс применявшихся методов и его обоснование для различных групп скважин (поисковые, разведочные, эксплуатационные, горизонтальные и др.), приводится перечень скважин каждой группы. Эффективность использования комплекса. Техника проведения работ (типы и размеры зондов, масштабы и скорость записи кривых, физические свойства промывочной жидкости - ПЖ и др.), их качество. Применяемая аппаратура.

Петрофизическая основа интерпретации данных ГИС. Методика обоснования по керну численных значений петрофизических параметров на границе "коллектор-неколлектор" (если они используются для выделения коллекторов); уравнения петрофизических связей, используемых для интерпретации и полученных с учетом пластовых термобарических условий и минерализации пластовых вод.

Методика интерпретации полученных материалов ГИС. Принципы и критерии, положенные в основу корреляции разреза, выделения коллекторов, оценки характера насыщенности (нефть, газ, вода) с установлением межфлюидных контактов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости. При использовании различных методик для объектов подсчета запасов, типов коллекторов, скважин и др. дается указание в таблице по результатам интерпретации для каждого пластопересечения по применяемой методики.

Обоснование достоверности результатов интерпретации. При выделении коллекторов - по данным понтервальных опробований и гидродинамических исследований приборами на каротажном кабеле; при использовании для выделения коллекторов количественных критериев приводится их обоснование по данным выделения коллекторов в базовых скважинах по качественным признакам с использованием стандартного и специального комплекса ГИС, а также петрофизических исследований. При

оценке характера насыщенности - по данным по-интерваловых опробований и гидродинамических исследований приборами на каротажном кабеле, данным ГТИ, описания керна, данным исследования керна с установлением критических значений петрофизических параметров на границе вода-продукт. При определении пористости - путем сопоставления с данными прямых определений водонасыщенности по керну из скважин на безводной ПЖ и данным косвенных определений водонасыщенности с учетом положения пласта над уровнем контакта вода-продукт. При определении проницаемости - путем сопоставления с данными керна и гидродинамических исследований.

Обоснование целесообразности изменения методики интерпретации и ее эффективность в случае повторного представления в ГКЗ; сопоставление результатов определения подсчетных параметров по данным представляемого и предыдущего отчетов.

Обоснование отметок газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) и водонефтяного (ВНК) контактов для каждой залежи по данным ГИС. результатам опробований скважин и керна: при наличии нарушений, контролирующих различные уровни контактов залежи, представляются сейсмические профили, обосновывающие эти нарушения. В случае сложной поверхности межфлюидных контактов прилагаются карты этих поверхностей.

В случаях переинтерпретации результатов ГИС, использованных ранее для подсчета запасов, проводится обоснование внесенных изменений.

Нефтегазоносность месторождения

Краткие сведения о нефтегазоносности района. Характеристика нефтегазоносности вскрытого разреза, перечень пластов с промышленной продуктивностью, а также пластов с предполагаемой продуктивностью, обоснование предполагаемой продуктивности.

Характеристика каждой залежи: тип, размеры (длина, ширина, высота), коэффициент доли коллекторов, расчлененность, эффективная нефтегазонасыщенная толщина продуктивного пласта в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой, газонефтяной и газоводяной зон и ее изменение по площади и разрезу, доля этих зон от объема залежи.

Гидрогеологические и геокриологические условия

Объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений. Водоносные интервалы, опробованные в колонне в открытом стволе пластионистителем и выделенные по материалам ГИС. Количество водоносных объектов, отобранных по ним проб воды и растворенного в ней газа, данные анализов этих проб. Кривые восстановления пластовых давлений, динамического уровня, резуль-

таты замеров устьевых давлений, температуры, дебита и т.д. При большом объеме данных они оформляются в виде таблиц. Оценка полноты и качества проведенных работ.

