МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Т.Г. Бжицких

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Рекомендовано Сибирским региональным учебно-методическим центром высшего профессионального образования для межвузовского использования в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению подготовки магистров 130500.68 «Нефтегазовое дело» и специальностям 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 130304.65 «Геология нефти и газа»

Издательство
Томского политехнического университета
2011

УДК 553.98.04(075.8)
ББК 26.343.1я73
Б58

Бжицких Т.Г.

Б58 Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: учебное пособие / Т.Г. Бжицких; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 263 с.

ISBN 978-5-98298-839-3

В пособии рассмотрены запасы и ресурсы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. В соответствии с Временной классификацией показана взаимосвязь категорий запасов и ресурсов с этапами и стадиями геологоразведочных работ. Рассмотрены методы подсчета запасов и оценки ресурсов углеводородов и особенности применения объемного метода при подсчете запасов на разных стадиях изученности залежей. Описаны методы обоснования подсчетных параметров для построения геологической модели залежи и подсчета запасов.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальностям 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 130304.65 «Геология нефти и газа».

УДК 553.98.04(075.8)
ББК 26.343.1я73

Рецензенты

Доктор геолого-минералогических наук, профессор
заведующий лабораторией геохимии и пластовых нефтей
ОАО «ТомскНИПИнефть»
И.В. Гончаров

Кандидат химических наук
ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии
и пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть»
Н.В. Новикова

ISBN 978-5-98298-839-3

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2011
© Бжицких Т.Г., 2011
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ . . . . . **.8**

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ . . . . . **.10**

1. ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА . . . . . **.14**
1.1. Свойства флюидов 14
1.2. Природные резервуары 16
1.3. Условия залегания флюидов в залежи 20
1.4. Основные классы залежей 21
1.5. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов 23
1.6. Природные режимы залежей 24
1.7. Месторождения нефти и газа 25
Контрольные вопросы . . . . . **.28**

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА . . . . . **.29**
2.1. История развития классификаций запасов и ресурсов 29
2.2. Сущность Временной классификации запасов и ресурсов нефти и газа 34
2.3. Классификации запасов нефти и газа, используемых в нефтяном мире 35
Контрольные вопросы . . . . . **.41**

3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ . . . . . **.42**
3.1. Региональный этап 43
3.1.1. Стадия прогноза нефтегазоносности 47
3.1.2. Стадия оценки зон нефтегазонакопления 47
3.2. Поисково-оценочный этап 48
3.2.1. Стадия выявления объектов поискового бурения 48
3.2.2. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению 48
3.2.3. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей) 49
3.3. Разведочный этап 50
Контрольные вопросы . . . . . **.52**

4. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ, ИХ НАЗНАЧЕНИЕ . . . . . **.53**
4.1. Понятие о запасах и ресурсах 53
4.2. Категории запасов и ресурсов 54
4.3. Группы запасов нефти и газа 59
4.4. Подсчетный план 60

4.5. Взаимосвязь категорий запасов и ресурсов с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей 62
4.6. Суммарные ресурсы нефти, газа и конденсата 64
Контрольные вопросы 66

5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ 67
5.1. Объемный метод подсчета запасов нефти 67
5.2. Объемный метод подсчета запасов свободного газа 69
5.3. Способы определения средних значений подсчетных параметров ...71
5.3.1. Исходные данные для определения средних значений подсчетных параметров 71
5.3.2. Определение средних значений параметров 73
5.3.3. Определение средних значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины 73
5.3.4. Определение средних значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности 74
5.4. Определение параметров продуктивных пластов по пластовым пересечениям в скважинах 77
5.5. Выделение коллекторов 77
5.5.1. Выделение коллекторов по качественным признакам 78
5.5.2. Выделение коллекторов по количественным критериям 84
5.5.3. Разделение коллекторов по структуре порового пространства ..90
5.6. Оценка характера насыщенности 91
5.6.1. Оценка характера насыщенности по данным ГТИ и керна 92
5.6.2. Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне 93
5.6.3. Оценка характера насыщенности по данным анализа градиентов давлений 95
5.6.4. Оценка характера насыщенности по данным ГИС 95
5.7. Определение пористости 99
5.7.1. Петрофизические основы определения пористости 101
5.7.2. Определение пористости по данным электрического и электромагнитного каротажа 103
5.7.3. Определение пористости по данным акустического каротажа ..106
5.7.4. Определение пористости по данным стационарных нейтронных видов каротажа 107
5.7.5. Определение пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа 110
5.7.6. Определение пористости по данным ядерно-магнитного каротажа 110
5.7.7. Определение пористости по данным метода ПС 113
5.7.8. Определение пористости коллекторов со сложной структурой пустотного пространства и сложным минеральным составом ..114
5.7.9. Определение глинистости 115
5.7.10. Оценка достоверности определения пористости по ГИС 116

5.8. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности 117
5.8.1. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности
по керну 118
5.8.2. Определения нефтегазонасыщенности
по данным электрического (электромагнитного) каротажа 119
5.8.3. Определение нефтегазонасыщенности
по данным электрического и электромагнитного каротажа 121
5.8.4. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности
по данным диэлектрического каротажа 122
5.8.5. Определение нефтегазонасыщенности
по данным импульсных видов нейтронного каротажа 122
5.8.6. Определение газонасыщенности
по данным стационарных видов радиактивного каротажа 123
5.8.7. Определение нефтенасыщенности
по данным волнового акустического каротажа 123
5.8.8. Определение нефтенасыщенности
по данным углерод-кислородного каротажа 124
5.8.9. Оценка достоверности определения нефтегазонасыщенности
по данным ГИС 126
5.9. Определение проницаемости 126
5.9.1. Определение проницаемости по данным ГИС 128
5.9.2. Определение проницаемости по данным испытаний 128
5.10. Определение физико-химических свойств
и параметров пластовых жидкостей и газов 130
5.10.1. Физико-химические свойства нефтей 130
5.10.2. Свойства углеводородных газов и конденсатов 133
5.10.3. Физико-химические свойства пластовых вод 138
5.11. Подсчет запасов нефти и свободного газа
на разных стадиях изученности залежей 141
5.11.1. Подсчет запасов нефти и свободного газа
на стадии поиска и оценки 141
5.11.2. Подсчет запасов по завершении разведочного этапа 148
5.11.3. Подсчет запасов на разрабатывающихся залежах 149
5.12. Подсчет запасов нефти и свободного газа
в сложнопостроенных коллекторах 155
5.13. Подсчет запасов нефти и свободного газа
в газонефтяных и нефтегазовых залежах 156
5.14. Построение геологической модели залежи 158
5.14.1. Корреляция разрезов скважин 159
5.14.2. Геометризация залежей нефти и газа 161
Построение структурных карт 161
Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций 161
Определение границ литологического
замещения (выклинивания) продуктивных пластов 162
Обоснования положения флюидальных контактов
и контуров залежи 163

Построение карт общих, эффективных и эффективных насыщенных толщин 164
Построение карт коэффициента пористости 167
Построение карт коэффициента нефтегазонасыщениости 168
Восстановление полей физических свойств нефти и газа 168
Построение карт показателя линейного нефтегазонасыщенного эффективного объема 168
5.14.3. Геометризация залежей нефти и газа с использованием компьютерных технологий 169
Контрольные вопросы 173
6. МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА 175
6.1. Принципы метода материального баланса 175
6.2. Метод материального баланса подсчета запасов нефти 176
Упругий режим 176
Упруговодонапорный режим 177
Смешанный режим 178
6.3. Подсчет запасов свободного газа методом падения давления 181
Контрольные вопросы 183
7. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ СТАТИСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ 184
7.1. Принципы статистического метода 184
7.2. Статистический метод подсчета запасов нефти 184
Контрольные вопросы 185
8. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ И ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ 186
8.1. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти 186
8.2. Подсчет геологических и извлекаемых запасов конденсата 187
8.3. Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода и других полезных компонентов 193
Контрольные вопросы 195
9. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ 196
9.1. Принципы обоснования коэффициентов извлечения нефти 198
9.2. Методы расчета извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти 201
9.3. Подсчет извлекаемых запасов на различных стадиях изученности залежей 203
9.4. Понятие о коэффициенте извлечения газа 208
Контрольные вопросы 209
10. ПОВТОРНЫЙ ПОДСЧЕТ (ПЕРЕСЧЕТ) ЗАПАСОВ 210
10.1. Перевод запасов в более высокие категории 210
10.2. Пересчет запасов нефти, газа и конденсата залежей, находящихся в разработке 211
Контрольные вопросы 213

11. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ 214
11.1. Оценка перспективных ресурсов 214
11.2. Оценка прогнозных ресурсов 219
11.2.1. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности 220
11.2.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов 221
Контрольные вопросы 235

12. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА 236
12.1. Общие требования 236
12.2. Содержание материалов подсчета запасов нефти, газа и содержащихся в них компонентов 237
12.3. Тестовая часть 237
12.4. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата 238
12.5. Текстовые приложения 241
12.6. Табличные приложения 241
12.7. Графические материалы 242
12.8. Первичная документация, необходимая для подсчета запасов 244
12.9. Оформление материалов подсчета запасов 245
Контрольные вопросы 246

ГЛОССАРИЙ (ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ) 247

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 259

ВВЕДЕНИЕ

Учебное пособие написано в соответствии с образовательным стандартом ТПУ подготовки горных инженеров, обучающихся по специальностям 130503.65 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 130304.65 «Геология нефти и газа».

Необходимость создания данного учебного пособия возникла в связи с недостатком в библиотеках учебной и учебно-методической литературы по подсчету запасов, изданной в 80–90 гг. XX в. Новые учебники и учебные пособия, выпускаемые малыми тиражами, также малодоступны студентам, обучающимся по вышеназванным специальностям.

Нефть и газ относятся к природным богатствам, которые играют важную роль в народном хозяйстве любой страны. Нефтегазовый комплекс является ведущим в экономике и народном хозяйстве страны и потребность в нефти и газе с каждым годом возрастает.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов представляет собой комплекс исследований по обобщению данных всех видов геологоразведочных работ, результатов опробования и исследования скважин, ГИС, лабораторных исследований керна и флюидов, на основе которых создается постоянно действующая геологическая модель залежи и подсчитывается количество углеводородов с целью установления промышленной значимости месторождения (залежи). На основе подсчитанных запасов осуществляется выбор рациональных направлений развития геологоразведочных работ, планирование добычи нефти и газа, проектирование разработки месторождений.

Теоретической основой для данной дисциплины являются такие смежные дисциплины, как «Минералогия и петрография», «Литология», «Структурная геология», «Нефтегазопромысловая геология», «Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений», «Физика пласта», «Геофизические исследования скважин», «Основы компьютерных технологий решения геологических задач».

Для подсчета запасов углеводородов во всех нефтегазодобывающих странах мира применяется несколько основных методов: объемный, статистический, материального баланса. Их выбор определяется объемом и видом имеющейся информации. Помимо основных для подсчета запасов УВ могут использоваться и другие методы, имеющие меньшее применение (например, для газа – метод падения давления).

В настоящем пособии значительный объем изложенного материала по подсчету запасов базируется на опубликованных в 2003 г. Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом [1]. Широко использовались материалы, изданные в учебнике И.С. Гутмана [2] и в Справочнике по подсчету запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов [3].

В данном учебном пособии рассмотрены методы подсчета запасов и оценки ресурсов углеводородов. Выбор метода подсчета запасов нефти и газа зависит от режима работы, степени разведанности и изученности залежи, что в общем виде выражается характером, количеством и качеством первичных данных. Особое внимание уделено непосредственно объемному методу подсчета запасов нефти и свободного газа.

Автор выражает глубокую благодарность ассистенту кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета Е.Г. Карповой за помощь в оформлении учебного пособия.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И НАИМЕНОВАНИЯ

УВ – углеводороды
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
$k_{пуст}$ – коэффициент пустотности, доли ед. (%)
$k_{п}$ – коэффициент общей пористости, доли ед. (%)
$k_{тр}$ – коэффициент трещиноватости, доли ед. (%)
$k_{кав}$ – коэффициент кавернозности, доли ед. (%)
$k_{вт. трещ}$ – коэффициент вторичной трещиноватости, доли ед. (%)
$k_{вт. кав}$ – коэффициент вторичной кавернозности, доли ед. (%)
$k_{по}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед. (%)
$k_{эф}$ – коэффициент эффективной пористости, доли ед. (%)
$k_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, доли ед. (%)
$k_{вп}$ – коэффициент подвижной водонасыщенности, доли ед. (%)
$k_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. (%)
$k_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, доли ед. (%)
$k_{в}$ – коэффициент водонасыщенности, доли ед. (%)
ВНК – водонефтяной контакт
ГВК – газоводяной контакт
ГНК – газонефтяной контакт
ГРР – геологоразведочные работы
ГКЗ – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
А, **В**, $\mathbf{C_1}$, $\mathbf{C_2}$ – категории запасов
$\mathbf{C_3}$, $\mathbf{Д_{1Л}}$, $\mathbf{Д_1}$, $\mathbf{Д_2}$ – категории ресурсов
ГИС – геофизические исследования скважин
$Q_{н. геол}$ – геологические запасы нефти, тыс. т
$Q_{н. извл}$ – извлекаемые запасы нефти, тыс. т
F – площадь нефтеносности, тыс. м^2
$h_{н}$ – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м
θ – пересчетный коэффициент, доли ед.
$\rho_{н}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3
η – коэффициент извлечения нефти, доли ед.
$b_{н}$ – объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.

$Q_{г.\,геол}$ – геологические запасы газа, млн м^3

$h_г$ – средневзвешенная газонасыщенная толщина, м

$K_р$ – барический коэффициент, доли ед.

K_t – коэффициент термический, доли ед.

$P_о$, $P_{ост}$, $P_{ст}$ – начальное пластовое, остаточное, стандартное давление в залежи, МПа

$\alpha_о$, $\alpha_{ост}$ – соответствующая давлению P_0, $P_{ост}$, $P_{ст}$ поправка на сжимаемость газа, доли ед.

Z – коэффициент сжимаемости газа, доли ед.

T_0 – абсолютная температура, равная 273,15 К

$t_{ст}$, $t_{пл}$ – стандартная, пластовая температура, °С

$P_м$ – манометрическое давление на устье закрытой скважины, МПа

e – основание натуральных логарифмов, равное 2,718

$H_{кп}$ – глубина кровли пласта в скважине, см

$\rho_г$ – относительная плотность газа по воздуху

$h_{эф}$ – эффективная толщина, м

$h_{эф.\,н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м

$h_{эф.\,г}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м

ПЖ – промывочная жидкость

РВО – раствор на водной основе (вид ПЖ)

РНО – раствор на нефтяной основе (вид ПЖ)

$\rho_{к.\,пз}$, $\rho_{к.\,гз}$ – кажущееся сопротивление, измеренное потенциал-зондами и градиент-зондами, Ом·м

$\rho_п$ – удельное электрическое сопротивление, Ом·м

$\rho_с$ – удельное электрическое сопротивление пласта, Ом·м

$\rho_ж$ – удельное электрическое сопротивление фильтрата ПЖ, Ом·м

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

$q_{уд}$ – удельная продуктивность, м^3/(сут/МПа·м)

$\alpha_{пс}$ – коэффициент снижения самопроизвольной поляризации, доли ед.

$Q_н$ – суточный дебит нефти, т/сут

$Q_г$ – суточный дебит газа, м^3/сут

$\rho_{вп}$ – удельное сопротивление водоносного пласта, Ом·м

$P_п$ – параметр пористости

$\rho_в$ – удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м

$P_н$ – параметр насыщения

НК – нейтронный каротаж

ГГК – гамма-гамма каротаж

ГГК-п – гамма-гамма плотностной каротаж

НГК – нейтронный гамма-каротаж
ННК – нейтрон-нейтронный каротаж
ННК-нт – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам
ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
ИНК – импульсный нейтронный каротаж
АК – акустический каротаж
ГК – гамма-каротаж
ДК – диэлектрический каротаж
ЯМК – ядерно-магнитный каротаж
ЯМР – ядерный магнитный резонанс
ЯМТК – ядерно-магнитный томографический каротаж
МК – микрокаротаж
БК – боковой каротаж
МПЗ – микропотенциал-зонд
МГЗ – микроградиент-зонд
УЭС – удельное электрическое сопротивление
БКЗ – боковое каротажное зондирование
ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
ИК – индукционный каротаж
ИМР – индикаторный метод по радону
РК – радиоактивный каротаж
БМК – боковой микрокаротаж
ГЖК – газожидкостный контакт
ГТИ – геолого-технические исследования
D – фактический диаметр скважины, см (м)
$d_с$ –диаметр скважины, см (м)
$d_н$ – номинальный диаметр скважины, см (м)
ПС (СП) – самопроизвольная поляризация (метод собственных потенциалов)
$E_{sф}$ – фильтрационная компонента
$V_{по}$ – объем открытых пор, м^3
$V_{обр}$ – объем образца, м^3
$w_в$ – коэффициент объемной влажности, доли ед.
$C_в$ – минерализация пластовой воды, г/л
$V_{н.\ пл}$ – объем нефти в пластовых условиях, м^3
$V_н$ – объем дегазированной нефти, м^3
$M_{н.\ пл}$ – молекулярная масса пластовых УВ

$V_{г.р}$ – объем реального газа, м^3

$V_{г.и}$ – объем идеального газа, м^3

$T_{кр}$, $T_{пр}$, $T_{пкр}$, $T_{ппр}$ – критическая, приведенная, псевдокритическая, псевдоприведенная температуры, соответственно

$P_{кр}$, $P_{пр}$, $P_{пкр}$, $P_{ппр}$ – критическое, приведенное, псевдокритическое, псевдоприведенное давления, соответственно

ГЗ – газовая зона

НЗ – нефтяная зона

ВНЗ – водонефтяная зона

ГНЗ – газонефтяная зона

ГВЗ – газоводяная зона

ГНВЗ – газонефтеводяная зона

ВГНЗ – водогазонефтяная зона

ВПК – высокопродуктивные коллекторы

НПК – низкопродуктивные коллекторы

ДД – дизъюнктивные (разрывные) дислокации

КИН – коэффициент извлечения нефти, доли ед.

$Г_о$ – начальное газосодержание, м^3/м^3

КГФ – конденсатногазовый фактор, г/м^3

$Q_{г.р.геол}$ – геологические запасы газа, растворенного в нефти, млн м^3

$Q_{г.р.извл}$ – извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, млн м^3

$Q_{к.геол}$ – геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т

$П$ – начальное потенциальное содержание конденсата, г/м^3

$Q_{к.извл}$ – извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. т

$k_{извл.к}$ – коэффициент извлечения конденсата, доли ед.

$q_{п.пл}$ – пластовые потери

$П_{комп}$ – потенциальное содержание компонентов, г/м^3

$Q_{комп}$ – геологические запасы компонента, тыс. т

ТЭО КИН – технико-экономическое обоснование КИН

η – коэффициент извлечения нефти, доли ед.

$k_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.

$k_{зав}$ – коэффициент охвата заводнением, доли ед.

$k_{охв}$ – коэффициент охвата пласта процессом вытеснения, доли ед.

1. ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Для определения величины запасов месторождения нефти и газа необходимо провести комплекс исследований с целью изучения свойств и условий залегания флюидов, пород-коллекторов в пределах ловушек и процессов, характеризующих формирование залежей.

1.1. Свойства флюидов

Состав и свойства нефти, газа и конденсата являются основными показателями, определяющими их промышленную значимость. Определение свойств нефти, газа, конденсата и попутных компонентов производится в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий.

Нефть представляет собой *природную смесь углеводородов* **(УВ)** *метанового* (C_nH_{2n+2})*, нафтенового* (C_nH_{2n}) *и ароматического* (C_nH_{2n-2}) *рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений.*

По ***групповому углеводородному составу*** (в процентах по массе) ***нефти*** подразделяются*:*

- на метановые;
- нафтеновые;
- ароматические.

В табл. 1.1–1.3 приведены классификации нефтей по содержанию парафинов, смол и серы.

Таблица 1.1

Классификация нефтей по содержанию парафинов

Типы нефтей	Содержание парафинов (по массе), %
1. Малопарафинистые	≤ 1,5
2. Парафинистые	1,51–6
3. Высокопарафинистые	> 6

Таблица 1.2

Классификация нефтей по содержанию смол

Типы нефтей	Содержание смол, %
1. Малосмолистые	≤ 18
2. Смолистые	18–35
3. Высокосмолистые	> 35

Таблица 1.3

Классификация нефтей по содержанию серы (ГОСТ.Р 51858–2002)

Типы нефтей	Содержание серы (по массе), %
1. Малосернистые	≤ 0,5
2. Сернистые	0,51–1,8
3. Высокосернистые	1,81–3,5
4. Особо высокосернистые	> 3,5

Сера в нефтях при содержании ее более 0,5 % имеет промышленное значение.

Нефть в стандартных и пластовых условиях характеризуется различными параметрами. *При стандартных условиях для нефти определяются параметры: плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения, а для пластовых условий –газосодержание, давление насыщения нефти газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость* [2].

Нефтяные природные газы – газы, состоящие из смеси газообразных углеводородов парафинового ряда (C_nH_{2n+2}): метана (CH_4) (иногда до 99 %), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), с примесью азота, углекислоты, сероводорода и паров бензина. Природные газы могут находиться в пластовых условиях в газообразном либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе [2].

Этан при содержании в газе 3 % и более, гелий при концентрации в свободном газе 0,05 % и в растворенном в нефти газе 0,035 %, сероводород при содержании 0,5 % (по объему) имеют промышленное значение.

Для природных газов определяются параметры: молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, среднекритические температура и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, гидратообразование, теплота сгорания.

Конденсат *представляет собой природную смесь, состоящую из легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации* [2].

Конденсат характеризуется также такими параметрами, как конденсатно-газовый фактор и давление начала конденсации, плотностью и вязкостью в стандартных условиях.

Пластовые воды образуют с залежами нефти и газа единую гидродинамическую систему. *В состав подземных вод входят растворенные соли, ионы, коллоиды и газы* (CO_2, N_2, CH_4 и др.).

Подземные воды характеризуются параметрами: плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, величина поверхностного натяжения.

1.2. Природные резервуары

Природный резервуар (по И.О. Броду) – природная емкость для нефти, газа и воды (внутри которой происходит циркуляция), форма которой характеризуется соотношением коллектора с вмещающим его плохо проницаемыми породами.

Выделяют **три основных *типа резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные (линзовидные)***. Природные резервуары могут быть сложены терригенными, карбонатными, эвапоритовыми, вулканогенными породами.

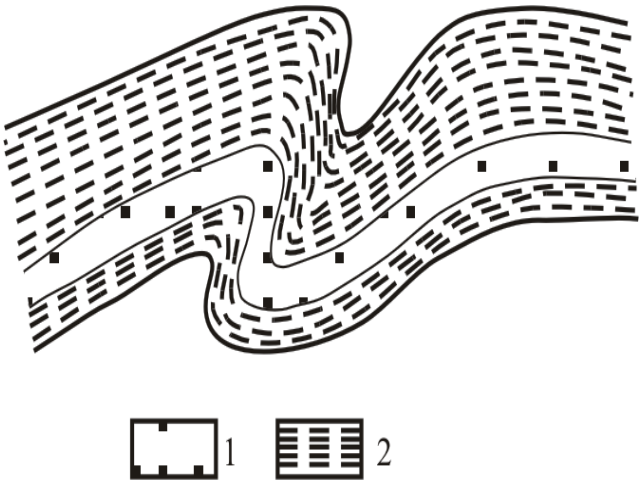


Рис. 1.1. Схема пластового резервуара:
1 – коллектор (песок); 2 – плохо проницаемые породы (глины) (по С.В. Зиминой) [4]

Пластовый резервуар представляет собой коллектор, значительно распространенный по площади (сотни и тысячи квадратных километров). Такие резервуары сложены как карбонатными, так и терригенными образованиями (рис. 1.1) [4], содержат отдельные линзовидные прослойки непроницаемых пород в толще основного горизонта. Особенностями такого резервуара является сохранение мощности и литологического состава на большой площади.

Под массивным резервуаром (рис. 1.2) [4] понимают мощные (несколько сот метров) толщи пластов-коллекторов, состоящие из многих проницаемых пластов-коллекторов различного или одинакового литологического состава. Они сложены терригенными и карбонатными породами (рис. 1.2).

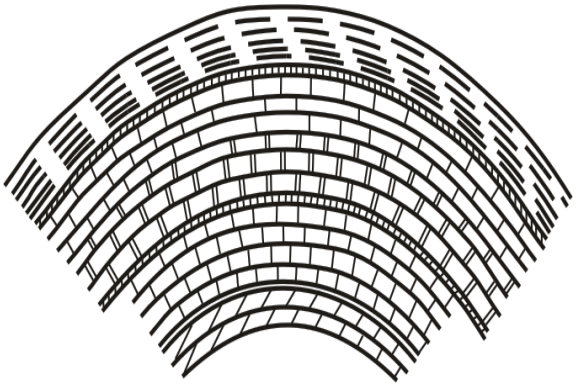


Рис. 1.2. Схема однородного массивного резервуара (по С.В. Зиминой) [4]

В толще пластов-коллекторов могут быть непроницаемые прослои, однако все пласты проницаемых пород сообщаются, представляя единый природный резервуар.

Природные резервуары, литологически ограниченные, практически со всех сторон окружены непроницаемыми породами. Примером такого резервуара может служить линза песков в толще глинистых пород (рис. 1.3) [4]. В эту группу объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие УВ окружены со всех сторон либо практически непроницаемыми породами, либо породами, насыщенными слабоактивной водой.

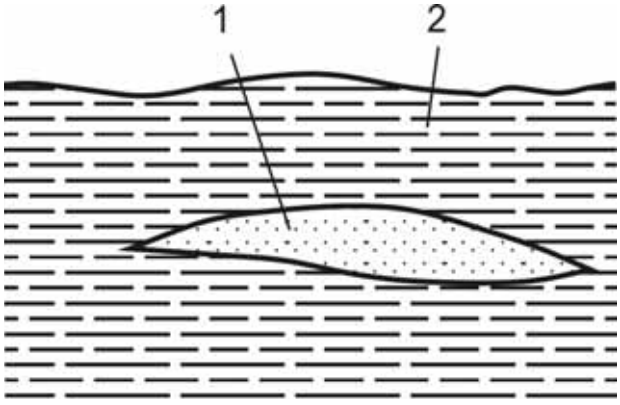


Рис. 1.3. Линза песков (1) в толще глин (2) (по С.В. Зиминой) [4]

Для формирования скоплений нефти и газа необходимо выполнение ряда условий: наличие проницаемых горных пород (коллекторов), непроницаемых горных пород, ограничивающих перемещение нефти и газа по вертикали (покрышек), а также пласта особой формы, попав в который нефть и газ оказываются как бы в тупике (*ловушке*).

Ловушка нефти и газа – это часть природного резервуара, в которой благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа [4].

Примеры ловушек в пластовом, массивном и литологическом природных резервуарах показаны на рис. 1.4 [4].

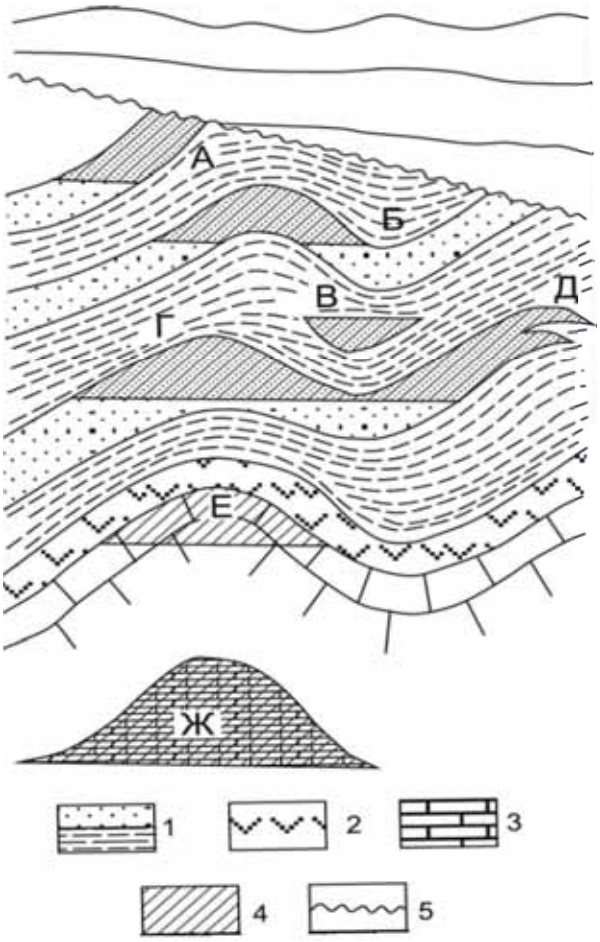


Рис. 1.4. Ловушки нефти и газа в пластовых (А, Б, Г), массивных (Е, Ж) и литологических (В, Д) природных резервуарах (по С.В. Зиминой) [4]:
породы: 1 – терригенные; 2 – хемогенные; 3 – карбонатные; 4 – ловушки; 5 – поверхность стратиграфического несогласия

По происхождению различают следующие ***ловушки:***

• ***структурные (сводовые)*** – образованные в результате изгиба слоев (рис. 1.4, *Б*, *Г*, *Е*) [4] и (или) разрыва их сплошности;

• ***стратиграфические*** – сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков и перекрытия их затем непроницаемыми породами (рис. 1.4, *А*) [4];

• ***тектонические*** – образованные в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга; пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкасаться с непроницаемой горной породой;

• ***литологические*** – образованные в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми (рис. 1.4, *В*, *Д*) [4];

• ***рифогенные*** – сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела (рис. 1.4, *Ж*) [4] и последующего его перекрытия непроницаемыми породами.

При различном вещественном составе пород – коллекторов формируется определенный ***тип пустотного пространства – поровый, трещинный, кавернозный, смешанный в разных сочетаниях.***

Пустотное пространство характеризуется ***пустотностью в целом*** ($k_{пуст}$)***, пористостью*** ($k_{п}$)***, трещиноватостью*** ($k_{тр}$)***, кавернозностью*** ($k_{кав}$)***, вторичной трещиноватостью*** ($k_{вт.\ трещ}$) ***и вторичной кавернозностью*** ($k_{вт.\ кав}$). Под ***пустотностью*** понимаются все виды пустот в породах, образованных порами, кавернами и трещинами:

$$k_{\text{ï óñò}} = k_{\text{ï}} + k_{\text{òð}} + k_{\text{êàâ}}. \qquad (1.1)$$

В ***поровом коллекторе*** по сообщаемости пор друг с другом различают **пористость *полную (абсолютную, физическую, общую), открытую, эффективную,*** оцениваемые соответственно коэффициентами $k_{\text{п}}$, $k_{\text{по}}$, $k_{\text{эф}}$:

$$k_{\text{ï}} = k_{\text{ï î}} + k_{\text{ýô}}. \qquad (1.2)$$

По способности пор принимать, содержать и отдавать свободную жидкость или газ выделяют ***пористость эффективную***, оцениваемую коэффициентом:

$$k_{\text{ýô}} = k_{\text{ï î}}(1 - k_{\text{âî}}), \qquad (1.3)$$

где $k_{\text{во}}$ – коэффициент остаточной (несжижаемой) водонасыщенности.

Водонасыщенные породы характеризуются коэффициентом водонасыщенности:

$$k_{\text{â}} = k_{\text{âî}} + k_{\text{âï}}, \qquad (1.4)$$

где $k_{\text{вп}}$ – коэффициент подвижной водонасыщенности.

В процессе формирования залежей нефти и газа в нефтяной и газовой частях пласта остается вода, удерживаемая силами поверхностного натяжения, называемая связанной (остаточной, реликтовой). Количество связанной воды зависит от коллекторских свойств пласта, а также от содержания в нефти поверхностно-активных веществ. Определение количества связанной воды в нефтяном или газовом пласте необходимо для расчета коэффициентов нефтенасыщенности и газонасыщенности [2].

Коэффициентом нефтенасыщенности ($k_{\text{н}}$) (**газонасыщенности** ($k_{\text{г}}$)) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Коэффициентом водонасыщенности ($k_{\text{в}}$) коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Доля остаточной воды в открытом пустотном пространстве в зонах предельного насыщения нефтяных (газовых) залежей оценивается **коэффициентом остаточной водонасыщенности** ($k_{\text{во}}$).

В ***нефтенасыщенном коллекторе:***

$$k_{\text{âî}} + k_{\text{í}} = 1. \qquad (1.5)$$

Соответственно в ***газонасыщенном коллекторе:***

$$k_{\text{âî}} + k_{\text{ã}} = 1. \qquad (1.6)$$

Если вместе с остаточной водой содержится и ***остаточная нефть***, то

$$k_{\text{âî}} + k_{\text{ã}} + k_{\text{í}} = 1. \qquad (1.7)$$

В переходных зонах доля пустотного пространства, насыщенного водой, возрастает за счет подвижной воды. В этих зонах и ниже ВНК насыщение открытого пустотного пространства водой оценивается **коэффициентом водонасыщенности** ($k_{\text{в}}$)**.**

Соответственно,

$$k_{\text{â}} + k_{\text{í}} = 1, \qquad (1.8)$$

$$k_{\text{â}} + k_{\text{ã}} = 1. \qquad (1.9)$$

Минимальные значения параметров, характеризующих насыщение коллекторов нефтью или газом на контакте нефть–газ (газ–вода), названы **граничными значениями**.

В отличие от них минимальные значения параметров продуктивных пластов, характеризующих породу как коллектор, названы **кондиционными значениями.**

В трещинном коллекторе емкостные свойства коллектора определяются ***трещиноватостью***, обусловленной системой трещин разной раскрытости, протяженности и пространственной ориентации.

В трещинно-каверновом коллекторе отношение $k_{\text{кав}}/k_{\text{тр}}$ составляет 5–10, возрастая в закарстованных известняках.

1.3. Условия залегания флюидов в залежи

Любое естественное скопление нефти, газа, конденсата и других компонентов в ловушке называется залежью. ***Если скопление УВ достаточно велико и рентабельно для разработки, оно называется промышленной залежью нефти и газа*** [3].

В зависимости от распределения газа, нефти и воды в залежи существуют определенные ***условия залегания флюидов***. К таким условиям можно отнести:

- гипсометрическое положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов;
- высоту залежи;

- размеры нефтяной (НЗ), газовой (ГЗ), водонефтяной (ВНЗ), газонефтяной (ГНЗ) и газоводяной (ГВЗ) зон;
- нефтегазонасыщенную толщину пласта;
- величины начальной и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности пород-коллекторов, изменяющиеся по площади и разрезу;
- начальные пластовые давление и температура.

1.4. Основные классы залежей

Согласно классификации А.А. Бакирова в зависимости от строения резервуара выделяются **четыре основных класса локальных скоплений** нефти и газа [4]:

- класс структурных залежей (рис. 1.5, 1.6, 1.7) [4];
- класс литологических залежей (рис. 1.8, 1.9) [4];
- класс рифогенных залежей (рис. 1.10) [4];
- залежи стратиграфического класса (рис. 1.11) [4].

В ***классе структурных залежей*** выделяются залежи [4]:

- сводовые (рис. 1.5) [4];
- тектонически экранированные (рис. 1.6) [4];
- приконтактные (рис. 1.7) [4].

К ***классу литологических залежей*** относятся залежи [4]:

- литологически экранированные (рис. 1.8) [4];
- литологически ограниченные (рис. 1.9) [4].

Рифогенные залежи образуются в теле рифовых массивов (рис. 1.10) [4].

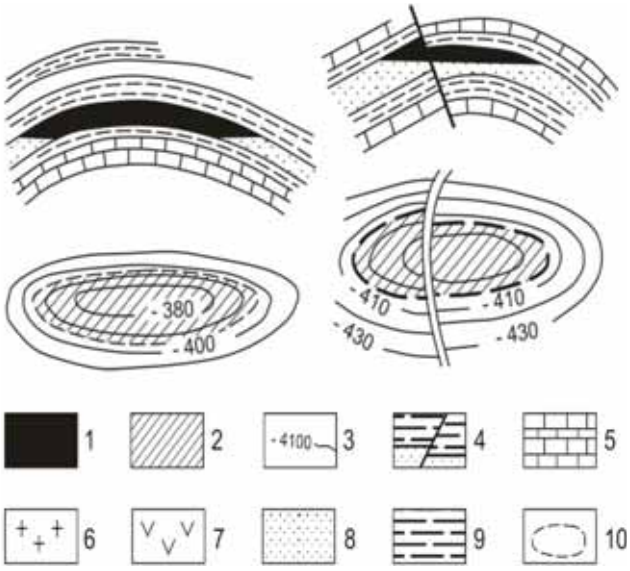


Рис. 1.5. Сводовые залежи в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову): а – ненарушенные; б – нарушенные. 1, 2 – нефть соответственно на профиле и в плане; 3 – стратоизогипсы по кровле продуктивного пласта, м; 4 – нарушения; 5 – известняки; 6 – вулканогенные образования; 7 – соляной шток; 8 – песчаные породы; 9 – глины; 10 – контур нефтеносности

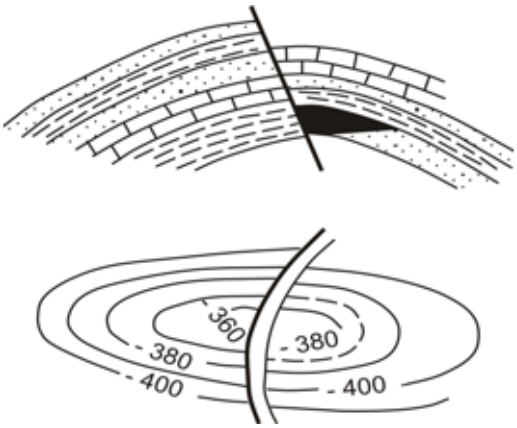


Рис. 1.6. Тектонически экранированные залежи в разрезе и в плане (присбросовые) по А.А. Бакирову). Условные обозначения на рис. 1.5

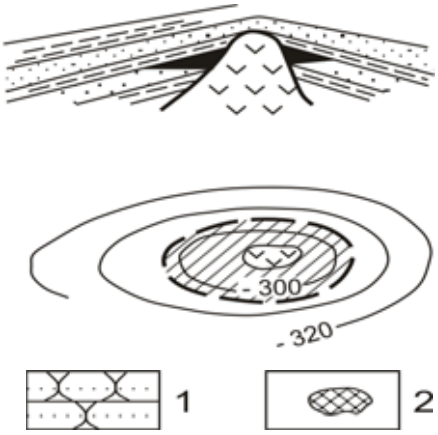


Рис. 1.7. Приконтактные залежи с соляными штоками в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову). Условные обозначения на рис. 1.5

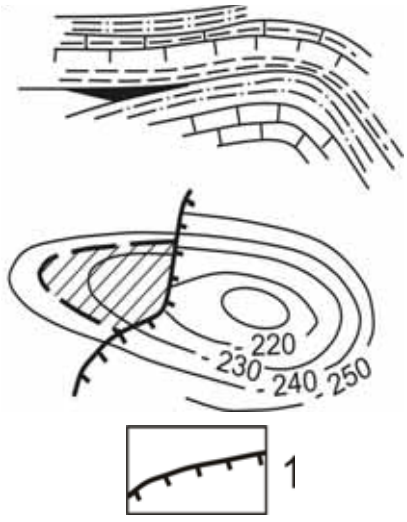


Рис. 1.8. Литологически экранированные залежи (связанные с выклиниванием пласта-коллектора по восстанию слоев) в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову). Условные обозначения на рис. 1.5

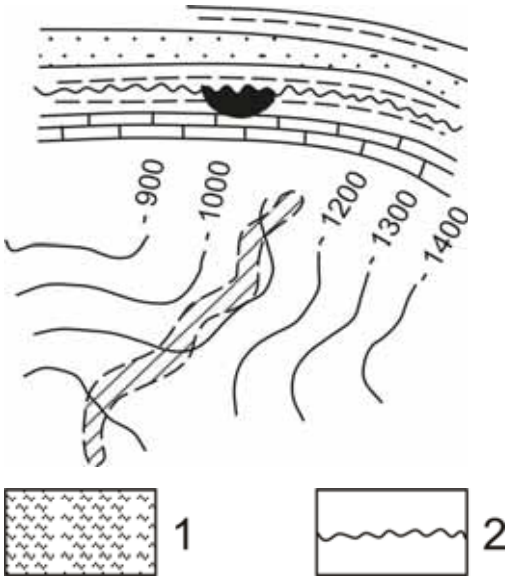


Рис. 1.9. Литологически ограниченные залежи (шнурковые или рукавообразные) в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову). Условные обозначения на рис. 1.5

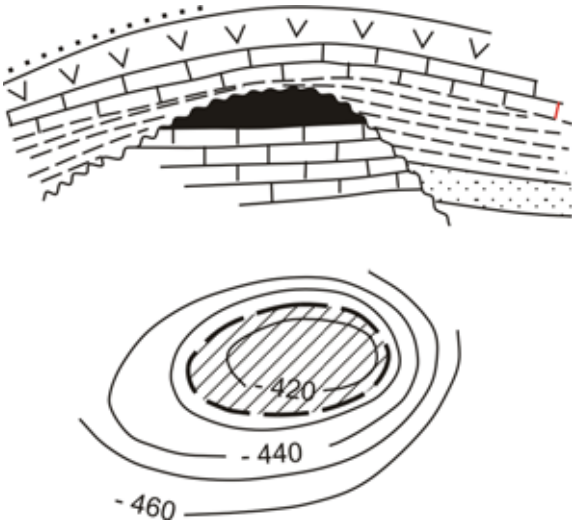


Рис. 1.10. Залежи рифогенных образований в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову). Условные обозначения на рис. 1.5

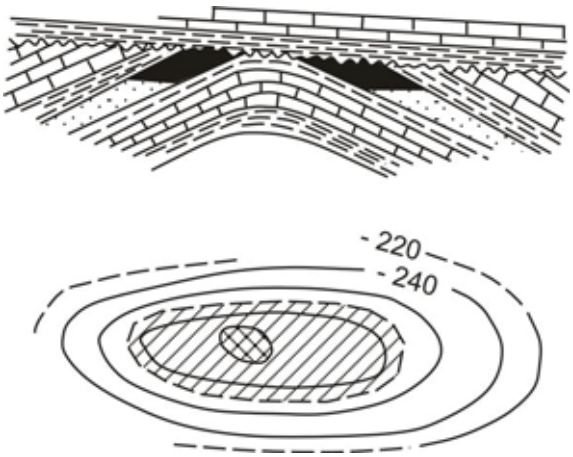


Рис. 1.11. Стратиграфические залежи (в пределах локальных структур) в разрезе и в плане (по А.А. Бакирову). Условные обозначения на рис. 1.5

Формирование ***залежей стратиграфического класса*** происходило в пластах-коллекторах, до этого срезанных эрозией и стратиграфически несогласно перекрытых непроницаемыми слоями более молодого возраста (рис. 1.11) [4].