Характеристика водоносных горизонтов: глубина их залегания, вещественный и гранулометрический состав водосодержащих пород-коллекторов, распространение и фациальная их изменчивость по площади и разрезу, фильтрационные и емкостные свойства, дебиты скважин и соответствующие им депрессии или динамические уровни. Характеристика гидродинамической системы: напоры вод по отдельным водоносным горизонтам, гидродинамическая связь горизонтов, их положение в гидродинамической системе района, данные о пластовом давлении в контурной части залежи и приемистости скважин.

Физические свойства и химический состав подземных вод (результаты специальных исследований, включающих определение содержания растворенных газов и коэффициента сжимаемости), минерализация, жесткость, агрессивность по отношению к цементу и металлу. Содержание в подземных водах йода, бора, брома и других полезных компонентов, оценка возможности их промышленного извлечения и определение необходимости постановки в дальнейшем специальных работ.

Характеристика контурной зоны продуктивных горизонтов по данным разведки: к какому комплексу принадлежит горизонт, химический и газовый состав вод, температура и пластовое давление на уровне водонефтяного или газоводяного контактов, физические свойства пластовой воды (рекомендуется использование результатов пьезометрических наблюдений). Возможный режим дренирования залежи.

Заключение о возможности использования подземных вод в теплоэнергетических, бальнеологических и мелиоративных целях, для питьевого и технического водоснабжения.

Наличие зон многолетнемерзлых пород, их распространение и глубина залегания, толщина и ее изменение по площади. Температура и ее распределение по разрезу. Результаты наблюдений по сезонному оттаиванию многолетнемерзлых пород. Возраст многолетнемерзлых пород, их гранулометрический и минеральный состав, содержание водорастворимых солей, содержание и распределение в породах льда, объемная льдистость, макрольдистость, наличие погребенных пластовых льдов. Наличие межмерзлотных и подмерзлотных вод, их химический состав, дебиты, температура, агрессивность по отношению к цементу и металлу. Прогноз изменения геокриологических условий в процессе разработки месторож-

дения. Рекомендации по предупреждению развития явлений, которые могут осложнить ход разработки месторождения.

При наличии результатов специальных исследований, проведенных сторонними организациями, в разделе должны быть приведены краткие выводы по данным этих исследований и освещена степень их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения.

Физико-литологическая характеристика коллекtorov produktivnykh plastov i pokryshek po kernu

Анализ представительности кернового материала для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов подсчетных объектов. Сохранность керна.

Методика и результаты привязки керна к разрезу.

Организация и методика исследования керна, применяемая петрофизическая аппаратура.

По каждому продуктивному пласту для коллекторов: литологическая характеристика по данным литологического и петрофизического анализа; распределение емкостных и фильтрационных характеристик - открытая пористость, кавернозность, трещиноватость, распределение пор по размерам, остаточная водо- и нефтенасыщенность по данным прямых и косвенных методов исследования, гранулометрический состав (для терригенных пород), карбонатность, естественная радиоактивность и др.

Корреляционные связи между фильтрационно-емкостными характеристиками пород-коллекторов; обоснование типов коллекторов. Характеристика смачиваемости. Методика и результаты обоснования численных значений ФЕС на границе "коллектор-песко коллектор".

Методика и результаты построения основных петрофизических связей, используемых для количественной интерпретации данных ГИС. Выбор представительной коллекции для этих построений. Обоснование возможности использования обобщенных по нескольким подсчетным объектам петрофизических зависимостей.

Методика и результаты формирования базовых пластопересечений для построения петрофизических связей типа "керн-ГИС" и обоснования достоверности определения подсчетных параметров по данным ГИС.

Характеристика литологических свойств пород-покрышек.

Состав и свойства нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их компонентов

Методика и условия отбора глубинных проб - глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура. Число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по продуктивным пластам.

Методы исследования и проводившая их организация. Обоснование полноты изученности состава и свойств нефти и газа по каждому пласту (залежи). площади и разрезу.

Физико-химическая характеристика нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, состав и др. Изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и разрезу и их средние величины по каждой залежи.