1.5. Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов

В зависимости от **фазового состояния** и основного состава углеводородных соединений в недрах **залежи нефти и газа подразделяются на однофазные и двухфазные** (рис. 1.12) [2, 5].

К **однофазным залежам** относятся:

· ***нефтяные,*** содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом (рис. 1.12, *а*) [2, 5];

· ***газовые,*** содержащие только газ (рис. 1.12, *г*) [2, 5].

К **двухфазным залежам** относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат.

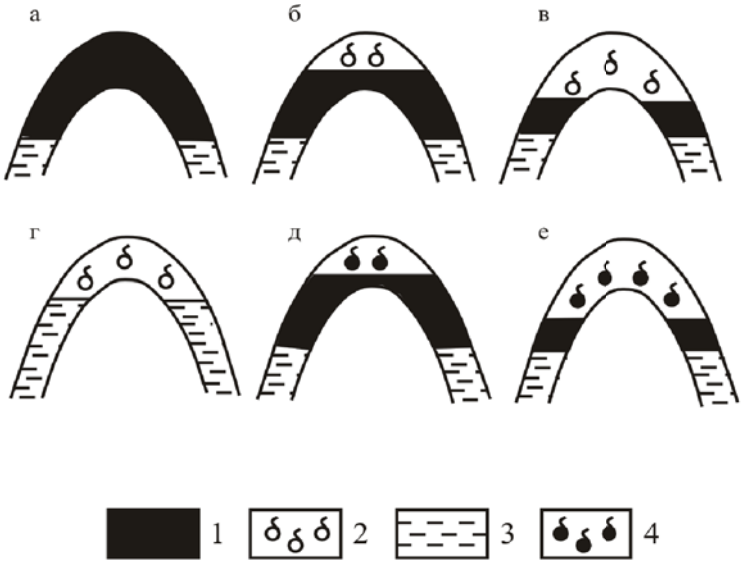


Рис. 1.12. Классификация залежей по фазовому состоянию УВ (по И.С. Гутману) [2]: залежи: а – нефтяные; б – газонефтяные; в – нефтегазовые; г – газовые; д – газоконденсатнонефтяные; е – нефтегазоконденсатные. 1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода; 4 – газоконденсат

Двухфазные залежи подразделяются:

- на *газонефтяные,* в которых основная по объему часть нефтяная и меньшая – газовая (газовая шапка) (рис. 1.12, *б*) [2, 5];
- *нефтегазовые,* в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы, а также залежи с нефтяной оторочкой (рис. 1.12, *в*) [2, 5];
- *газоконденсатнонефтяные,* в которых основная по объему нефтяная часть (рис. 1.12, *д*) [2, 5];
- *нефтегазоконденсатные,* в которых основная по объему газоконденсатная часть (рис. 1.12, *е*) [2, 5].

1.6. Природные режимы залежей

Природным режимом залежи называется совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин [6].

В нефтяных залежах к основным силам, перемещающим нефть в пластах, относятся [4]:

- напор контурной воды под действием ее массы – *водонапорный режим (жестководонапорный)* (рис. 1.13, *а*) [4];
- напор контурной воды в результате упругого расширения породы и воды – *упруговодонапорный режим*;
- давление газа газовой шапки – *газонапорный режим (режим газовой шапки)* (рис. 1.13, *б*) [4];
- упругость выделяющегося из нефти растворенного в ней газа – *режим растворенного газа* (рис. 1.13, *в*) [4];

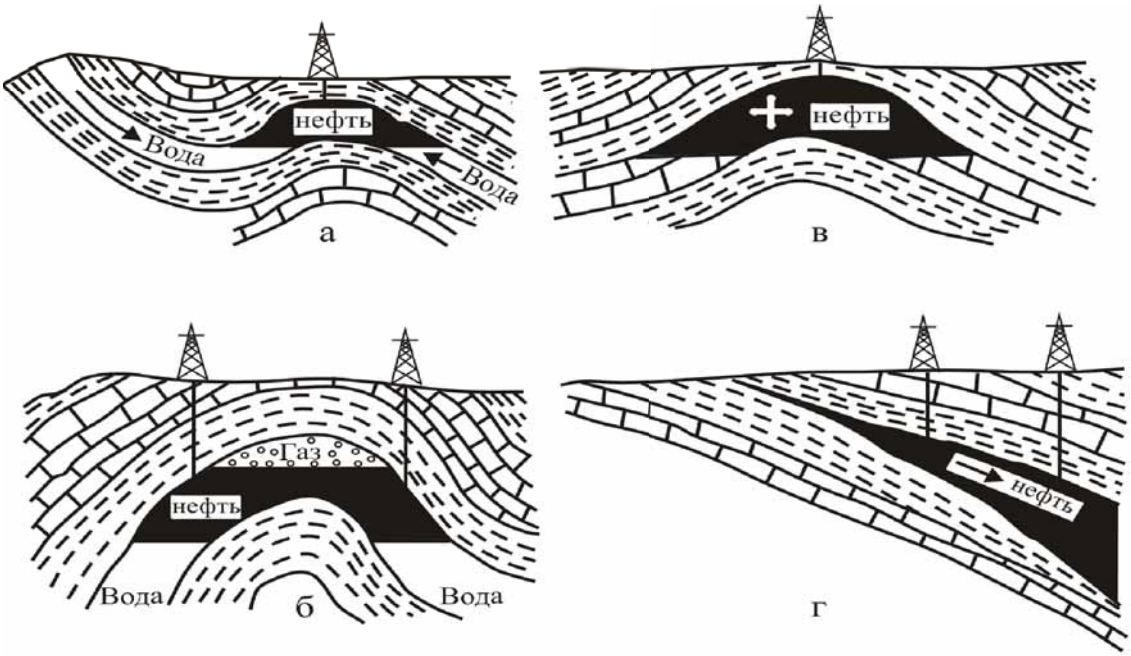


Рис. 1.13. Типы режимов нефтяного пласта (по С.В. Зиминой) [4]:
а – водонапорный; б – газонапорный; в – режим растворенного газа; г – гравитационный

- сила тяжести нефти – *гравитационный режим* (рис. 1.13, *г*) [4].

В газовых и газоконденсатных залежах источниками энергии является давление, под которым находится газ в пласте, и напор краевых пластовых вод. Соответственно различают **режимы**:

- *газовый* – источником энергии является давление, под которым газ находится в пласте;
- *упруговодогазонапорный* – источником энергии является напор краевых пластовых вод.

Режим залежи зависит от различных факторов: неоднородности продуктивного пласта, состава и фазового состояния УВ, фазовых проницаемостей пород, продуктивности скважин, гидропроводности, пьезопроводности, степени гидрофобизации пород, полноты вытеснения нефти вытесняющим агентом [6].

1.7. Месторождения нефти и газа

Термин «**месторождение нефти и газа**» не отвечает действительному смыслу этого понятия, так как образование залежей происходит в результате сложных миграционных процессов, протекающих в недрах. Поэтому правильнее говорить о «***местоскоплении залежей нефти и газа***» (термин введен А.А. Бакировым). Но далее будем применять более привычный термин – ***месторождение*** [4, 7].

Под месторождением нефти и газа понимается совокупность залежей, расположенных территориально в пределах одной площади и приуроченных к единой тектонической структуре.

Понятия «месторождение» и «залежь» равнозначны, если на одной площади имеется всего одна залежь, такое месторождение называется ***однопластовым.*** Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть ***многопластовым.***

В соответствии с Временной классификацией [8], утвержденной в 2001 г., месторождения нефти и газа **по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа** подразделяются:

- на уникальные;
- крупные;
- средние;
- мелкие.

Классификация запасов месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа приведена в табл. 1.4 [8].

Таблица 1.4

Классификация запасов месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа

Месторождения	Запасы	
	извлекаемые нефти, млн т	геологические газа, млрд м^3
Уникальные	более 300	более 500
Крупные	60–300	75–500
Средние	15–60	40–75
Мелкие	менее 15	менее 40

По сложности геологического строения выделяются залежи [8]:

- ***простого строения*** – однофазные залежи, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу (рис. 1.14, *а*);
- ***сложного строения*** – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, **или** наличием литологи-

ческих замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений (рис. 1.14, *б*);

- ***очень сложного строения*** – одно- и двухфазные залежи, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов (рис. 1.14, *в*).

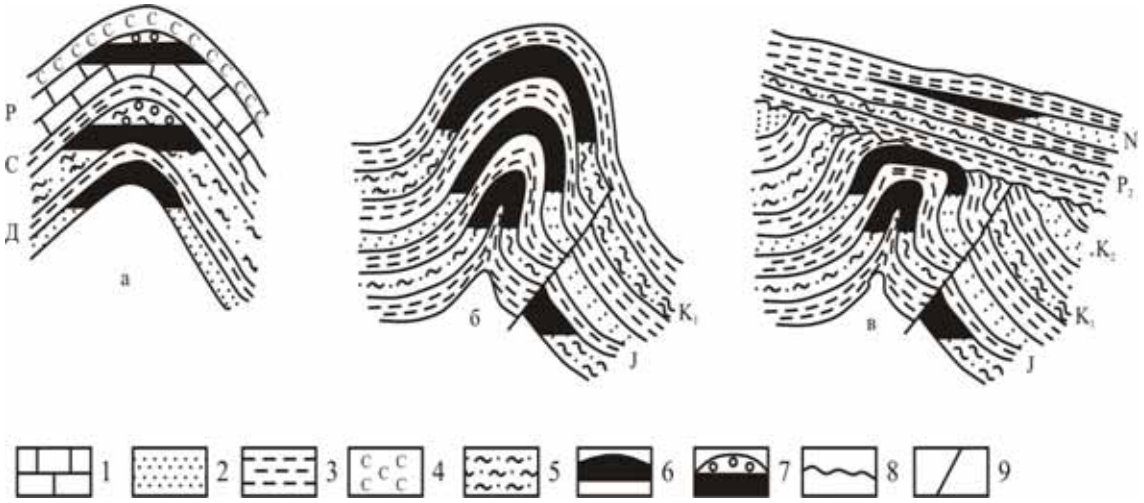


Рис.1.14. Месторождения нефти и газа
(по Л.П. Мстиславской, В.П. Филиппову):
а – простого строения; б – сложного строения; в – очень сложного строения.
1 – известняк; 2 – песок, песчаник; 3 – глина, аргиллит; 4 – каменная соль;
5 – алевролит; 6 – нефтяная залежь; 7 – нефтегазовая залежь;
8 – стратиграфическое несогласие; 9 – разлом

Сложность геологического строения месторождений устанавливается исходя из соответствующих характеристик основных залежей, заключающих основную часть **(больше 70 %)** запасов месторождения.

Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленного освоения определяется степенью их изученности, независимо от размера и сложности геологического строения.

Контрольные вопросы

1. Каким образом подразделяются нефти по групповому углеводородному составу, по содержанию парафинов, серы, смол?
2. При каком процентном содержании в нефтях сера имеет промышленное значение?
3. Перечислите основные параметры нефтей в стандартных условиях.
4. При каких процентных содержаниях в газе этан, гелий, сероводород имеют промышленное значение?
5. Назовите основные параметры газа.
6. Перечислите основные параметры конденсата.
7. Какими свойствами и параметрами характеризуются подземные воды?
8. Что понимается под природным резервуаром?
9. Какие существуют типы природных резервуаров?
10. Что такое ловушка нефти и газа?
11. Назовите типы ловушек по происхождению.
12. Что понимается под пористостью?
13. Назовите виды пористости.
14. Дайте определение коэффициентов нефтенасыщенности, газонасыщенности и водонасыщенности.
15. Какая залежь называется промышленной?
16. Чем определяется залегание нефти и газа в залежах?
17. Назовите основные классы залежей.
18. Каким образом подразделяются залежи нефти и газа в зависимости от фазового состояния УВ?
19. Что понимается под природным режимом залежи?
20. Какие режимы существуют в нефтяных и газовых залежах?
21. Что представляет собой месторождение?
22. Каким образом подразделяются месторождения нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа?
23. Что представляет собой месторождение простого строения?
24. Чем отличается месторождение сложного строения от месторождения очень сложного строения?
25. Каким образом определяется сложность геологического строения месторождений?

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

2.1. История развития классификаций запасов и ресурсов

Впервые подсчет запасов нефти объемным методом в **1888 г.** выполнил горный инженер А.М. Коншин. В его работе отражены результаты подсчета по Ильскому и Крымскому районам Кубани [2].

Первые классификации твердых полезных ископаемых появились в начале XX века. Первой была разработана такая Классификация для рудных полезных ископаемых Лондонским Институтом горного дела и металлургии в **1907 г.** [2], которая применялась в России для подсчета запасов нефти. В соответствии с этой Классификацией было выделено *3 группы запасов:*

1) видимые – полная оконтуренность запасов (подготовленность);
2) вероятные – частичная подготовленность запасов;
3) возможные – запасы, не оцениваемые количественно.

В **1912 г.** XI Международный геологический конгресс принял классификацию, в которой учитывалась геологическая изученность и категории запасов были обозначены индексами **A**, **B** и **C** [2].

В основу первой классификации в СССР (**1928 г.**), используемой для подсчета промышленных запасов нефти, была положена дифференциация запасов по степени изученности и подготовленности их к промышленному освоению.

В соответствии с изменением очередных задач плановой экономики СССР и по мере развития геологических знаний о месторождениях нефти и газа, первая классификация (1928 г.) пересматривалась в 1932, 1942, 1959, 1970, 1983 годах.

В соответствии с Временной классификацией запасов (**1928 г.**) были выделены категории запасов и добавлены добавлены буквенные символы [2]:

1) подготовленные запасы (категория **A**), которые могут быть извлечены уже существующими эксплуатационными скважинами;

2) разведанные запасы (категория **В**), которые могут быть получены в пределах оконтуренной нефтеносной площади новыми скважинами;
3) предполагаемые запасы (категория **С**), которые можно получить на площади, недостаточно разведанной бурением.

В **1932 г.** И.М. Губкин предложил Классификацию, в которой выделил *5 категорий* запасов нефти [2]:
1) категория $\mathbf{A_1}$ – подготовленные;
2) категория $\mathbf{A_2}$ –разведанные;
3) категория **В** – видимые;
4) категория $\mathbf{C_1}$ – предполагаемые;
5) категория $\mathbf{C_2}$ – геологические.

В **1942 г.** Комитет по делам геологии утвердил новую Классификацию, в которую был заложен принцип различия степени разведанности площадей, их подготовленности к разработке и различия степени изученности. В ней выделено *5 категорий запасов*. Впервые разработана *Инструкция* по применению этой Классификации.

В **1959 г.** введен новый документ «Классификация запасов месторождений (залежей) нефти и горючих газов», в котором запасы разделены на *2 группы,* подлежащие раздельному учету:
1) балансовые запасы – запасы, извлеченные из недр при современной технике добычи;
2) забалансовые запасы – неизвлекаемые запасы, которые по каким-либо причинам не могут быть вовлечены в разработку в настоящее время.

В группе балансовых запасов выделялись извлекаемые запасы.

В классификации **1959 г**. впервые введены такие понятия, как: категория $\mathbf{Д_1}$ – запасы нефти и газа в пределах перспективных территорий как с доказанной, так и предполагаемой нефтегазоносностью по слабоизученным ловушкам, категория $\mathbf{Д_2}$ – запасы нефти и газа в пределах неизученных или малоизученных территорий.

Разработка и принятие новых классификаций определялась, прежде всего, экономическими потребностями государства.

Так, например, в новой классификации **1970 г.** по сравнению с предыдущей (1959 г.) были внесены следующие изменения: снято ограничение расстояний между разведочными скважинами, снято требование подготовки не менее 40 % запасов по категориям $\mathbf{A + B + C_1}$. Эта классификация дала возможность ускорить развитие больших по площади месторождений Западной Сибири, так как в классифика-

ции 1959 г. было строго регламентировано расстояние между разведочными скважинами.

В **1983 г.** введена Классификация запасов месторождений, перс-пективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, в которой сохранились группы запасов (балансовые и забалансовые), подлежащие раздельному учету. В классификации впервые было введено понятие «ресурсы». В данной классификации выделены категории запасов и ресурсов:

- *разведанные запасы – категории* **А**, **В**, $\mathbf{C_1}$ и *предварительно оцененные* – категория $\mathbf{C_2}$;
- *перспективные ресурсы – категория* $\mathbf{C_3}$;
- *прогнозные ресурсы – категории* $\mathbf{Д_1}$ и $\mathbf{Д_2}$.

Новые условия недропользования стали причиной появления новой классификации. В соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах» и Положением о Министерстве природных ресурсов Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации (приказ от 25.09.2000 г. № 726) Министерством природных ресурсов введена Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (приказ МПР России от 07.02.2001 г. № 126) [8].

Этот приказ включает в себя [8]:

- Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ;
- Временную классификацию скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей);
- Временную классификацию запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

Во Временной классификации **2001 г.** выделены группы запасов, имеющие промышленное значение и подлежащие раздельному учету:

- геологические;
- извлекаемые.

В целом Временная классификация 2001 г. практически повторяет классификацию 1983 г., хотя и имеет ряд отличий. В этой классификации отменены такие понятия, как балансовые и забалансовые запасы, так как в новых условиях недропользования отсутствует понятие «допустимый уровень затрат».

В соответствии с Временной классификацией запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на:

- разведанные – категории **А**, **В** и $\mathbf{C_1}$;
- предварительно оцененные – категория $\mathbf{C_2}$.

Согласно этой же Временной классификации ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются:

- на перспективные – категория $\mathbf{C_3}$;
- прогнозные локализованные – категория $\mathbf{Д_{1л}}$;
- прогнозные – категории $\mathbf{Д_1}$ и $\mathbf{Д_2}$.

В **2005 г.** Министерством природных ресурсов утвержден приказ (приказ МПР России от 01.11.2005 г., № 298), в соответствии с которым **с 1 января 2009 г.** планировалось введение в действие Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [9].

Классификацию предлагается внедрить в практику вместе с новой Инструкцией по ее применению, Регламентом по составлению и оформлению отчетов по подсчету запасов и Регламентом по переоценке запасов в соответствии с новой классификацией. Переходный период, в течение которого планируется внедрение классификации, должен составить три года.

По сравнению с Временной классификацией 2001 г. в Классификацию 2009 г. внесены существенные изменения. Классификация углеводородного сырья будет основываться на принципах экономической эффективности, геологической изученности и степени промышленного освоения. При разработке новой классификации широко использовалась рамочная классификация ООН и международная система *SPE/WPG/AAPG.*

Нефть и горючие газы, находящиеся в недрах, на основе анализа геологической изученности и степени подготовленности к промышленному освоению подразделяются:

- на *геологические запасы* – количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах;
- *геологические ресурсы* – количество нефти, горючих газов и попутных компонентов, которое содержится в невскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах.

Запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования ***подразделяются на две группы***, подлежащие раздельному подсчету и учету, – ***промышленно значимые и непромышленные.***

Промышленно значимые запасы подразделяются на нормально рентабельные и условно рентабельные. На промышленно значимых месторождениях на основе технологических и экономических расчетов ***подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы. На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы.***

Геологические ресурсы по экономической эффективности подразделяются на две группы: рентабельные и неопределенно рентабельные. В рентабельных ресурсах выделяются извлекаемые ресурсы. В неопределенно рентабельных ресурсах извлекаемые ресурсы не выделяются.

По степени геологической изученности и промышленной освоенности ***извлекаемые запасы подразделяются на категории***:

1) категория **A** – достоверные;
2) категория **B** – установленные;
3) категория $\mathbf{C_1}$ – оцененные;
4) категория $\mathbf{C_2}$ – предполагаемые.

По степени геологической изученности и промышленной освоенности ***геологические ресурсы подразделяются на категории*:**

1) категория $\mathbf{D_1}$ – локализованные;
2) категория $\mathbf{D_2}$ – перспективные;
3) категория $\mathbf{D_3}$ – прогнозные.

Новую классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горячих газов планируется ввести в действие с 1 января 2012 г. Соответствующий приказ, подписанный Министром природных ресурсов и экологии РФ Юрием Трутневым, зарегистрирован в Министерстве юстиции РФ 22 декабря 2008 г. Перенос срока ввода классификации в действие связан с необходимостью проведения ее апробации на месторождениях распределенного фонда недр и внесения необходимых изменений в действующие нормативно-правовые акты.

В связи с переносом срока ввода классификации с 01.01.2009 г. на 01.01.2012 г. ныне действующей является Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (далее – Временная классификация), утвержденная в 2001 г.

2.2. Сущность Временной классификации запасов и ресурсов нефти и газа

«**Классификация запасов** – это единые нормативные научно-методические документы, синтезирующие накопленный опыт и определяющие тактику и стратегию поисков, разведки, геолого-экономической оценки и разработки месторождений нефти и газа, научные принципы планирования прироста запасов и масштабы добычи нефти и газа» (И.С. Гутман) [2].

Общие положения Временной классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (далее – **Временная классификация**) представлена в приложении 3 к приказу МПР России от 07.02.2001 г., № 126 [8].

Временная классификация устанавливает:

- единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению;
- условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения;
- основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

Запасы месторождений нефти и газа подсчитываются в Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по результатам геологоразведочных работ (**ГРР**) и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений и перспективных ресурсах нефти и газа используются при разработке концепции экономического и социального развития субъектов Российской Федерации, регионов и Российской Федерации в целом, а данные о запасах по месторождениям – для проектирования добычи и транспортировки нефти и газа.

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

При определении **запасов месторождений** подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти и газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесо-

образность которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, производятся по каждой залежи раздельно и месторождению в целом, по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

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

Запасы месторождений и перспективные ресурсы нефти и конденсата, а также этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы нефти и конденсата оцениваются в единицах массы; запасы месторождений и перспективные ресурсы газа и гелия подсчитываются и учитываются, а прогнозные ресурсы газа оцениваются в единицах объема.

Подсчет, учет и оценка производятся при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °С).

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

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

2.3. Классификации запасов нефти и газа, используемых в нефтяном мире

Прошлый двадцатый век характеризовался бурным ростом нефтедобычи в мире. Если в начале XX в. добыча нефти велась в 19 странах, то к его концу добыча осуществлялась более чем в 100 странах. Ежегодная добыча нефти в мире достигла 3,5 млрд т, газа – 2,3 трлн м^3, а текущие доказанные запасы нефти (с конденсатом) оцениваются в 156 млрд т, природного газа – 146 трлн м^3. В мире открыто более 30 тыс. нефтегазовых месторождений, содержащих более 100 тыс. залежей нефти. В начале XXI в. нефть остается самым важным и нужным для человека полезным ископаемым. Из нее получают более 2,5 тыс. раз-

личных продуктов, главным из которых является топливо для двигателей внутреннего сгорания.

Учет, количественная и качественная оценка запасов нефти, конденсата и газа и содержащихся в них ценных компонентов, заключенных в большом разнообразии геолого-физических условий их залегания, базируется на их систематизации или, как принято называть, классификации.

Из-за того, что используемые в нашей стране и за рубежом классификации запасов и ресурсов углеводородов основаны на разных принципах, их сопоставление может быть проведено очень условно даже по всей совокупности. Еще более неопределенным представляется выделение аналогов отдельных отечественных категорий ресурсов и запасов в зарубежных классификациях (табл. 2.1) [10].

В развитых нефтедобывающих странах применяется дифференциация запасов, базирующихся на степени экономической рентабельности и геологической надежности, согласно которой выделяются следующие группы запасов:

- **«доказанные»** (*Proved*);
- **«вероятные»** (*Probable*);
- **«возможные»** (*Possible*) (табл. 2.1).

«Доказанные запасы» (*Proved reserves*) – это запасы установленных залежей, которые могут быть извлечены из недр с высокой степенью надежности при существующих технико-экономических условиях и технологии добычи.

«Вероятные запасы» (*Probable reserves*) – это запасы, извлечение которых из недр носит вероятностный характер при существующих технико-экономических условиях и технологии. Они не обоснованы промышленной добычей и оцениваются по ограниченным признакам, требующим дополнительного подтверждения.

«Возможные запасы» (*Possible reserves*) выделяют на базе геологических данных, объем которых не позволяет относить их к более высоким категориям (табл. 2.1). По степени обоснованности возможные запасы в зарубежных классификациях соответствуют перспективным ресурсам категории $\mathbf{C_3}$ российской классификации.

Термин **«доказанные запасы»** и его аналоги используются многими странами (табл. 2.2) [10]. Критерии выделения указанной группы запасов на месторождениях нефти практически одинаковы. В Нидерландах, Дании, Мексике эти требования менее жесткие и к указанной группе относят также часть менее достоверных запасов.

Таблица 2.1

Сопоставление классификаций запасов и ресурсов нефти и газа

<table>
<tr><th colspan="3">РФ</th><th colspan="4">США, Канада, Саудовская Аравия</th><th>Франция, Германия, Нидерланды</th><th>Северная Африка</th></tr>
<tr><td rowspan="4">Запасы</td><td rowspan="3">Разведанные</td><td>А</td><td rowspan="4">Открытые</td><td rowspan="3">Показанные</td><td>Разбуренные, разрабатываемые</td><td rowspan="2">Измеренные</td><td>Доказанные</td><td rowspan="3">Доказанные</td></tr>
<tr><td>В</td><td>Неразрабатываемые</td><td></td></tr>
<tr><td>C_1</td><td>Предполагаемые</td><td rowspan="2">Вероятные</td><td rowspan="3">Вероятные</td></tr>
<tr><td>Предварительно оцененные</td><td>C_2</td><td colspan="2">Рассчитанные</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td rowspan="4">Ресурсы</td><td>Перспективные</td><td>C_3</td><td colspan="4">Возможные</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>Прогнозные локализованные</td><td>$Д_{1л}$</td><td colspan="4" rowspan="2">Гипотетические</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Прогнозные</td><td>$Д_1$</td></tr>
<tr><td>$Д_2$</td><td colspan="4">Умозрительные</td></tr>
</table>

В табл. 2.2 приведено сравнение классификационных систем запасов и ресурсов нефти и газа различных стран.

Термины «**вероятные**» и «**возможные запасы**» также широко применяются в нефтедобывающих странах. Однако группирование запасов на «вероятные» и «возможные» не всегда решается однозначно из-за того, что нет единых принципов отнесения запасов к той или иной категории. Это усугубляется тем, что перевод указанных терминов с английского языка на другие языки не позволяет четко определить смысловую разницу в этих понятиях. В связи с этим данные группы запасов всегда являлись предметом широкой дискуссии.

Таблица 2.2

Сравнение классификационных систем запасов и ресурсов нефти и газа различных стран

Страна или организация	Открытые			Неоткрытые
	Доказанные	Вероятные	Возможные	Умозрительные
Австралия	1. Доказанные и вероятные			
	2. P_1	P_2 (P_1)	P_3 (P_1 + P_2)	
	3. Определенные и доказанные экономические		Предполагаемые	Гипотетические + умозрительные
Австрия	Доказанные	Вероятные	Возможные	Потенциальные
Дания	1. Доказанные	Недоказанные		Потенциальные
	2. Доказанные	Вероятные	Возможные	
Франция	Доказанные	Вероятные	Возможные	Гипотетические
Индия	Доказанные (А+В)	Вероятные (С)		Умозрительные
Испания	Доказанные	Вероятные	Возможные	
Великобритания	Доказанные	Вероятные	Возможные	
ООН, 1977	Доказанные	Дополнительные менее достоверные	Дополнительные менее достоверные	Неоткрытые
ООН, 1979	r - I-E	r - i и r – I-M	r - 2	r - 3
Венесуэла	Доказанные, полудоказанные, вероятные, возможные			
ФРГ	Доказанные	Вероятные	Технически указанные	Геологически указанные
Нидерланды	Доказанные	Недоказанные	Потенциальные	
Канада	Установленные запасы	Дополнения к существующим бассейнам		Будущие открытия
Иран	Доказанные	Вероятные	Возможные и умозрительные	
США	Измеренные или доказанные	Указанные	Предполагаемые	Гипотетические + умозрительные
Россия	А + В + + часть C_1	Часть C_1	Часть C_1 + + часть C_2	Часть C_2+ $Д_{1Л}$ + + $Д_1$ + $Д_2$
Мировой конгресс, 1980	Доказанные	Дополнительные в доказанных нефтяных областях		Дополнительные в других зонах
Малайзия	Доказанные	Вероятные	Возможные	
Мексика	Доказанные	Вероятные		Потенциальные

Ряд стран, в том числе Канада, Венесуэла, Нидерланды, Дания и ФРГ, отказались от применения традиционных терминов «вероятные» и «возможные» запасы и для обозначения запасов с меньшей степенью разведанности применяют иную терминологию (табл. 2.2).

Правительством Венесуэлы введена промежуточная категория «полудоказанные» (*half-proved*) запасы для применения в случае сложнопостроенной залежи. В Нидерландах часть «вероятных» запасов и категория «возможных» объединены под общим термином «недоказанные запасы» (*Unproved*) (табл. 2.2) [10].

Согласно канадской системе классификации также выделяется категория, которая названа как «дополнения к существующим бассейнам» и имеет более узкие границы применения, чем сумма категорий «возможных» и «вероятных».

Геологическая служба ФРГ наименее надежные запасы обозначает как «технически указанные» и «геологически указанные».

Прогнозные локализованные ресурсы $\mathbf{Д_{1л}}$ и прогнозные ресурсы категорий $\mathbf{Д_1}$ и $\mathbf{Д_2}$ в определенной степени отвечают требованиям, предъявляемым к выделению «гипотетических» (*hypothetical*) и «умозрительных» (*speculative*) запасов. В некоторых странах выделяют лишь одну категорию прогнозных запасов – «потенциальные» (*Potential*) (табл. 2.1).

Нередко в пределах одной страны официально используют несколько классификационных систем. Так, например, в Австралии применяют сразу три классификации. Бюро минеральных источников, геологии и геофизики использует обычную систематизацию запасов: «доказанные», «вероятные» и «возможные». Австралийским Советом по минералам и энергии утверждены три категории: P_1 – «доказанные», обеспечивающие 90%-ю надежность, P_2 – «доказанные» + «вероятные» (60%-я надежность) и P_3 – «доказанные» + «вероятные» + «возможные» (5%-я вероятность). Национальная энергетическая совещательная комиссия подразделяет запасы на две категории: «определенные и доказанные экономические» (*proved*) и «предполагаемые» (*estimated*) (табл. 2.2).

Несмотря на различия классификаций запасов нефти и газа, условиями применения каждой предусмотрено выделение так называемых «неэкономических» (*noneconomic*), «приграничных» (*paramarginal*) и других групп запасов, т. е. запасов, нерентабельных для разработки при существующих ценах, технике и технологии добычи нефти.

Помимо понятий «прогнозные ресурсы» и «разведанные запасы» нефти и газа существует понятие «суммарные ресурсы», которые вклю-

чают в себя и ресурсы, и запасы всех категорий, в том числе, и то количество УВ, которое уже извлечено.

При этом, надо отметить, что наибольшая часть потенциальных ресурсов (разведанных + прогнозных) нефти сосредоточена в развивающихся странах, которые являются главными экспортерами, а на долю наиболее крупных капстран – нефтеимпортеров (США, Япония, страны Западной Европы) приходится меньше нефти и преимущественно – это дорогая нефть.

Ресурсы газа Западной Европы и наиболее дешевая их часть Северной Америки могут быть исчерпанными уже к 2025 г. В то же время газовый потенциал развивающихся стран Азии, Африки и Южной Америки очень велик.

Разведанные (доказанные) запасы нефти и газа в мире на начало 2004 г. оцениваются в 189,2 млрд т нефти и 172,1 трлн $м^3$ газа. По зарубежным странам около 60 % запасов нефти и более 40 % запасов газа находятся в недрах стран Ближнего и Среднего Востока.

Основные запасы нефти в мире сосредоточены в Саудовской Аравии, России, Канаде, Кувейте, Ираке, Иране, ОАЭ, а главные запасы газа в мире находятся в России, Иране, Катаре, ОАЭ, США, Саудовской Аравии, Алжире.

Одной из важнейших особенностей выявленных запасов УВ является крайне неравномерное их размещение, т. е. концентрация преобладающей доли запасов в пределах небольшого количества районов и площадей. Например, в США из 27,5 тыс. открытых месторождений нефти в пределах всего 772 площадей (2,8 %) содержится 67 % выявленных извлекаемых запасов нефти.

Всего в 24 гигантских газовых скоплениях мира, составляющих менее 1 % от общего количества открытых месторождений газа, сосредоточено более 70 % выявленных суммарных запасов газа.

Разведанные запасы нефти на территории бывшего СССР составляют в среднем 6–10 % от общемировых. При этом, на долю России приходится 85 % запасов бывшей советской нефти, Казахстана – 9 %, Азербайджана – 2,3 %, Туркмении – 2 %, остальных стран – 1,7 %.

В Западной Сибири, являющейся лидером по запасам нефти в России, сосредоточено 72 % разведанных нефтяных запасов. Так, например, в Тюменской области находится 13,8 млрд т «черного золота», что сопоставимо с запасами Ирака (13,2 млрд т), Ирана (12,1 млрд т), Кувейта (13,1 млрд т), ОАЭ (12,6 млрд т). В Волго-Уральском регионе разведанные запасы нефти составляют 14 %, на Севере Европейской части – 7 %, в Восточной Сибири – 4 %, в остальных регионах и акваториях – 3 %.

Контрольные вопросы

1. Кем и когда впервые произведен подсчет запасов нефти объемным методом по Ильскому и Крымскому районам Кубани?
2. Какая Классификация применялась в России до революции и в первые годы Советской власти?
3. В чем сущность Классификации запасов, созданной И.М. Губкиным в 1932 году?
4. В чем заключаются отличия между Классификацией, введенной в 1983 г., и Временной классификацией, утвержденной в 2001 г.?
5. Что такое Классификация запасов?
6. Какие положения устанавливает Временная классификация, утвержденная в 2001 г.?
7. Каким образом и где подсчитываются запасы месторождений?
8. Каким образом оцениваются перспективные и прогнозные ресурсы нефти и газа?
9. Каким образом классифицируются группы запасов в развитых нефтедобывающих странах?
10. В каких странах сосредоточены основные запасы нефти и газа?
11. В каких регионах России располагаются основные разведанные запасы нефти?

3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Последовательность производства геологоразведочных работ (**ГРР**) была утверждена и ранее в Положении об этапах и стадиях ГРР на нефть и газ, утвержденном в 1983 г. Министерством геологии СССР, бывшими Министерствами нефтяной и газовой промышленности СССР. В 2001 г. с незначительными изменениями (в отличии от Положения... 1983 г.) введено в действие Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (далее – **Временное положение**) приказом МПР России № 126 от 07.02.2001 г., составленное в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах» и Положением о порядке лицензирования пользования недрами (1992 г.) [11].

Временное положение определяет последовательность проведения ГРР на нефть и газ в Российской Федерации, связанных с изучением нефтегазоносности, поисками, оценкой, разведкой и разработкой месторождений (залежей) нефти и газа, независимо от их ведомственной принадлежности, подчинения и форм собственности.

Геологоразведочный процесс представляет собой совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения [11].

Деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии имеет целью установление рациональной последовательности выполнения различных видов работ и общих принципов оценки их результатов на единой методической основе для повышения эффективности и использования недр. Виды, объемы работ и методы исследований, применяемые на отдельных этапах и стадиях, должны составлять рациональный комплекс, обеспечивающий решение основных геолого-экономических задач с минимальными затратами сил и средств в конкретных геологических и географических условиях и соответствовать

утвержденным нормативам, инструкциям и руководствам, регламентирующим их проведение.

Комплекс исследований и работ, выполняемый в скважинах различных категорий, определяется в соответствии с Временной классификацией скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей) (2001 г.).

ГРР осуществляются по проектам, которые составляются и утверждаются в соответствии с действующими инструкциями и нормативными документами.

Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр **подразделяются на три этапа – региональный, поисково-оценочный и разведочный с выделением в них стадий**. *В пределах одной территории возможно совмещение во времени различных этапов и стадий.* Во Временном положении об этапах и стадиях ГРР на нефть и газ, утвержденном в 2001 г. (приложение 1 к приказу МПР России от 07.02.2001 г. № 126), приведена схема стадийности геологоразведочных работ (табл. 3.1) [11].

3.1. Региональный этап

Целью региональных геолого-геофизических работ является изучение основных закономерностей геологического строения слабо исследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазоносности и определение первоочередных районов и литолого-стратиграфических комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах.

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

В соответствии с задачами **региональный этап разделяют на две стадии:**

- стадия прогноза нефтегазоносности;
- стадия оценки зон нефтегазонакопления.