Товарная характеристика нефти, конденсата и газа: фракционный состав, теплота сгорания, содержание серы, смол, асфальтенов, масел, парафина, воды, солей, механических примесей; отнесение нефти, газа и конденсата к соответствующим группам государственных стандартов.

Технико-экономическое обоснование рентабельности извлечения из нефти и газа и использования в народном хозяйстве конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов и целесообразности подсчета их запасов. Данные о потребности в них в экономическом районе (отрасли), влияние их извлечения на общую геолого-экономическую оценку разведанного месторождения. Предложения по комплексной разработке месторождения, в том числе по извлечению конденсата, этана, пропана, бутанов, серы, гелия и металлов. При пересчете запасов обязательно указать фактическое извлечение серы на предприятии, куда поставляется нефть для переработки.

Сведения о разработке месторождения

При вводе в пробную эксплуатацию отдельных разведочных скважин до окончания разведки месторождения в материалах отчета приводятся следующие данные: количество скважин, находящихся в пробной эксплуатации; время работы каждой скважины; количество добытой нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и залежи; изменение депрессии и дебитов нефти и газа, пластовых давлений за время опытной эксплуатации отдельных скважин; результаты обработки призабойных зон с целью интенсификации притока; величины потерь нефти, газа, конденсата и воды в процессе опробования и исследования скважин или их аварийного фонтонирования. Для газовых залежей даются результаты отбора газа с учетом потерь, необходимые для подсчета запасов газа методом падения давления.

По разрабатываемым месторождениям приводятся: проектная и фактическая годовая добыча по разрабатываемым пластам нефти или газа, суммарная добыча за время разработки нефти, газа, конденсата и воды; сведения о фактическом извлечении содержащихся в них компонентов при добыче и переработке сырья, анализ результатов разработ-

ки каждой залежи, характеристика системы разработки и соответствие ее проектным документам; изменения депрессий и дебитов нефти, газа, конденсата и воды с начала разработки на дату подсчета запасов, изменения пластового давления и газосодержания, степень обводненности извлекаемой из недр продукции; количество закачиваемой воды; депрессии на пласт, взаимовлияние скважин; методы интенсификации добычи нефти, газа и конденсата и их эффективность, методы повышения степени извлечения нефти и конденсата из недр, текущие коэффициенты извлечения нефти и конденсата; результаты замеров уровня жидкости в пьезометрических скважинах.

Обоснование подсчетных параметров и подсчет начальных геологических запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов

Соответствие принятого метода подсчета запасов особенностям геологического строения месторождения и степени его изученности.

Обоснование принятых величин подсчетных параметров. Оценка представительности результатов определения подсчетных параметров разными методами (по керну и геофизическим исследованиям скважин) и обоснование величин их граничных значений. При повторном подсчете запасов - сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин.

Обоснование принятых при подсчете принципов геометризации залежей - методы экстраполяции и интерполяции, программы построения карт, геологических разрезов и т.д.

В случаях применения метода аналогии приводятся исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам (месторождениям, залежам) и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемое месторождение (залежь).

При подсчете запасов нефти объемным методом по нефтяным и газонефтяным залежам обосновываются и рассчитываются площадь нефтеносности (в соответствии с принятыми положениями водонефтяного или газонефтяного контакта, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта); эффективная нефтенасыщенная толщина и объем нефтенасыщенных пород; средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент нефтенасыщенности, средние величины плотности нефти, пересчитанного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях; коэффициент извлечения нефти. Со-

поставляются средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности) и нефтенасыщенности, определенные разными методами.

При подсчете запасов объемным методом по нефтегазовым и газовым залежам обосновываются и рассчитываются площадь газоносности в соответствии с принятыми положениями газоводяных и газонефтяных контактов, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивных пластов; эффективная газонасыщенная толщина и объем газонасыщенных пород; средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), средний коэффициент газонасыщенности; начальные и текущие пластовые давления с указанием условий их замеров, средние значения давлений, поправки на температуру и на отклонение от закона Бойля-Мариотта; среднее содержание конденсата в газе.