Таблица 3.1

Схема стадийности геологоразведочных работ на нефть и газ

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов и запасов
Региональный	Прогноза нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	1. Выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов и структурно-фациальных зон, определение характера основных этапов геотектонического развития, тектоническое районирование. 2. Выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон возможного нефтегазонакопления, нефтегазогеологическое районирование. 3. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований	Прогнозные ресурсы $Д_2$ и частично $Д_1$
	Оценки зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	1. Выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами, основных закономерностей распространения свойств пород коллекторов и флюидоупоров и изменения их свойств. 2. Уточнение нефтегазогеологического районирования. 3. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности. 4. Выбор районов и установление очередности проведения на них поисковых работ	Прогнозные ресурсы $Д_1$ и частично $Д_2$

Продолжение табл. 3.1

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов и запасов
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	1. Выявление условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов. 2. Выявление перспективных ловушек. 3. Количествен. оценка прогнозных локализованных ресурсов. 4. Выбор объектов для детализационных работ	Прогнозные локализованные ресурсы $\mathbf{Д_{1л}}$
	Подготовки объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	1. Детализация выявленных перспективных ловушек, позволяющая прогнозировать пространственное положение залежей. 2. Количественная оценка перспективных ресурсов на объектах, подготовленных к поисковому бурению. 3. Выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение	Перспективные ресурсы $\mathbf{C_3}$
	Поиска и оценки месторождений (залежей)	Подготовленные ловушки, открытые месторождения (залежи)	1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров). 2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик. 3. Открытие месторождения и постановка запасов на Государственный баланс. 4. Выбор объектов для проведения оценочных работ. 5. Установление основных характеристик месторождений (залежей). 6. Подсчет запасов месторождений (залежей). 7. Выбор объектов разведки	Предварительно оцененные запасы $\mathbf{C_2}$ и частично разведанные запасы $\mathbf{C_1}$

Окончание табл. 3.1

Этап	Стадия	Объекты изучения	Основные задачи	Итоговая оценка ресурсов и запасов
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	Промышленные месторождения (залежи)	1. Уточнение геологического строения и запасов залежей. 2. Пробная эксплуатация для получения данных и параметров для составления технологической схемы разработки месторождений. 3. Перевод запасов категории $\mathbf{C_2}$ в категорию $\mathbf{C_1}$	Разведанные запасы $\mathbf{C_1}$ и частично предварительно оцененные запасы $\mathbf{C_2}$

3.1.1. Стадия прогноза нефтегазоносности

Основным объектом исследования являются осадочные бассейны и их части.

На стадии прогноза нефтегазоносности обосновываются наиболее перспективные направления дальнейших исследований и проводится выбор первоочередных объектов – нефтегазоперспективных районов и зон, перспективных комплексов.

Типовой комплекс региональных работ этой стадии ***включает*:**

- дешифрирование материалов аэро-, фото- и космических съемок, геологическую, гидрогеологическую, структурно-геоморфологическую, геохимическую мелкомасштабные съемки и другие исследования;
- аэромагнитную, гравиметрическую съемки масштабов 1:200000 – 1:50000 и электроразведку;
- сейсморазведочные работы по системе опорных профильных пересечений;
- бурение опорных и параметрических скважин на опорных профилях в различных структурно-фациальных условиях;
- обобщение и анализ геолого-геофизической информации, результатов бурения скважин.

На стадии прогноза нефтегазоносности по результатам работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и ***оценке прогнозных ресурсов категорий*** $Д_2$ ***и частично*** $Д_1$ с обязательным приложением основных графических документов. В окончательном отчете обосновывается выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

3.1.2. Стадия оценки зон нефтегазонакопления

Основными объектами исследования этой стадии являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления.

Типовой комплекс работ стадии оценки зон нефтегазонакопления включает все виды работ и методы исследований, проводимые на стадии прогноза нефтегазоносности, но выполняющиеся по более плотной сети наблюдений и с укрупнением масштабов исследований до 1:100000 – 1:25000.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления по результатам проведения работ и обобщения материалов составляются отчеты (годовые и окончательные) о геологических результатах и ***оценке ресурсов кате-***

горий **$Д_1$** ***и частично*** **$Д_2$** с обязательным приложением основных графических документов.

В окончательном отчете обосновывается выбор районов и установление очередности проведения на них поисково-оценочных работ.

3.2. Поисково-оценочный этап

Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа или новых залежей на ранее открытых месторождениях и **оценка их запасов в сумме категорий $С_1$ и $С_2$.**

Поисково-оценочный этап разделяется на три стадии:

- стадия выявления объектов поискового бурения;
- стадия подготовки объектов к поисковому бурению;
- стадия поиска и оценки месторождений (залежей).

3.2.1. Стадия выявления объектов поискового бурения

Объектами проведения работ являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью.

***Типовой комплекс работ включает*:**

- дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровней генерализации;
- структурно-геологическую (структурно-геоморфологическую) съемку;
- гравиразведку, магниторазведку и электроразведку;
- сейсморазведку по системе взаимоувязанных профилей;
- бурение структурных скважин;
- специальные работы и исследования по прогнозу геологического разреза и прямым поискам.

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

3.2.2. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению

Объектами проведения работ являются выявленные ловушки.

***Типовой комплекс работ включает*:**

- высокоточную гравиразведку и детальную электроразведку;

- детальную сейсморазведку;
- бурение структурных скважин.

По материалам геолого-геофизических работ по подготовке объектов к поисковому бурению составляется отчет о геологических результатах работ и паспорт на подготовленную структуру с ***оценкой перспективных ресурсов категории*** $\mathbf{C_3}$ с обязательным приложением основных графических документов.

3.2.3. Стадия поиска и оценки месторождений (залежей)

Объектами проведения работ являются подготовленные к поисковому бурению ловушки и открытые месторождения (залежи).

***Типовой комплекс работ включает*:**

- бурение и испытание поисково-оценочных скважин;
- детализационную скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку;
- специальные работы и исследования по изучению геологического разреза и положения контуров залежей и элементов ограничения залежи.

Объемы работ и виды геолого-геофизических исследований, а также их методика определяется проектом, а для каждой скважины – геолого-техническим нарядом, составленными и утвержденными в установленном порядке.

В процессе поиска месторождений (залежей) решается задача установления факта наличия или отсутствия промышленных запасов нефти и газа. В случае открытия месторождения (залежи) подтверждающие геолого-геофизические материалы в установленном порядке представляются на государственную экспертизу запасов и по ее результатам ставятся на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации.

В процессе оценки решаются следующие вопросы:

1) установление фазового состояния УВ и характеристик пластовых углеводородных систем;
2) изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
3) изучение ФЕС коллекторов;
4) определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;

5) установление коэффициентов продуктивности скважин и добывных возможностей;
6) ***предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям*** **C_2** ***и частично*** **C_1.**

В отдельных случаях при оценке месторождений с целью уточнения промысловых характеристик коллектора проводится опытная эксплуатация пробуренных в рамках данной стадии единичных скважин. Опытная эксплуатация проводится по индивидуальным проектам, в которых определяются сроки проведения и максимальные объемы отбора нефти и газа. Проекты опытной эксплуатации скважин проходят экспертизу и утверждаются в установленном порядке.

По результатам работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляется отчет о результатах поисково-оценочных работ. В случае открытия месторождения (залежи) проводится подсчет геологических и извлекаемых запасов УВ, а также сопутствующих компонентов в соответствии с действующими нормативными документами.

3.3. Разведочный этап

Разведочный этап включает в себя стадию разведки и пробной эксплуатации.

Целью этапа является изучение характеристик месторождений (залежей), обеспечивающих составление технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа, а также уточнение промысловых характеристик эксплуатационных объектов в процессе разработки.

Объектами проведения работ являются месторождения (залежи) нефти и газа.

В процессе разведки решаются следующие вопросы:

1) уточнение положения контактов газ–нефть–вода и контуров залежей;
2) уточнение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения нефти газом и коэффициентов продуктивности скважин;
3) исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;

4) уточнение изменчивости ФЕС коллекторов;
5) уточнение изменчивости физико-химических свойств флюидов по площади и разрезу залежи;
6) изучение характеристик продуктивных пластов, определяющих выбор методов воздействия на залежь и призабойную зону с целью повышения коэффициентов извлечения.

***Типовой комплекс работ включает*:**

- бурение разведочных, а в ряде случаев и опережающих эксплуатационных скважин;
- переинтерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам;
- проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади и в скважинах;
- проведение пробной эксплуатации залежи.

Рациональная степень разведанности, необходимый объем работ и методы исследования определяются проектом разведки, составляемым и утверждаемым в установленном порядке.

По результатам разведочных работ с учетом данных пробной эксплуатации проводится:

- ***уточнение геологических и извлекаемых запасов УВ***, а также сопутствующих компонентов разведанных и выявленных залежей (продуктивных горизонтов) месторождений ***по категориям*** $\mathbf{C_1}$ ***и частично*** $\mathbf{C_2}$;
- подготовка геолого-геофизических материалов, необходимых для составления технологической схемы разработки месторождений нефти и проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождений газа, а также для выбора методов повышения коэффициентов извлечения.

Разведочный этап месторождения (залежи) завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа.

По результатам работ на разведочном этапе проводится систематизация геолого-геофизических материалов и составляются:

1) отчет по подсчету запасов нефти, конденсата, природного газа и попутных компонентов;
2) технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата.

Контрольные вопросы

1. Какими документами регламентируются ГРР?
2. Что представляет собой геологоразведочный процесс?
3. С какой целью проводится деление геологоразведочного процесса на этапы и стадии?
4. Назовите объекты проведения работ на стадии прогноза нефтегазоносности регионального этапа.
5. Что является целью проведения работ на стадии прогноза нефтегазоносности регионального этапа?
6. Перечислите объекты исследования на стадии оценки зон нефтегазонакопления регионального этапа.
7. В чем заключается сущность проведения работ на стадии оценки зон нефтегазонакопления регионального этапа?
8. Перечислите объекты исследования на стадии выявления объектов поискового бурения поисково-оценочного этапа.
9. Назовите объекты проведения работ на стадии подготовки объектов к поисковому бурению поисково-оценочного этапа.
10. Назовите объекты проведения работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) поисково-оценочного этапа.
11. Сформулируйте основные цели проведения поисково-оценочных работ на различных стадиях.
12. Перечислите объекты проведения работ на разведочном этапе.
13. Какие работы проводятся по результатам разведочных работ с учетом пробной эксплуатации?

4. КАТЕГОРИИ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ, ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

При выполнении комплекса геологических, геофизических, гидрогеологических и лабораторных исследований, в процессе бурения, испытания и исследования скважин и разработки для каждого месторождения (залежи) необходимо установить основные характеристики месторождения:

1) литолого-стратиграфический разрез пластов-коллекторов;
2) тип, форма и размеры залежи, положение ВНК, ГНК и ГВК;
3) толщина продуктивных пластов;
4) тип коллектора; литолого-минералогический и гранулометрический состав;
5) фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов;
6) нефтегазонасыщенность;
7) характеристика пород-покрышек;
8) состав и физико-химические свойства нефти, газа и конденсата;
9) параметры залежи, от которых зависят условия ее разработки;
10) гидрогеологические и геокриологические условия.

4.1. Понятие о запасах и ресурсах

Процесс изучения нефтегазоносных объектов направлен на выявление залежей нефти и газа в горизонтах и пластах. В процессе бурения поисково-оценочных скважин выявляется наличие продуктивных горизонтов и пластов. Опробованием или с помощью комплекса промыслово-геофизических и других исследований устанавливается промышленная значимость выявленных залежей. Таким образом, **факт выявления залежей (установление продуктивности горизонтов и пластов) является границей, разделяющей запасы и ресурсы.**

«Масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются запасами» (И.С. Гутман) [2].

При подсчете запасов используется объем информации, полученный при поисково-оценочных и разведочных работах и разработке, и различные методы подсчета. Подсчет запасов зависит от степени изученности месторождений (залежей) на разных стадиях ГРР или с учетом данных эксплуатационного разбуривания и разработки. Чем выше степень изученности, чем больше фактических данных и выше их качество, тем достовернее подсчитанные запасы. Разделение запасов на различные категории зависит не только от объема и качества информации, получаемой по выявленным залежам в процессе поисков, разведки и разработки, но и от конкретных стадий изученности залежей.

В нефтегазоносных горизонтах и пластах, кроме выявленных залежей, и в литолого-стратиграфических комплексах объектов, не изученных поисково-оценочным бурением, на основании геолого-геофизических исследований и сложившихся представлений о геологическом строении можно предположить скопления УВ. Это предполагаемые залежи в продуктивных, но не вскрытых бурением пластах на разведанных или разрабатываемых месторождениях, либо в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью.

«Масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются ресурсами» (И.С. Гутман) [2]**.**

Ресурсы отличаются друг от друга и от запасов различной степенью изученности и обоснованности. Например, обоснованность запасов в продуктивных пластах, пройденных бурением, значительно выше обоснованности ресурсов в продуктивных пластах, еще не вскрытых бурением. *Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд* **А-Д.**

4.2. Категории запасов и ресурсов

В соответствии с Временной классификацией можно выделить определенные **условия отнесения запасов и ресурсов к той или иной категории** [2]**:**

- разная степень разбуренности залежи (или ее части);
- связанные со стадийностью работ характеристики объектов подсчета запасов и оценки ресурсов;
- основные параметры и характеристики залежи нефти и газа, зависящие от различных категорий запасов и ресурсов;

- состав и свойства флюидоупоров;
- состав и свойства флюидов и содержащихся в них полезных компонентов;
- основные показатели разработки залежей;
- гидрогеологические и геокриологические условия.

В соответствии с Временной классификацией отнесение запасов и ресурсов к конкретной категории строго регламентировано (приложение 3 к приказу МПР России от 07.02.2001 г., № 126) [8].

В соответствии с Временной классификацией [8] **запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются:**

- на разведанные – категории **А**, **В**, $\mathbf{C_1}$;
- **предварительно оцененные – категория $\mathbf{C_2}$.**

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются:

- на перспективные – категория $\mathbf{C_3}$;
- прогнозные локализованные – категория $\mathbf{Д_{1л}}$;
- прогнозные – категории $\mathbf{Д_1}$, $\mathbf{Д_2}$.

Категория А – запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте - и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и другие) (рис. 4.1, *А*, [3]), [8].

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

Категория В – запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективные нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной степени для составления проекта разработки залежи (рис. 4.1, *А*, *В*, [3]) [8].

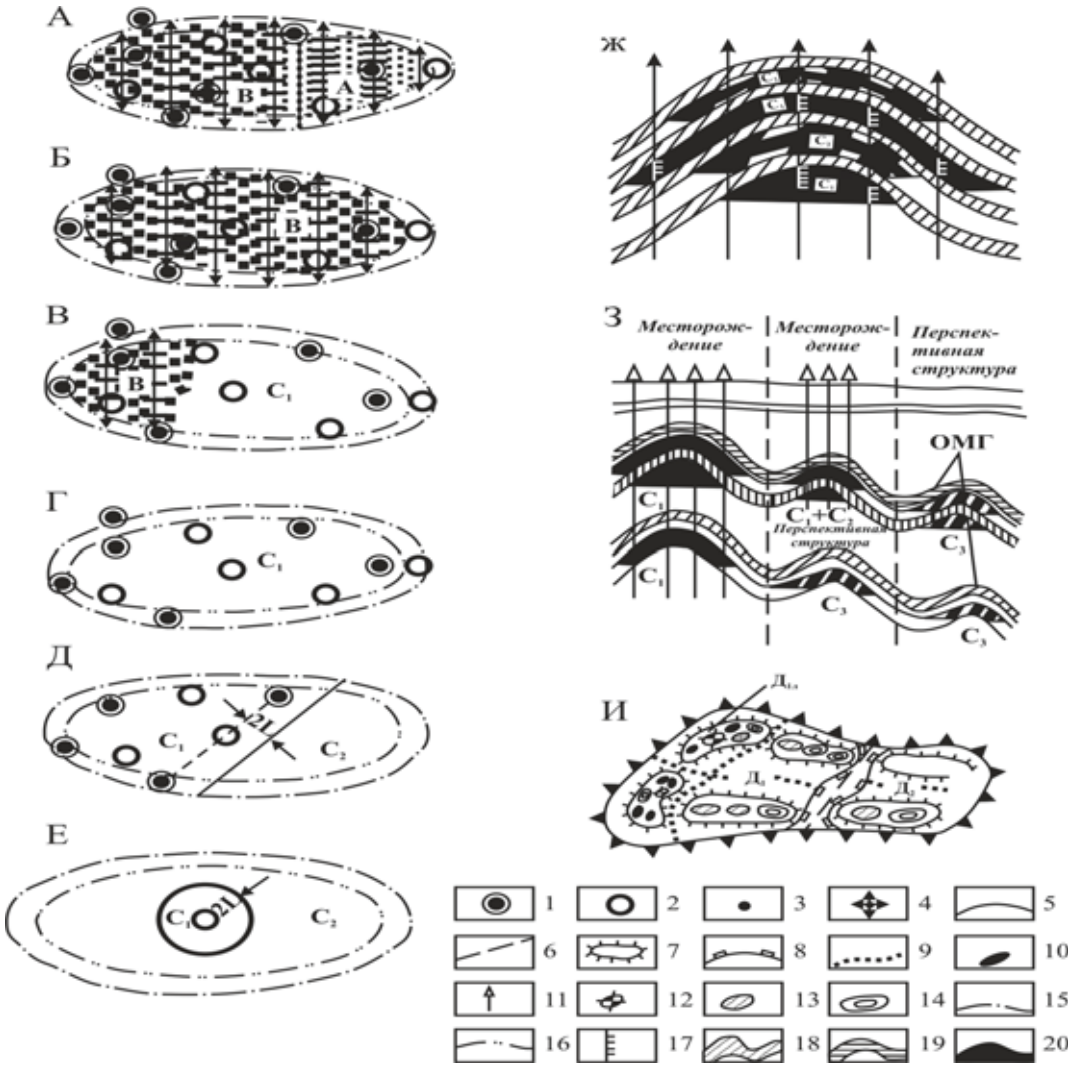


Рис. 4.1. Выделение категорий запасов и ресурсов (по В.В. Стасенкову, И.С. Гутману) [3]: залежи:

А – разбуренная по первому и частично по второму проектному документу; Б – разбуренная полностью по первому проектному документу; В – разбуренная частично по первому проектному документу; Г – подготовленная к разработке; Д – частично разбуренная поисково-оценочными и разведочными скважинами; Е – выявленная первой поисковой скважиной; Ж – выделение запасов категорий C_2 *в промежуточных и вышезалегающих пластах; З – выделение перспективных ресурсов* C_3*; И – выделение прогнозных ресурсов* $Д_{1Д}$, $Д_1$, $Д_2$*; скважины: 1 – разведочные, неопробованные; 2 – давшие промышленные притоки; 3 – добывающие; 4 – нагнетательные; границы: 5 – нефтегазоносной области; 6 – района; 7 – зоны поднятий или вала; 8 – структуры I порядка; 9 – зоны нефтегазонакопления; 10 – месторождения; 11 – скважины на профиле; 12 – пустые; 13 – подготовленные к бурению; 14 – выявленные; контуры нефтеносности: 15 – внешний; 16 – внутренний; 17 – интервалы перфорации; 18 – непроницаемые породы; 19 – опорный маркирующий горизонт; 20 – нефть (или газ)*

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

Категория C_1 – запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах (рис. 4.1, *В–З*, [3]) [8].

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

Запасы категории **C_1** *подсчитываются по результатам ГРР и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа* [8].

Категория C_2 – запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований:

- в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий;
- неопробованных залежах разведанных месторождений.

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

жи или по аналогии с разведанными месторождениями (рис. 4.1, *В –З*, [3]) [8].

Запасы категории **$С_2$** *используются для определения:*

- перспектив месторождения и планирования ГРР;
- геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты.

Запасы категории **$С_2$** *частично используются для составления проектных документов для разработки залежей.*

Категория $С_3$ – перспективные ресурсы нефти и газа, подготовленные для глубокого бурения ловушек, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района (рис. 4.1, *З*, [3]) [8].

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

Перспективные ресурсы нефти и газа категории **$С_3$** *используются при планировании поисковых и разведочных работ.*

Категория $Д_{1л}$ – прогнозные локализованные ресурсы ловушек, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований, находящиеся в пределах районов с установленной или возможной нефтегазоносностью (рис. 4.1, *И*, [3]) [8].

Количественная оценка прогнозных локализованных ресурсов реализуется с учетом плотности прогнозных ресурсов категории **$Д_1$** и установленной площади выявленного объекта.

Прогнозные локализованные ресурсы нефти и газа категории **$Д_{1л}$** *используются при планировании ГРР по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке перспективных ресурсов категории* **$С_3$**.

Категория $Д_1$ – прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью (рис. 4.1, *И*, [3]) [8].

Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа категории **$Д_1$** *производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.*

Категория $Д_2$ – прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований (рис. 4.1, *И*, [3]) [8].

Количественная оценка прогнозных ресурсов категории $Д_2$ *производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.*

4.3. Группы запасов нефти и газа

В соответствии с Временной классификацией при подсчете запасов выделены две группы запасов, имеющих промышленное значение (приложение 3 к приказу МПР России от 07.02.2001 г., № 126) [8].

При подсчете запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов подсчитываются и учитываются [8]:

- **геологические запасы** – *количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах*;
- **извлекаемые запасы** – *часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка* при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

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

4.4. Подсчетный план

При подсчете запасов основным графическим документом является подсчетный план. **Подсчетные планы** (рис. 4.2) [2, 3] **составляются на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов или ближайшего репера, расположенного не более, чем на 10 м выше или ниже кровли пласта.**

На карту наносятся внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов.

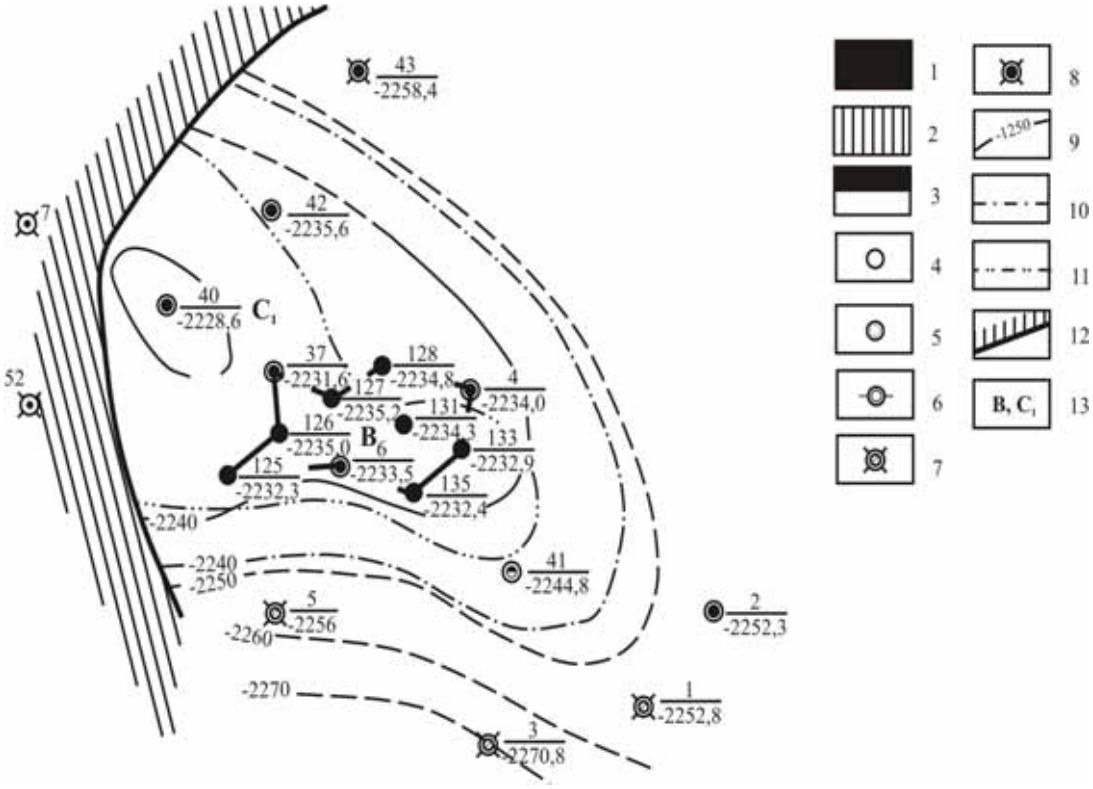


Рис. 4.2. Пример подсчетного плана залежи (по И.С. Гутману) [2]:
1 – нефть; 2 – вода: 3 – нефть и вода; скважины: 4 – добывающие, 5 – разведочные, 6 – в консервации, 7 – ликвидированные, 8 – не давшие притока; 9 – изогипсы кровли коллекторов, м; контуры нефтеносности: 10 – внешний, 11 – внутренний; 12 – граница литолого-фациального замещения коллекторов; 13 – категории запасов; цифры у скважин: числитель – номер скважины, знаменатель – абсолютная отметка кровли коллектора, м

Подсчетные планы составляются по каждому пласту в масштабе 1:5000–1:50000, обеспечивающем необходимую точность замера площадей и зависящем от размеров месторождения и сложности геологического строения.

Границы и площадь подсчета запасов нефти и газа каждой из категорий **окрашиваются определенным цветом**:

- категория **А** – красным;
- категория **В** – синим;
- категория $\mathbf{C_1}$ – зеленым;
- категория $\mathbf{C_2}$ – желтым.

На подсчетный план также наносятся все пробуренные на дату подсчета запасов скважины (с точным указанием положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта):

- разведочные;
- добывающие;
- законсервированные в ожидании организации промысла;
- нагнетательные и наблюдательные;
- давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой, воду;
- находящиеся в опробовании;
- неопробованные с указанием характеристики нефтегазонасыщенности и водонасыщенности пластов–коллекторов по данным интерпретации материалов ГИС;
- 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.

По эксплуатационным скважинам приводятся дата ввода в работу, начальный и текущий дебиты и пластовое давление, добытое количество нефти, газа, конденсата и воды, дата начала обводнения и содержание воды в процентах в добываемой продукции на дату подсчета запасов.

При большом количестве скважин эти сведения помещаются в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане дается таблица с указанием принятых величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, величины параметров, принятые по решению ГКЗ РФ, дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете (пересчете) запасов проводится сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин. Также при повторном подсчете запасов на подсчетные планы должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производится раздельно для ГЗ, НЗ, ГНЗ, ВНЗ и ГНВЗ по типам коллекторов для каждого пласта 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 *подсчетные параметры измеряются* в следующих единицах: толщина в метрах; давление в МПа (с точностью до десятых долей ед.); площадь в тыс. $м^2$; плотность нефти, конденсата и воды в $г/см^3$, газа – в $кг/м^3$ (с точностью до тысячных долей ед.); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях ед. с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях ед. с округлением до тысячных долей.

Запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов подсчитываются в тыс. т, газа – в млн $м^3$, гелия и аргона – в тыс. $м^3$.

Средние значения параметров и результаты подсчета запасов приводятся в табличной форме.

4.5. Взаимосвязь категорий запасов и ресурсов с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей

Во Временной классификации 2001 г. [8] каждая категория взаимосвязана с соответствующими этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки месторождений (залежей) (табл. 4.1).

Региональный этап характеризуется оценкой прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата категорий $Д_1$ и $Д_2$.

На стадии прогноза нефтегазоносности, объектами изучения которой являются осадочные бассейны, прогнозные ресурсы оцениваются по категории $Д_2$ и частично по категории $Д_1$.

На стадии оценки зон нефтегазонакопления объектами изучения являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, по которым прогнозные ресурсы оцениваются по категории $Д_1$ и частично по категории $Д_2$.

На поисково-оценочном этапе повышается детализация выявленных объектов изучения.

Таблица 4.1

Оценочные и подсчетные объекты ресурсов и запасов нефти и газа

Этап	Стадия	Объекты изучения	Итоговая оценка ресурсов и запасов
Региональный	Прогноза нефтегазоносности	Осадочные бассейны и их части	Прогнозные ресурсы $Д_2$ и частично $Д_1$
	Оценки зон нефтегазонакопления	Нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления	Прогнозные ресурсы $Д_1$ и частично $Д_2$
Поисково-оценочный	Выявления объектов поискового бурения	Районы с установленной или возможной нефтегазоносностью	Прогнозные локализованные ресурсы $Д_{1Л}$
	Подготовки объектов к поисковому бурению	Выявленные ловушки	Перспективные ресурсы $С_3$
	Поиска и оценки месторождения (залежей)	Подготовленные ловушки, открытые месторождения (залежи)	Предварительно оцененные запасы $С_2$ и частично разведанные запасы $С_1$
Разведочный	Разведки и пробной эксплуатации	Промышленные месторождения (залежи)	Разведанные запасы $С_1$ и частично предварительно оцененные запасы $С_2$

На стадии выявления объектов поискового бурения, объектами изучения которой являются районы с установленной или возможной нефтегазоносностью, оцениваются прогнозные локализованные ресурсы $Д_{1Л}$.

На стадии подготовки объектов к поисковому бурению в выявленных ловушках оцениваются перспективные ресурсы категории $С_3$.

Все вышеназванные категории охватывают ресурсы предполагаемых залежей, не вскрытых бурением.

Стадия поиска и оценки месторождений (залежей), объектами изучения которой являются подготовленные ловушки и открытые месторождения (залежи), устанавливает промышленную значимость от-

крытых месторождений. На данной стадии поисково-оценочного этапа производится подсчет запасов по категории $\mathbf{C_2}$ и частично по категории $\mathbf{C_1}$.

На разведочном этапе проводится разведка и пробная эксплуатация промышленных месторождений (залежей) с целью уточнения геологического строения и запасов залежей. Разведочный этап завершается получением информации, достаточной для составления технологической схемы разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа и переводом запасов категории $\mathbf{C_2}$ в категорию $\mathbf{C_1}$.

Таким образом, геологоразведочные работы завершаются подсчетом запасов по категории $\mathbf{C_1}$ и частично по категории $\mathbf{C_2}$ и подготовкой месторождения (залежи) к вводу в промышленную разработку.

Решение о вводе месторождения (залежи) в промышленную разработку может быть принято, если доля извлекаемых запасов категории $\mathbf{C_1}$ составляет не менее 80 %, а запасов категории $\mathbf{C_2}$ – не более 20 % от суммы извлекаемых запасов категорий $\mathbf{C_1 + C_2}$.

Запасы категории **В** подсчитываются по разрабатываемой залежи (или ее части), разбуренной в соответствии с технологической схемой разработки (проекта опытно-промышленной эксплуатации) месторождения (залежи) нефти или проектом опытно-промышленной эксплуатации месторождения (залежи) газа (периоды I–II стадий разработки).

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

Таким образом, степень изученности и обоснованности исследуемых объектов повышается на каждой более высокой стадии геологоразведочных работ и разработки залежей.

4.6. Суммарные ресурсы нефти, газа и конденсата

В 1932 году И.М. Губкиным был введен термин «общие геологические запасы», включающие в себя накопленную добычу, запасы, ресурсы нефти, газа и конденсата всех категорий. Однако этот термин в те годы не нашел широкого применения, так как количественная оценка перспектив нефтегазоносности регионов проводилась ограниченно [2].

В конце 50-х – начале 60-х гг. прошлого столетия в геологии появилось новое понятие – **«потенциальные ресурсы»,** которое по смыслу приравнивалось к понятию «общие геологические ресурсы». В эти годы в нашей стране расширились работы по количественной оценке перспектив нефтегазоносности.

В 1983 г. вместо понятия «потенциальные ресурсы» введено понятие **«суммарные ресурсы».**

Суммарные ресурсы подразделяются на начальные и текущие**.**

Начальные суммарные ресурсы *региона – это сумма разведанных запасов (категории* **А + В + $С_1$***) и предварительно оцененных запасов (категория* **$С_2$***) на месторождениях до начала их разработки, а также перспективных (категория* **$С_3$***), прогнозных локализованных ресурсов (категория* **$Д_{1Л}$***), прогнозных ресурсов (категории* **$Д_1$ + $Д_2$***), подсчитанных и оцененных в пределах региона на дату подсчета, оценки или уточнения прогнозных ресурсов* [2].

Текущие суммарные ресурсы отличаются от начальных суммарных ресурсов на величину накопленной добычи на разрабатываемых месторождениях региона к моменту оценки прогнозных ресурсов.

Среди суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата выделяются **суммарные извлекаемые ресурсы**, т. е. ресурсы, которые могут быть извлечены из недр.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы региона определяются суммой *извлекаемых запасов категорий* **А + В + $С_1$ + $С_2$** *до начала разработки месторождений и залежей; извлекаемых перспективных ресурсов категории* **$С_3$***; извлекаемых прогнозных локализованных ресурсов категории* **$Д_{1Л}$***; прогнозных ресурсов категорий* **$Д_1$** и **$Д_2$** *на дату подсчета, оценки или уточнения прогнозных ресурсов* [2].

Текущие суммарные извлекаемые ресурсы меньше от начальных суммарных извлекаемых ресурсов на величину накопленной добычи на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит отличие запасов от ресурсов?
2. Какие категории относятся к запасам, а какие – к ресурсам?
3. Какие существуют условия отнесения запасов и ресурсов к той или иной категории?
4. В чем заключаются отличия между категориями **А** и **В** разведанных запасов?
5. Каким образом подсчитываются разведанные запасы категории $\mathbf{C_1}$?
6. Для каких целей используются предварительно оцененные запасы категории $\mathbf{C_2}$?
7. В чем состоят отличия между предварительно оцененными запасами категории $\mathbf{C_2}$ и перспективными ресурсами категории $\mathbf{C_3}$?
8. Для чего используются прогнозные локализованные ресурсы категории $\mathbf{Д_{1Л}}$?
9. В чем заключаются отличия между категориями $\mathbf{Д_1}$ и $\mathbf{Д_2}$ перспективных ресурсов?
10. В чем состоит отличие геологических запасов от извлекаемых?
11. На основе какой карты составляется подсчетный план?
12. Какие данные наносятся на подсчетный план?
13. Какие данные необходимо нанести на подсчетный план при пересчете запасов?
14. Что является объектами изучения на различных стадиях регионального этапа?
15. В чем заключается особенность проведения стадии выявления объектов на поисково-оценочном этапе?
16. В чем состоит отличие стадии подготовки объектов от стадии поиска и оценки месторождений (залежей) на поисково-оценочном этапе?
17. Назовите особенности проведения разведочного этапа.
18. При каких условиях месторождение считается подготовленным для ввода в разработку?
19. Что такое начальные суммарные ресурсы?
20. В чем состоит отличие начальных суммарных от текущих суммарных ресурсов?
21. В чем состоит отличие начальных суммарных от начальных суммарных извлекаемых ресурсов?
22. В чем состоит отличие начальных суммарных извлекаемых от текущих суммарных извлекаемых ресурсов?

5. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Выбор метода подсчета запасов нефти и газа зависит от режима работы, степени разведанности и изученности залежи, что в общем виде выражается характером, количеством и качеством первичных данных.

При подсчете запасов нефти и газа объемным методом обосновываются и рассчитываются [12]: площадь нефтегазоносности (в соответствии с принятыми положениями ВНК и ГНК, линии выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта); нефтегазонасыщенная толщина и объем нефтегазонасыщенных пород; средний коэффициент нефтегазонасыщенности; коэффициент извлечения нефти. Для нефти берутся средние величины плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях. Для газа учитываются начальные и текущие пластовые давления с указанием условий их замеров, среднее содержание конденсата, поправки на температуру и отклонения от закона Бойля–Мариотта.

5.1. Объемный метод подсчета запасов нефти

В 1888 г. горный инженер А.М. Коншин опубликовал первую русскую работу по подсчету запасов нефти, в которой представил результаты подсчета запасов нефти объемным методом по Ильскому и Крымскому районам Кубани.

Объемный метод является основным методом подсчета запасов на всех стадиях геологоразведочного и эксплуатационного процесса. **Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти, приведенной к стандартным условиям, в насыщенных ею объемах пустотного пространства пород-коллекторов** [2]**.**

Объемный метод применяется для подсчета запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов.

При подсчете запасов многозалежного (многопластового) месторождения запасы подсчитываются отдельно по каждому пласту и по месторождению в целом.

При выделении в пределах месторождения (залежи) различных категорий запасов, они подсчитываются отдельно по каждой категории, а затем также суммируются в целом по месторождению (залежи).

Для подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти применяют формулы (5.1)–(5.3):

$$Q_{\text{í . ãåî ë}} = Fh_{\text{í}}\, k_{\text{ï î}}\, k_{\text{í}}\, \theta\rho_{\text{í}}\,, \tag{5.1}$$

$$Q_{\text{í . èçâë}} = Q_{\text{í . ãåî ë}}\,\eta, \tag{5.2}$$

$$\theta = 1/b_{\text{í}}\,, \tag{5.3}$$

где $Q_{\text{н. геол}}$ – геологические запасы нефти, тыс. т; F – площадь нефтеносности, тыс. м^2; $h_{\text{н}}$ – средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м; $k_{\text{по}}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $k_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; θ – пересчетный коэффициент, доли ед.; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см^3; $Q_{\text{н. извл}}$ – извлекаемые запасы нефти, тыс. т; η – коэффициент извлечения нефти, доли ед.; $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.

Площадь нефтеносности (F) контролируется внешним контуром нефтеносности и границами распространения проницаемых прослоев.

Контуры распространения запасов отдельных категорий переносят с подсчетных планов на карты эффективных и нефтенасыщенных толщин, на основе которых рассчитывают F и $h_{\text{н}}$. Подсчетные планы составляют на основе структурной карты по кровле проницаемой части продуктивного пласта.

Эффективная нефтенасыщенная толщина определяется по данным комплекса ГИС с привлечением керна и результатов опробования скважин. По этим данным также определяются положение ВНК, кондиционные значения пористости и проницаемости.

Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина ($h_{\text{н}}$) определяется внутри контура запасов каждой категории и вычисляется как средневзвешенная по площади.

Для определения объема порового пространства необходимо объем нефтенасыщенной части пласта-коллектора ($Fh_{\text{н}}$) умножить на среднее значение ***коэффициента открытой пористости*** ($k_{\text{по}}$).

При расчете объема нефти, содержащейся в залежи в пластовых

условиях, объем порового пространства ($Fh_н k_{по}$) умножается на ***коэффициент нефтенасыщенности*** ($k_н$).

Для определения количества нефти, содержащейся в залежи, полученный объем ($Fh_н k_{по} k_н$) умножается на *плотность нефти* ($\rho_н$).

Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее *значение* ***пересчетного коэффициента*** (θ), учитывающего усадку нефти.

При подсчете извлекаемых запасов нефти применяется на ***коэффициент извлечения нефти*** (η), равный отношению извлекаемых запасов к геологическим.

5.2. Объемный метод подсчета запасов свободного газа

В соответствии с Временной классификацией [8] **для свободного газа подсчитываются только геологические запасы.**

Сущность объемного метода подсчета запасов свободного газа заключается в определении объема порового пространства пласта-коллектора в пределах залежи газа и в газовых шапках [3]**.**

При подсчете запасов свободного газа используют сведения, полученные при разведке и пробной эксплуатации. Подсчетные параметры зависят не только от объема порового пространства, но и от величин пластового давления, пластовой температуры, а также от физических свойств и химического состава природного газа.

Для подсчета геологических запасов свободного газа применяют формулы (5.4)–(5.7):

$$Q_{\text{ã. ãåî ë}} = Fh_{\tilde{a}} k_{\text{ï î}} k_{\tilde{a}} \hat{E}_{\text{ð}} \hat{E}_t, \tag{5.4}$$

$$\hat{E}_{\text{ð}} = \frac{Đ_{\text{ï}} \alpha_{\text{î}} - Đ_{\text{ï ñò}} \alpha_{\text{î ñò}}}{Đ_{\text{ñò}}}, \tag{5.5}$$

$$\hat{E}_t = \frac{T_{\text{ð}} + t_{\text{ñò}}}{Ò_{\text{î}} + t_{\text{ï ë}}}, \tag{5.6}$$

$$\alpha = 1/Z, \tag{5.7}$$

где $Q_{\text{г. геол}}$ – геологические запасы газа, млн м^3; F – площадь газоносности, тыс. м^2; $h_г$ – средневзвешенная газонасыщенная толщина, м; $k_{по}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $k_г$ – коэффициент газо-

насыщенности, доли ед.; $K_р$ – барический коэффициент, доли ед.; K_t – термический коэффициент, доли ед.; P_0 – начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 – соответствующая давлению P_0 поправка на сжимаемость газа, доли ед., $\alpha_0 = 1/Z_0$; $P_{ост}$ – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; $\alpha_{ост}$ – соответствующая давлению $P_{ост}$ поправка на сжимаемость газа, доли ед., $\alpha_{ост} = 1/Z_{ост}$; $P_{ст}$ – стандартное давление, равное 0,1 МПа; Z – коэффициент сжимаемости газа, доли ед.; T_0 – абсолютная температура, равная 273,15 К; $t_{ст}$ – стандартная температура, равная 20 °С; $t_{пл}$ – температура пласта, °С.

Подсчетные параметры F, $h_г$, $k_{по}$ и $k_г$ в формуле (5.4) определяются таким же образом, как и при подсчете запасов нефти объемным методом.

Произведение ($Fh_гk_{по}k_г$) равно объему пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных свободным газом.

Для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи (её части), к стандартным условиям используется произведение ***барического*** (K_p) и ***термического*** (K_t) ***коэффициентов***, рассчитываемых по вышеприведенным формулам (5.5)–(5.6).

Значения коэффициента Z устанавливаются по экспериментальным кривым (график Брауна) [3].

Значения P_0 вычисляют интерполяцией к уровню центра тяжести залежей данных замеров глубинным манометром или манометрического давления на устьях скважин с учетом глубины кровли пласта и веса столба газа:

$$Ð_0 = Ð_ì å^{1293 \cdot 10^{-9} Í_{êï} \rho_ã}, \qquad (5.8)$$

где $P_м$ – манометрическое давление на устье закрытой скважины, МПа; e – основание натуральных логарифмов, равное 2,718; $H_{кп}$ – глубина кровли пласта в скважине, см; $\rho_г$ – относительная плотность газа по воздуху.

Среднее остаточное пластовое давление ($P_{ост}$) рассчитывают с учетом глубины залегания центра тяжести залежи и стандартного давления на устье всех скважин:

$$Ð_{ìñò} = 0{,}1 å^{1293 \cdot 10^{-9} Í_{öò} \rho_ã}, \qquad (5.9)$$

где e – основание натуральных логарифмов, равное 2,718; $H_{цт}$ – глубина залегания центра тяжести залежи, см; $\rho_г$ – относительная плотность газа по воздуху.

Глубина залегания центра тяжести пластовой залежи условно принимается на уровне половины высоты залежи, а массивной – на уровне одной трети высоты залежи от газоводяного (газонефтяного) контакта. При подсчете начальных геологических запасов свободного газа на стадиях поисково-оценочных и разведочных работ необходимо использовать данные о начальных пластовых давлениях, полученные в поисковых и разведочных скважинах до начала разработки.

Средние значения пластовой температуры ($t_{пл}$) рассчитываются по данным замеров в скважинах и с учетом уровня центра тяжести залежей.

В зависимости от степени разведанности залежи запасы свободного газа, подсчитанные объемным методом, можно отнести к различным категориям.

Объемный метод является основным методом для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности.

5.3. Способы определения средних значений подсчетных параметров

При подсчете запасов углеводородов средние значения параметров залежи определяются для залежи в целом или ее части. Подсчетными объектами могут быть пласты, участки различных категорий запасов, зоны различного флюидонасыщения (нефть, газ), участки с различными ФЕС и т. д. [1].

5.3.1. Исходные данные для определения средних значений подсчетных параметров

Исходными данными для расчета средних значений параметров залежей или их частей являются результаты геометризации залежей по подсчетным параметрам.

Геометризация залежи по подсчетным параметрам определяется изменчивостью параметров в объеме залежи, подразделяющуюся на:

а) вертикальную изменчивость параметров (по разрезу скважин);

б) латеральную изменчивость параметров (по площади залежей).

При использовании различных методов математического моделирования этих составляющих можно выделить два этапа расчета средних значений параметров залежей:

- усреднение параметров по разрезу скважины;
- усреднение параметров по площади подсчетного объекта.

При **геометризации подсчетных параметров по разрезу скважин** определяются эффективная нефтегазонасыщенная толщина ($h_{эф.\,н}$ ($h_{эф.\,г}$)), коэффициенты пористости ($k_{по}$) и нефтегазонасыщенности ($k_н$($k_г$)).

Геометризация свойств залежи по разрезу скважин проводится по результатам исследования керна и интерпретации материалов ГИС.

Для расчета параметров, характеризующих продуктивный разрез скважины, используются значения подсчетных параметров в проницаемых прослоях ($h_{эф.\,н.\,i}$($h_{эф.\,г.\,i}$), $k_{по.\,i}$, $k_{н.\,i}$($k_{г.\,i}$))$_j$, где i –номер нефтегазонасыщенного прослоя в j-й скважине, n – число нефтегазонасыщенных прослоев в j-й скважине.

К исходным параметрам, определяемым для разрезов скважин, относятся [1]*:*

- суммарная нефтегазонасыщенная толщина ($h_{эф.\,н.\,j}$($h_{эф.\,г.\,j}$));
- средние значения коэффициентов пористости ($k_{по.\,ср.\,j}$) и нефтегазонасыщенности ($k_{н.\,ср.\,j}$($k_{г.\,ср.\,j}$));
- удельный эффективный нефтегазонасыщенный объем, рассчитываемый по формуле:

$$(h_{эф.\,н}\,(h_{эф.\,г})k_{по}\,k_{н}\,(k_{г}))_j = (\sum_{i=1}^{n} h_{эф.\,н.\,i}\,(h_{эф.\,г.\,i})k_{по.\,i}\,k_{н.\,i}\,(k_{г.\,i}))_j\,; \qquad (5.10)$$

- удельный эффективный объем $(\sum_{i=1}^{n} h_{эф.\,н.\,i}\,(h_{эф.\,г.\,i})k_{по.\,i})$.

Результаты геометризации подсчетных параметров по площади залежи представлены в виде карт, построенных по значениям параметров, вычисленных для разрезов скважин, с использованием дополнительной косвенной информации, коррелируемой с картируемыми параметрами, если таковая имеется [1].

Картируемыми параметрами являются [1]*:*

- суммарная нефтегазонасыщенная толщина ($h_{эф.\,н}$($h_{эф.\,г}$));
- средние для разреза скважины значения коэффициентов пористости ($k_{по.\,ср}$) и нефтегазонасыщенности ($k_{н.\,ср}$($k_{г.\,ср}$));
- удельный эффективный нефтегазонасыщенный объем ($h_{эф.\,н}$($h_{эф.\,г}$), $k_{по}$, $k_н$($k_г$));
- удельный эффективный объем $(\sum_{i=1}^{n} h_{эф.\,н.\,i}\,(h_{эф.\,г.\,i})k_{по.\,i})$.

5.3.2. Определение средних значений параметров

При расчете средних значений параметров по залежи или ее части используется **два вида усреднения данных** [1]**.**

1. Арифметическое усреднение. Среднее арифметическое значение данных этим способом рассчитывается по формуле:

$$X_{\text{ñð}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} X_i}{n}, \tag{5.11}$$

где $X_i (i = 1)$ – набор усредняемых данных; n – число данных.

Данный способ расчета используется для определения средних значений параметров по скважинам или по залежи в целом. При расчете средних значений по залежи в целом общее число наблюдений должно быть менее 20–30. Если число наблюдений превышает указанную величину, при расчете средних значений используется средневзвешенный способ усреднения данных.

2. Средневзвешенное усреднение. Расчет средневзвешенного значения производится по формуле:

$$X_{\text{ñð. âçâ}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} X_i}{n} \sum_{i=1}^{n} \tilde{n}_i, \tag{5.12}$$

где c_i – вес i-го значения данного в общей сумме.

Значение c_i рассчитывается по формуле:

$$\sum_{i=1}^{n} \tilde{n}_i = 1. \tag{5.13}$$

При вычислении средних параметров по залежи используются следующие виды средневзвешенных оценок [1]**:**

- средневзвешенное по эффективной нефтегазонасыщенной толщине значение параметра;
- средневзвешенное по площади значение параметра;
- средневзвешенное по нефтегазонасыщенному объему значение параметра.

5.3.3. Определение средних значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины

При определении средних значений **эффективной нефтегазонасыщенной толщины по разрезу скважины** используется суммарная величина эффективных толщин нефтегазонасыщенных прослоев [1]:

$$h_{\text{эф.н}}(h_{\text{эф.г}}) = \sum_{i=1}^{n} h_{\text{эф.н.}ij}(h_{\text{эф.г.}ij}), \qquad (5.14)$$

где j – номер скважины; n – число нефтегазонасыщенных прослоев в j-й скважине.

При изменении эффективной нефтегазонасыщенной толщины ($h_{\text{эф.н}}(h_{\text{эф.г}})$) **по площади залежи** вычисление ее средних значений производится по карте изопахит, построенной по всей имеющейся информации (данным по скважинам и косвенной информации) в пределах заданного подсчетного объекта.

Эффективная нефтегазонасыщенная толщина определяется как *средневзвешенное по площади* значение по формуле [1]:

$$h_{\text{эф.н.ср}}(h_{\text{эф.г.ср}}) = \sum_{i=1}^{n} h_{\text{эф.н.изол.}i}(h_{\text{эф.г.изол.}i}) \frac{S_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}, \qquad (5.15)$$

где $h_{\text{эф.н.изол.}i}(h_{\text{эф.г.изол.}i})$ – значение изолинии (изопахиты), средней между i-й и $(i+1)$-й изолиниями (изопахитами); S_i – площади элементарных полей между соответствующими изопахитами 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 эффективная нефтегазонасыщенная толщина определяется по формуле [1]:

$$h_{\text{эф.н.ср}}(h_{\text{эф.г.ср}}) = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^{M} h_{\text{эф.н.ср.}i}(h_{\text{эф.г.ср.}i}), \qquad (5.16)$$

где M – число узлов регулярной сетки в пределах подсчетного объекта.

5.3.4. Определение средних значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности

При определении средних по разрезу скважины коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности учитывается совокупность значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности для выделенных нефтегазонасыщенных прослоев при неоднородности пород-коллекторов. В этом случае выявления долевого состава пород-коллекторов с различными значениями коэффициентов пористости и нефте-

газонасыщенности ***при определении средних значений этих параметров по разрезу скважин используется взвешивание по эффективной нефтегазонасыщенной толщине***. При расчете среднего значения одного из этих параметров (обычно коэффициента нефтегазонасыщенности) учитываются определения средних значений параметра по другому параметру (коэффициенту пористости).

Средневзвешенные значения коэффициентов пористости ($k_{\text{по}}$) *в скважинах* рассчитываются по формуле [1]:

$$k_{\text{ï î . ñð. } j} = \sum_{i=1}^{n} k_{\text{ï î . } i} \frac{h_{\text{ýô . í . ñð. } i}(h_{\text{ýô . ã. ñð. } i})}{\sum_{i=1}^{n} h_{\text{ýô . í . ñð. } i}(h_{\text{ýô . ã. ñð. } i})}. \qquad (5.17)$$

Средневзвешенные значения коэффициентов нефтегазонасыщенности ($k_{\text{н}}(k_{\text{г}})$) *в скважинах* рассчитываются по формуле [1]:

$$k_{\text{í . ñð. } j}(k_{\text{ã. ñð. } j}) = \sum_{i=1}^{n} k_{\text{í . ñð. } i}(k_{\text{ã. ñð. } i}) \frac{h_{\text{ýô . í . ñð. } i}(h_{\text{ýô . ã. ñð. } i}) k_{\text{ï î . } i}}{\sum_{i=1}^{n} (h_{\text{ýô . í . ñð. } i}(h_{\text{ýô . ã. ñð. } i}) k_{\text{ï î . } i})}. \qquad (5.18)$$

Способ усреднения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности по площади зависит от характера латеральной (по площади залежей) изменчивости параметров $k_{\text{по. ср. } j}$, $k_{\text{н. ср. } j}(k_{\text{г. ср. } j})$ [1].

При среднеарифметическом способе усреднения значений параметров в скважинах, расположенных в пределах подсчетного объекта, расчет *коэффициентов пористости* ($k_{\text{по}}$) *и нефтегазонасыщенности* ($k_{\text{н}}(k_{\text{г}})$) производится по формулам [1]:

$$k_{\text{ï î . ñð}} = \frac{\sum_{j=1}^{n} k_{\text{ï î . ñð. } j}}{n}, \qquad (5.19)$$

$$k_{\text{í . ñð}}(k_{\text{ã. ñð}}) = \frac{\sum_{j=1}^{n} k_{\text{í . ñð. } j}(k_{\text{ã. ñð. } j})}{n}, \qquad (5.20)$$

где n – число данных.

При средневзвешенном способе усреднения строятся карты параметров и расчет средневзвешенных по площади значений параметров в пределах подсчетного объекта производится по формулам [1]:

$$k_{\text{ï î . ñð}} = \sum_{i=1}^{n} k_{\text{ï î . ñð. èçî ë. } i} \frac{S_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}, \tag{5.21}$$

$$k_{\text{í . ñð}}(k_{\text{ã. ñð}}) = \sum_{i=1}^{n} k_{\text{í . ñð. èçî ë. } i}(k_{\text{ã. ñð. èçî ë. } i}) \frac{S_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}, \tag{5.22}$$

где $k_{\text{по. изол. } j}$, $k_{\text{н. изол. } j}(k_{\text{г. изол. } j})$ – значение изолинии карты соответствующего параметра, средней между i-й и (i+1)-й 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 расчет параметров производится по формулам [1]:

$$k_{\text{ï î . ñð}} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^{M} k_{\text{ï î . } i}, \tag{5.23}$$

$$k_{\text{í . ñð}}(k_{\text{ã. ñð}}) = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^{M} k_{\text{í . ñð. } i}(k_{\text{ã. ñð. } i}), \tag{5.24}$$

где M – число узлов регулярной сетки в пределах подсчетного объекта.

При подсчете запасов залежей (ее частей) средние значения подсчетных параметров могут определяться с учетом суммарного эффективного нефтегазонасыщенного объема.

По карте удельного эффективного нефтегазонасыщенного объема ($h_{\text{эф. н}}(h_{\text{эф. г}})$, $k_{\text{по}}$, $k_{\text{н}}(k_{\text{г}})$) рассчитывается *значение средневзвешенного по площади удельного эффективного нефтегазонасыщенного объема* [1]:

$$(h_{\text{ýô . í}}(h_{\text{ýô . ã}})k_{\text{ï î}}\, k_{\text{í . ñð}}(k_{\text{ã. ñð}}))_{\text{ñð}} =$$

$$= \sum_{i=1}^{n} (h_{\text{ýô . í}}(h_{\text{ýô . ã}})k_{\text{ï î}}\, k_{\text{í . ñð}}(k_{\text{ã. ñð}}))_{\text{èçî ë. } i} \frac{S_i}{\sum_{i=1}^{n} S_i}. \tag{5.25}$$

По картам удельного эффективного нефтегазонасыщенного объема ($h_{\text{эф. н}}(h_{\text{эф. г}})$, $k_{\text{по}}$, $k_{\text{н}}(k_{\text{г}})$) и удельного эффективного объема ($h_{\text{эф. н}}(h_{\text{эф. г}})$, $k_{\text{по}}$)) определяется *значение средневзвешенного по объему коэффициента нефтегазонасыщенности* ($k_{\text{н}}(k_{\text{г}})$) [1]:

$$k_{í.\,ñð}(k_{ã.\,ñð}) = \frac{\sum_{i=1}^{n}(h_{ýô.\,í}(h_{ýô.\,ã})k_{ïî}k_{í.\,ñð}(k_{ã.\,ñð}))_{èçîë.\,i}S_i}{\sum_{i=1}^{n}(h_{ýô.\,í}(h_{ýô.\,ã})k_{ïî})_{èçîë.\,i}\sum_{i=1}^{n}S_i}. \qquad (5.26)$$

Далее можно воспользоваться приближенным равенством [1]:

$$(h_{ýô.\,í}(h_{ýô.\,ã})k_{ïî}k_{í.\,ñð}(k_{ã.\,ñð}))_{ñð} \approx h_{ýô.\,í.\,ñð}(h_{ýô.\,ã.\,ñð})k_{ïî.\,ñð}k_{í.\,ñð}(k_{ã.\,ñð}). \qquad (5.27)$$

Используя формулы (5.25)–(5.27), можно вычислить значения $(h_{эф.\,н}(h_{эф.\,г}),\ k_{по},\ k_{н}(k_{г}))_{ср},\ h_{эф.\,н.\,ср}(h_{эф.\,г.\,ср}),\ k_{н.\,ср}(k_{г.\,ср})$ для расчета *среднего значения коэффициента пористости* [1]:

$$k_{ïî.\,ñð} = \frac{h_{ýô.\,í}(h_{ýô.\,ã})k_{ïî}k_{í.\,ñð}(k_{ã.\,ñð})}{h_{ýô.\,í.\,ñð}(h_{ýô.\,ã.\,ñð})k_{í.\,ñð}(k_{ã.\,ñð})}. \qquad (5.28)$$

5.4. Определение параметров продуктивных пластов по пластовым пересечениям в скважинах

При подсчете запасов нефти и газа объемным методом по данным ГИС с учетом данных анализа керна и результатов опробования определяются **три подсчетных параметра** [3]:

- *эффективная толщина;*
- *коэффициент открытой пустотности;*
- *коэффициент нефтегазонасыщенности.*

Открытая пористость, кавернозность, трещиноватость могут быть определены по данным керна.

Способы определения этих параметров по данным ГИС зависят от [3]**:**

- *типа коллектора (поровый, трещинный или сложный с пустотностью смешанного типа);*
- *вида промывочной жидкости (раствор на водной (РВО) или на нефтяной (РНО) основе).*

5.5. Выделение коллекторов

По условиям образования коллекторы нефти и газа представлены, в основном, осадочными породами, реже – вулканогенными, вулканогенно-осадочными и изверженными породами.

По вещественному составу выделяют терригенные, вулканогенные коллекторы и их смешанные типы.

По морфологии порового пространства коллекторы делятся на поровые (межзерновые, гранулярные), трещинные, каверновые и смешанные (порово-трещинно-каверновые).

Выделение коллекторов любого типа проводится с использованием установленных для них прямых качественных признаков или количественных критериев [1]**.**

5.5.1. Выделение коллекторов по качественным признакам

Прямым качественным признаком коллектора является проникновение фильтрата промывочной жидкости (**ПЖ**) в пласты, устанавливаемое по данным ГИС. Факт наличия коллекторов в разрезе подтверждается получением притоков пластовых флюидов при опробовании и испытании пластов, в том числе гидродинамическим каротажом (гидродинамические исследования скважин – **ГДИС**) и приборами на каротажном кабеле (**ОПК**). Прямые качественные признаки применяются для выделения коллекторов в разрезе скважин и для обоснования количественных критериев [1].

Прямые качественные признаки основаны на доказательстве подвижности пластовых флюидов, т. е. установление факта наличия проникновения в пласты фильтрата ПЖ и формирования (или расформирования) зон проникновения.

В коллекторах со сложной структурой пустотного пространства прямые качественные признаки устанавливаются, в основном, по материалам ГИС, выполненным по специальным методикам и фиксирующим формирование зоны проникновения при использовании различных методик. К таким методикам относятся:

- *методика временных измерений* – повторные измерения во времени при сохранении свойств ПЖ в стволе скважины;
- *методика двух ПЖ с различной минерализацией, методики с закачкой активированных меченных жидкостей* – измерения на ПЖ с различными физическими свойствами;
- *методика «каротаж–репрессия–каротаж»* – направленное воздействие на пласты путем создания дополнительной репрессии;
- *«каротаж–испытание–каротаж»* – направленное воздействие на пласты путем создания дополнительной депрессии.

В обсаженных скважинах прямые качественные признаки устанавливаются при повторных измерениях стационарными импульсными видами нейтронного каротажа (**НК**), свидетельствующих о расформировании во времени зоны проникновения.

Для выделения коллекторов используются также данные геолого-технологических исследований (**ГТИ**) (данные механического каротажа, расходометрии, газового каротажа, результаты анализа шлама и керна).

К **косвенным качественным признакам**, сопутствующим прямым признакам и характеризующим породу-коллектор по емкостным свойствам и чистоте минерального скелета, относятся [1]:

- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации (**ПС** или **СП**) (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 (**АК**).

Далее рассмотрим методики использования прямых качественных признаков для выделения коллекторов.

Наличие глинистой (шламовой) корки. При фильтрации ПЖ в пластах образуются глинистые или шламовые корки. При наличии корок происходит уменьшение диаметра скважины по сравнению с номинальным. Это уменьшение устанавливается на кривых кавернометрии или профилеметрии. Однако отсутствие глинистых (шламовых) корок при наличии других признаков коллектора не является основанием для отнесения породы к неколлекторам.

Наличие положительных приращений на кривых микрокаротажа (МК). Положительное приращение – это превышение показаний микропотенциал-зонда (**МПЗ**) над показаниями микроградиент-зонда (**МГЗ**). Поэтому положительные приращения на диаграммах МК являются надежным признаком коллектора при условии наличия корки.

Наличие радиального градиента сопротивлений. При проникновении фильтрата ПЖ в пласт происходит изменение удельного электрического сопротивления (**УЭС**) пород в радиальном направлении, что является признаком коллектора. Наличие радиального градиента сопротивлений устанавливается сравнением показаний однотипных зондов с разным радиусом исследований (**БКЗ**, **ВИКИЗ** [13], многозондовые установки **БК** и **ИК**) или показаний комплекса разнотипных разноглубинных зондов **БМК–БК–ИК**.

Повторные измерения сопротивлений. При выделении сложнопостроенных коллекторов используют специальные методики измерений УЭС, основанные на фиксации протекания динамических процессов формирования или расформирования зон проникновения во времени.

При повторных измерениях УЭС используются БК, БМК (в скважинах с электропроводящими ПЖ), ИК (в скважинах с электронепроводящими ПЖ). При обработке результатов повторных измерений УЭС учитывается 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 (сопротивление, водоотдача, плотность), состояние скважины за период между замерами (бурение или испытание, простаивание, ликвидация поглощений и т. д.). При каждом измерении УЭС пород выполняют также замеры каверномером (или профилемером) и скважинным резистивиметром.

В отечественной практике применяются различные методики повторных измерений УЭС. Далее рассмотрим особенности этих методик.

Методика временных измерений *– это повторные измерения сопротивлений во времени при сохранении всех свойств ПЖ в стволе скважины.* Изменение сопротивлений во времени выявляется при бурении скважин на минерализованной ($\rho_ф = \rho_в$) или пресной ($\rho_ф > 5\rho_в$) жидкостях. При вскрытии на *высокоминерализованной жидкости* такие изменения сопротивлений независимо от времен t_1 и t_2 не выявляются для водонасыщенных коллекторов. Для нефтегазонасыщенных коллекторов характерно уменьшение сопротивлений, обусловленное снижением $k_н$ ($k_г$) в зоне проникновения за время между измерениями. При выделении нефтегазонасыщенных коллекторов должны соблюдаться определенные условия: первое измерение выполняется вскоре после вскрытия пластов (малое значение t_1), а второе измерение – при большом времени t_2 между измерениями. При вскрытии па *пресной жидкости* для водонасыщенных коллекторов характерны увеличения сопротивлений, связанные с уменьшением содержания невытесненной пластовой воды в зоне проникновения в период между измерениями. Нефтегазонасыщенные коллекторы характеризуются увеличениями $\rho_{зп}$, особенно при невысоком значении $k_н(k_г)$ и высоком сопротивлении фильтрата ($\rho_ф > 0{,}5$ Ом·м).

Методика двух ПЖ *– повторные измерения сопротивлений при различной минерализации ПЖ.* Для эффективности выделения коллекторов используются различия в свойствах ПЖ и временами t_1 и t_2 проведения измерений. Если первое измерение выполняют на пресной, а повтор-

ное на минерализованной ПЖ, то для проницаемых пластов, независимо от пористости, насыщенности и трещиноватости, характерно уменьшение сопротивлений при повторном измерении.

Для гранулярно-каверновых коллекторов характерны повышения сопротивлений. Для коллекторов с развитой трещиноватостъю, независимо от пористости, характерно снижение $\rho_{Зп}$, при этом минерализованный фильтрат в коллекторы поступает в течение короткого промежутка t_2. При выполнении первого измерения на минерализованной, а второго на пресной ПЖ, все проницаемые пласты, независимо от величин и типов пористости и характера насыщенности, характеризуются увеличениями сопротивлений на кривых повторных измерений. Увеличение тем больше, чем выше отношение сопротивлений ПЖ и больше промежутки времени t_1 и t_2.

Методика «каротаж–репрессия–каротаж» *– повторные измерения сопротивлений при направленном воздействии на пласты путем создания дополнительной репрессии.* При использовании данной методики измерения с нагнетанием ПЖ в пласты производят сначала перед созданием избыточного давления в 2–5 МПа на устье скважины, а затем после снятия давления и освобождения устья. Для повышения качества измерений при выделении коллекторов необходимо увеличивать перепад давлений на пласты и объемы внедрившейся в них жидкости. Проницаемые пласты характеризуются увеличением сопротивлений, если внедряется пресная жидкость, или их уменьшением – если нагнетается минерализованная вода.

Методика «каротаж–испытание–каротаж» *– повторные измерения сопротивлений при направленном воздействии па пласты путем создания дополнительной депрессии.* Измерения по этой методике производят до и после испытания исследуемого интервала пластоиспытателем на трубах ИП. Проницаемые пласты характеризуются изменениями сопротивлений, связанные с поступлением пластовых флюидов к стенке скважины и расформированием зоны проникновения.

Методика «ГК–активация–ГК» *– повторные измерения ГК при принудительном задавливании в пласты индикаторной (меченой) жидкости, содержащей растворенные вещества с повышенной естественной радиоактивностью*. Данная методика используется для выделения сложнопостроенных коллекторов. Активаторами могут являться радон [14], либо короткоживущие изотопы натрия, приготовленные на базе или на на скважине. Наиболее часто используется методика *«ГК–активация–ГК»* с применением радона, получившая название индикаторного

метода по радону (**ИМР**). В промышленных масштабах ИМР применялся на месторождениях Тенгиз (Казахстан) и Памятно-Сасовское (Волгоградское Правобережье) [1]. При подсчете запасов этих месторождений данные ИМР были основными при обосновании $h_{эф.\ н}$ по скважинам. Данные ИМР используются для выделения карбонатных колллекторов с низкими емкостными свойствами или с повышенной гамма-активностью, для выделения коллекторов в тонкослоистых разрезах, представленных чередованием карбонатных и терригенных разностей с различной степенью глинистости и карбонатности, а также для оценки экранирующих свойств пород-покрышек.

Методика «НК–активация–НК» *– повторные измерения НК при задавливании в пласты жидкости, содержащей вещества с высоким сечением поглощения нейтронов.* Данная методика аналогична вышеописанной. На практике она применяется довольно редко.

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

Выделение коллекторов в разрезах скважин, бурящихся с применением ПЖ на нефтяной основе. В процессе разработки месторождений широко используются ПЖ на нефтяной основе двух типов – безводные (известково-битумные – **ИБР**) и водоуглеводородные инвертные) (обращенные) эмульсии – **ВИЭР**. Содержание воды в безводных жидкостях составляет не более 2–5 %, а в инвертных эмульсионных может достигать 60 %. Результаты исследования в скважинах, пробуренных на ПЖ с нефтяной основой, и интерпретация данных отличаются от результатов исследования и интерпретации в скважинах, бурящихся на обычных ПЖ.

При бурении скважин можно использовать два метода проведения геофизических исследований в скважинах, бурящихся на жидкости с нефтяной основой:

1) ГИС выполняются только на этой жидкости;
2) ГИС проводят дважды – при заполнении скважины жидкостью с нефтяной основой и после ее замены на обычную ПЖ с водной основой.

Коллекторы выделяют по расхождениям кривых, записанных при ПЖ с разной основой. Эти данные ГИС в сочетании с данными, полученными при заполнении ствола скважины ПЖ на нефтяной основе, используются для выделения коллекторов в разрезах скважин, бурящихся с применением ПЖ на нефтяной основе. Также эти данные совместно с результатами исследования керна (в скважинах на безводных

ПЖ чаще всего выполняется сплошной отбор керна) применяются для обоснования количественных критериев выделения коллекторов, выделения положения контактов между флюидами, обоснования методик определения $k_н(k_г)$ и оценки достоверности определяемых по данным ГИС величин $k_н(k_г)$.

Выделение коллекторов по повторным замерам ПС при цементных заливках. Сущность метода заключается в определении интервалов смещения кривой ПС на повторных замерах после цементных заливок. Цементные заливки используются для изоляции проницаемых трещиновато-кавернозных пород, интенсивно поглощающих ПЖ, и глинистых интервалов, склонных к размывам и обвалообразованиям. Внедрение цемента в проницаемые породы, образование цементной корки или заполнение цементом каверн в стволе скважины отражается на кривых ПС смещением в область отрицательных значений. Фактически на кривых ПС величина смещения изменяется от 5 до 75 мВ при наиболее часто встречающихся значениях в 10–20 мВ при $\rho_с > 0{,}5$ Ом·м [15].

Выделение коллекторов по данным ГИС, выполняемых в обсаженных скважинах. В скважинах, обсаженных стальной колонной, для выделения коллекторов используются повторные измерения стационарных (**НГК**, **ННК**) и импульсных (**ИННК**) видов нейтронного каротажа. В скважинах с обсадкой продуктивного интервала неметаллической стекловолоконной колонной проводится более полный комплекс ГИС, включающего НК, АК, ДК, ИК. При выделении коллекторов учитываются изменения соответствующих параметров прискважинной части пласта (водородо- и хлоросодержания, водонасыщенности, удельного сопротивления) в процессе расформирования зоны проникновения, что аналогично временным измерениям в открытом стволе при формировании зоны проникновения. Временные исследования в обсаженных скважинах выполняются для оценки характера насыщенности коллекторов, выделенных по данным ГИС до спуска колонны, выделения положения газожидкостных контактов и для контроля за изменением флюидальных контактов в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

Использование данных ГТИ для выделения коллекторов. Наиболее результативными параметрами, полученными при проведении ГТИ и используемыми для выделения коллекторов являются механическая скорость бурения, расход и объем ПЖ, газонасыщенность ПЖ углеводородными газами, компонентный состав углеводородных газов, люминесценция, пористость шлама и керна.

5.5.2. Выделение коллекторов по количественным критериям

Под **количественными критериями коллекторов** понимают величины фильтрационно-емкостных или соответствующих им геофизических характеристик, в соответствии с которыми выделяются коллекторы и неколлекторы.

Наиболее эффективно для выделения коллекторов используются прямые качественные признаки. При отсутствии информации для выделения коллекторов используются количественные критерии коллектора.

Выделение коллекторов с использованием количественных критериев основано на следующих предпосылках [1]:

1) породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов ФЕС;
2) граница между коллекторами и неколлекторами на статистическом уровне характеризуется граничными значениями фильтрационно-емкостных или геофизических характеристик.

Для выделения коллекторов сравнивают измеренные значения фильтрационно-емкостных (или геофизических) характеристик и найденные граничные значения. Граничное значение каждого параметра рассчитывают раздельно для коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода).

Количественные критерии коллектора определяются для любой фильтрационно-емкостной или геофизической характеристики породы, наиболее чаще устанавливают граничное значение пористости ($k_{\text{п. гр}}$). Для Западной Сибири в качестве такого параметра используется относительная амплитуда ПС ($\alpha_{\text{пс}}$).

Для определения количественных критериев, устанавливающих на статистическом уровне границу «коллектор-неколлектор», применяются два вида способов:

а) ***статистические*** – количественные критерии определяются по результатам статистической обработки данных разделения пластов в разрезе базовой скважины (или нескольких скважин) на коллекторы и неколлекторы;
б) ***корреляционные*** – количественные критерии определяются по данным сопоставления различных фильтрационно-емкостных и геофизических характеристик пород.

Статистические способы. Сущность методов состоит в разделении разреза базовой скважины (базового интервала) на проницаемые и непроницаемые пласты по прямым качественным признакам или резуль-

татам опробований (испытаний) и определении численного значения количественного критерия по результатам статистической обработки полученным данных. Статистическая обработка основана на построении интегральных распределений (куммулят) пористости ($k_п$) по ГИС или какого-либо геофизического параметра (например, $\alpha_{пс}$) для коллекторов и неколлекторов. Если основным критерием являются прямые качественные признаки коллектора, то при построении куммулят используются материалы ГИС по тем скважинам, в которых наиболее возможно выделение коллекторов по прямым признакам. Полученные таким образом граничные значения применяют для выделения коллекторов в скважинах, пробуренных на безводной, малофильтрующейся ПЖ, без прямых признаков проникновения. Если основным критерием являются результаты испытаний пластов, то граничные значения заданных параметров ($k_п$, $\alpha_{пс}$ и др.) определяются по точкам пересечения интегральных функций распределения усредненных значений этих параметров (например, пористости) для объектов, давших притоки и беспритоночных. Примером оценки граничных значений с использованием результатов испытаний является сопоставление значений, усредненных для интервала испытанных пластов $k_п$ или геофизических характеристик (например, $P_к$, $\alpha_{пс}$) с коэффициентом удельной продуктивности пород ($q_{уд}$) (рис. 5.1).

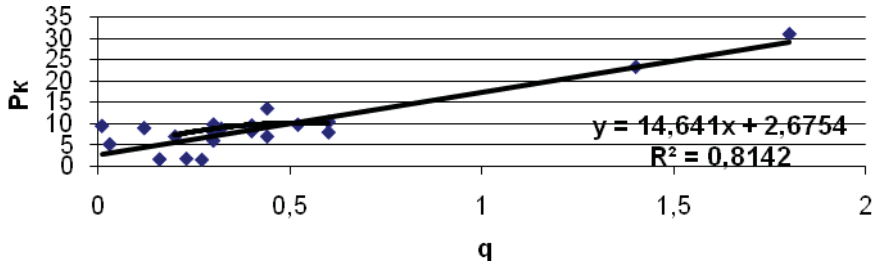


Рис. 5.1. Зависимость комплексного параметра ($\alpha_{пс}$) от удельной продуктивности ($q_{уд}$) по пласту $Ю_1^{3Б}$ Двуреченско-Моисеевской зоны Двуреченского месторождения

Удельную продуктивность ($q_{уд}$) *для нефтеносных пластов* рассчитывают по формуле [3]:

$$q_{óä} = \frac{Q_í}{(Ð_{í\,ë} - Ð_{ï})h_{ýô}}, \qquad (5.29)$$

где $Q_н$ – суточный дебит нефти, т/сут; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_с$ – давление в стволе скважины при испытании, МПа; $h_{эф}$ – эффективная толщина объекта испытания, м.

Удельную продуктивность ($q_{уд}$) *для газоносных объектов* рассчитывают по формуле [3]:

$$q_{óä} = \frac{Q_{ã}}{(Ð_{ï\,ë}^2 - Ð_{ñ}^2)h_{ýô}}, \tag{5.30}$$

где $Q_г$ – суточный дебит газа, м^3/сут.

Корреляционные способы. Для определения количественного критерия «коллектор-неколлектор» данным методом используется петрофизическая информация.

Методика обоснования количественного критерия «коллектор-неколлектор» состоит из следующих этапов:

1. Сопоставление общей пористости ($k_п$) *и эффективной* ($k_{п.\,эф}$) *(для газовых залежей) или динамической* ($k_{п.\,дин}$) *(для нефтяных залежей) пористости* [1]:

$$\begin{aligned} k_{ï\,.\,ýô} &= k_ï\,(1 - k_{âî}), \\ k_{ï\,.\,äèí} &= k_ï\,(1 - k_{âî} - k_{íî}), \end{aligned} \tag{5.31}$$

где $k_{во}$ – остаточная (неснижаемая) водонасыщенность; $k_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность.

Остаточная нефтенасыщенность – это содержание остаточной нефти, неизвлекаемой из породы при заводнении. Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности ($k_{но}$) определяют по данным лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти водой или прямым определением экстракционным методом на герметизированных образцах керна, отобранного на ПЖ с водной основой.

При соблюдении условия $k_{п.\,эф}(k_{п.\,дин}) > 0$ можно предполагать наличие в породе эффективного пустотного пространства, заполненного нефтью или газом. Граничные значения $k_{п.гр}$ и $k_{пр.\,гр}$, соответствующие условию $k_{п.\,эф}(k_{п.\,дин}) = 0$, определяют по корреляционным зависимостям между $k_п$ и $k_{п.\,эф}(k_{п.\,дин})$, $k_{пр}$ и $k_{п.\,эф}(k_{п.\,дин})$ [1].

2. Сопоставление пористости ($k_п$) *и эффективной проницаемости* ($k_{пр.\,эф}$), где $k_{пр.\,эф}$ – проницаемость при наличии в пустотном пространстве исследуемого образца остаточной (неснижаемой) водонасыщенности.

Величина пористости, равная нулевому значению эффективной проницаемости и являющаяся граничной, на статистическом уровне делит пласты на проницаемые и непроницаемые. Значения $k_{пр.\,эф}$ определяют по результатам лабораторного моделирования процессов фильтрации через образцы пород газа или нефти в присутствии остаточной воды (рис. 5.2).

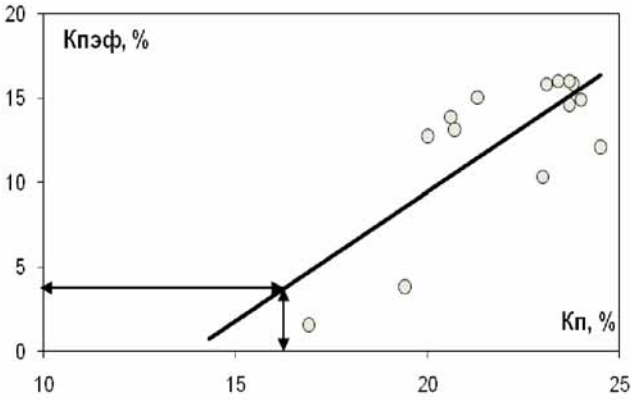


Рис. 5.2. Связь фильтрационных и емкостных свойств коллекторов пластов АС Барсуковского месторождения

3. Установление наличия либо отсутствия проникновения фильтрата ПЖ в пласты, определяемые по результатам специальных исследований керна. В этом случае необходимо оценить превышение значений текущей водонасыщенности ($k_в$) над остаточной водонасыщенностью ($k_{во}$).

Для определения $k_в$ и $k_{во}$ используются два способа измерений:

1) прямой дистилляционноэкстракционный способ для определения $k_в$ на предварительно герметизированных на скважине образцах пород, отобранных из продуктивных пластов на водной ПЖ, и капилляриметрический способ – для определения $k_{во}$ на тех же образцах (рис. 5.3);
2) способ сопоставления величин водо- и нефтенасыщенности, определенных прямым дистилляционно-экстракционным способом на образцах пород, отобранных из продуктивных коллекторов в соседних скважинах, пробуренных на ПЖ с водной и нефтяной основой.