Обоснование категорий запасов производится по каждому объекту подсчета запасов в соответствии с "Инструкцией по применению..." и "Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов".

Дополнительно может быть представлена оценка точности выполненного подсчета запасов.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится раздельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной и газонефтеводяной зон по типам коллекторов для каждой залежи и месторождения в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения.

Запасы содержащихся в нефти и газе компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

При подсчете запасов средние подсчетные величины измеряются в следующих величинах: толщина в метрах, а давление в мегапаскалях с точностью до десятых долей единицы; площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, конденсата и воды в граммах на один кубический сантиметр, а газа - в килограммах на один кубический метр с точностью до тысячных долей единицы; коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата - в долях единицы с округлением до тысячных долей.

Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тысячах тонн, газа - в миллионах кубических метров; гелия и аргона - в тысячах кубических метров.

Параметры и результаты подсчета запасов даются в табличной форме.

Оценка перспективных ресурсов нефти, газа, конденсата в отложениях невскрытой части разреза, проводится по аналогии с соседними месторождени-

ями, где эти отложения изучены и на основе анализа условий формирования залежей в пределах данной структурно-фаунистической зоны.

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа может проводиться вероятностным методом. При вероятностном подходе параметры месторождения рассматриваются как случайные величины, а величина запасов представляет не точечное значение, а некоторое распределение, показывающее вероятность получить то или иное значение величины запасов.

При использовании вероятностного метода должны быть определены вероятностные характеристики каждого подсчетного параметра: интервал изменения и функция распределения. По вероятностным характеристикам каждого параметра методом Монте-Карло моделируют распределение вероятностей величины запасов.

Результаты оценки запасов вероятностным методом можно использовать для оценки величины риска при решении задач планирования и управления.

Сопоставление подсчитанных начальных запасов и параметров подсчета с числящимися на Государственном балансе запасами полезных ископаемых и ранее утвержденными ГКЗ

При подсчете запасов приводится сопоставление подсчитанных запасов и параметров подсчета нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, числящими на Государственном балансе запасов полезных ископаемых с указанием причин расхождений.

При повторном подсчете проводится сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, ранее утвержденными, с указанием причин расхождений.

Сопоставление запасов и параметров подсчета приводится по каждой залежи и месторождению в целом раздельно по категориям.

Мероприятия по охране окружающей среды

Оценка влияния разработки месторождения на расположенные вблизи населенные пункты, заповедники, озера, реки, леса, поля и на залежи других полезных ископаемых, на тепловой режим в зонах многолетнемерзлых пород.

Необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения. Предлагаемые способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных водотоков и подземных вод, которые используются или могут быть использованы для нужд народного хозяйства. В случае необходимости закачки попутно извлекаемых подземных вод в другие водоносные горизонты приводятся данные исследования, обосновывающие возможность закачки.

Предлагаемые способы охраны окружающей среды от вредных отходов при применении новых методов воздействия на пласт (внутрипластовое горение, закачка кислот в пласты и др.).

Обоснование подготовленности месторождения (залежей) для промышленного освоения

Разведанными (подготовленными к промышленному освоению) считаются месторождения (залежи), по которым в результате проведенных работ установлены геологическое строение месторождения, количество и положение нефтяных и газовых залежей, высотное положение контактов (ГНК, ВНК, ГВК), закономерности изменения количественных и качественных характеристик продуктивных пластов (залежей), подсчетные параметры определены с применением современных методик, установлены состав и свойства нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов; выполнены требования к изученности гидрогеологических, горнотехнических, геокриологических и других природных условий разработки месторождения, рассмотрено возможное влияние разработки месторождения на окружающую среду, а также учтены все условия отнесения месторождения к подготовленным к промышленному освоению, изложенные в "Классификации запасов..." .