4. *Анализ результатов измерения минерализации воды в поровом пространстве образцов керна* [1]. При проникновении в поры коллектора фильтрата ПЖ текущая минерализация воды в порах изменяется в по-

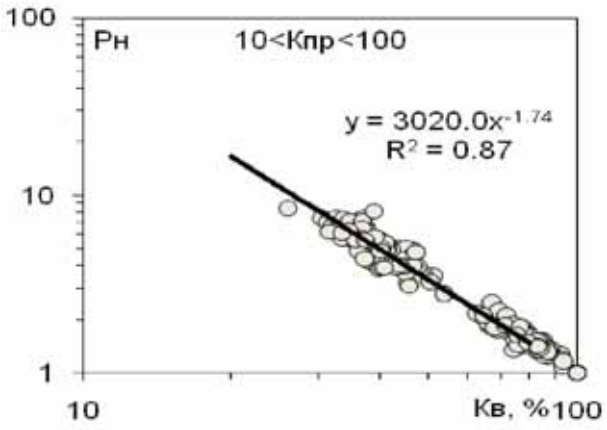


Рис. 5.3. Зависимость параметра насыщения ($P_н$) от коэффициента водонасыщенности ($k_в$) коллекторов по данным капилляриметрии по пластам БС Барсуковского месторождения

родах-коллекторах и неколлекторах. При бурении скважин на пресной (по сравнению с пластовой водой) ПЖ минерализация воды в коллекторах будет меньшей, чем в неколлекторах, а при бурении скважин на минерализованной ПЖ – наоборот.

5. Сопоставление относительной глинистости ($\eta_{гл}$) *с* $k_{пр}$ *или* $k_{п}$, при этом $\eta_{гл}$ определяется по формуле [1]:

$$\eta_{ãë} = \frac{k_{ãë}}{k_{ãë} + k_{ï}}. \qquad (5.32)$$

При сопоставлении линии постоянных значений $\eta_{гл}$ делят совокупность точек для пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы, а область, соответствующую коллекторам, – на подобласти (классы) существования пород с различными коллекторскими свойствами (рис. 5.4).

6. Сопоставление относительной глинистости ($\eta_{гл}$) *с относительной амплитудой кривой собственной поляризации пород* ($\alpha_{пс}$), рассчитываемой по формуле:

$$\alpha_{ï\,ñ} = \frac{U_{ï\,ñ}}{U^{ì\ àõ}_{ï\,ñ}}, \qquad (5.33)$$

где $U_{пс}$ – амплитуда ПС в интерпретируемом пласте, $U_{пс}^{мах}$ – максимальная амплитуда ПС в исследуемом интервале разреза против наиболее чистых неглинистых песчаников.

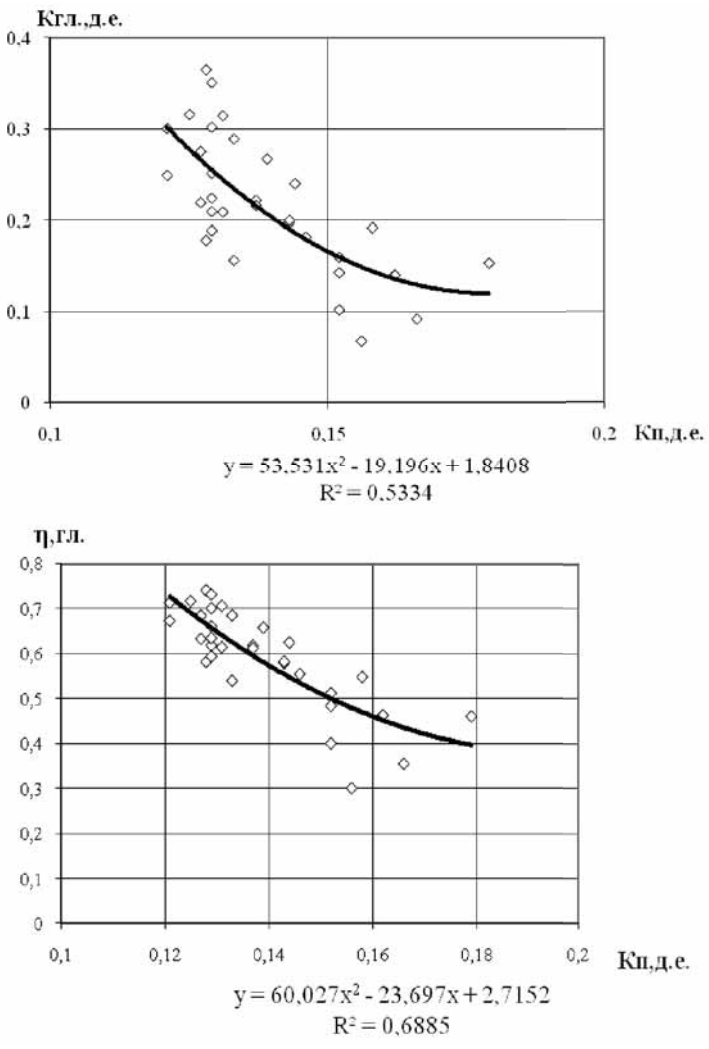


Рис. 5.4. Корреляционные зависимости между коэффициентом пористости ($k_п$) и глинистостью коллекторов ($\eta_{гл}$) пласта $Ю_1^3$ *Двуреченского месторождения*

Значения $\alpha_{пс}$ для коллекторов с разной глинистостью изменяются в пределах 0,2–0,5. Например, для коллекторов с рассеянной глинистостью значения $\alpha_{пс} = 0{,}4–0{,}5$; для слоистых глинистых коллекторов – 0,2–0,3. Для газоносных пластов при равных условиях $\alpha_{пс.\,гр}$ ниже, чем для нефтеносных. Конкретные значения $\alpha_{пс.\,гр}$ находят, используя способы определения граничных значений геофизических параметров по корреляционным зависимостям между $\alpha_{пс}$, $k_{пр}$, $k_{п}$, $k_{гл}$ и результатами испытаний пластов.

7. Сопоставление общей пористости, определенной по комплексу НГК–АК, с пористостью по БК (объемная водонасыщенность, равная произведению ($k_{п}k_{в}$)). Данная методика, предложенная В.И. Дузиным, применяется для выделения порово-трещинно-каверновых карбонатных коллекторов нижнего девона Западно-Лекейягинского месторождения (Ненецкий автономный округ Архангельской области). Методика рекомендована экспертно-техническим советом ГКЗ МПР для подсчета запасов. К колллекторам относятся интервалы, где $k_{п}^{НГК+АК} - k_{п}k_{в} > 3$ %. Граничное значение разности (3 %) равно произведению средних величин пористости ($k_{п.\,ср} = 8$ %) и остаточной нефтенасыщенности ($k_{но.\,ср} = 36$ %).

Особенности выделения коллекторов с использованием количественных критериев [1]. Выделение коллекторов с использованием количественных критериев носит статистический характер.

При выделении коллекторов по количественным критериям используется определенная методика обоснования подсчетных параметров. Сущность данной методики заключается в следующем:

1) в скважинах, в которых эффективные толщины ($h_{эф}$) выделятся по прямым качественным признакам, выполняются поинтервальные испытания пластов в колонне с целью подтверждения нефтегазоносности изучаемой залежи. В скважинах, в которых $h_{эф}$ выделяются по количественным критериям, испытания проводятся в интервалах, ФЕС которых выше максимальных для пластов-неколлекторов;
2) геологические построения, связанные с выделением и прослеживанием отдельных продуктивных пластов (профили, схемы опробования и т. п.), необходимо проводить по скважинам, в которых $h_{эф}$ выделяются по прямым качественным признакам;
3) по данным ГИС значения $k_{п}$ и $k_{н}(k_{г})$ определяются по скважинам, в которых $h_{эф}$ выделяются по прямым качественным признакам. В скважинах, где $h_{эф}$ выделены по граничным значениям ФЕС, расчитываются приближенные значения $k_{п}$ и $k_{н}(k_{г})$ с учетом распределения в разрезе проницаемых и непроницаемых интервалов;

4) при выделении коллекторов используется один статистический критерий.

Граничные значения основных параметров ($k_{\text{пр. гр}}$, $k_{\text{п. гр}}$) могут изменяться в широких диапазонах. Например, для карбонатных газонасыщенных коллекторов $k_{\text{пр. гр}}$ 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 [17]. Минимальные значения $k_{\text{п. гр}}$ наблюдаются для крупнопоровых рифовых коллекторов, максимальные – для тонкопоровых и тонкозернистых пород. Для неглинистых газонасыщенных терригенных коллекторов $k_{\text{пр.гр}}$ 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 $k_{\text{п. гр}}$ равно 4–6 % в газонасыщенных и 5–7 % в нефтенасыщенных интервалах. Для нефтенасыщенных девонских песчаников Урало-Поволжья $k_{\text{п. гр}}$ составляет 10–12 %, а для песчаников нижнего карбона – 15–17 %. Для газоносных сеноманских песчаников Западной Сибири величина $k_{\text{п. гр}}$ равно 20–27 %, для более глубокозалегающих нефтенасыщенных меловых песчаников и алевролитов она уменьшается до 14–18 % и в юрских отложениях – до 11–13 % [16].

5.5.3. Разделение коллекторов по структуре порового пространства

Результаты геолого-геофизических исследований по изучаемому объекту или интервалу разреза используются для определения типов коллекторов.

По данным ГИС, коллекторы делятся на три основных типа: *поровый, порово-каверновый, трещинный*.

Поровые коллекторы выделяются по прямым качественным признакам. Косвенные количественные критерии используются для выделения поровых коллекторов в скважинах, в которых по имеющимся материалам ГИС невозможно надежно установить проникновение ПЖ в пласты из-за нарушения технологических процессов. Пористость пластов в этом случае выше нижних граничных значений ($k_{\text{п}} > k_{\text{п. гр}}$). Петрофизический признак такого коллектора – наличие тесных корреляционных зависимостей между фильтрационными и емкостными параметрами пород, а также между физическими свойствами и емкостными параметрами пород.

Порово-каверновые коллекторы из-за устойчивости прямых качественных признаков выделяются по косвенным количественным критериям. К основным геофизическим признакам относятся: расхождение значений $k_{\text{п}}$ (по данным РК (НК, ГГК-п) и по АК) на величину, превышающую погрешности определения этого параметра (±2–3 % от объема пород); $k_{\text{п}}^{\text{РК}} > k_{\text{п}}^{\text{АК}}$; превышение общей пористости (по данным РК) над $k_{\text{п. гр}}$. Для этих коллекторов свойственна меньшая теснота корреляционных связей между физическими параметрами пород и их ФЕС.

Трещинные коллекторы выделяются по основному геофизическому признаку, которым является факт установления проникновения фильтрата ПЖ или получения притока флюида при низкой (меньшей граничного значения) общей пористости пород. Также для этих коллекторов могут использоваться и другие геофизические признаки: повышенные затухания продольных и поперечных акустических колебаний; неравномерные увеличение фактического диаметра скважины; низкая общая пористость пластов (меньше нижнего граничного значения, установленного для коллекторов порового типа).

5.6. Оценка характера насыщенности

Для определения характера насыщенности коллекторов необходимо решать комплекс задач, включающий в себя:

1) разделение коллекторов на водоносные и нефтегазосодержащие;
2) установление типа насыщающих флюидов (газ, нефть);
3) оценку возможности получения притоков нефти или газа.

Решения поставленных задач зависят от систем, насыщающих флюиды (однофазные или двухфазные), и сложности структуры пустотного пространства коллекторов.

Для оценки характера насыщенности используются следующие данные:

- прямая информация о нефтегазонасыщенности разреза, получаемая в процессе проводки скважин – при интерпретации данных ГТИ и прямых определений (наблюдений) остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу;
- прямая информация о нефтегазонасыщенности разреза, получаемая 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.

Основными методами, применяемыми для оценки характера насыщенности, являются испытания пластов в колонне и в открытом стволе и методы ГИС [17].

5.6.1. Оценка характера насыщенности по данным ГТИ и керна

Данные ГТИ используются для определения наличия или отсутствия в изучаемой части разреза нефтегазонасыщенных пород и для определения местоположения межфлюидных контактов.

При современном аппаратурном и методическом обеспечении ГТИ повышается оперативность обработки данных. Методика интерпретации данных ГТИ состоит в следующем [17].

При ГТИ мерой продуктивности коллекторов является остаточный газовый фактор флюида пласта ($G_{фо}$, м^3/м^3), рассчитываемый через приведенную газонасыщенность горной породы ($Г_{пр}$, м^3/м^3) и ее пористость $k_п$.

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

Для оценки характера насыщенности продуктивных коллекторов, выделенных по значению $G_{фо}$, должен применяться комплексный подход. При таком подходе необходимо использовать данные о составе газа, извлеченного из ПЖ при термовакуумной (по отдельным пробам) и непрерывной принудительной высокоэффективной дегазации, и результаты количественных люминесцентно-битуминологического весового и ИК-спектрометрического анализов по пробам шлама (керна).

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

При выполнении люминесцентно-битуминологического и ИК-спектрометрического анализов по пробам шлама (керна), привязанным к истинным глубинам, количественно определяется удельная би-

тумонасыщенность (условно остаточная нефтенасыщенность) пород $q_{но}$ (мг/г), тип битума (по характеру люминесценции извлеченного экстракта). Результаты представляются в виде кривой $q_{но}$ в функции глубин с указанием наряду с глубиной цвета люминесценции (может быть отражен цветом на кривой $q_{но}$) и типа битумоида.

Для более правильного определения характера насыщенности выделенных коллекторов используются данные по составу газа, извлеченного из ПЖ принудительным дегазатором непрерывного действия, и по содержанию остаточной нефти (битума).

Для точной оценки характера насыщенности используются результаты лабораторных анализов керна. При достаточном отборе керна в зоне флюидальных контактов его положение определяется вполне надежно [20]. При достаточном выносе керна в интервале межфлюидных контактов (более 70 %) в процессе послойного макроописания керна на буровой легко устанавливается переход от водоносной к нефтенасыщенной части разреза. Также по разгазированию керна, длящемуся иногда несколько часов после его подъема на поверхность, возможно по данным макроописания выделить газоносные пласты.

5.6.2. Оценка характера насыщенности по результатам испытаний в процессе бурения и в колонне

В процессе бурения скважин испытания в открытом стволе проводят с помощью испытателей пластов на бурильных трубах (**ИПТ**) и опробователей (испытателей) пластов на каротажном кабеле (**ОИПК**). С помощью ОИПК отбирают пробы пластового флюида с замером пластового давления в любой точке пласта-коллектора с надежной привязкой ее по глубине к диаграммам ГИС. Это используется при определении характера насыщенности пластов с неоднородным по высоте характером насыщенности (газ–нефть–вода) и пластов, близко расположенных друг к другу, относящихся к разным залежам.

При малом проникновении фильтрата ПЖ в пласт интерпретация результатов испытания заключается в том, что по характеру отобранной пробы определяют насыщенность пласта. При значительном проникновении фильтрата ПЖ в пласт отбор нефти и пластовой воды затруднен, так как глубинность метода ограничена (20–40 см) [18]. В этих случаях характер насыщенности определяют по составу и количеству газа, поступающего из остаточного флюида в зоны проникновения вследствие его дегазации при испытании, а также по содержанию пластовой воды в пробе (табл. 5.1) [19].

Таблица 5.1

Критерии определения характера насыщенности пластов по данным опробователей (испытателей) пластов на каротажном кабеле [1, 19]

Пласты		
нефтесодержащий	водоносный	газосодержащий
Основные критерии		
1. Наличие нефти в пробе. 2. Компонентный состав углеводородных газов, характерный для нефтеносного пласта	1. Наличие пластовой воды в пробе. 2. Компонентный состав углеводородных газов, характерный для водоносного пласта	1. Количество газа в баллоне, равное нескольким десяткам или сотням литров
Вспомогательные критерии		
1. Содержание УВ в газе более 15 % при отсутствии в пробе пластовой воды. 2. Сопротивление жидкости близко к сопротивлению фильтрата	1. Сопротивление жидкости в пробе ниже сопротивления фильтрата	1. Высокое суммарное содержание УВ при отсутствии пластовой воды

В поровых и каверново-поровых коллекторах оценка характера насыщенности по результатам испытания с помощью ОИПК повышается с увеличением пористости и проницаемости и уменьшением глубины зоны проникновения и продолжительности времени между разбуриванием и испытанием.

Для определения характера насыщенности сложнопостроенных коллекторов используются результаты испытаний с помощью ИПТ. По данным этих испытаний однозначно выделяются газонасыщенные коллекторы. При выделении нефтенасыщенных коллекторов положительные результаты можно получить при проведении испытаний в минимальные сроки (1–2 сут) после разбуривания коллекторов.

Испытания в колонне в настоящее время являются источником получения прямой информации для оценки нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов.

5.6.3. Оценка характера насыщенности по данным анализа градиентов давлений

По данным анализа градиентов давлений, полученным с помощью приборов на каротажном кабеле, характер насыщенности определяется при достаточном количестве измерений $\rho_{пл}$. Изменение градиента давления наблюдается при последовательном переходе от воды к нефти и газу.

По пересечению прямых выделяется промежуточный контакт внутри зоны двухфазной фильтрации. Для пластовых залежей с высотой более 30–40 м и коллекторами с высокими ФЕС ($k_{пр} > 100$ мД) определение положения этого контакта практически не влияет на создание геологической модели залежи и подсчет запасов. Для массивных залежей и залежей с малой высотой и коллекторами с низкими ФЕС необходимо выявлять зону двухфазной фильтрации и определить кровлю и подошву пласта.

5.6.4. Оценка характера насыщенности по данным ГИС

Оценка характера насыщенности по электрическому сопротивлению. Удельное электрическое сопротивление пласта ($\rho_п$) является основной характеристикой пласта, используемой для выделения нефтегазосодержащих пластов, оценки подвижности УВ в пласте, количественного определения нефтегазонасыщенности пласта ($k_н(k_г)$) и остаточной нефтегазонасыщенности в промытой зоне ($k_{но}(k_{го})$), прогнозирования состава притока при испытании. Удельное сопротивление ($\rho_п$) определяется по данным комплекса БКЗ–БК–ИК. В терригенных разрезах для определения $\rho_п$ применяется ВИКИЗ [21] и многозондовая аппаратура ИКЗ с набором зондов ИК разной глубинности. Удельное сопротивление $\rho_{пз}$ определяется по данным БМК, глубинность исследования которого составляет 8–10 см.

Для простых коллекторов порового типа характер насыщенности по электрическому сопротивлению определяется более достоверно, чем для сложных коллекторов. В сложнопостроенных коллекторах характер насыщенности зависит от структуры порового пространства. Влияние структуры пор на $\rho_п$ увеличивается с уменьшением $k_п$.

В коллекторах смешанного типа, пустотное пространство которых состоит из межзерновых пор, каверн и трещин, и пористость матрицы ($k_{п.м}$) которых больше граничного значения пористости ($k_{п.гр}$), установленного для поровых коллекторов, по величине $\rho_п$ оценивается нефтегазонасыщенность межзерновой матрицы. Полученные результаты на-

иболее достоверны для смешанных трещинно-поровых, каверново-поровых, трещинно-кавернозно-поровых коллекторов. Характер насыщенности трещинных и каверновых коллекторов по данным ГИС достоверно не определяется.

Сущность методики выделения нефтегазосодержащих коллекторов состоит в сопоставлении измеренных $\rho_{п}$ или $\rho_{пз}$ с расчетными величинами удельных сопротивлений пласта $\rho_{вп}$ или его промытой зоны $\rho_{впз}$ для условий 100%-й насыщенности пласта водой, а промытой зоны – фильтратом ПЖ на водной основе.

Значения $\rho_{вп}$ и $\rho_{впз}$ рассчитывают по формулам:

$$\rho_{âï} = Ð_{ï}\,\rho_{â}, \tag{5.34}$$

$$\rho_{âï\,ç} = Ð_{ï}\,\rho_{ô}, \tag{5.35}$$

где $P_{п}$ – относительное сопротивление (параметр пористости), определяемое согласно установленной для изучаемого пласта (горизонта) петрофизической связи ($P_{п} - k_{п}$).

Петрофизические зависимости и значения $\rho_{в}$ и $\rho_{ф}$ устанавливаются для термобарических условий залегания данного пласта.

Пласт содержит нефть или газ, если $\rho_{п} > \rho_{вп}$ или $\rho_{пз} > \rho_{впз}$. При $\rho_{п} = \rho_{вп}$ пласт водоносен. При $\rho_{пз} \le \rho_{впз}$ характеристика пласта по насыщенности неоднозначная [1].

Параметр насыщенности ($P_{н}$) *или коэффициент увеличения сопротивления* равен отношению $\rho_{п}/\rho_{вп}$. Параметр насыщенности ($P_{н}$) взаимосвязан с коэффициентом водонасыщенности ($k_{в}$) и определяется по формуле:

$$Ð_{ï} = à_{ï} / k_{â}^{ï}, \tag{5.36}$$

где $a_{п}$ и n – константы, устанавливаемые экспериментально для данного пласта (горизонта) на представительной коллекции образцов керна.

При сравнении значений $\rho_{п}$, $P_{н}$ или $k_{в}$ с критическими значениями этих параметров для границы, разделяющей зоны безводных притоков нефти (газа) и притоков воды, в том числе смеси воды с нефтью (газом), определяют характер предполагаемого притока (рис. 5.5).

Критические значения $\rho_{п.\,кр}(P_{н.\,кр},\ k_{в.\,кр})$ определяют по результатам достоверных поинтервальных испытаний при сопоставлении кривых интегральных распределений соответствующего параметра для испытанных продуктивных и водоносных пластов. Критическим значениям соответствуют точки пересечения кривых распределений.

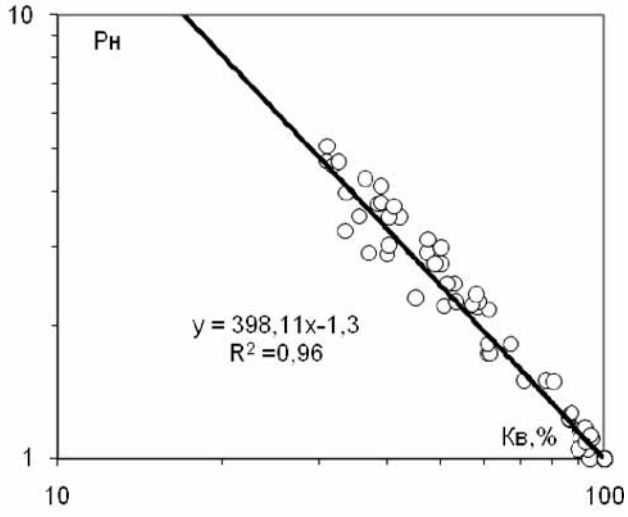


Рис. 5.5. Зависимость параметра насыщения ($P_н$) от коэффициента водонасыщенности коллекторов ($k_в$) по пластам ПК Барсуковского месторождения

Данный способ определения критических значений, требующий большого числа испытаний продуктивных и водоносных пластов, применяется лишь на завершающей стадии разведки; на начальном этапе разведки применяют критерии, установленные по аналогии с близлежащими месторождениями района.

Широко используются и другие варианты сопоставлений и статистического анализа $\rho_п$ по испытанным пластам. Из них наиболее распространены (особенно в Западной Сибири [22], где преобладают терригенные в разной степени глинистые коллекторы порового типа) сопоставления $\rho_п$ с $\alpha_{пс}$ по испытанным пластам с разным характером притока. Этот вариант также требует большого числа испытаний. Так, например, по данным А.Н. Бабушкиной и В.Г. Фоменко [23] в отложениях ачимовской свиты Уренгойского месторождения величины $\rho_п$ 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 $\rho_п$ возможно разделение коллекторов на продуктивные и водоносные, а продуктивных – на газо- и нефтеносные. Существует значительная разница в $\rho_п$ для газо- и нефтенасыщенных пластов.

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 [1] предложил использовать способ, основанный на построении палетки с семейством зависимостей

$\rho_п = f(k_п)$, шифром которых являются различные значения коэффициента относительной водонасыщенности ($k_{в.\,отн}$), характеризующей водонасыщенность эффективного объема пор, в том числе критические значения $k^*_{в.\,отн}$ и $k^{**}_{в.\,отн}$. Относительная водонасыщенность ($k_{в.\,отн}$) рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{â. î òí}} = \frac{k_{\text{â}} - k_{\text{âî}}}{1 - k_{\text{âî}}}. \qquad (5.37)$$

Палетка строится для конкретного объекта с использованием данных о $\rho_в$, петрофизических зависимостей $P_п = f(k_п)$, $P_н = f(k_в)$, $k_{во} = f(k_п)$ и кривых относительной проницаемости, полученных для пород с разной пористостью.

Однако при проведении ГРР на нефть и газ кривые относительной фазовой проницаемости на образцах керна используются редко. Для получения петрофизической основы оценки характера насыщенности с использованием кривых относительной фазовой проницаемости последние необходимо получить в широком диапазоне изменения ФЕС.

В связи с этим в 1982 г. была предложена, а затем достаточно широко внедрена технология, заключающаяся в использовании для решения описанных задач петрофизической информации, получаемой при капилляриметрических исследованиях [1]. Данная методика позволяет определять положение контактов уже на стадии открытия месторождения. Пример пересчета кривых капиллярного давления с использованием формул Бурдайна в кривые относительной фазовой проницаемости приведен на рис. 5.6.

Оценка характера насыщенности по комплексу ГИС. При выделении в изучаемом разрезе нефтегазонасыщенных коллекторов используются способы, основанные на зарегистрированных показаниях методов ГИС и не требующие знания истинных величин $\rho_п$, $k_п$, $\rho_в$, $P_н$, $k_в$ и критических значений тех или иных параметров.

Одним из таких способов, используемых для оперативного выделения нефтегазонасыщенных пластов, особенно в карбонатных отложениях, является ***способ нормализации***. Сущность способа заключается в перестроении и изображении кривых, отражающих сопротивление (БК или ИК) и пористость (НК, ГГК-п 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). При этом модули (коэффициенты) перестроения выбирают таким образом, чтобы кривые сов-

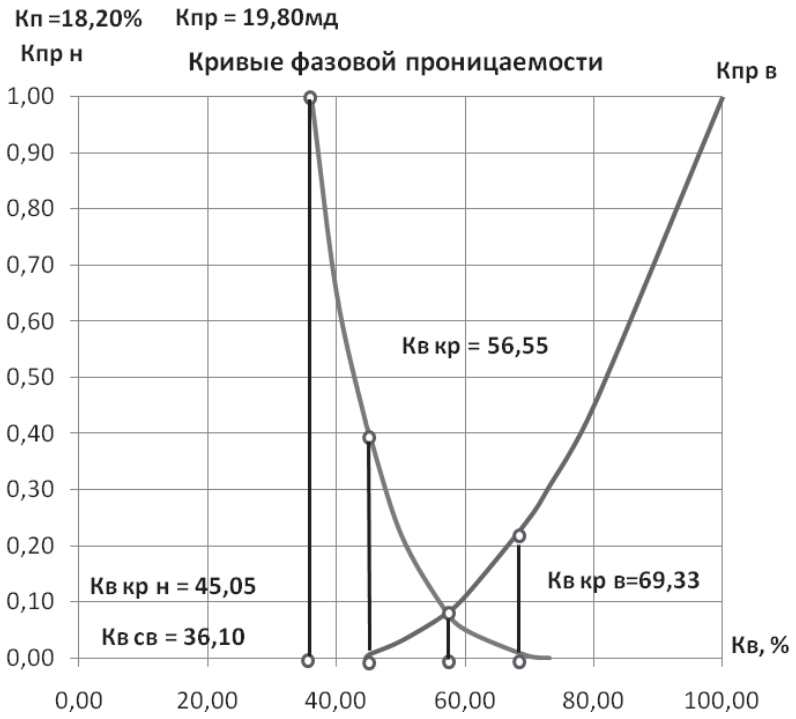


Рис. 5.6. Определение критических значений водонасыщенности ($k_{в.кр}$) по кривым относительной фазовой проницаемости в зависимости от ФЕС. Скважина 29, Двуреченское месторождение

падали 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 пласты выделяют по расхождению нормированных кривых [1, 15, 24].

Широко используется 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 также возможно выделение газонасыщенных коллекторов по материалам АК. При невысоких репрессиях на пласты ПЖ в стволе скважины против газонасыщенных пластов газируется, а содержание газа в зоне проникновения остается высоким.

5.7. Определение пористости

Пористостью пород называется отношение объема пор к общему объему породы, выраженное в долях единицы или в процентах.

Различают три вида пористости:

1) *общую* (*полную*), образованную всеми пустотами;

2) *открытую (или пористость насыщения),* представленную открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор;

3) *закрытую,* образованную изолированными пустотами, не сообщающимися друг с другом и с основной системой открытых пор.

В лабораторных условиях на образцах керна ***полную пористость*** определяют пикнометрическим методом с парафинированием поверхности образцов (метод Мельчера) [25, 26] или методом гидростатического взвешивания. Методом Преображенского (методом насыщения жидкостью) [25, 26] или газоволюметрическим методом (газом) определяют величину ***открытой пористости***.

По форме пустоты различают трех видов: межзерновые поры, трещины и каверны. Независимо от формы выделяют поры эффективные и неэффективные. Эффективные открытые поры могут вмещать УВ вместе с остаточной водой, неэффективные поры заполнены остаточной водой. Закрытая пористость всегда неэффективна. Наличие в породе эффективной пористости отличает породы-коллекторы от неколлекторов [1]. Разные типы пустот определяются с помощью различных методов ГИС.

Межзерновые неглинистые коллекторы. Определение коэффициента пористости ($k_п$) рекомендуется выполнять с использованием трех (АК, НК, ГГК-п) или двух методов. В терригенном разрезе возможно применение пары методов ГГК-п–АК либо ГГК-п–НК (но не НГК). Применение первой пары используется для выделения крепкосцементированных коллекторов, залегающих на глубинах более 1000 м. В карбонатных разрезах для определения $k_п$ применяются данные АК–НК (в том числе НГК). Одновременно определяется состав основных породообразующих минералов – известняка, доломита, ангидрита, кварца.

Межзерновые глинистые коллекторы. Определение $k_п$ в терригенных разрезах проводится с учетом глинистости по данным отдельно взятых ГГК-п и АК, определяя первым методом и контролируя результаты с помощью второго. В карбонатных разрезах $k_п$ определяется с учетом глинистости по отдельно взятым данным АК и НК, затем по комплексу исправленных (за глинистость) значений пористости находят истинное значение $k_п$ с учетом литологического состава пород.

Коллекторы со сложной структурой порового пространства и (или) сложным минеральным составом скелета. Определение общей, кавернозной и трещинной пористости проводится по комплексу данных НК, ГГК-п, АК и ЭК (ЭМК). Предпосылками определения служат слабое влияние кавернозной и трещинной пористости на показания АК и аномально выраженное влияние трещинной пористости на данные ЭК (ЭМК). Общую пористость определяют с учетом минерального со-

става пород по материалам комплекса НК (в том числе НГК) и ГГК-п, на которые структура порового пространства не оказывает влияния. По данным АК и по составу пород определяют межзерновую пористость, куда входит доля каверновой пористости. Определение трещинной пористости выполняется по данным ЭК (ЭМК) при бурении скважин на минерализованной ПЖ или по методике двух ПЖ разного сопротивления. В общем случае общая и каверновая пористости определяются по материалам ГИС; определения трещинной пористости носят ориентировочный характер.

5.7.1. Петрофизические основы определения пористости

Петрофизической основой определения коэффициентов пористости по материалам ГИС являются корреляционные парные или многомерные зависимости типа «керн–ГИС» и «керн–керн» между $k_п$ и различными геофизическими характеристиками ($P_п$, W, $\alpha_{пс}$ и др). Для выделения литотипов используются данные литологического описания шлама и керна, выполняемое при ГТИ. Для определения пористости используются петрофизические связи типа «керн–ГИС», а при их отсутствии – 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 не противоречащих условиям измерения используемой геофизической характеристики [1]. Правильные зависимости устанавливаются при количестве образцов, большем 30; надежные петрофизические связи получают при количестве использованных образцов более 100. Для уменьшения объемов исследований выбор образцов для представительной коллекции осуществляют после предварительного сопоставления значений $k_п$ и $k_{пр}$, выполненных при массовом определении этих параметров для исследуемого объекта. Далее отбирают образцы таким образом, чтобы они равномерно представляли весь диапазон изменения величин $k_п$ и $k_{пр}$ в области наиболее тесной связи между этими параметрами (рис. 5.7).

Петрофизические связи типа «керн–ГИС» получают по данным анализов керна и интерпретации данных ГИС в базовых скважинах или пластопересечениях. В качестве таких пластопересечений можно использовать пласты, отвечающие следующим требованиям: а) толщина – не менее 1,5 м; б) вынос керна из исследуемых пластов, интерва-

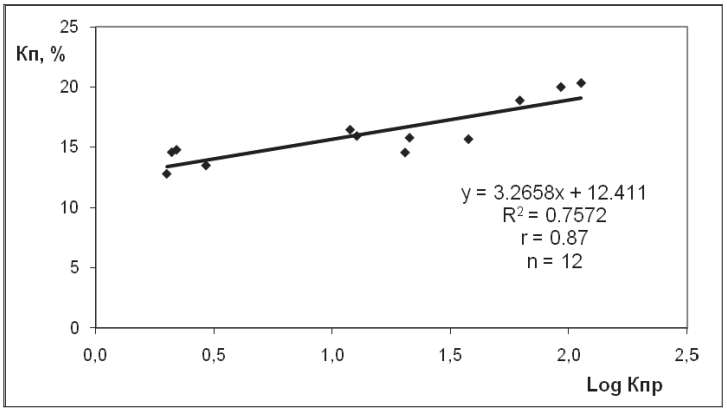


Рис. 5.7. Зависимость пористости ($k_п$) от проницаемости (log $k_{пр}$) пласта $Ю_1^1$ Двуреченского месторождения

лов – не менее 80 %; в) плотность анализов – не менее 3–5 на 1 м вынесенного керна. Значения $k_п$, используемые для получения связи, необходимо определять в условиях, приближенным пластовым, или приводить к ним, если измерения выполнены при атмосферных условиях. Достоверность петрофизических связей «керн–ГИС» определяется надежностью привязки керна к разрезу.

Наиболее надежным способом формализованной привязки керна к разрезу является сопоставление результатов измерения какой-либо физической характеристики на образцах керна («каротаж по керну») с кривыми одноименного вида ГИС. Например, в качестве такой характеристики можно выбрать наиболее дифференцированный в данном интервале параметр – интервальное время Δt, естественную гамма-активность пород.

Другой способ привязки керна основан на сопоставлении кривых ГИС с литологическим макроописанием и результатами измерений ФЕС образцов пород (рис. 5.8).

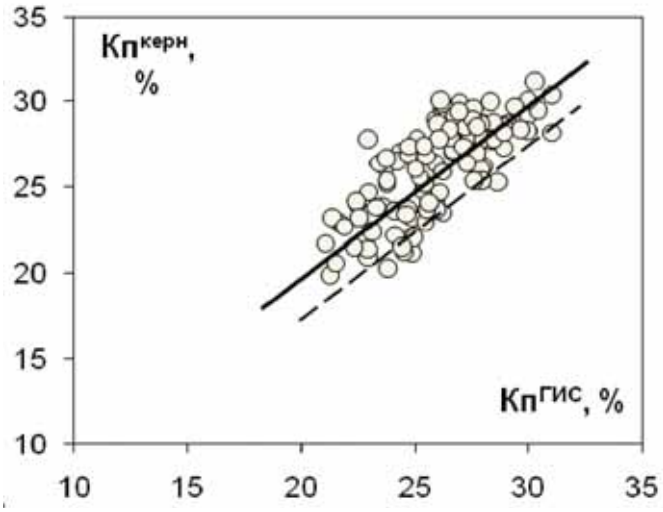


Рис. 5.8. Сопоставления пористости, определённых по данным керна и ГИС, в пластах ПК Барсуковского месторождения

Определение пористости образцов кавернозных и слабосцементированных пород затруднено при получении петрофизических связей «керн–керн» и «керн–ГИС». При наличии в разрезе кавернозных пород керн рекомендуется отбирать максимально возможного большого диаметра и исследования проводить на полномасштабных образцах большого размера. Для определения $k_{п}$ кавернозных пород, представленных известняками и доломитами, используются методики, позволяющие раздельно определять открытую пористость с учетом и без учета внешних каверн [1]. В обоих случаях образцы насыщаются жидкостью, а объем внешних каверн, сообщающихся с поверхностью образцов, определяется их обмером и гидростатическим взвешиванием либо заполнением внешних каверн смесью песка с клеем [1]. В обеих методиках учитывается только объем внешних каверн. Объем внутренних каверн, заключенных в матрице породы, учитывается в составе межзерновой пористости.

5.7.2. Определение пористости по данным электрического и электромагнитного каротажа

Удельные электрические сопротивления продуктивных ($\rho_{п}$) и водоносных ($\rho_{вп}$) пластов, не затронутых проникновением, и удельные электрические сопротивления их промытой зоны ($\rho_{пз}$) и зоны проникновения ($\rho_{зп}$), определяемые по данным ЭК и ЭМК, используются для определения пористости межзерновых (гранулярных) коллекторов и для оценки емкости трещинных и трещинно-каверновых коллекторов [1].

Определение пористости межзерновых коллекторов. Сущность методов сопротивления для определения $k_{п}$ межзерновых коллекторов состоит в построении зависимости относительного сопротивления (параметра пористости ($P_{п}$)) породы, насыщенной электропроводящим флюидом, от $k_{п}$ и структуры порового пространства.

Для чистых неглинистых межзерновых коллекторов зависимость $P_{п}$ от $k_{п}$ описывается эмпирическим выражением:

$$Ð_{i} = \frac{à}{k_{i}^{m}}, \qquad (5.38)$$

где m – структурный показатель, определяющий влияние на $P_{п}$ степени консолидации породы и структуры ее порового пространства (изменяется от 1,4 до 2,4); a – эмпирическая величина (изменяется от 0,4 до 1,4).

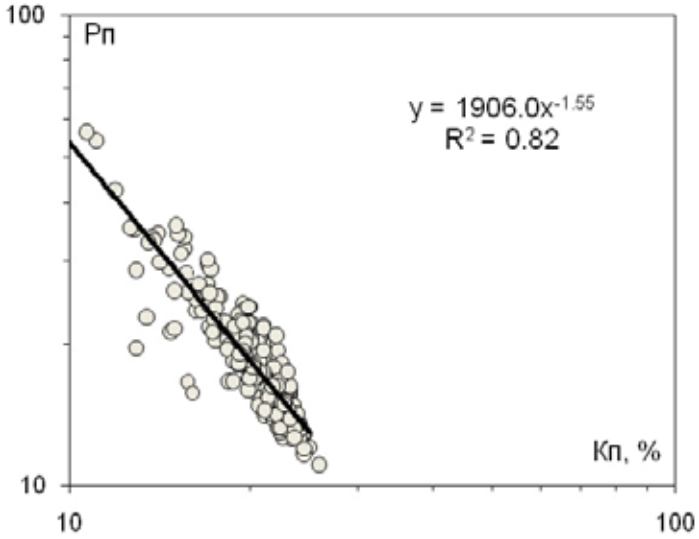


Рис. 5.9. Зависимость параметра пористости ($P_п$) от коэффициента пористости ($k_п$) по пластам БС Комсомольского месторождения

Зависимости $P_п = f(k_п)$ типа «керн–керн» определяются на основе статистического анализа результатов лабораторных измерений на репрезентативной выборке образцов керна (рис. 5.9).

В глинистых породах с глинистым материалом, равномерно распределенным в породе (*рассеянная глинистость*), параметр пористости ($P_п$) меняется при изменении минерализации насыщающей жидкости. Вместо $P_п$ находят его фиктивное значение по формуле:

$$Đ_{ì.ô} = Đ_ì I \ , \qquad (5.39)$$

где $П$ – коэффициент, учитывающий поверхностную проводимость породы (всегда $П \le 1$).

Для чистых пород $П = 1$, для глинистых $П < 1$. Соответствующие зависимости для определения $П$ устанавливаются в результате лабораторных экспериментов на керне [1].

Для водонасыщенных коллекторов в законтурной части нефтяной или газовой залежи $P_п(P_{п.ф})$ определяют с учетом данных:

1) $\rho_{вп}$ водоносного пласта и $\rho_в$ пластовой воды;
2) $\rho_{пз}$ промытой зоны и $\rho_ф$ фильтрата промывочной жидкости (ПЖ);
3) $\rho_{зп}$ зоны проникновения и $\rho_{вф}$ смеси фильтрата ПЖ и пластовой воды.

Для продуктивных коллекторов $P_п(P_{п.ф})$ рассчитывают по $\rho_{пз}$ и $\rho_ф$, либо по $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$. Также применяется способ определения $k_п$ продуктивных пластов по относительному сопротивлению P_0 с использованием установленных на основании керновых анализов статистических зависимостей P_0 от пористости [1]. Расчет производится по формуле:

$$Đ_0 = \rho_ï / \rho_â \ . \qquad (5.40)$$

Используемые при расчетах $P_п$ значения удельных электрических сопротивлений $\rho_п$ (или $\rho_{вп}$) и $\rho_{зп}$ находят по данным комплекса БКЗ–БК–ИК, ВИКИЗ–ИКЗ. Эти параметры определяются при толщине пластов $h \geq 1{,}6$ м. Значения $\rho_{пз}$ находят по данным БМК при условии $D > 3d_с$. При глубоком ($D > 6d_с$) проникновении $\rho_{пз}$ оценивается по показаниям малых зондов БКЗ или ВИКИЗ.

Определение $k_п$ водонасыщенных коллекторов по значениям $\rho_{вп}$ и $\rho_п$ проводится при неглубоком проникновении фильтрата ПЖ. Полученые значения $\rho_{вп}$ и $\rho_п$ используются для расчета параметра пористости $P_п$:

$$Đ_п = \rho_{âï} / \rho_п . \qquad (5.41)$$

Определив $P_п$, по соответствующей петрофизической зависимости $P_п = f(k_п)$ находят $k_п$.

Определение $k_п$ водонасыщенных коллекторов по значениям $\rho_{пз}$ и $\rho_ф$ проводится при наличии глубокой зоны проникновения, если размеры сформированной промытой зоны достаточны для определения $\rho_{пз}$ по данным БМК, глубинность исследования которого составляет 8–10 см [27]. Для нахождения $k_п$ используется зависимость $P_п = f(k_п)$, полученная при насыщении образцов керна водой, минерализация которой равна минерализации пластовой воды в неизмененной части коллектора. Параметр пористости ($P_п$) определяют для чистых коллекторов без учета и для глинистых коллекторов с учетом поверхностной проводимости, т. к. $\rho_{пз} > \rho_ф$, при этом $P_п$ рассчитывается по формуле:

$$Đ_п = \rho_{ïç} / \rho_ô . \qquad (5.42)$$

Определение $k_п$ водонасыщенных коллекторов по значениям $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$. Этот способ аналогичен предыдущему. Отличие состоит в том, что вместо $\rho_{пз}$ и $\rho_ф$ при расчетах параметра пористости применяют $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$.

Определение $k_п$ продуктивных коллекторов по значениям $\rho_{пз}$ и $\rho_ф$. Этим способом определяют $k_п$ продуктивных межзерновых коллекторов с проницаемостью более 100–200 мД [28]. Параметр пористости ($P_п$), приведенный к условиям минерализации воды в неизмененной части коллектора, рассчитывается по формуле:

$$Đ_п = \frac{\rho_{ïç}}{\rho_ô Đ_{ïî} Ï}, \qquad (5.43)$$

где $P_{но}$ – параметр насыщенности промытой зоны; $П$ – параметр поверхностной проводимости.

Обычно величину $P_{но}$ находят по известному $k_{но}$ (коэффициенту остаточной, т. е. неснижаемой нефтегазонасыщенности) с использова-

нием экспериментальной зависимости $P_п = f(k_в)$ для изучаемого типа коллектора. Для большей части коллекторов $k_{но}$ составляет 20–30 %, чему соответствуют значения $P_{но}$, примерно равные 1,6–2.

Определение $k_п$ проводят по найденному значению $P_П$ с использованием петрофизической зависимости $P_п = f(k_п)$, полученной при насыщении образцов керна пластовой водой [1].

Определение $k_п$ продуктивных коллекторов по значениям $\rho_{зп}$ и $\rho_{вф}$. Этот способ аналогичен предыдущим: определяется параметр пористости $P_п$, по которому с использованием петрофизической зависимости $P_п = f(k_п)$, рассчитывается $k_п$. Параметр пористости ($P_п$) рассчитывают по формуле:

$$Đ_і = \frac{\rho_{çï}}{\rho_{âô}\, Đ_{ií.ç}\, Ï}, \qquad (5.44)$$

где $P_{но.з}$ – параметр насыщенности зоны проникновения; $П$ – параметр поверхностной проводимости для приведения $P_п$ к условиям насыщения породы пластовой водой.

Величина $P_{но.з}$ зависит от средней остаточной нефтегазонасыщенности ($k_{но.з}$) в зоне проникновения, отличающейся от $k_{но}$ в промытой зоне и от $k_н$ в неизмененной части коллектора ($k_{но} < k_{но.з} < k_н$). Находят $P_{но.з}$ по значению $k_в = 1 - k_{но.з}$ с использованием петрофизической зависимости $P_п = f(k_в)$ для изучаемого объекта [1].

5.7.3. Определение пористости по данным акустического каротажа

При подсчете запасов для определения коэффициента полной пористости ($k_п$) по данным АК используются зависимости между $k_п$ и интервальным временем Δt, соответствующие исследуемому пласту (горизонту). Их устанавливают на представительной коллекции образцов керна в термобарических условиях, идентичных пластовым (зависимости типа «керн–керн»). Также применяют зависимости, по которым средневзвешенные значения $k_п$ определены на образцах керна из интервалов с высоким выносом, а значения интервального времени против этих интервалов определены по кривой Δt (зависимости «керн–ГИС»).

Для определения $k_п$ на ранних этапах разведки залежи и для месторождений с небольшими запасами применяются зависимости между $k_п$ и Δt, основанные на анализе и обобщении экспериментальных и теоретических данных. Из них наиболее известны зависимости для креп-

ких, неглинистых, насыщенных водой, сцементированных пород с межзерновой пористостью, которые при значительном содержании в порах свободных (несвязанных) флюидов характеризуют дифференциально упругие среды с несовершенной связью между фазами (минеральным скелетом породы и флюидом в порах) [1].

5.7.4. Определение пористости по данным стационарных нейтронных видов каротажа

Стационарный (интегральный) 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 [1]. Выделяется несколько видов НК, различающиеся по типу и энергии регистрируемого излучения: нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (**ННК-нт**), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (**ННК-т**) и интегральный нейтронный гамма-каротаж (**НГК**). Измерительные установки НК в зависимости от количества и расположения детекторов радиоактивного излучения подразделяются на одно-, двух- и многозондовые. Наиболее применяемыми являются одно- или двухзондовые («компенсированные») измерительные установки с зондами одной модификации, реже – многозондовые или с зондами разных модификаций НК.

Особенности обработки и интерпретации данных НК. После проведения стационарного НК последовательность обработки и интерпретации результатов измерений условно подразделяется на три этапа: *первичная обработка*, *предварительная обработка и собственно интерпретация*.

Для выполнения вышеназванных этапов обработки требуется объем знаний – исходная информация, разделяемая на 3 группы:

1) данные об условиях измерений в скважине:
   - фактический ($d_с$) и номинальный ($d_{ном}$) диаметры скважины (диаметр долота). По знаку разности $d_с - d_{ном}$ определяется наличие каверны или корки;
   - толщина промежуточной среды между прибором и исследуемой породой (корки или каверны), которая оценивается по формуле:

$$h_{\text{ïñ}} = \left| \frac{d_{\text{ñ}} - d_{\text{íîì}}}{2} \right|. \qquad (5.45)$$

- параметры промывочной жидкости – ее тип (водная, глинистая, глинисто-известковая, на нефтяной основе, безводная, эмульсионная и др.), минерализация (($C_{пж}$) – содержание солей NaCl в литре жидкости), плотность ($\sigma_{пж}$);
- термобарические условия в скважине (соответствующие интервалу обработки) – температура (t, °С) 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 (карбонатный, карбонатно-глинистый, терригенный, смешанный и т. д.);
   - состав скелета пород (основные минералы, слагающие скелет, и их процентное содержание в скелете);
   - состав цемента (основные минералы, слагающие цемент, и их процентное содержание в цементе);
   - параметры флюида, заполняющего поровое пространство в зоне исследования, минерализация и плотность флюида;
   - тип порового пространства (межзерновый, трещинный, каверновый и комбинации типов);
   - содержание примесей (бора, железа) и естественных радиоактивных элементов в компонентах породы.

Для проведения обработки и интерпретации результатов измерений требуется информация по опорным пластам, данные ГИС, керна, шлама, результаты испытания пластов и т. д.

Первичная обработка выполняется в процессе проведения измерений (в реальном масштабе времени). Таким способом определяется первичная пористость ($k_{\text{п. перв}}^{\text{НК}}$).

Предварительная обработка заключается в корректировке первичных данных НК за влияние скважинных факторов, т. е. переходе от регистрируемой величины к геофизическому параметру, соответствующему фиксированным условиям измерений.

Предварительная обработка включает в себя следующие стадии:

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 $k_{\text{п}}^{\text{НК}}$ с учетом поправок за влияние технических условий измерения;
4) оценку соответствия $k_{\text{п}}^{\text{НК}}$ имеющимся «эталонным» данным. В качестве «эталонных» данных 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.

Собственно интерпретация основана на последовательном введении одномерных поправок за влияние характеристик промывочной жидкости, диаметра скважины, глинистой корки, термобарических условий. Предпочтителен способ определения $k_{\text{п}}^{\text{НК}}$ непосредственно по зависимости, являющейся результатом фиксации конкретных условий измерений в многомерной аппроксимирующей функции.

При обработке данных однозондового НК (особенно полученных в скважинах «старого фонда») широкое применение получил ***способ «опорных» пластов.*** При интерпретации рассчитывается двойной разностный параметр (ΔJ) [1]:

$$\Delta J = \frac{J - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}, \tag{5.46}$$

где J, $J_{\min}$, $J_{\max}$ – соответственно, показания в текущем пласте, в опорном пласте с минимальными показаниями и в опорном пласте с максимальными показаниями.

Точность количественной оценки пористости по способу двух опорных пластов зависит от точности задания $J_{\min}$ в каверне.

На практике для определения $k_{\text{п}}$ применяются статистические связи, основанные на сопоставлении данных НК с керном. При этом показания НК для соблюдения единого масштаба для объекта исследований по площади и месторождению преобразовываются и нормируются. 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.

5.7.5. Определение пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа

Сущность гамма-гамма плотностного каротажа (**ГГК-п**) заключается в регистрации плотности потока многократно комптоновски рассеянного на электронах элементов горных пород гамма-излучения с энергией менее 1,2 МэВ. Измеренные скорости счета импульсов учитываются при расчете объемной плотности (σ) (электронной плотности σ_c) горных пород. Объемная плотность отображается на твердой копии в виде кривой плотности (σ, г/см^3) в линейном масштабе.

Объемная плотность (σ) линейно связана с общей пористостью ($k_п$) соотношением [1]:

$$k_п = \frac{\sigma_{ск} - \sigma}{\sigma_{ск} - \sigma_ж}, \qquad (5.47)$$

где $\sigma_{ск}$ – плотность скелета (минеральной матрицы) породы; $\sigma_ж$ – плотность жидкости (флюида), заполняющей поровое пространство.

5.7.6. Определение пористости по данным ядерно-магнитного каротажа

Ядерно-магнитный каротаж (**ЯМК**) или ядерный магнитный резонанс (**ЯМР**), используемый для определения пористости горных пород, основан на измерении реакции 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. С помощью ЯМК определяется водородосодержание флюида (фильтрата, воды, нефти, газа) в пустотном пространстве породы, которое по данным калибровки может быть пересчитано в коэффициент пористости (рис. 5.10) [1].

Способность флюидов намагничиваться в магнитном поле характеризуется временем продольной релаксации t_1. Изменение намагниченности после резонансных воздействий на ядра водорода определяется временем поперечной релаксации t_2. Выделяются три параллельно проходящих процесса *релаксации: поверхностная, диффузионная и объемная.*

Поверхностная релаксация характеризуется взаимодействием ядер водорода (протонов) с поверхностью пор. Скорость релаксации определяется частотой соударений протонов с поверхностью пор и свойствами самой поверхности пор. Поверхностная релаксация зависит



Рис. 5.10. Сигнал ЯМР от пор различных размеров (по В.И. Петерсилье) [1]

от распределения пористости по размерам пор, формы пор и минералогического состава твердой фазы.

Диффузионная релаксация происходит в неоднородном магнитном поле прецессии при значительном наличии магнитных минералов в породе. Данный вид релаксации требует применения специальных методик измерений.

Объемная релаксация зависит от различных типов флюидов (вода, газ, нефть), их состава и вязкости.

Диффузная и объемная релаксации имеют наменьший эффект по сравнению с поверхностной, поэтому не являются определяющими.

Определение пористости по данным ЯМК зависит от используемой аппаратуры и методов измерений.

Виды пористости, определяемые по ЯМК. Метод ЯМК позволяет получить дифференцированную информацию о различных компонентах общей пористости. *По данным ЯМК, возможно определение основных видов пористости* [1]*:*

- дифференциальное и интегральное распределение пористости по временам релаксации t_2 (качественный аналог распределения пористости по размерам пор);
- пористость глин $k_{\text{п. гл}}$;
- пористость, занятая капиллярно-связанной водой $k_{\text{п. кап. св}}$;
- пористость, занятая остаточной водой $k_{\text{во}}$;
- эффективная пористость $k_{\text{п. эф}}$;
- каверновая емкость (в карбонатах) $k_{\text{п. кав}}$;
- поровая емкость (в карбонатах) $k_{\text{п. пор}}$;
- общая пористость по ЯМК $k_{\text{п. ЯМК}}$.

Комплексирование ЯМК с другими методами ГИС. Совместная интерпретация данных ЯМК в комплексе с другими методами ГИС (РК, АК, ЭК) позволяет создать единую объемную модель горной породы.

Существуют различные варианты комплексирования, применяемые для решения следующих задач:

1) *уточнение параметров интерпретационной модели других методов ГИС, используя данные ЯМК как эталонные*, при этом достоверно определяется полная пористость и ее компоненты;
2) *определение новых петрофизических параметров, используя данные ЯМК и методов ГИС на равноправной основе*, при этом достоверно определяется полная пористость и ее компоненты;
3) *уточнение характеристик пористости по ЯМК, используя данные других методов ГИС как эталонные.* Применяется в том случае, если по ЯМК невозможно определение одной из компонент пористости по ЯМК. Ее величина рассчитывается как разность между $k_{п}$ по ГИС и ЯМК. Таким способом определяется пористость глин, эффективная пористость, каверновая пористость, пористость, занятая битумом;
4) *построение связей типа «ГИС–ГИС».* По данным ЯМК определяются основные характеристики ФЕС коллекторов – $k_{п}$, $k_{п.\,эф}$, $k_{во}$, $k_{пр}$, что позволяет использовать данные ЯМК как базовые при построении зависимостей типа «ГИС–ГИС» для определения подсчетных параметров.

Схема использования данных ЯМК в искусственном поле для подсчета запасов включает в себя четыре этапа:

1) *обоснование достоверности результатов ЯМК.* Данные по керну из скважин, где выполнен ЯМК, сопоставляются с данными по стандартным исследованиям на керне;
2) *интерпретация данных ЯМК.* Данные по всем скважинам, где выполнен ЯМК, используются для определений пористости;
3) *построение связей типа «ГИС–ГИС», используя результаты ЯМК как эталонные.* Используя данные по всем скважинам, где выполнен ЯМК и стандартный комплекс ГИС, строятся зависимости, отражающие взаимосвязь параметров в пластовых условиях:
   - типа «ЯМК–ЯМК»: $k_{п} - k_{п.\,эф}$, $k_{п} - k_{во}$, $k_{пр} - k_{п}$, $k_{пр} - k_{во}$, $k_{пр} - k_{п.\,эф}$;
   - типа «ГИС–ЯМК», например $\alpha_{пс} - k_{п}$;
4) *определение характеристик пористости по стандартному комплексу ГИС* с использованием полученных взаимосвязей «ГИС–ЯМК» проводится по всем остальным скважинам (где ЯМК не выполнялся).

5.7.7. Определение пористости по данным метода ПС

По данным метода ПС коэффициент пористости ($k_п$) определяется для межзерновых терригенных глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью, причем с ростом глинистости $k_п$ уменьшается.

Применение метода ПС для определения $k_п$ ограничивается скважинами, пробуренными на пресных ПЖ. Для получения дифференцированных кривых ПС необходимо, чтобы $\rho_ф/\rho_в > 3–5$ [29].

При определении $k_п$ по данным ПС используется не абсолютная амплитуда ПС ($\Delta U_{пс}$), а относительная приведенная амплитуда ПС ($\alpha_{пс}$). Значение $\alpha_{пс}$ для каждого пласта, равное отношению показаний в исследуемом ($\Delta U_{пс}$) и опорном ($\Delta U_{пс}^{мах}$) пластах, рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{ïñ} = \frac{U_{ïñ}}{U_{ïñ}^{ìàõ}}. \qquad (5.48)$$

Основой определения $k_п$ по данным ПС является корреляционная зависимость типа «ГИС–керн» или «ГИС–ГИС» между $\alpha_{пс}$ и $k_п$, получаемая при сопоставлении $\alpha_{пс}$ со средними значениями $k_п$ для интервалов, для которых пористость определена по данным представительного керна или по материалам других видов ГИС (рис. 5.11). Полученная зависимость применяется для определения $k_п$ по значениям $\alpha_{пс}$ в пластах, где пористость неизвестна (рис. 5.11).

Комплексная интерпретация данных ПС и методов пористости (НК, ГГК-п, АК) используется для одновременного определения пористости и глинистости и построения зависимостей параметра $\alpha_{пс}$ с относительной глинистостью ($\eta_{гл}$).

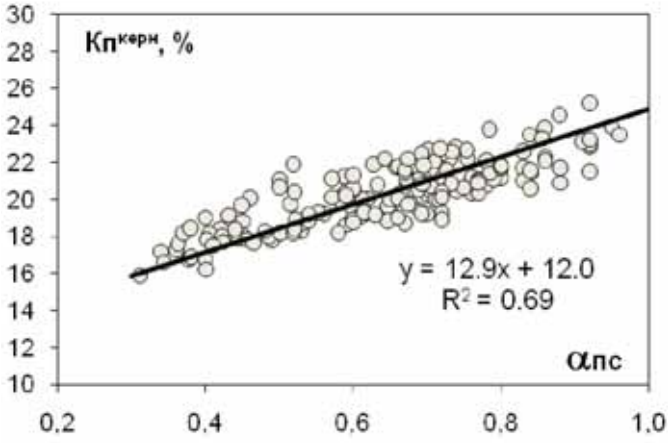


Рис. 5.11. Связь пористости ($k_п$) и относительного параметра ПС ($\alpha_{пс}$) по пластам $БС_{7–15}$ Барсуковского

5.7.8. Определение пористости коллекторов со сложной структурой пустотного пространства и сложным минеральным составом

Определение коэффициентов полной пористости $k_{\text{п}}$ коллекторов по данным основных видов ГИС (АК, НК, ГГК-п) зависит от изменений минерального состава, структуры порового пространства и многофазной насыщенности пород [30].

В карбонатном разрезе при определении коэффициентов общей пористости $k_{\text{п}}$ рекомендуется соблюдать следующие условия*:*

- использование материалов любых двух видов исследований: ГГК-п–НК; АК–НК; ГГК-п–АК;
- независимо от состава глинистых частиц погрешность определения пористости глинистых пород должна составлять ±3 % (абсолютных) на каждые 10 % глинистости при использовании комплекса ГГК-п–НК и ±2,5 % для двух других парных комплексов;
- ангидритизация разреза несущественно влияет на результаты определения пористости с помощью всех трех комплексов, но при условии $k_{\text{п}}^{\text{ГГК-п–НК}} < k_{\text{п}}^{\text{А–НК}} < k_{\text{п}}^{\text{ГГК-п–АК}}$. Литологическая принадлежность пород более достоверно определяется по данным комплекса АК–НК;
- пористость загипсованных пород устанавливается по материалам комплекса ГГК-п–АК;
- общая пористость кавернозных пород занижается на 1 % при использовании комплекса АК–НК и на 3 % (абсолютных) – для комплекса ГГК-п–АК;
- тонкопористые коллекторы с изометрической формой пор (мелоподобные известняки) интерпретируются по материалам комплексов АК–НК и ГГК-п–АК подобно кавернозным породам и оцениваются по данным ГГК-п–НК.

В терригенном разрезе при определении коэффициентов общей пористости ($k_{\text{п}}$) рекомендуется соблюдать следующие условия*:*

- использование материалов комплекса ГГК-п–НК, позволяющие одновременно находить $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{гл}}$ в породах с различным минеральным составом цемента (каолинитовый, хлоритовый, гидрослюдный и смешанный);
- для определения $k_{\text{п}}$ и $k_{\text{гл}}$ терригенных пород предпочтительнее применять комплекс ГГК-п–НК, т. к. результаты оценки не зависят от систематических погрешностей ГГК-п и НК.

Определение пористости сцементированных песчано-глинистых пород по АК в комплексе с другими видами ГИС, предназначенными для определения глинистости, осуществляется различными способами:

- пористость малоглинистых пород ($k_{гл} < 13$ %) определяют по материалам комплекса АК–НК;
- комплекс данных Δt, $k_{гл}$ используется для определения пористости пород (при условии определения минеральной глинистости по материалам ГГК-п–НК) и в качестве второго метода оценки пористости;
- комплекс данных Δt и $\alpha_{пс}$ применяется для определения пористости глинистых песчано-алевритовых пород, если установлены четкие зависимости Δt и $\alpha_{пс}$ от глинистости.

5.7.9. Определение глинистости

Глинистость в горной породе обусловлена высокой дисперсностью глинистых минералов и присутствием химически связанной воды. С повышением глинистости резко ухудшаются коллекторские свойства пород-коллекторов. При определении коэффициентов нефтегазонасыщенности необходимо учитывать содержание глинистых частиц в породе.

Метод ПС для определения глинистости коллекторов применяется в скважинах, вскрывших породы однородного минерального состава на ПЖ с электрическим удельным сопротивлением $\rho_ф < 1$ Ом·м при условии незначительной фильтрационной составляющей.

Количественно содержание глинистых частиц в породе характеризуется коэффициентами массовой ($C_{гл}$), объемной ($k_{гл}$) и относительной глинистости ($\eta_{гл}$ и $\chi_{гл}$) [1].

Объемная глинистость ($k_{гл}$) по данным комплекса АК, НК, ГГК-п определяется по содержанию в породе рассеянной или слоистой глинистости. Определение $k_{гл}$ проводится одновременно с нахождением пористости коллекторов. В терригенных разрезах $k_{гл}$ определяется по данным комплекса ГГК-п–НК, а в карбонатных разрезах для определения $k_{гл}$ применяются парные комплексы АК и НК, АК и ГГК-п, ГГК-п и НК.

Относительную глинистость пород ($\eta_{гл}$ и $\chi_{гл}$) определяют по относительной амплитуде ПС против них. Коэффициенты массовой ($C_{гл}$) и объемной ($k_{гл}$) глинистости находят по данным ПС, ГК, комплексов ГГК-п и НК, ПС и АК и др.

По данным определения относительной глинистости по относительной амплитуде ПС составляются эмпирические зависимости между $\alpha_{пс}$ и параметрами $\eta_{гл}$ и $\chi_{гл}$. Для конкретных отложений вид зависи-

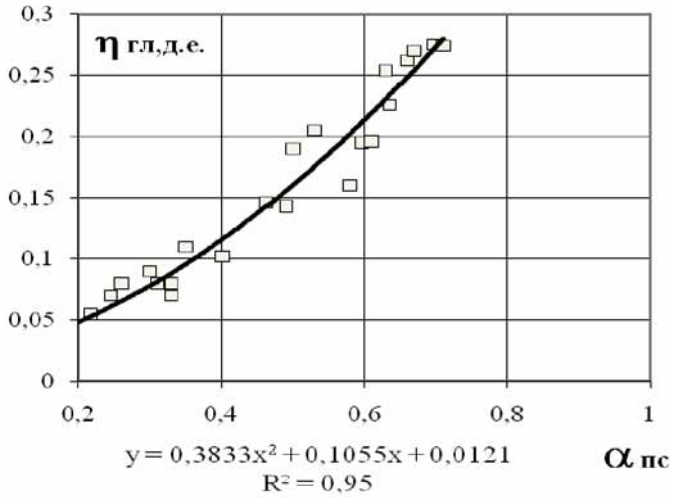


Рис. 5.12. График зависимости относительной амплитуды ($\alpha_{пс}$) с относительной глинистостью ($\eta_{гл}$) по горизонту $Ю_1$, Двуреченское месторождение

мостей определяется минеральным составом глинистых фракций, формой их распределения в коллекторе, пористостью пород, химическим составом и минерализацией воды, контактирующей с породой и насыщающей ее.

Относительная глинистость ($\eta_{гл}$) определяется по эмпирической зависимости между $\alpha_{пс}$ и $\eta_{гл}$, используя значения $\alpha_{пс}$, для пород-коллекторов изучаемого горизонта, исправленными на толщину и температуру пласта (прослоя) и отношения удельных сопротивлений пласта и вмещающих пород, ПЖ и пластовой воды (рис. 5.12).

5.7.10. Оценка достоверности определения пористости по ГИС

Достоверность определения пористости оценивается сопоставлением данных по стандартному комплексу ГИС с данными определений по керну [28]. При попластовой обработке величина $k_п^{ГИС}$ определяется непосредственно по ГИС, а при поточечной – путем усреднения величин $k_п$ в пределах пласта.

Зависимости $k_п^{керн} - k_п^{ГИС}$ строится по пластопересечениям, которые выбираются по тем же критериям, что и для построения связей типа «керн–ГИС», т. е. сопоставляются оценки $k_п$ 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.

5.8. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности

Коэффициенты нефтегазонасыщенности ($k_н(k_г)$) пород-коллекторов определяются по данным исследования керна и комплекса ГИС. Данными способами определяется, прежде всего, водонасыщенность, а затем рассчитываются коэффициенты нефтенасыщенности и газонасыщенности [28]. Остаточная водонасыщенность ($k_{во}$) **по данным керна** определяется прямым и косвенным способами.

Прямые методы определения $k_{во}$ по данным керна основаны на исследованиях герметизированного керна, отобранного из скважин, пробуренных на безводных ПЖ. По данным исследования прямыми методами керна из скважин, пробуренных с применением ПЖ на водной основе, рассчитывается остаточная нефтенасыщенность ($k_{но}$).

При бурении скважины с применением ПЖ на водной основе в пласте происходят процессы, близкие к заводнению. Поэтому по результатам измерения содержания нефти в керне оценивается остаточная нефтенасыщенность, а затем, используя начальную нефтенасыщенность ($k_н$), рассчитывается коэффициент вытеснения ($k_{выт}$) по формуле [25]:

$$k_{âûò} = \frac{(k_í - k_{íî})}{k_í}. \qquad (5.49)$$

Прямые определения остаточной нефтенасыщенности применяются для определения газонасыщенности ($k_г$) газовых (газоконденсатных) залежей. Газонасыщенность определяется по формуле [25]:

$$k_ã = 1 - k_â - k_{íî}. \qquad (5.50)$$

Косвенные методы определения $k_{во}$ по данным керна используются для определения остаточной (неснижаемой) водонасыщенности ($k_{во}$). К таким методам относятся методы центрифугирования или каппилляриметрии (полупроницаемой мембраны), показывющие процесс формирования залежи УВ.

В большинстве случаев водонасыщенность определяется по ГИС, а данные исследования керна используются в качестве петрофизической основы для обоснования достоверности полученных по ГИС определений. Зависимость относительного сопротивления от объёмной влажности коллекторов на примере пластов БС Барсуковского месторождения представлена на рис. 5.13.

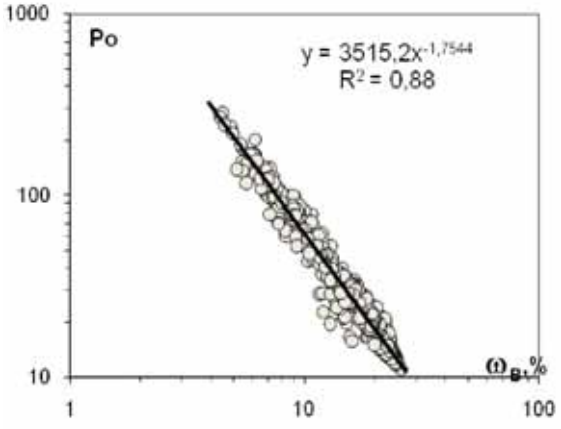


Рис. 5.13. Зависимость относительного сопротивления от объёмной влажности коллекторов по пластам БС Барсуковского месторождения

По данным ГИС (в основном, по ЭК или ЭМК) **нефтегазонасыщенность определяется** по удельному электрическому сопротивлению пласта $\rho_{\text{п}}$ и пластовой воды $\rho_{\text{в}}$ с использованием связей типа «керн–керн» $P_{\text{п}} - k_{\text{п}}$ и $P_{\text{н}} - k_{\text{в}}$.

Для определения водонасыщенности используются связи типа «керн–ГИС» удельного электрического сопротивления пласта ($\rho_{\text{п}}$) и объемной влажности ($W_{\text{в}}$) (определяется по керну из скважин на безводных ПЖ), рассчитываемой по формуле:

$$W_{\text{â}} = k_{\text{ï}}\, k_{\text{â}}. \qquad (5.51)$$

5.8.1. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности по керну

Для определения ($k_{\text{н}}(k_{\text{г}})$) данные исследования керна применяются в качестве петрофизической основы интерпретации данных ГИС. Определение $k_{\text{во}}$ прямым методом реализуется по керну из скважин, пробуренных на безводной ПЖ.

Косвенные методы центрифугирования и капилляриметрии, используемые для определения $k_{\text{во}}$, применяются для построения кривых капиллярного давления и неснижаемой водонасыщенности. Для этого проводятся опыты в системе «вода–газ (воздух)» при давлении до 0,8–1,2 МПа. Неснижаемая водонасыщенность по капилляриметрии соответствует остаточной, что подтверждается сравнением значений водонасыщенности по Заксу и капилляриметрии на одних и тех же образцах. Неснижаемая водонасыщенность показывает водонасыщенность нефтеносного пласта с предельным насыщением, т. е. находящегося значительно выше ВНК.

Для определения коллекторских свойств, в том числе и $k_{во}$, газовых (газоконденсатных) залежей применяются косвенные методы на неэкстрагированном керне. Для контроля на некотором количестве образцов значения $k_{во}$ определяют дважды: до и после экстрагирования. Расхождение результатов свидетельствует о наличии гидрофобизации пород.

Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($k_{но}$) газоконденсатных месторождений связано с высоким содержанием конденсата, когда в образцах керна происходит выпадение конденсата в жидкую фазу. Поровое пространство газоконденсатных месторождений содержит свободный газ, остаточную (связанную) воду и остаточную нефть, поэтому для определения коэффициентов газонасыщенности выполняют измерения $k_{но}$ на образцах пород из изучаемых месторождений. Коэффициент $k_{но}$ определяется обычно прямым экстракционным методом по потере при экстрагировании массы образца, отобранного на ПЖ с водной основой.

5.8.2. Определения нефтегазонасыщенности по данным электрического (электромагнитного) каротажа

При интерпретации электрического (электромагнитного) (**ЭК** и **ЭМК**) применяются петрофизические связи параметра пористости и пористости $P_п$–$k_п$ и параметра насыщения и водонасыщенности $P_н$–$k_в$.

При наличии прямой информации о водонасыщенности разреза, получаемой по данным исследования керна из скважин, пробуренных на безводных ПЖ, используется связь типа «керн–ГИС» удельного электрического сопротивления пласта ($\rho_п$) с объемной влажностью $\rho_п$–$W_в$:

$$W_{\text{â}} = k_{\text{à}} k_{\text{ï}} . \qquad (5.52)$$

Такие методы широко применяются для месторождений Западной Сибири, по которым затруднена оценка сопротивления воды.

Для пластов толщиной менее 1–1,5 м, для которых определение удельного электрического сопротивления ($\rho_п$) затруднено, для определения $k_в$ используются данные капилляриметрических исследований с учетом положения пласта над уровнем ВНК (ГВК).

Петрофизическая основа интерпретации данных ГИС при определении водонасыщенности разрабатывается на представительной выборке образцов, т. е. распределения свойств образцов в выборке ($k_п$, $k_{пр}$, $k_{гл}$ и др.) соответствуют распределению этих свойств для пород-коллек-

торов. На практике выборка для построения петрофизической зависимости определяется из анализа сопоставления основных ФЕС пород-коллекторов – пористости и проницаемости. С этой целью проводится сопоставление $k_{п} - k_{пр}$ для всей совокупности образцов, представляющих изучаемый объект.

При построении петрофизических связей $P_{п}–k_{п}$ необходимо смоделировать пластовые условия (температура и давление) [31]. При отсутствии измерений в пластовых условиях вводятся различные корректировки, основывающиеся на сопоставительных измерениях параметров в атмосферных и термобарических условиях по соседним месторождениям.

Петрофизические связи $P_{н}–k_{в}$ изменяются под действием термобарических условий незначительно.

Для получения зависимости $P_{н}–k_{в}$ выполняют измерения удельного электрического сопротивления при переменной насыщенности в образце от $k_{в} = 100$ % до $k_{в} = k_{во}$ (рис. 5.14). Переменную насыщенность в образце создают капилляриметрическими измерениями методом полупроницаемой мембраны или центрифугирования. Зависимости строят для пород-коллекторов изучаемого объекта с использованием образцов керна, отобранных во всем диапазоне изменения ФЕС.

Для построения петрофизических связей типа «керн–ГИС» $\rho_{п}–W_{в}$ используются результаты прямых определений остаточной водонасыщенности экстракционно-дисцилляционным способом (по Заксу). Результаты прямых исследований керна по скважинам на безводных ПЖ используются для оценки достоверности результатов определения $k_{н}(k_{г})$ в отдельных пластовых пересечениях по данным стандартной методики и для его непосредственного определения [31].

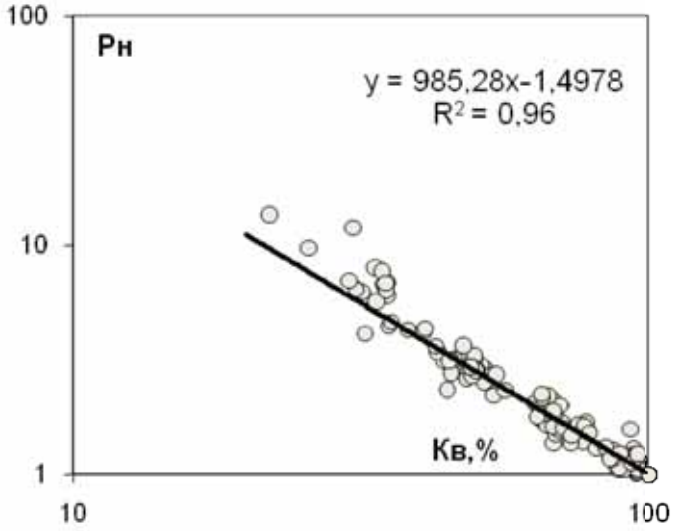


Рис. 5.14. Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности коллекторов по пластам АС Комсомольского месторождения

Преимущество зависимостей $\rho_п - W_в$ состоит в том, что при бурении скважин на РНО поднимается керн с естественным распределением остаточной воды, при этом сохраняется пластовая минерализация и состояние смачиваемости поверхности порового пространства.

Коэффициент нефтегазонасыщенности коллекторов по объемной влажности определяется по зависимости $\rho_п - W_в$, основанной на комплексном использовании данных по скважинам на РНО и результатов определения водонасыщенности косвенными методами. Для этого 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, но вместо водонасыщенности по прямому методу при расчете $W_в$ используют $k_{во}$ по данным капилляриметрии.

5.8.3. Определение нефтегазонасыщенности по данным электрического и электромагнитного каротажа

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности ($k_н(k_г)$) по удельному электрическому сопротивлению горных пород ($\rho_п$), измеряемому при ЭК и ЭМК, основывается на петрофизических зависимостях $P_п - k_п$, $P_н - k_в$, $\rho_п - W_в$, $P_п - k_п$ [28].

При создании петрофизической основы для определения $k_н(k_г)$ гидрофильных и слабогидрофобных межзерновых чистых (неглинистых) и с дисперсной глинистостью терригенных и карбонатных коллекторов показатель смачиваемости n в зависимостях $P_н - k_в$ обычно близок к 2 и несколько снижается с увеличением глинистости. В таких коллекторах достоверность величин $k_н(k_г)$ зависит от достоверности определения $\rho_п$ и $\rho_в$. Для гидрофобных межзерновых чистых (неглинистых) терригенных и карбонатных коллекторов $n > 2$ и может достигать 5. Гидрофобность определяется по лабораторным исследованиям (например, по данным капиллярной пропитки образцов керна) и по данным определения сопротивления промытой зоны $\rho_{пз}$ и зоны проникновения $\rho_{зп}$.

Особенности определения $k_н(k_г)$ песчано-алевролитовых коллекторов со слоистой глинистостью обусловлены трудностями учета УЭС прослоев глин в формировании интегрального УЭС. При определении $k_н(k_г)$ коллекторов со сложной структурой пустотного пространства необходимо учитывать преобладание типа пористости.

5.8.4. Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности по данным диэлектрического каротажа

С помощью аппаратуры диэлектрического каротажа (**ДК**) регистрируются некоторые параметры электромагнитного поля, величина которых зависит от диэлектрической проницаемости горных пород ($\varepsilon_{\text{п}}$).

Диэлектрическая проницаемость ($\varepsilon_{\text{п}}$), измеряемая в единицах фарада/метр, показывает способность пород поляризоваться в электромагнитном поле. На практике применяют значения относительной диэлектрической проницаемости, равные значениям абсолютной диэлектрической проницаемости, деленной на диэлектрическую проницаемость вакуума. Диэлектрическая проницаемость породы ($\varepsilon_{\text{п}}$) является функцией объемного водосодержания породы [30].

Достоверность определения водонасыщенности оценивается при сопоставлении предельной нефтегазонасыщенности и результатов анализов керна по пластам. Для этого при построении графика $k_{\text{во}} = f(k_{\text{п}})$ используются результаты анализов керна (пористость и неснижаемая водонасыщенность) и результаты определения объемной влажности $W_{\text{в}}$ по данным диэлектрического каротажа и пористости по ГИС в виде отношения $W_{\text{в}}^{\text{ДК}}/k_{\text{п}}^{\text{ГИС}}$. Способ определения коэффициента водонасыщенности по значениям $\varepsilon_{\text{п}}$ предпочтителен при непостоянстве значений УЭС пластовой воды.

5.8.5. Определение нефтегазонасыщенности по данным импульсных видов нейтронного каротажа

С помощью импульсного нейтронного каротажа (**ИНК**) определяются диффузионные параметры горных пород, в первую очередь, время жизни тепловых нейтронов (τ) (или макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов Σ_a) [19].

Сущность данного метода при определении τ (или Σ_a) заключается в следующем. При периодическом облучении породы и скважины короткими по времени (по сравнению с длительностью замедления и диффузии нейтронов) импульсами нейтронов регистрируются потоки тепловых нейтронов (**ИННК**), определяемые в промежутках времени между импульсами при разных временах после импульса t («время задержки») или гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов (**ИНГК**).