Заключение

Основные выводы о степени изученности геологического строения, количестве и качестве запасов нефти, газа и конденсата, комплексном использовании запасов месторождения, гидрогеологических, горнотехнических и геокриологических условиях разработки месторождения. Выполнение плана по срокам представления отчета с подсчетом запасов на рассмотрение Государственной экспертизы, определенным в лицензионном соглашении.

Оценка общих перспектив месторождения, рекомендации по проведению разведки перспективных площадей, расположенных в том же геологическом районе, и продолжению геологоразведочных работ, совершенствованию научных исследований.

Список использованных материалов

В перечне опубликованной литературы, фондовых и других материалов, использованных при составлении отчета, приводятся название материалов, авторы, место и год издания (составления).

11.2.2. Текстовые приложения

В число материалов по подсчету запасов нефти, газа и конденсата должны входить:

- копия лицензии и лицензионного соглашения на право пользования недрами;
- протокол рассмотрения отчета с подсчетом запасов организацией, проводившей геологоразведочные или эксплуатационные работы;

- заключение территориального органа управления государственным фондом недр.
Для разрабатываемых месторождений должны прилагаться также:
 - заключение центральной или территориальной комиссий по разработке нефтяных месторождений Минтопэнерго России, в соответствии с их полномочиями;
 - справка организации, разрабатывающей месторождение, о количестве добывших нефти, газа и конденсата (в том числе за период после последнего утверждения запасов), качестве товарной продукции и направления ее промышленного использования.

В случаях, если суммарные списания и намечаемые к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения балансовые и извлекаемые запасы категорий А+В+С₁ превышают 20%, одновременно с отчетом дополнительно представляется заключение территориального округа Госгортехнадзора России.

При использовании в процессе разведки и подсчета запасов новых геофизических, лабораторных или иных методов исследований они должны быть предварительно апробированы ЭТС ГКЗ.

11.2.3. Табличные приложения

Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов. Обязательными являются таблицы, иллюстрирующие:

- объем выполненного поисково-разведочного и эксплуатационного бурения;
- сведения о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном;
- результаты опробования и исследования скважин;
- комплекс геофизических исследований скважин;
- химический состав и физические свойства пластовых вод;
- сведения о литолого-физических свойствах продуктивных пластов;
- физико-химические свойства нефти;
- состав газа, растворенного в нефти;
- характеристику свободного газа;
- характеристику конденсата;
- сведения о разработке месторождения (залежи);
- величины пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, нефтегазонасыщенности;
- подсчетные параметры и запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов;
- сопоставление вновь подсчитанных начальных геологических запасов нефти и растворенного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными.

ными и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых;

- сопоставление вновь подсчитанных начальных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых;
- сопоставление вновь подсчитанных начальных геологических запасов конденсата и содержание его в газе с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых.

Рекомендуемые формы перечисленных таблиц приведены в приложении к главе 11.

11.2.4. Графические материалы

В отчете по подсчету запасов независимо от метода подсчета должны содержаться следующие графические материалы:

- Обзорная карта района месторождения с указанием его местоположения, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефте- и газопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов.
- Обзорная карта участка работ с вынесенными на нее системой профилей 2D и 3D сейсморазведки, других геофизических методов, скважин, в том числе, с указанием специальных скважинных работ ВСП, СК и др.
- Схемы, карты и таблицы, характеризующие плотность, детальность и качество полевых работ и обработки данных.
- Результирующие материалы - увязанные с данными ГИС, сейсмические и сейсмогеологические разрезы, схемы, структурные карты, блок-диаграммы и объемные модели, характеризующие структурные, тектонические, литофаинальные (с локализацией зон развития коллекторских и скрывающих толщ) и емкостные особенности строения месторождений.
- Сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения в масштабе от 1 : 500 до 1 : 2000 со стратиграфическим расчленением, картотажной характеристикой, кратким описанием пород с характеристикой фауны, указанием электрических, сейсмических и других реперов и выделением нефтегазонасыщенных горизонтов и пластов.
- Геологические разрезы (один продольный и один перечный) по месторождению, отражающие стратиграфические единицы отложений, литологические особенности пород, положение тектонических нарушений, залежей нефти и газа с положением межфлюидальных контактов.