При определении нефтенасыщенности пород по данным ИНК необходимо соблюдать следующие условия: минерализация пластовых

вод должна превышать 50 г/л NaCl, а пористость – больше 10 %. Двухзондовыми модификациями ИНК также можно определить пористость и коэффициент диффузии.

Таким же образом можно опрелелять по данным ИНК газонасыщенность пород при условии, что минерализация пластовых вод должна превышать 20–30 г/л NaCl.

5.8.6. Определение газонасыщенности по данным стационарных видов радиактивного каротажа

При определении газонасыщенности по данным нейтронного каротажа (**НК**) и гамма-гамма плотностного каротажа (**ГГК-п**) необходимо учитывать эффект изменения плотности и водородосодержания пластового флюида в зависимости от присутствия в нем газовой составляющей [28]. При хороших коллекторских свойствах пород методы «работают» в зоне, заполненной фильтратом ПЖ, т. к. глубинность методов невелика (20–50 см).

Определение коэффициента газонасыщенности ($k_г$) коллекторов проводится при условии отсутствия зоны проникновения фильтрата ПЖ в пласт (при применении нефильтрующихся растворов) или ее расформирования (в обсаженных скважинах).

Определение газонасыщенности по данным НК. При сопоставлении газонасыщенных и водонасыщенных пластов с одинаковой пористостью и вещественным составом (литотипом и глинистостью) показания НК в газонасыщенных пластах превышают показания НК в водонасыщенных пластах.

Определение газонасыщенности но комплексу НК–ГГК-п. Влияние газонасыщенности характеризуется для ГГК-п завышением, а для НК занижением определяемых по показаниям методов геофизических параметров $k_п^{ГГК-п}$ и $k_п^{НК}$. Комплекс методов может быть использован для оценки $k_п$ и $k_в$.

5.8.7. Определение нефтенасыщенности по данным волнового акустического каротажа

Определение нефтенасыщенности коллекторов по данным волнового акустического каротажа (**АК**) основывается на зависимости между индексом нефтенасыщенности **ИН** и коэффициентом нефтенасыщенности ($k_н$). *Индекс нефтенасыщенности* – это безразмерная относительная величина, не зависящая от пористости породы и являющаяся ана-

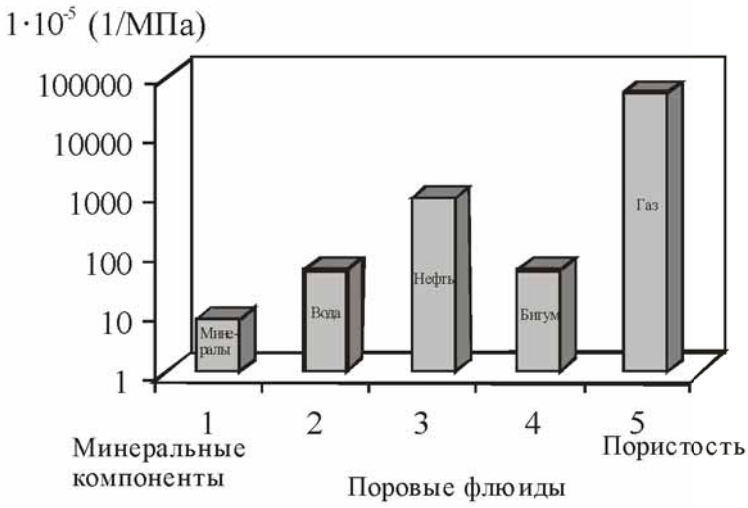


Рис. 5.15. Распределение сжимаемости компонентов нефтегазонасыщенных пород (по В.И. Петерсилье) [1]

логом параметра насыщенности в электрических методах. Индекс нефтенасыщенности – это отношение комплексной упругой характеристики нефтенасыщенной породы к упругой характеристике водонасыщенной породы.

При определении нефтенасыщенности по данным волнового АК учитывается различие в величине сжимаемости основных компонентов коллектора: минералов твердой фазы и насыщающих флюидов (воды, нефти и газа) (рис. 5.15) [1].

С увеличением сжимаемости скелета горных пород возрастает объемная динамическая сжимаемость (β_o), зависящая от характера насыщенности горных пород.

Волновой АК может применяться как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине. В открытом стволе скважины применение метода для определения $k_н$ ограничивается глубокой зоной проникновения фильтрата бурового раствора, т. к. глубинность АК составляет не более 50–80 см для длинных зондов с низкочастотными излучателями. В обсаженных скважинах после расформирования зоны проникновения определяется текущая (остаточная) нефтенасыщенность коллекторов в перфорированных и неперфорированных пластах в условиях заводнения пресными водами.

5.8.8. Определение нефтенасыщенности по данным углерод-кислородного каротажа

Углерод-кислородный **(С/О)** каротаж, применяемый для оценки нефтенасыщенности пород $k_н$ в обсаженных скважинах, является одним из видов импульсной нейтронной гамма-спектрометрии [1]. Пара-

метр, определяемый по данным С/О-каротажа, показывает распространенность в породе углерода по отношению к кислороду.

Выделяются три этапа интерпретации данных С/О-каротажа: ***первичная обработка, предварительная обработка и собственно интерпретация.***

Первичная обработка данных связана с режимом проведения С/О-каротажа, зависящего от особенностей изучаемых физических процессов и характеристик используемых технических средств.

Предварительная обработка данных проводится для определения геофизических параметров С/О-каротажа. С этой целью составляются диапазоны энергетических окон для расчета отношений скоростей счета $R_{C/O}$ и $R_{Ca/Si}$. Энергетические окна устанавливаются по результатам исследований на моделях пород, насыщенных водой и нефтью.

Собственно интерпретация выполняется для определения объемного содержания нефти в породе ($k_{пн}$(С/О)) и нефтенасыщенности ($k_н$(С/О)). Данные исследований получают по результатам ГИС в открытом стволе скважины и после ее обсадки, при этом учитываются физические свойства и вещественный состав пород и флюидов.

Для расчета геофизических параметров составляется система петрофизических уравнений, характеристики и размерность которой M оптимально соответствуют получению качественных определений L компонентов объемной модели. Выделяются поровое пространство $k_п$, например, заполненное нефтью и водой, и компоненты твердой части породы [1]:

$$1-k_{\text{ï}} = 1-k_{\text{ï â}} - k_{\text{ï í}} = \sum_{i=2}^{L} V_i, \tag{5.53}$$

где V_i – объемное содержание i-го компонента твердой части породы.

Коэффициент нефтенасыщенности пласта ($k_н$(С/О)) рассчитывается по формуле [1]:

$$k_{\text{í}}\,(\text{Ñ/Î}) = \frac{k_{\text{ï í}}\,(\text{Ñ/Î})}{k_{\text{ï}}}, \tag{5.54}$$

где $k_{пн}$(С/О) – объемное содержание нефти в породе.

5.8.9. Оценка достоверности определения нефтегазонасыщенности по данным ГИС

Для достоверности определения нефтегазонасыщенности по ГИС необходимо проводить сопоставление с данными определений по керну [17]. При определении $k_н(k_г)$ с использованием петрофизических связей типа «керн–ГИС» достаточно велика достоверность величин $k_н^{ГИС}(k_г^{ГИС})$.

Прямое сопоставление значений $k_н(k_г)$, полученных по данным ГИС, с результатами керновых определений возможно только в зоне предельного нефтегазонасыщения. С этой целью проводится сопоставление значений $k_в^{ГИС}$ с остаточной (несжижаемой) водонасыщенностью ($k_{во}$), которая должна быть получена двумя способом:

- прямой способ определения $k_{во}$;
- определение $k_{во}$ методом капилляриметрии или центрифугирования (метод моделирования).

В зоне непредельного нефтегазонасыщения при $k_в^* > k_в > k_{во}$ возможно прямое сопоставление значений $k_в^{ГИС}$ с данными $k_{во}$, полученными прямым способом.

Оценка достоверности определения нефтегазонасыщенности по ГИС возможна путем сопоставления с данными исследования керна. Для этого результаты определения $k_п$ и $k_в$ по ГИС по всем скважинам в продуктивной части разреза наносят на зависимость $k_п - k_{во}$. Так же как и для пористости сопоставление $k_в^{керн} - k_в^{ГИС}$ строится по пластопересечениям, которые выбирают по тем же критериям, что и для построения связей типа «керн–ГИС», т. е. сопоставляются $k_в$ по пластам с толщиной не менее 1,5 м, выносом керна из исследуемых пластов (интервалов, долблений) не менее 80 % и плотностью анализов не менее 3–5 на 1 м вынесенного керна [1].

5.9. Определение проницаемости

Под проницаемостью понимается свойство пористой среды пропускать через флюиды при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями [20]. В нефтяной геологии для характеристики проницаемости пород используют понятия **абсолютной, эффективной и относительной проницаемостей.**

Для характеристики физических свойств пород используется ***абсолютная*** проницаемость. Под абсолютной понимается проницаемость

пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. В качестве основной фильтрационной характеристики породы используют абсолютную проницаемость по газу ($k_{\text{пр}}$).

Фазовой называется проницаемость пород ($k_{\text{пр. ф}}$) для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина фазовой проницаемости зависит от физических свойств пород, степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

В нефтяной геологии введено понятие ***эффективной*** проницаемости ($k_{\text{пр. эф}}$), являющейся частным случаем фазовой. Эффективная проницаемость – это проницаемость породы по газу или нефти при одновременном присутствии в породе остаточной воды.

Относительной проницаемостью пористой среды ($k_{\text{пр. отн}}$) называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной. Величина относительной проницаемости характеризует фильтрационные свойства породы-коллектора и рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{ï ð. î òí}} = \frac{k_{\text{ï ð. ô}}}{k_{\text{ï ð}}}. \qquad (5.55)$$

Относительная фазовая проницаемость применяется при гидродинамических расчетах для обоснования коэффициентов извлечения нефти и при проектировании разработки. Величина относительной проницаемости практически всегда меньше единицы.

Проницаемость может определяться прямыми и косвенными методами. К числу *прямых определений* относятся определения по керну и по результатам испытания пластов в открытом стволе или в колонне. К числу *косвенных определений* относятся определения по результатам количественной интерпретации данных некоторых видов каротажа – ЭК, ЯМК и др. Наиболее часто при подсчете запасов для оценки проницаемости используются петрофизические связи пористости с проницаемостью, при этом пористость определяется по данным ГИС.

Наибольший объем прямой информации о проницаемости пород-коллекторов в процессе ГРР 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.

5.9.1. Определение проницаемости по данным ГИС

Определение проницаемости по данным ЭК [17, 32]**.** Для оценки гидравлической проводимости или проницаемости пласта по данным ГИС проводится полная аналогия между гидравлическими и электрическими полями. Гидравлическая проводимость характеризует фильтрацию материального флюида, происходящую по взаимосвязанным свободным порам, размер которых превышает некоторую граничную величину. Электрическая проводимость рассчитывается в статических условиях по протеканию электрического тока, который при заполнении пор электропроводящей водой течет по взаимосвязанным свободным каналам и по порам, в которых вода при гидравлических измерениях остается связанной.

Метод ядерно-магнитного томографического каротажа (ЯМТК) [1]**.** С помощью ЯМТК в сильном искусственном магнитном поле проницаемость определяется всему разрезу скважины в процессе каротажа. Определение проницаемости позволяет прогнозировать дебиты и оптимизировать программы заканчивания скважин и интенсификации притоков, уменьшая при этом затраты на отбор керна и испытания скважин.

5.9.2. Определение проницаемости по данным испытаний

При расчете коэффициента проницаемости по притоку учитывается постоянный расход флюида в единицу времени, перепад давления, вязкость флюида и геометрия притока [20]. Данные характеристики притока используются при прямом (непосредственном) определении $k_{пр}$ по результатам испытания в установившихся условиях. Если дебит флюида и перепад давления в пластовых условиях изменяются во времени, то для определения $k_{пр}$ используются кривые восстановления давления (**КВД**).

Проницаемость может определяться по различным технологиям испытания в зависимости от времени затрат. К экспресс-методам относятся испытание пластов приборами на кабеле (гидродинамические исследования скважин – **ГДИС**) и испытания пластов трубными инструментами (**ИПТ**). Многодневные испытания пластов проводятся при использовании установившихся и неустановившихся режимов в колонне скважины.

Определение проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Для определения фильтрационных характери-

стик пласта и измерения пластовых давлений проводят ГДК, сущность которого заключается в многоразовом испытании за одну спускоподъемную операцию отдельных участков пласта. При проведении испытаний на стенке скважины изолируют с помощью резинового башмака участок радиусом 1,5–2,5 см, вследствие чего испытание называют точечным [33]. Из пластов при максимальной депрессии вызывают приток флюида, который последовательно заполняет при фиксированных перепадах давления три секции пробоприемной камеры. На поверхности ведут регистрацию изменения давления на всех трех этапах заполнения камеры до полного восстановления давления, далее отобранная проба «сбрасывается» в общий пробосборник. Количество участков, исследованных за одну спускоподъемную операцию, изменяется от 10 до 30 в зависимости от проницаемости пород и наличия непроницаемых участков. При выполнении ГДК из пласта могут отбираться фильтрат ПЖ, пластовая вода, нефть и газ. Режим притока может быть ламинарным и смешанным – ламинарно-турбулентным. Тип режима зависит от изменения депрессии от максимальной, близкой по величине пластовому давлению, до минимальной, равной нескольким единицам или первым десяткам кгс/см^2.

Определение проницаемости по результатам ИПТ. Испытание пласта трубным инструментом представляет собой технологический комплекс работ в скважине. Данный комплекс работ включает в себя:

1) спускоподъемные операции инструмента;
2) создание глубокой депрессии на пласт;
3) одно- или многоцикловые вызовы притока пластового флюида;
4) отбор глубинных проб;
5) регистрация диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах;
6) определение гидродинамических параметров пласта [34].

Наиболее полная информация о гидродинамических параметрах пласта представлена на диаграммах КВД и кривых притока (**КП**). При одноцикловом режиме испытания пласта КВД обрабатывается по методу Хорнера. Если при испытании получена пластовая вода или безводная нефть, то вычисленное значение проницаемости является абсолютной проницаемостью. При получении из пласта при испытании фильтрата ПЖ с пленками нефти измеренное значение проницаемости будет эффективной проницаемостью по нефти.

Определение проницаемости по данным испытания пластов в колонне. Для определения проницаемости применяются гидродинамические

исследования скважин: при *установившемся и неустановившемся режимах* движения жидкостей и газов в пласте [35].

Первый вид исследований называют ***методом установившихся отборов*** (в добывающих скважинах) ***или закачек*** (в нагнетательных скважинах). При ***установившемся режиме*** выполняют замеры дебита (Q) и забойного давления ($P_{заб}$), далее режим меняется и после его установления замеряются эти же параметры. Исследования проводят минимум на трех-четырех режимах. На практике режим считается установившимся, при последовательных замерах дебита различие в дебитах составляет менее 5 %. По полученным результатам исследований строится индикаторная линия в координатах $Q - \Delta P$, где $\Delta P = P_{пл} - P_{заб}$, а $P_{пл}$ – пластовое давление. По данной зависимости рассчитывается коэффициент проницаемости.

При ***неустановившемся режиме*** происходят изменения только под действием упругих сил продуктивного пласта (регистрация КВД). При обработке результатов исследований по КВД получают сведения об удаленной части пласта.

5.10. Определение физико-химических свойств и параметров пластовых жидкостей и газов

Природные нефти с растворенными газами, свободные газы с растворенными конденсатами и воды нефтяных и газовых месторождений различны по химическому составу и физическим свойствам. Свойства нефтей, газов и вод на поверхности отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа, температуры и давления. Определения свойств флюидов на поверхности должны приводиться к стандартным условиям (давление 0,1 МПа и температура 20 °С) [2, 20].

5.10.1. Физико-химические свойства нефтей

Природные нефти по своему составу представляют собой смесь жидких УВ с примесями неуглеводородных соединений.

Химический элементный состав нефтей (в процентах (или долях единицы) по массе) представлен пятью элементами – углеродом, водородом, кислородом, серой и азотом при наибольшем преобладании первых двух.

Фракционный состав характеризует относительное содержание (в % по массе) различных фракций нефти, имеющих различные температуры выкипания. Используя разгонку по Энглеру, из нефти получают следующие фракции по температурным интервалам начала и конца кипения: бензин 40–200 °С, керосин 200–300 °С, лигроин 270–350 °С, мазут 350–500 °С, гудрон – выше 500 °С.

Групповой углеводородный состав нефти выражает содержание (в % по массе) основных классов УВ: парафиновых или метановых, нафтеновых и ароматических. Также в нефтях присутствуют твердые УВ (парафины), содержание которых изменяется от 1,0 до 15 % и выше. Кроме парафинов, в нефтях содержатся смолы, асфальтены, фенолы, нафтеновые кислоты.

В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относятся плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; ***в пластовых условиях*** – давление насыщения нефти газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициенты усадки, сжимаемости и теплового расширения, плотность и вязкость.

Плотность любого вещества (кг/м^3 или г/см^3) – это отношение его массы (M) к занимаемому объему (V):

$$\rho = \grave{I} \ \ /V . \qquad (5.56)$$

Средняя плотность нефти в стандартных условиях ($\rho_н$) рассчитывается по глубинным пробам нефти из скважин, вскрывших залежь при разведке и расположенных равномерно по всей площади залежи. В процессе разработки залежи и ее обводнения плотность нефти увеличивается. Представительные значения $\rho_н$ в отдельных скважинах могут быть установлены как по глубинным, так и по рекомбинированным пробам. Значения плотности нефти применяются для расчета *объемного коэффициента пластовой нефти* ($b_н$).

Вязкость характеризует свойство жидкостей и газов сопротивляться сдвигающим усилиям. Вязкость возникает при движении жидкости и газом и характеризует сопротивление скольжения слоев друг относительно друга под действием внешних сил. Различают *динамическую* (μ) *и кинематическую* (ν) *вязкость.* Единицами измерения динамической вязкости являются Па·с или сантипуаз (1 сПз = 1 мПа·с), кинематической – сантистокс или м^2/с (1 сСт = 1 мм^2/с).

Газосодержание (газонасыщенность) пластовых жидкостей (Г, м^3/м^3, м^3/т) показывает объем газа, выделившегося из растворенного состояния при изменении условий от пластовых до стандартных ($V_г$) и отнесенного к единице объема (или массы) дегазированной жидкости ($V_ж$):

$$Ã = V_{ã} / V_{æ} . \quad (5.57)$$

Гасодержание определяют по результатам исследования пластовых проб нефти, при этом дегазация пластовой жидкости производится при однократном и ступенчатом разгазировании. **Коэффициент растворимости газа в нефти** характеризует изменение величины газосодержания в единице объема или массы жидкости нефти при изменении давления на 0,1 МПа. Запасы растворенного газа подсчитываются по его содержанию в нефти в пластовых условиях, определяемое по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти.

Давлением насыщения нефти газом ($P_{нас}$, Па, МПа) называют давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия. Пластовое давление может быть равно или значительно превышать давление насыщения [2, 20].

Объемный коэффициент пластового флюида ($b_н$) – это отношение объема в пластовых условиях ($V_{пл}$) к объему того же флюида после дегазации в стандартных условиях ($V_{ст}$):

$$b_{í} = V_{ï ë} / V_{ñò} . \quad (5.58)$$

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 определяют по результатам исследования глубинных проб нефти или по графическим зависимостям (номограмма М.Б. Стендинга).

Коэффициент сжимаемости (объемного упругого расширения) ($\beta_н$, МПа$^{-1}$) пластовых жидкостей показывает относительное изменение объема нефти (по отношению к этому первоначальному объему V_0) при изменении давления ΔP на единицу:

$$\beta_{í} = \frac{1}{V}\frac{\Delta V}{\Delta P}. \quad (5.59)$$

Коэффициент температурного расширения ($\alpha_н$) показывает, на какую часть своего первоначального объема (по отношению к этому первоначальному объему V_0) изменяется объем жидкости при изменении температуры на 1 °С:

$$\alpha_{í} = \frac{1}{V}\frac{\Delta V}{\Delta t}. \quad (5.60)$$

Для определения физико-химических свойств нефтей проводятся исследования глубинных и поверхностных проб.

По глубинным пробам нефти определяются следующие параметры и коэффициенты:

1) давление насыщение нефти газом, МПа;
2) газосодержание при однократной и ступенчатой сепарации, $м^3/т$, $м^3/м^3$;
3) объемный коэффициент при однократной и ступенчатой сепарации, доли ед.;
4) плотность нефти в пластовых условиях, $кг/м^3$;
5) плотность нефти при однократной и ступенчатой сепарации, $кг/м^3$;
6) вязкость сепарированной нефти, мПа·с, $мм^2/с$;
7) коэффициент растворимости газа в нефти, $(м^3/м^3)/МПа$;
8) плотность газа при однократной и ступенчатой сепарации, $кг/м^3$;
9) компонентный состав пластовой нефти;
10) компонентный состав нефти после однократной и ступенчатой сепарации;
11) компонентный состав газа после однократной и ступенчатой сепарации;
12) молярная масса нефти после однократной и ступенчатой сепарации, г/моль;
13) молярная масса газа после однократной и ступенчатой сепарации, г/моль.

По поверхностным пробам нефти определяются следующие параметры:

1) плотность, вязкость, молярная масса, температура застывания нефти;
2) содержание серы, смол, асфальтенов, парафинов в нефти;
3) температура плавления парафинов;
4) содержание воды и механических примесей в нефти;
5) фракционный состав нефти.

5.10.2. Свойства углеводородных газов и конденсатов

Природные газы представляют собой смесь углеводородных (химическая формула имеет вид C_nH_{2n+2}) и неуглеводородных (CO_2, N_2, H_2S, He, Ar) соединений и элементов. ***К основным свойствам газа*** относятся молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относитель-

ная плотность по воздуху, критические температура и давление, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания. ***К основным параметрам газа, в состав которого входит конденсат***, относятся потенциальное содержание углеводородов $C_{5+\text{высш}}$, плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации [36]. Основные свойства компонентов природных газов в соответствии с СТО 51.00.021–84 «Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений Главтюменнефтегаза» представлены в табл. 5.2.

Молекулярная масса (M) газа рассчитывается по формуле:

$$\text{Ì} = \sum_{L=1}^{n} M_i x_i, \tag{5.61}$$

где M_i – молекулярная масса i-го компонента газа; x_i – объемное содержание i-го компонента, доли ед.

Плотность газа (ρ) в стандартных условиях рассчитывается по формуле:

$$\rho = \frac{I}{V_{\text{ì}}} = \frac{I}{24,05}, \tag{5.62}$$

где $V_{\text{м}}$ – объем моля газа при стандартных условиях, м^3.

Уравнение Клапейрона–Менделеева характеризует состояние идеальных газов в условиях высоких давлений и температур:

$$\text{Ð}V_{\text{è}} = NRT, \tag{5.63}$$

где P – давление, МПа; T– температура, К; $V_{\text{и}}$ – объем идеального газа, м^3; N – число килограмм-молей газа; R – универсальная газовая постоянная, равная 8,314 Дж/(К·моль).

В промысловой практике для реальных газов применяется уравнение Клапейрона–Менделеева, содержащее коэффициент сжимаемости (сверхсжимаемости) реальных газов (Z), показывающий отклонения реального газа от идеального состояния:

$$\text{Ð}V_{\text{ð}} = ZNRT, \tag{5.64}$$

где Z – коэффициент сверхсжимаемости реальных газов.

Коэффициент сжимаемости (сверхсжимаемости) реальных газов (Z) показывает отношение объемов равного числа молей реального ($V_{\text{г. р}}$) и идеального ($V_{\text{г. и}}$) газов при одинаковых термобарических условиях [2]:

$$Z = V_{\text{ð}} / V_{\text{è}}. \tag{5.65}$$

Таблица 5.2

Основные свойства компонентов природных газов (СТО 51.00.021–84)

Параметры	Обозначения	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	N_2	CO_2	H_2S
1. Молекулярная масса	M	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	72,15	86,17	100,2	28,02	44,01	34,02
2. Объем 1 кг газа, м^3	$\frac{22,4}{M}$	1,4	0,74	0,508	0,385	0,385	0,31	0,31	0,262	0,223	0,799	0,509	0,658
3. 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
4. Масса 1 м^3 газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,174	1,35	1,968	2,85	2,85	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964	1,517
5. Критическое давление, МПа	$P_{кр}$	4,626	4,872	4,246	3,648	3,769	3,382	3,376	3,013	2,736	3,400	7,383	8,89
6. Критическая температура, К	$T_{кр}$	190,77	305,33	370,0	408,14	425,16	461,0	469,77	507,89	540,16	126,2	304,2	373,6

Значения коэффициента Z, зависящие от давления, температуры и состава газа, определяются по результатам лабораторных исследований проб газов. При отсутствии таких исследований используются расчетные способы оценки Z.

При расчете коэффициентов сжимаемости природных газов применяются методы, в основу которых положен принцип соответственных состояний. В соответствии с этим принципом значения коэффициентов сжимаемости различных УВ при одинаковых приведенных температуре ($T_{\text{пр}}$) и давлении ($P_{\text{пр}}$) приблизительно равны, поэтому для определения объема газа используется его зависимость от приведенных параметров.

Приведенные параметры природного газа зависят от его критических значений, т. е. таких температуры ($T_{\text{кр}}$) и давления ($P_{\text{кр}}$), при которых плотность вещества равна плотности его насыщенного пара.

Для однокомпонентного газа *приведенные температура* ($T_{\text{пр}}$) *и давление* ($P_{\text{пр}}$) рассчитываются по формулам:

$$\dot{O}_{\text{ï ð}} = \dot{O} / \dot{O}_{\text{êð}}, \tag{5.66}$$

$$Ð_{\text{ï ð}} = Ð / Ð_{\text{êð}}. \tag{5.67}$$

Каждый компонент природного газа (метан, гомологи метана, неуглеводородные газы) имеет определенное значение критических температуры и давления, поэтому при расчетах $T_{\text{пр}}$ и $P_{\text{пр}}$ в многокомпонентных смесях вместо истинных критических параметров индивидуальных газов используют *среднемолярные критические, или псевдокритические, температуру* ($T_{\text{пкр}}$) и *давление* ($P_{\text{пкр}}$) для данной смеси газов.

Псевдокритические параметры рассчитываются, учитывая критические константы компонентов и молярные доли, методом У. Кея, использующего правило аддитивности:

$$\dot{O}_{\text{ï êð}} = \Sigma x_i \dot{O}_{\text{êð}.\,i}, \tag{5.68}$$

$$P_{\text{ï êð}} = \Sigma x_i P_{\text{êð}.\,i}, \tag{5.69}$$

где $T_{\text{кр}.\,i}$ – критическая температура компонента; $P_{\text{кр}.\,i}$ – критическое давление компонента.

Приведенные псевдокритические (псевдоприведенные) температура ($T_{\text{ппр}}$) *и давление* ($P_{\text{ппр}}$) – это отношение температуры и давления газа к псевдокритическим их значениям:

$$Đ_{ïïð} = Đ/Đ_{íêð}\,, \tag{5.70}$$

$$Ò_{ïïð} = Ò/Ò_{íêð}\,. \tag{5.71}$$

Для природных газов, содержащих менее 10 % по объему неуглеводородных и тяжелых углеводородных компонентов, Z определяется по приведенным температуре ($T_{\text{ппр}}$) и давлению ($P_{\text{ппр}}$).

Если содержание метана в газе составляет более 98 % по объему, то используется экспериментальный график, а при меньшем его содержании – график Г.Г. Брауна (рис. 5.16) [2].

Конденсат – смесь углеводородных соединений, находящихся в газоконденсатной залежи в газообразном состоянии и в процессе разработки залежи выпадающие в виде жидкости при снижении пластового давления до давления начала конденсации.

Конденсат подразделяется на *сырой и стабильный конденсат*.

Сырой конденсат представляет собой жидкость, получаемая в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ (пентанов и вышекипящих ($C_{5+\text{высш}}$)), в которых содержатся газообразные УВ-бутаны, пропан, этан, сероводород и другие газы.

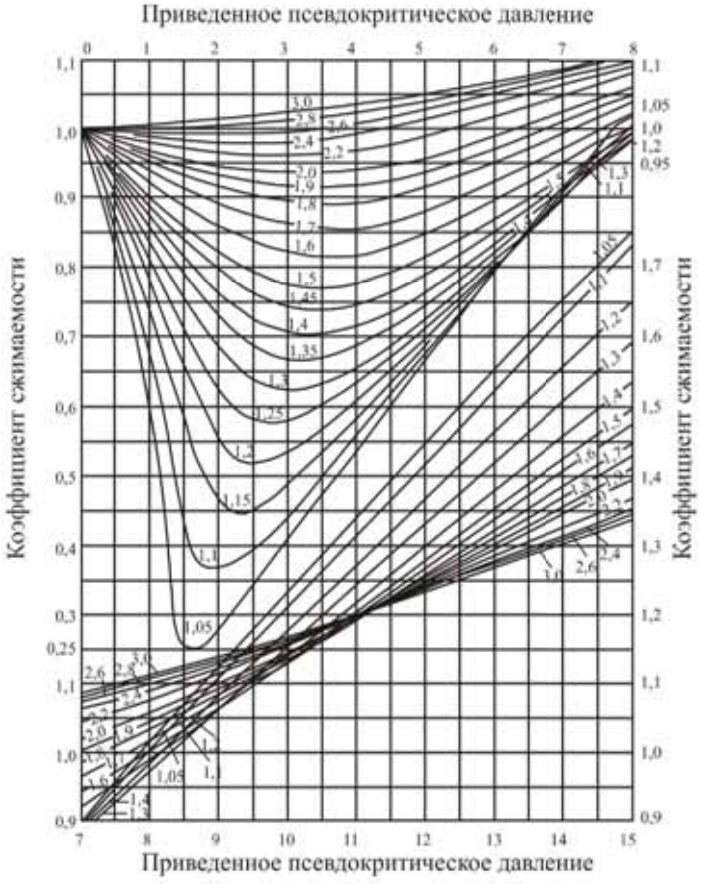


Рис. 5.16. Кривые зависимости коэффициента сверхсжимаемости углеводородного газа Z от приведенных псевдокритических давлений и температур (по Г.Г. Брауну) [2]

Стабильный конденсат состоит из жидких УВ-пентанов и выше-кипящих. Такой конденсат получается путем дегазации сырого конденсата. Температура выкипания основных компонентов конденсата изменяется в пределах 40–200 °С. Молекулярная масса составляет 90–160 г/моль. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется в пределах 0,6–0,82 г/см^3 и зависит от группового углеводородного состава.

В газоконденсатном пласте с нефтяной оторочкой промышленных размеров или при большом этаже газоносности (более 300 м) отбор проб пластового газа необходимо производить из такого числа скважин, чтобы обеспечить получение достаточно точных данных по содержанию гомологов метана в различных участках залежи. Среднее содержание этана, пропана, бутанов, пентанов и вышекипящих рассчитывается как средневзвешенное по объему залежи.

Для определения состава пластового газа должен производиться отбор проб отсепарированного газа, насыщенного стабильного конденсата методом отбора всего потока газа через промышленный сепаратор.

5.10.3. Физико-химические свойства пластовых вод

При проведении ГРР выполняется отбор пластовых вод различных водоносных комплексов с целью исследования их ионно-солевого состава, химических и физических свойств.

Результаты исследований пластовых вод используются для оценки перспектив нефтегазоносности, идентификации притоков, интерпретации материалов ГИС (определение электрического сопротивления воды и расчетов водонасыщенности пород-коллекторов по данным ЭК), определение режима работы залежи и т. д. Подземные воды могут содержать в промышленных концентрациях йод, бром, бор, литий, рубидий, стронций и другие полезные компоненты, которые используются для бальнеологических, теплоэнергетических и экологических целей [37].

Ионно-солевой состав пластовых вод. В пластовых водах известно до 70 химических элементов. При растворении в воде соли диссоциируют. В природных водах содержание коллоидов невелико по сравнению с содержанием растворенного ионно-солевого комплекса. В пластовых водах в наибольших количествах встречаются шесть ионов: анионы Cl^-, SO_4^{2-}, HCO_3^- и катионы Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, а также микрокомпоненты – ионы Br^-, I^-, Li^+, Sr^{2+}. Суммарное содержание в воде раство-

ренных ионов, солей и коллоидов характеризует степень минерализации воды.

В нефтегазовой гидрогеологии для характеристики подземных вод применяется классификация В.А. Сулина, в соответствии с которой пластовые воды разделены на четыре типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами и на группы и подгруппы по признаку преобладания различных анионов и катионов.

Подземные воды промышленного значения рапространены в погруженных частях нефтегазоносных регионов, в которых сосредоточены огромные запасы редких элементов.

Химические и физические свойства природных вод. К основным химическим свойствам воды относятся *реакция среды и жесткость*.

Реакция среды, т. е. щелочно-кислотные свойства воды, характеризуется *концентрацией водородных ионов* (*pH*). Концентрация водородных ионов выражается через показатель степени, взятый с обратным знаком: pH =–lg(H)*. При pH = 7 реакция среды нейтральная, в кислой среде pH < 7, в щелочной – pH > 1.

Жесткость воды (ммоль/г или мг-экв/г) характеризуется содержанием растворенных солей кальция и магния. Она проявляется в плохой растворимости мыла, в образовании накипи. Выделяют жесткость *общую, устранимую* и *постоянную*.

В подземных водах присутствуют растворенные газы (азот N_2, углекислый газ CO_2, метан CH_4), его гомологи (водород, сероводород H_2S) и благородные газы (гелий, неон, аргон, криптон, ксенон, родон).

Газонасыщенность воды представляет собой объем газа (измеренный в нормальных условиях), растворенного в единице объема воды. Газонасыщенность зависит от давления, температуры, ионно-солевого состава воды и состава газа. Фактическая газонасыщенность пластовых вод определяется по результатам анализов глубинных проб воды.

Для характеристики количества растворенных газов введено понятие «давление насыщения» (упругость), зависящее от газосодержания, состава газа, минерализации, химического состава воды и пластовой температуры [20]. Под д***авлением насыщения водорастворенных газов*** понимается давление, при котором весь газ находится в растворенном состоянии.

Давление насыщения можно определить тремя способами:

- по анализу глубинных проб воды;
- промером газосодержания по стволу водяных скважин;
- расчетным путем по составу газа и воды.

Плотность природных вод ($\rho_в$) изменяется в зависимости от температуры, поэтому около символа плотности указывают температуру, при которой производился замер. Плотность химически чистой воды при температуре 4 °С составляет 0,999973 г/см^3, обычно ее принимают равной 1 г/см^3. О***тносительная плотность*** (ρ_4^{20}) – это отношение плотности вещества при температуре 20 °С к плотности дистиллированной воды при температуре 4 °С. Определение плотности воды производят ареометром или пикнометром.

Зависимость плотности от температуры определяется ***коэффициентом объемного теплового расширения*** (α), показывающим, какую часть первоначального объема тела при 0 °С составляет изменение объема при изменении температуры на 1 °С.

Коэффициент сжимаемости воды ($\beta_в$) характеризует уменьшение объема воды при увеличении давления на 100 кПа. Коэффициент сжимаемости природных вод зависит от их газонасыщенности, термобарических условий и химического состава. Коэффициент сжимаемости вод нефтяных и газовых месторождений изменяется в пределах $(3–5)\cdot10^{-4}$ МПа$^{-1}$.

В недрах под воздействием давления объем жидкостей уменьшается, а с ростом температуры и газонасыщенности – увеличивается. Эти факторы влияют на объемный коэффициент пластовой воды. ***Объемный коэффициент пластовой воды*** ($b_в$) –это отношение удельного объема жидкости ($V_{пл}$) в пластовых условиях к удельному объему (V_h) той же жидкости при давлении 100 кПа и температуре 20 °С.

Вязкостью называется внутреннее сопротивление частиц жидкости ее движению. С ростом минерализации вязкость увеличивается, а с повышением температуры – уменьшается и определяется экспериментально по глубинным пробам с сохранением пластовых условий.

Электропроводность подземных вод используется при интерпретации результатов электрометрии скважин. Удельное электрическое сопротивление природных вод зависит от их минерализации, химического состава и температуры и определяется по повехностным пробам воды с соблюдением пластовой температуры.

Радиоактивность пластовых вод характеризуется наличием в них радиоактивных элементов – радия, радона, урана.

Магнитная восприимчивость показывает способность вещества намагничиваться в магнитном поле.

Для исследования свойств воды в пластовых условиях производится отбор глубинных проб с сохранением естественного газосодержания

нефти и воды, пластового давления и температуры. После выполнения анализов дегазированная вода может быть использована для проведения химического анализа и определения свойств в поверхностных условиях. Для этих же целей используют поверхностные пробы, отбираемые в стеклянные бутыли с устья скважин.

5.11. Подсчет запасов нефти и свободного газа на разных стадиях изученности залежей

При подсчете запасов нефти и свободного газа объемным методом на любой стадии изученности залежей необходимо соблюдать определенный комплекс последовательно проводимых работ. Данный **комплекс работ состоит из трех этапов** [2]:

1. ***Детальная корреляция разрезов скважин*** с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади 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 эффективные нефтегазонасыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластовых пересечений, нефтегазонасыщенность, отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давление и температура.

3. ***Построение геологической модели залежи УВ (подсчетных объектов) и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи***. Данный этап включает в себя: обоснование отметок ВНК, ГНК и ГВК залежи в целом, обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация, обоснование параметров подсчета, обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана, подсчет геологических и извлекаемых запасов по каждому подсчетному объекту и залежи в целом.

5.11.1. Подсчет запасов нефти и свободного газа на стадии поиска и оценки

Подсчет геологических и извлекаемых запасов УВ и сопутствующих компонентов на стадии поиска и оценки месторождений прово-

дится с целью *установления промышленной ценности открытого месторождения*. Объектом подсчета являются залежи и продуктивные пласты. Для разведуемых залежей необходимо детальное выделение подсчетных объектов при геометризации залежей и обоснование параметров подсчета.

На данном этапе запасы НЗ, ГЗ, ВНЗ и ГВЗ подсчитываются раздельно. Структурная карта по кровле продуктивного пласта строится по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ.

Для обоснования ВНК, ГВК или ГНК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов (схема обоснования флюидальных контактов). На схеме приводятся сведения о результатах опробования, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС (рис. 5.17).

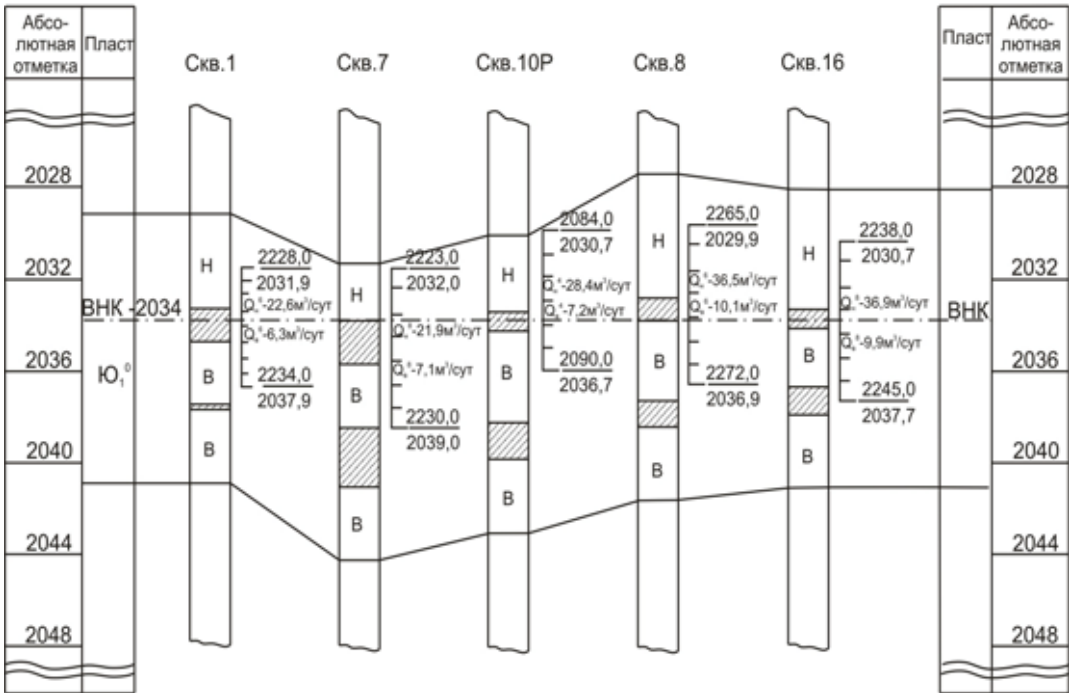


Рис. 5.17. Схема опробования по линии скважин 1–7–10–8–16 Солнечного месторождения. Масштаб вертикальный 1:200

Если межфлюидальный контакт не вскрыт скважинами, то его абсолютная отметка принимается по аналогии с выявленными залежами в пределах зон нефтегазонакопления или с учетом коэффициента заполнения ловушек, рассчитанного по соседним залежам.