- 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 (свыше 400 м) схемы корреляции представляются в масштабе 1 : 500. Для слабо изученных месторождений желательно составление схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению.
- Структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного пласта (представляются по пластовым залежам для обоснования положения внутренних контуров нефтегазоносности).
- Схема опробования каждого пласта для обоснования положения контактов; на ней должны указываться глубина и абсолютные отметки интервалов залегания проницаемых прослоев пластов перфорации и цементных пластов, результаты опробования и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа, проведены ВИК, ГНК, ГВК.
- Карты эффективных и эффективных нефтегазонасыщенных (газонасыщенных) толщин 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, границы лицензионных участков, границы водохраных зон.
- Подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1 : 5000 - 1 : 50 000, зависящем от размеров месторождений, сложности строения, густоты сети пробуренных скважин и обеспечивающем необходимую точность замера площадей, производимого по карте эффективных нефте-, газонасыщенных толщин. Эти планы составляются на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы лицензионных участков, водоохраных зон, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчету запасов скважины с точным написанием положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта:
 - поисковые;
 - разведочные;
- эксплуатационные (добывающие и нагнетательные);
 - законсервированные в ожидании организации промысла;
 - давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом и водой и воду;
 - находящиеся в опробовании;
 - неопробованные с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;
 - ликвидированные, с указанием причин ликвидации;
 - вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.
- 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. Дебиты нефти и газа должны быть замерены при работе скважин на одинаковых штуцерах (диафрагмах), либо с указанием среднединамического уровня для непереливающих скважин.
- По эксплуатационным скважинам приводятся дата ввода в работу, начальные и текущие дебиты и пластовые давления, добывное количество нефти, газа, конденсата и воды, дата начала обводнения и процент воды в добываемой продукции на дату подсчету запасов. При большом количестве скважин эти сведения приводятся в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане помещаются таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, параметры, принятые по решению ГКЗ, дата, на которую подсчитаны запасы.
- При повторном подсчете запасов на подсчетных планах должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете, отметки ВНК, ГНК, ГВК, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.
- 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.
- Индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам.

- Графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслового-геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов.
- Графики изменения свойств пластовой нефти и конденсата в зависимости от давления и температуры.
- Карта разработки залежи и состояния пробуренных скважин.
- Карта распространения и толщины многолетнемерзлых пород.

Все графические материалы должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях. Структурные карты, карты толщин, геологические профили, схемы сопоставления и другие графические построения составляются и представляются по данным ручной или машинной (компьютерной) обработки.

11.2.5. Первичная документация геологоразведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов

К материалам по подсчету запасов должна быть приложена следующая документация.

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. Диаграммы заверяются печатью (указанные материалы представляются в одном экземпляре).

Диаграммы ГИС (БКЗ, микрозондирования, радиоактивного каротажа и термокаротажа, кавернографии, фотокаротажа акустическим телевизором и других видов исследования) в масштабе не менее 1 : 200 с их интерпретацией. При тонкослоистом строении продуктивных пластов (толщина прослоев менее 0,5 м) диаграммы ГИС для отдельных скважин должны быть записаны в более крупном масштабе - до 1 : 50. 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, нефтега-

зонасыщенности 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.

Акты об испытании и опробовании скважин, содержащие сведения о 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.

Акты о проведении газоконденсатных исследований.

Акты на проверку точности манометров.

Данные лабораторных определений пористости (трещиноватости, кавернозности), абсолютной и эффективной проницаемости, состава пород-коллекторов, нефте-, газо- и водонасыщенности, результаты механических анализов пород, анализ нефти, газа, конденсата, воды, определения в них механических примесей; для пород-покрышек - изменение фильтрационных и емкостных свойств.

Данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристики, коэффициентах сжимаемости газа.

Данные замеров дебитов нефти, газа и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений, газосодержания нефти и воды, температуры пласта.

Корреляционные и прочие таблицы и диаграммы, составленные при подсчете запасов статистическим методом или методом материального баланса.

При повторном подсчете запасов первичная документация приводится только по скважинам, пробуренным после предыдущего подсчета; по ранее пробуренным скважинам сведения могут быть представлены в виде сводных таблиц. По ранее пробуренным скважинам, по которым в результате новой интерпретации отмечаются изменения величин эффективной толщины, пористости, положений контактов и других подсчетных параметров, каротажные диаграммы должны приводиться с соответствующим обоснованием причин новой интерпретации. При этом на диаграммах должны быть указаны интервалы эффективной толщины, положение контактов и другие параметры, принятые в предыдущем подсчете запасов и в представляющем.

11.2.6. Оформление материалов подсчета запасов

Все экземпляры материалов подсчета запасов, представляемые на государственную экспертизу,

оформляются одинаково. На титульных листах каждого тома должны быть указаны: организация представившая материалы и выполнившая подсчет запасов, фамилии и инициалы авторов; полное название материалов с указанием наименования месторождения, вида полезного ископаемого; дата, на которую произведен подсчет запасов, место и год составления материалов, номер экземпляра материалов. Титульные листы должны быть подписаны ответственными должностными лицами организации, представившей подсчет запасов, и авторами отчета; подписи их скрепляются печатью.

После титульного листа первого тома (текста) помещаются автореферат, оглавление всех томов и перечень всех приложений с указанием страниц. После титульного листа каждого последующего тома дается только его оглавление.

Текстовая часть материалов и таблицы подсчета запасов подписываются авторами отчета, остальные текстовые и табличные приложения подписываются только их исполнителями; подписи скрепляются печатью.

Графические материалы должны быть удобочитаемыми и составленными в единых условных обозначениях. На каждом чертеже необходимо указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, наименование организации, проводившей разведку или разработку месторождения, должности и

фамилия авторов, составляющих чертеж, и лиц, утвердивших его (с подписями указанных лиц). Первый экземпляр графических приложений, предназначенный для ФГУНПП "Росгеолфонд" выполняется черной тушью на кальке, типографским способом или с помощью графопостроителя; остальные экземпляры могут быть представлены в светокопиях хорошего качества.

Графические приложения помещаются в папки, но не сшиваются; каждый чертеж должен легко извлекаться для рассмотрения. Если чертеж выполнен на нескольких листах, их надо пронумеровать, а порядок их расположения показать на первом листе. К каждой папке дается внутренняя опись, содержащая наименование чертежей и их порядковые номера. В конце описи указывается общее количество листов.

Материалы подсчета геологических запасов представляются на государственную экспертизу вместе с ТЭО КИН (КИК) в 5 экземплярах. Одновременно в 8 экземплярах представляется авторская справка об особенностях геологического строения месторождения, методике, объемах и результатах проведенных геологоразведочных работ, краткий анализ разработки месторождения и обосновании КИН и результатах подсчета запасов. Объем справки, как правило, не должен превышать 12 - 15 страниц печатного текста.

Приложение

**Рекомендуемые формы таблиц
к подсчету запасов месторождений нефти и газа**

Таблица 1

Объем поисково-разведочного бурения

Скважины и их назначение		Количество скважин	Общий метраж скважин, м	Общая стоимость скважин, тыс. руб.	Сроки бурения месяц, год начало конец	Полученные результаты продуктив. непродуктив.	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	
Поисковые							
Разведочные							
В том числе:							
- в контуре нефтегазоносности							
- ликвидированные							
- по геологическим причинам							
- ликвидированные							
- по техническим причинам							
- в бурении							
ВСЕГО:							

Таблица 2

Сведения о толщине, освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу кернового материала

* Основное и контрольное определения по одному и тому же образцу одним и тем же методом считаются как одно определение.

Таблица 3

Результаты опробования и исследования скважин

Продолжение таблицы 3

**Выполненный комплекс
геофизических исследований скважин**

Таблица 4

№ скв.	Про- дуктив- ный пласт	Стабилизиро- ванные касторы	AO - 0,45	AO - 1,05	AO - 2,25	n AP. предела	NC	LK	Песчаные метамор- фиты	Kарбонатные метамор- фиты	LH, (HLK), HHK	BK	BMK	Lpohne Bndfr	Mirkunometrns	OLk	AKL	n AP.	Приме- нение				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		

Таблица 5

Химический состав и физические свойства пластовых вод

Продолжение таблицы 5

Удельное сопротивление при температуре пласта	Содержание ионов (мг/л; мг-экв/л; % мг-экв)										Газосодержание, м ³ /т	Тип вод					
	Общая минерализация	Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	V ^r	и другие					
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

Таблица 6

Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек

№ поскв.	Продуктивный пласт	Интервал отбора керна, м глубина, м абс. отм.	Дата отбора керна дата анализа керна	Литологическое описание образцов	Гранулометрический состав						Коэффициент пристности, доли единицы	Карбонатность, %	Газопроницаемость водородом (II напас-тование; I напас-тование) мкм ²	Водонасыщенность, %	Ученные и неучтенные образцы при подсчете запасов (почему не учтены)	Примечания	
					1 м	1,0 - 0,5 мм	0,5 - 0,25 мм	0,25 - 0,1 мм	0,1 - 0,01 мм	менее 0,01 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Таблица 7

Физико-химические свойства нефти*

Продолжение таблицы 7

* Таблицы по глубинным и поверхностным пробам приводятся раздельно.

Таблица 8

Состав газа, растворенного в нефти*

* При дифференциальном разгазировании до стандартных условий.

Таблица 9

Характеристика свободного газа

Продолжение таблицы 9

Таблица 10

Характеристика стабильного конденсата

Продолжение таблицы 10

Таблица 11

Сведения о разработке месторождения (залежи)

Продолжение таблицы 11

Таблица 12

Средние величины пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, нефтегазонасыщенности

Продуктив- ный пласт	№ скв. интервал залегания	Открытая пористость, доли единицы				Коэффициент трещинной, каверновой емкости, доли единицы.				Проницаемость, мкм ²	
		по керну		по геофизическим исследованиям		принятое среднее значение для подсчета запасов		общее количество определений		принятое среднее значение	
		общее количество определений	принятое среднее значение	общее количество определений	принятое среднее значение	учтено количество определений	учтено количество определений	учтено количество определений	учтено количество определений	общее количество определений	учтено количество определений
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение таблицы 12

Таблица 13

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа

Продолжение таблицы 13

Остаточные запасы нефти на дату подсчета запасов, тыс. т	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Начальные запасы газа, растворенного в нефти, млн. м ³		Добыча растворенного газа на дату подсчета, млн. м ³	Остаточные запасы растворенного газа на дату подсчета, млн. м ³		Начальные запасы компонентов, содержащихся в нефти, (указать каких)	Добыто на дату подсчета	Остаточные запасы компонентов, на дату подсчета, (указать каких)	
		геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые			геологические	извлекаемые
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Таблица 14

Сводная таблица подсчетных параметров и запасов свободного газа и содержащихся в газе компонентов

Продолжение таблицы 14

Таблица 15

Сопоставление параметров, принятых при повторном подсчете запасов нефти и растворенного газа по предыдущему подсчету

Продолжение таблицы 15

Таблица 16

Сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти и растворенного газа с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых

Продолжение таблицы 16

Таблица 17

Сопоставление вновь подсчитанных запасов свободного газа и параметров подсчета с ранее утвержденными ГКЗ и числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых

Продолжение таблицы 17