Водонефтяной контакт представляет собой неровную поверхность, близкую к горизонтальной или наклонную. Для определения контуров залежей проводится условно принятая плоскость из расчета

средних значений по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах.

Поверхность ГВК является практически всегда горизонтальной, но могут быть и наклонные контакты. Установленные отметки контактов переносятся на структурные карты по кровле и по подошве пластов-коллекторов пластовых залежей.

При горизонтальном ВНК (ГВК) внешний и внутренний контуры нефтегазоносности проводятся по изогипсам на структурных картах по кровле и по подошве продуктивного пласта. В массивной залежи проводится только внешний контур на структурной карте по кровле продуктивного пласта.

При наклонном межфлюидальном контакте необходимо построение карты поверхности ВНК (ГВК), определенной по скважинам. Построенная карта совмещается с структурными картами по кровле и по подошве коллекторов пластовых залежей или со структурной картой по кровле коллекторов массивной залежи, определяя положение соответственно внешнего и внутреннего контуров нефтегазоносности. Для пластовых залежей внутренний контур со структурной карты по подошве пласта переносится на структурную карту по кровле продуктивного пласта.

Параметры залежи определяются по данным, полученным в единичных скважинах и по аналогии по близлежащим залежам.

Выделение коллекторов проводится по прямым качественным признакам по данным ГИС или с учетом граничных значений, принятых по аналогии с соседними залежами.

При подсчете запасов на данной стадии выделение и расчет почти всех подсчетных параметров (кроме площадей) проводится на основе кондиционных пределов, определенных с учетом опробования [2, 3].

Площадь залежей контролируется внешним контуром нефтегазоносности, границами выклинивания пластов, литолого-фациального замещения коллекторов или тектоническими нарушениями. Границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллектор.

На основе эффективных и нефтегазонасыщенных толщин продуктивных пластов, выделенных с учетом кондиционных пределов, строятся карты изопахит.

Расчет объемов нефтегазосодержащих пород и подсчет запасов производятся по-разному в зависимости от типа залежей (рис. 5.18).

Для пластовых залежей сначала составляют карты эффективной толщины пласта, на которые наносят внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. Для построения карты нефтегазонасыщенных толщин используем только нефтегазонасыщенные толщины. Положение изопахит в пределах внутреннего контура нефтегазоносности остается без изменений. Далее строим изопахиты в водонефтяной (газоводяной) зоне. Внешний контур нефтегазоносности принимаем равный нулевому значению. Изопахиты в межконтурной зоне проводим путем интерполяции между значениями изопахит на границе внутреннего контура нефтегазоносности с учетом скважин, расположенных в ВНЗ (ГВЗ) (рис. 5.18, *а*) [2].

Для массивных залежей карты нефтегазонасыщенных толщин составляются методом интерполяции между значениями в скважинах и нулевым на внешнем контуре (рис. 5.18, *б*) [2].

На литологически ограниченных залежах, связанных с литолого-фациальным замещением коллекторов, а также при наличии замещения внутри пластовых залежей при построении карт эффективных и нефтегазонасыщенных толщин с неизменяющейся общей толщиной в направлении замещения изопахиты проводятся до границ замещения (рис. 5.18, *в*). Если общая толщина пласта в зонах замещения меньше минимальных значений ее в ближайших продуктивных скважинах, то на карте изопахит на границе замещения эффективная толщина принимается равной 0, а от нее изопахиты к ближайшим продуктивным скважинам проводятся линейно (рис. 5.18, *г)*.

Для литологически ограниченных залежей геометризация пластов представляется одной из наиболее сложных проблем, т. к. замещение может проявляться в различных формах.

Далее рассмотрим возможные схемы литолого-фациального замещения коллекторов плохо проницаемыми породами [2]:

1) литолого-фациальное замещение происходит в пластах с неизменяющейся по площади общей толщиной (рис. 5.19, *а*);
2) процесс замещения является постепенным по толщине, а изменение толщины коллектора подобно выклиниванию (рис. 5.19, *б*). В этом случае литолого-фациальное замещение сопровождается выклиниванием пласта, при этом замещение непроницаемыми породами наступает значительно раньше, чем происходит выклинивание пласта или пропластка;
3) при резком литологическом замещении высокопродуктивные породы на очень коротком расстоянии, исчисляемом буквально метрами, замещаются плохопроницаемыми или непроницаемыми породами (рис. 5.19, *в*);

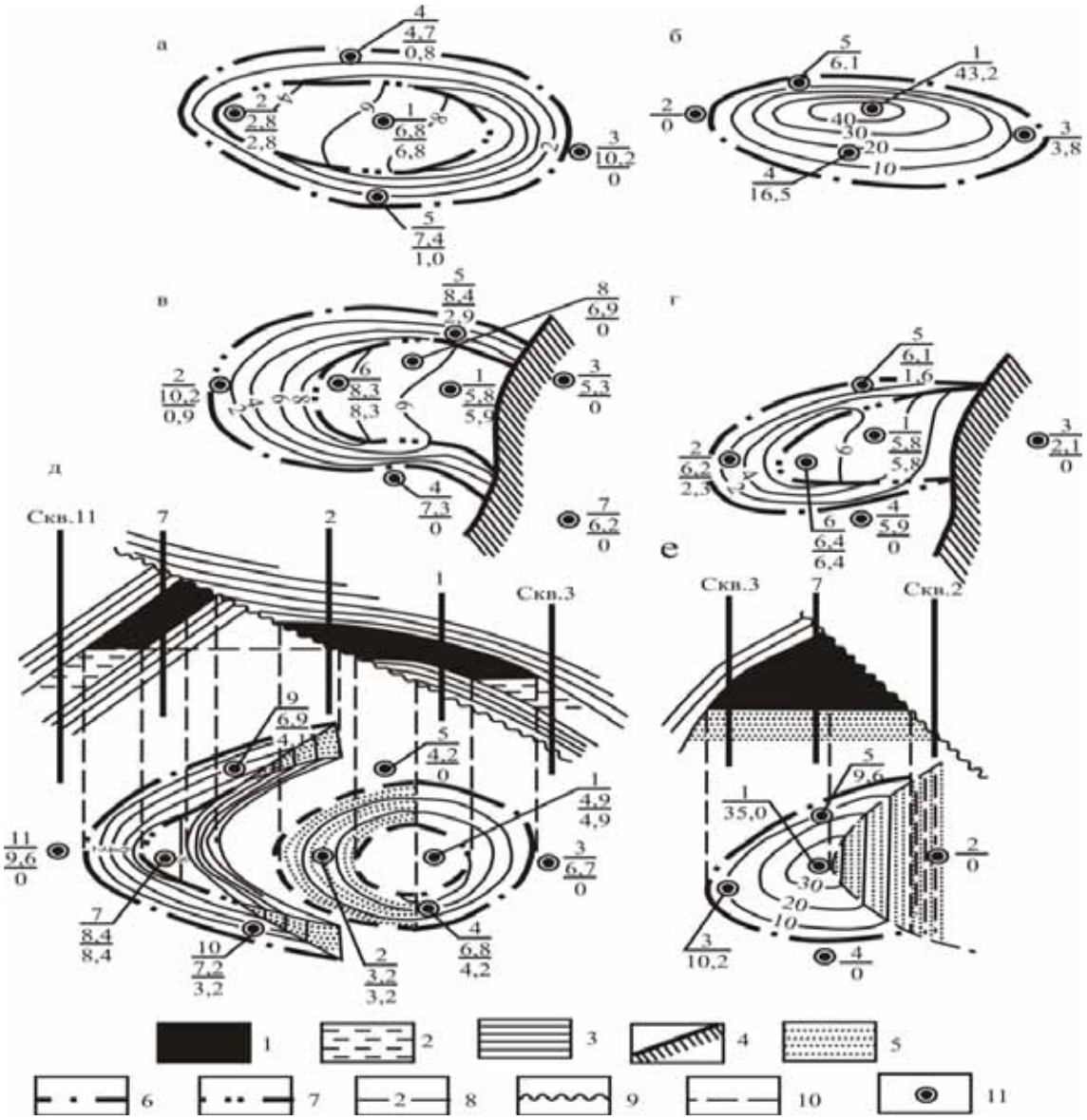


Рис. 5.18. Схемы построения карт эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта (по И.С. Гутману) [2]: залежи:

а – пластовая; б – массивная. Литологически ограниченные залежи: в – с малоизменяющейся общей толщиной пласта; г – с изменяющейся общей толщиной в сторону отсутствия коллектора. Стратиграфически ограниченные залежи: д – пластовая; е – массивная. 1 – нефть; 2 – вода; 3 – плохо проницаемые породы; 4 – границы зоны отсутствия коллектора; 5 – зона стратиграфического среза. Контуры нефтеносности: 6 – внешний; 7 – внутренний; 8 – изолинии толщин, м; 9 – стратиграфическое несогласие; 10 – граница выклинивания пласта; 11 – скважины. Цифры у скважин: верхняя – номер скважины; средняя – эффективная толщина; нижняя – эффективная нефтегазонасыщенная толщина. Цифры в зоне отсутствия коллектора: верхняя – общая толщина; нижняя – эффективная толщина. Цифры на схеме массивной залежи: верхняя – номер скважины; нижняя – эффективная нефтегазонасыщенная толщина

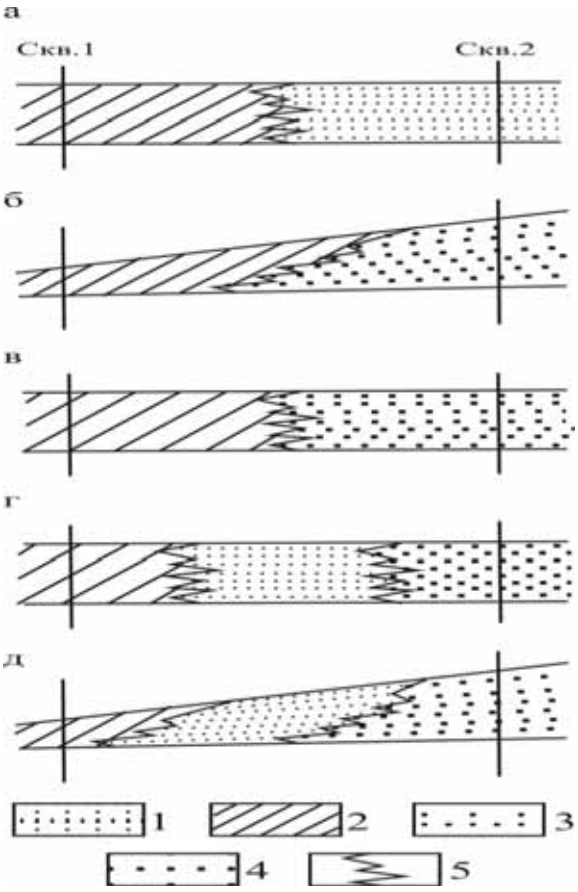


Рис. 5.19. Возможные схемы литолого-фациального замещения коллекторов плохо проницаемыми породами (по И.С. Гутману) [2]:
1 – коллектор;
2 – неколлектор;
3 – низкопродуктивный коллектор;
4 – высокопродуктивный;
5 – линия выклинивания

4) при постепенном литологическом замещении высокопродуктивные породы *с неизменяющейся толщиной* замещаются низкопродуктивными, а те, в свою очередь, непроницаемыми (рис. 5.19, *г*);
5) при постепенном литологическом замещении высокопродуктивные породы *с изменяющейся толщиной* замещаются низкопродуктивными, а далее непроницаемыми (рис. 5.19, *д)*.

На стадии поиска и оценки при геометризации залежей можно использовать только модели *а* и *б* (рис. 5.19). В обоих случаях граница замещения проводится на середине расстояния между продуктивной и непродуктивной скважинами.

Определение границ стратиграфически ограниченных залежей осуществляют по данным сейсмических исследований с учетом закономерностей распространения залежей подобных типов в исследуемом районе, а также по данным пробуренных скважин, последняя из которых расположена за пределами контура залежи. Положение ВНК и ГВК в стратиграфически ограниченных залежах определяется так же, как в пластовых залежах. В пределах размытой части *стратиграфически ограниченной пластовой залежи* изопахиты проводятся по тому

же принципу, что и в водонефтяных (газоводяных) зонах (рис. 5.18, *д*). Принцип проведения изопахит на стратиграфически ограниченных массивных залежах показан на рис. 5.18, *е* [2].

Для тектонически экранированных залежей при наклонной плоскости нарушения способы построения и изображения карт изопахит аналогичны показанным на рис. 5.18, *е*, а при вертикальной или близкой к ней плоскости нарушения – на рис. 5.18, *в* [2].

Объемы коллекторов в пределах НЗ, ВНЗ, ГЗ и ГВЗ пластовых залежей и площадей с запасами категорий $\mathbf{C_1}$ и $\mathbf{C_2}$ всех залежей подсчитываются отдельно.

Коэффициенты открытой пористости ($k_{по}$) *и нефтегазонасыщенности* ($k_н(k_г)$) принимаются по данным керна или по ГИС. При расчетах по керну принимается среднее арифметическое значение наблюденных значений в проницаемых интервалов пласта, а по ГИС – средневзвешенное по эффективной нефтегазонасыщенной толщине.

Пересчетный коэффициент (θ) *и плотность нефти* ($\rho_н$) в поверхностных условиях для подсчета запасов нефти принимаются по данным анализа пластовых проб, отобранных в пробуренных скважинах, по результатам дифференциального разгазирования или по аналогии с соседними одновозрастными залежами.

Начальное пластовое давление ($P_{пл}$) *и пластовая температура* ($t_{пл}$) при подсчете запасов газовых залежей рассчитываются с учетом глубины центров тяжести залежей по данным замеров в скважинах.

Коэффициент сжимаемости реального газа (Z) определяется по составу пластового газа, определенному по поверхностной пробе, отобранной на устье скважины, или принятому по аналогии с соседней залежью.

Таким образом, **на стадии поиска и оценки месторождений (залежей) решаются следующие вопросы:**

- установление характеристик пластовых углеводородных систем;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях;
- изучение фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов;
- определение эффективных толщин, значений пористости, нефтегазонасыщенности;
- предварительная геометризация залежей и подсчет запасов по категориям $\mathbf{C_2}$ и частично $\mathbf{C_1}$ с учетом дифференциации запасов по пластам, категориям, зонам.

5.11.2. Подсчет запасов по завершении разведочного этапа

При подсчете запасов на стадии разведки и пробной эксплуатации подготавливается небходимая информация для проектирования промышленного освоения месторождения [2].

По результатам разведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) создается постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ), на основе которой проводится гидродинамическое моделирование для определения технико-экономических показателей разработки и обоснования коэффициента извлечения нефти.

При создании *статической геологической модели* выполняется построение структурных карт, схем корреляции, схем обоснования ВНК (ГНК, ГВК), геологических профилей, карт изопахит продуктивной части горизонтов (пластов).

Подсчетным объектом является залежь. При подсчете запасов многопластовой залежи подсчетным объектом может являться каждый продуктивный пласт. При равномерной изученности всех пластов в разрезе площади с запасами категорий $\mathbf{C_1}$ и $\mathbf{C_2}$ выделяют по ним в едином контуре.

Запасы подсчитываются по данным бурения скважин и результатам детальных сейсморазведочных работ. *Структурной основой для построения подсчетного плана* является структурная карта, построенная при совместном использовании результатов бурения и сейсморазведки. Параметры подсчета запасов по залежи определяются по данным бурения разведочных и опережающих эксплуатационных скважин.

ВНК, ГНК и ГВК устанавливаются по данным ГИС, результатам опробования и исследования скважин. При обосновании положения ВНК (ГВК) на данной стадии учитывается, что в пластах с предельной насыщенностью и высокой проницаемостью двухфазные залежи характеризуются четкой границей между газом, нефтью и водой. В неоднородных слабопроницаемых пластах существуют значительные по величине переходные зоны.

Продуктивные площади пластовых и массивных нефтяных и газовых залежей контролируются структурными картами по кровле и по подошве пластов, а также границами контуров нефтегазоносности, проведенными на основе положения ВНК и ГВК, уточненного на схемах опробования и обоснования контактов по данным вновь пробуренных скважин.

Эффективные нефтегазонасыщенные толщины и эффективные толщины продуктивных пластов выделяются по данным ГИС с учетом

опробования скважин. При расчете эффективной нефтегазонасыщенной толщины продуктивного пласта по каждой скважине используются проницаемые интервалы, у которых значение $\alpha_{пс}$ выше кондиционного. По полученным данным составляются карты эффективных и нефтегазонасыщенных толщин. При их построении для залежей всех типов используются те же методики, что и на стадии поиска и оценки, но с учетом большего числа скважин.

Коэффициенты открытой пористости ($k_{по}$) *и нефтегазонасыщенности* $k_н(k_т)$ залежей рассчитываются по данным ГИС. Данные керна используются для петрофизической основы интерпретации и обоснования достоверности полученных коэффициентов. При расчете средних значений используются данные, наиболее полно освещающие разрез.

Пересчетный коэффициент (θ) *и плотность нефти* ($\rho_н$) в поверхностных условиях для подсчета запасов нефти рассчитываются как средние арифметические по данным анализа пластовых проб.

Начальное пластовое давление ($P_{пл}$) *и пластовая температура* ($t_{пл}$) при подсчете запасов газовых залежей рассчитываются с учетом глубины центров тяжести залежей по данным замеров в скважинах.

Коэффициент сжимаемости реального газа (Z) определяется по составу пластового газа исследуемой залежи как среднее арифметическое значение из замеров по скважинам.

5.11.3. Подсчет запасов на разрабатывающихся залежах

Подсчет запасов на залежах, вступивших в разработку и разрабатывающихся, проводится с целью оценки текущих запасов и для составления или корректировки проектных документов разработки.

Объектом подсчета запасов является разрабатываемая залежь, разбуренная в соответствии с утвержденным технологическим документом. При неоднородном строении залежь может дифференцироваться на подсчетные объекты [1].

Для создания геологической модели разрабатываемых залежей используются результаты сейсморазведки (2D, 3D) и бурения разведочных и эксплуатационных скважин, материалы исследования керна и ГИС, данные опробования и исследования скважин, геолого-промысловые и промыслово-геофизические исследования скважин.

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

При построениии структурных карт по кровле и по подошве продуктивных пластов используются данные по всем вертикальным скважинам, а также по наклонным скважинам, в которых достаточна точность определения абсолютных отметок кровли и подошвы коллекторов.

Структурной основой для построения подсчетного плана является карта, построенная по данным сейсморазведки и с учетом результатов бурения.

Положение межфлюидальных контактов определяется по данным ГИС с учетом опробования и исследования скважин. Для этого 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 нефтегазонасыщенные толщины выделяют в разрезе скважин по данным ГИС и результатам опробования скважин. Для определения эффективных толщин используются 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 нефтегазонасыщенных толщин – до ВНК (ГВК). На основе полученных данных строятся карты эффективных и нефтегазонасыщенных толщин.

Коэффициенты открытой пористости ($k_{по}$) *и нефтегазонасыщенности* ($k_н$($k_г$)) принимаются по данным ГИС, а данные керна используются для построения петрофизических зависимостей и для обоснования достоверности полученных оценок. Для определения коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности по данным ГИС используются 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 коэффициента пористости и коэффициента нефтегазонасыщенности используется метод, показывающий полную характеристику залежи по площади и разрезу.

Параметры, обусловленные физико-химическими свойствами нефти, газа и конденсата, определяются по результатам исследования поверхностных и глубинных проб, по которым свойства флюидальной системы не искажены процессом разработки.

Среднее начальное пластовое давление ($P_{пл}$) *и пластовая температура* ($t_{пл}$) вычисляются с учетом проведенных в скважинах замеров.

Высокая плотность бурения на *нефтяных и газоконденсатных залежах*, находящихся в разработке, позволяет детализировать границы распространения коллекторов и выделять участки распространения коллекторов разной продуктивности. На основе полученных данных составляются карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин нерасчлененных пластов и пропластков расчлененных пластов. В результате появляется возможность для более глубокой дифференциации запасов по площади и разрезу залежи.

По газовым залежам дифференциация на пласты и зоны разной продуктивности осуществляется для залежей, работающих на упруговодонапорном режиме.

В *стратиграфически ограниченных залежах* площадь залежи контролируется границей выклинивания, установленной однозначно по градиенту изменения эффективной толщины продуктивного пласта в профиле не менее, чем из трех скважин в зоне выклинивания (рис. 5.20) [2].

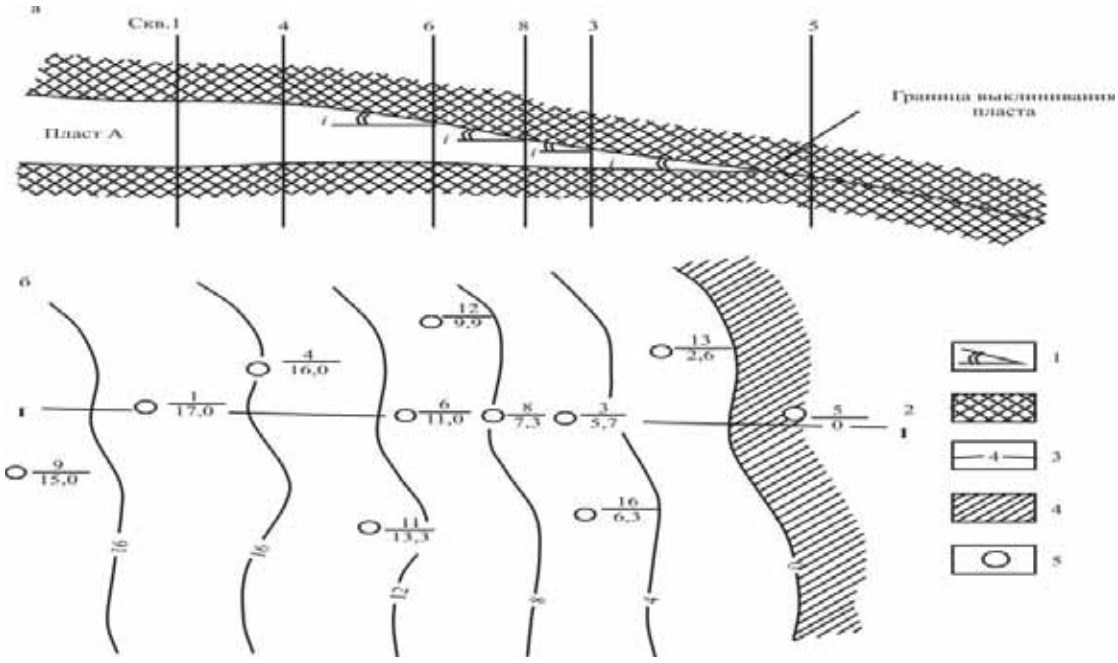


Рис. 5.20. Пример определения границ выклинивания пласта А по градиенту изменения $h_{эф}$ (по И.С. Гутману) [2]:

а – профильный разрез I – I; б – карта эффективных толщин. 1 – угол постоянного уменьшения толщины; 2 – непроницаемые породы; 3 – изолинии толщин, м; 4 – зона выклинивания; 5 – скважины. Цифры у скважин: в числителе – номер скважины, в знаменателе – эффективная толщина, м

Если этот градиент установить невозможно, то линия нулевой толщины проводится на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллектор.

При литолого-фациальном замещении коллекторов продуктивного пласта непроницаемыми разностями граница коллектор–неколлектор устанавливается в профиле менее, чем из трех скважин или путем прослеживания изменения по площади параметра, на основе которого устанавливались кондиционные пределы коллекторских свойств продуктивных пластов.

Например, по нерасчлененному пласту или пропластку расчлененного пласта составляется карта исследуемого параметра $\alpha_{пс}$, на которой методом интерполяции проводится изолиния $\alpha_{пс}$ и по значениям $\alpha_{пс.\ конд}$ устанавливается граница коллектор–неколлектор (рис. 5.21) [2].

При уменьшении общей толщины в непродуктивных скважинах по сравнению с близлежащими скважинами линия, разделяющая участки распространения коллекторов и неколлекторов, соответствует *нулевой изопахите*. Изолинии эффективных толщин проводятся методом линейной интерполяции от нулевой изопахиты к ближайшей к ней скважине, вскрывший коллектор (рис. 5.22) [2].

Если общая толщина пласта в непродуктивных скважинах не отличается от толщины пласта в продуктивных скважинах, то изолинии эффективных толщин проводят без учета литолого-фациального замещения пласта до установленной границы коллектор–неколлектор.

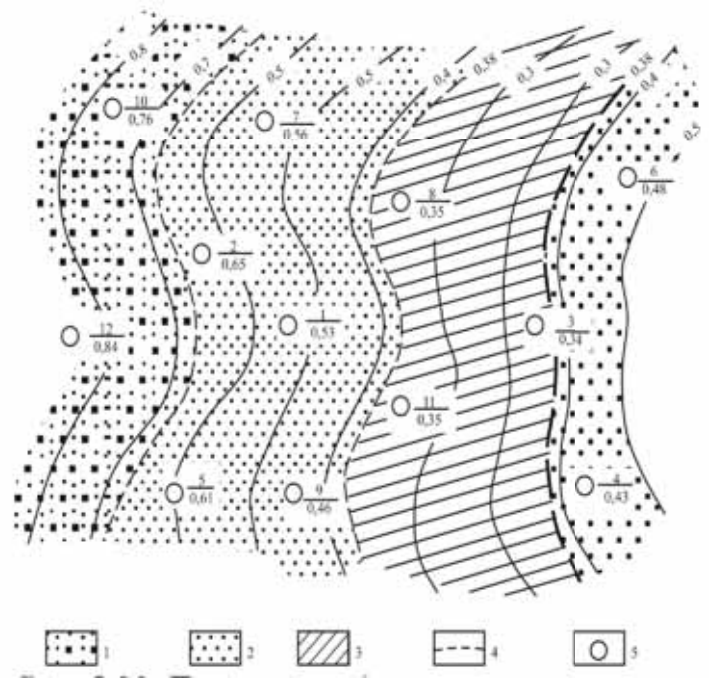


Рис. 5.21. Пример определения границ распространения коллекторов и коллекторов разной продуктивности по карте распределения значений $\alpha_{сп}$ (по И.С. Гутману) [2]: коллекторы:
1 – высокопродуктивный;
2 – низкопродуктивный;
3 – неколлектор; 4 – границы распространения коллекторов;
5 – скважины.
Цифры у скважин:
в числителе – номер скважины,
в знаменателе – значение $\alpha_{пс}$

Между остальными скважинами изопахиты проводятся методом линейной интерполяции (рис. 5.23) [2].



Рис. 5.22. Пример построения карты эффективных толщин пласта, подверженного литолого-фациальному замещению при уменьшении общей толщины в сторону замещения (по И.С. Гутману) [2].
Условные обозначения см. на рис. 5.21

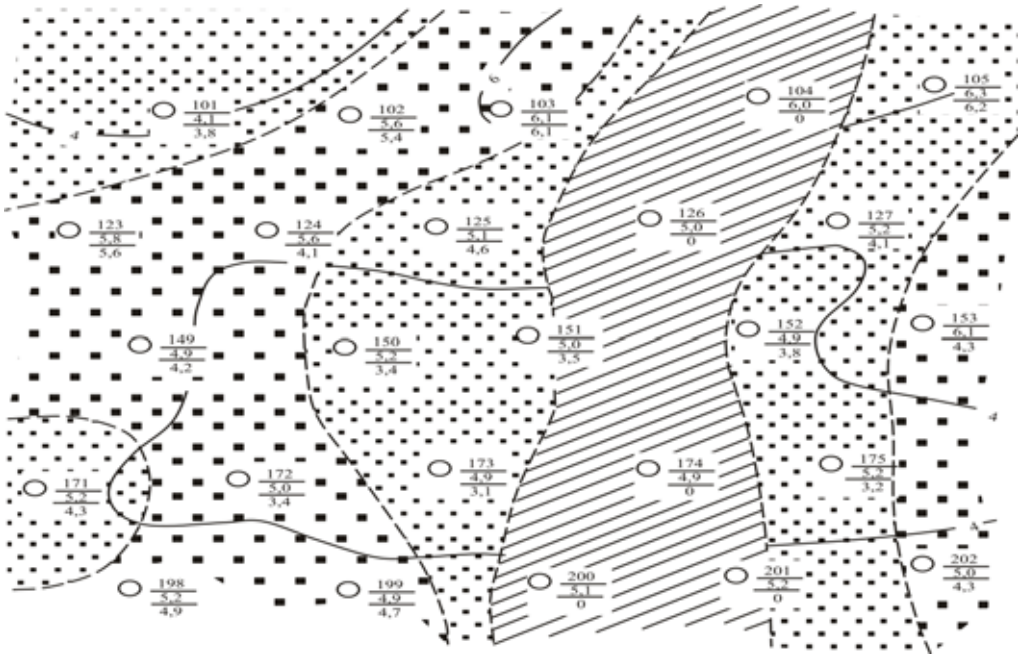


Рис. 5.23. Пример построения карты эффективных толщин пласта с относительно выдержанной общей толщиной, коллекторы которого подвержены литолого-фациальному замещению (по И.С. Гутману) [2].
Условные обозначения см. на рис. 5.21

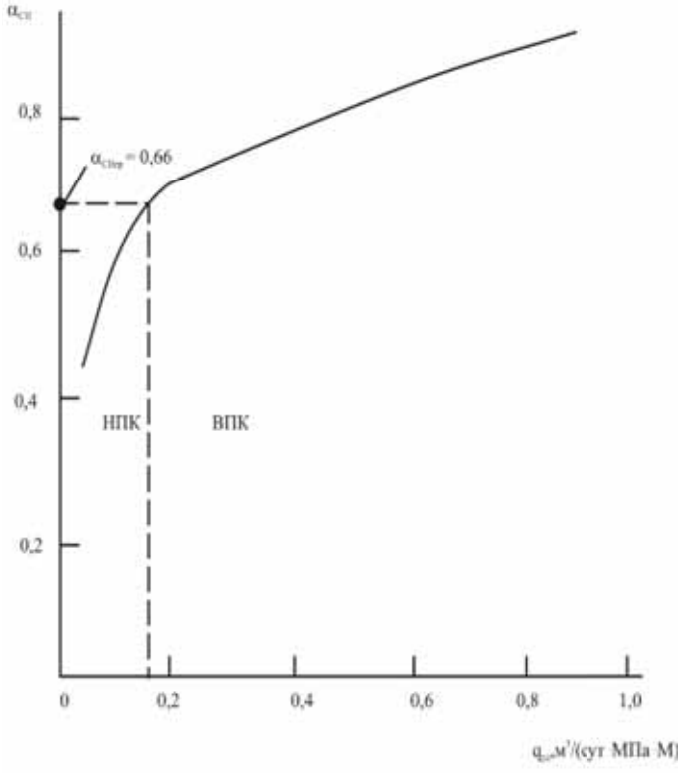


Рис. 5.24. Статистическая связь между удельной продуктивностью $q_{уд}$ скважин и величиной $\alpha_{пс}$ для проницаемых интервалов продуктивного пласта (по И.С. Гутману) [2]

Для выделения границ распространения коллекторов с разной продуктивностью (высокопродуктивных – ВПК и низкопродуктивных – НПК) предварительно исследуются те же зависимости (например, между $\alpha_{пс}$ и $q_{уд}$ и т. п.).

В расчет принимаются данные низкопродуктивных и высокопродуктивных интервалов разреза. Граница между ними проводится через точку, в которой изменяется наклон кривой (рис. 5.24) [2].

Для определения границы распространения коллекторов с разной продуктивностью (ВПК, НПК) на карте значений выбранного параметра проводится изолиния, соответствующая установленному кондиционному значению этого параметра. Затем обе границы (коллектор – неколлектор, ВПК–НПК) переносятся на карты эффективных и нефтегазонасыщенных толщин, на основе которых рассчитываются нефтегазонасыщенные объемы пород различных типов.

Коллекторы разной продуктивности *нефтяных залежей*, отличающиеся друг от друга коллекторскими свойствами и насыщенностью, имеют различные коэффициенты извлечения нефти. *По газоконденсатным залежам* дифференциация запасов по степени изученности необходима для расчета коэффициента извлечения конденсата из зон ВПК и НПК. *На газовых залежах з*апасы в разрезе дифференцируются по пластам.

Запасы многопластовых залежей дифференцируются:

- по пластам, а в расчлененных пластах – по пропласткам;
- по категориям $\mathbf{C_1}$ и **В** при разбуривании залежи по технологической схеме или **В** и **А** при разбуривании по проекту разработки;
- по НЗ, ВНЗ, ГЗ, ГВЗ;
- по зонам разных коллекторских свойств и литологических разностей, разной продуктивности коллекторов (ВПК и НПК).

Подсчет запасов нефтяных залежей осуществляется с учетом дифференциации запасов по степени изученности.

Подсчет запасов свободного газа газоконденсатных залежей с газовым режимом производится с той же степенью дифференциации, что и по нефтяным.

Подсчет запасов газовых залежей, работающих на упруговодонапорном режиме, производится с учетом дифференциации запасов по пластам, категориям, ГЗ, ГВЗ и по зонам разной продуктивности.

5.12. Подсчет запасов нефти и свободного газа в сложнопостроенных коллекторах

Сложнопостроенные коллекторы могут быть приурочены к карбонатным и терригенным породам.

Коллекторы трещинного типа. Среднее по скважине значение коэффициента трещиноватости ($k_{тр}$) горизонта или продуктивного разреза в целом (для массивных залежей) рассчитывается как средневзвешенное по толщине интервалов, характеризующихся определенной ориентацией трещин. Среднее по залежи значение определяется как среднеарифметическое по скважинам [2].

Коэффициенты нефтегазонасыщенности обычно принимают равными 0,9–0,95.

Объемы трещинных коллекторов в пределах залежи подсчитывают на основе карт изопахит. Подсчет запасов залежи производится по каждой категории в пределах площади залежи.

Коллекторы трещинно-кавернового типа. Для трещинно-кавернових карбонатных пород по методике Б.Ю. Вендельштейна определяется кондиционное значение коэффициента эффективной пустотности ($k_{пуст}$). По керновым данным среднее значение $k_{пуст}$ рассчитывается по пластовому пересечению в каждой скважине как среднеарифметическая величина, а по материалам ГИС – как средневзвешенное по нефтегазонасыщенным толщинам.

Способы определения средних значений и подсчет запасов аналогичен таковым для коллекторов трещинного типа.

Коллекторы трещинно-порового типа. В этих коллекторах основным вместилищем нефти и газа служат поры и частично трещины. Подсчет запасов в коллекторах этого типа связан с необходимостью дифференциации запасов в разных частях пустотного пространства.

В поровой части пустотного пространства нефтегазонасыщенность зависит от величины пористости, рассчитываемой по узким значениям коэффициента открытой пористости. Нефтегазонасыщенные объемы коллекторов рассчитываются с использованием средневзвешенных по толщине значений коэффициента эффективной пористости ($k_{\text{по. эф}}$). Объемы коллекторов определяют на основе карт изопахит.

Подсчет запасов в трещинной части пустотного пространства ведется отдельно.

Коллекторы смешанного типа. В коллекторах смешанного типа, представленными карбонатными породами, пустотное пространство характеризуется межзерновой пористостью, трещиноватостью и кавернозностью.

На любой стадии изученности залежей в коллекторах смешанного типа для подсчета запасов нефти и газа применимы формулы подсчета запасов в коллекторах порового типа. Наличие каверн в разрезе определяется долей каверновой составляющей общей пустотности, прибавляемой к межзерновой пористости, а трещиноватость поровых интервалов характеризуется коэффициентом открытой пористости. В интервалах продуктивной толщи, характеризующихся параметрами ниже кондиционных, запасы в трещинной емкости подсчитываются отдельно.

5.13. Подсчет запасов нефти и свободного газа в газонефтяных и нефтегазовых залежах

Двухфазное состояние залежей значительно влияет на процесс разведки и разработки и подсчет запасов нефти и свободного газа.

В *газонефтяных залежах* проводятся исследования по обоснованию ГНК, кондиционных пределов отдельно для нефтяной и газовой частей залежи. Определение отметок ГНК в пластовых пересечениях производится по данным опробования, ГИС и ГДИС.

Для обоснования параметров и подсчета запасов необходима геометризация газонефтяных залежей и их нефтяных частей по залежам пластового типа (рис. 5.25) [2]. Для этого составляются карты по нефтяной части

подсчетного объекта во взаимосвязи с газовой частью.

При подсчете запасов нефти в *газонефтяных залежах* необходимо выполнять дифференциацию подсчетных объектов. По каждому объекту на соответствующей стадии выделяются нефтяные, водонефтяные и газонефтяные зоны и подсчет запасов производится дифференцировано по каждой из этих зон.

В *массивных газонефтяных залежах* форма газовой части имеет форму массивной залежи. Эта особенность учитывается при построении карт изопахит на разных стадиях изученности.

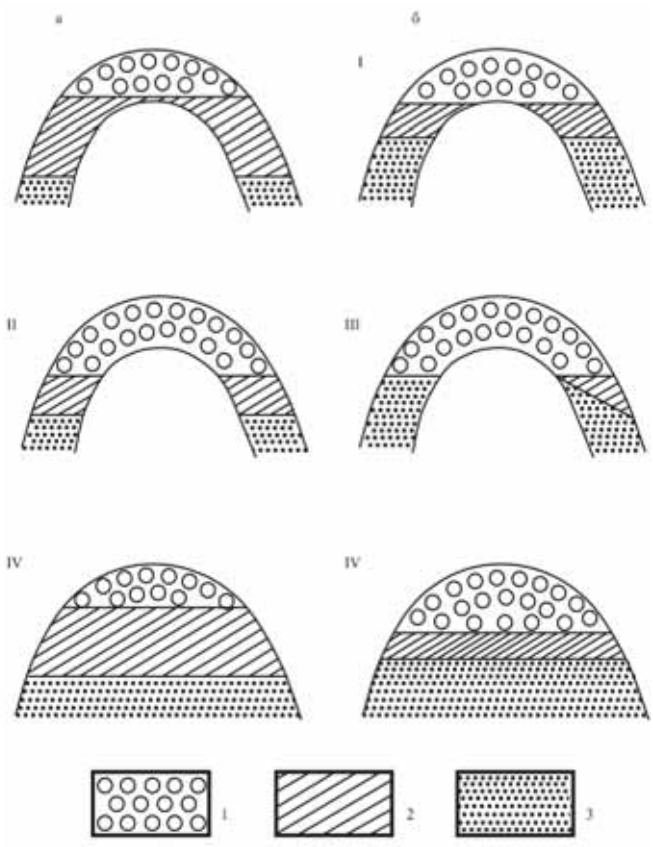


Рис. 5.25. Принципиальные схемы размещения нефтегазовых и газонефтяных залежей (по З.Г. Борисенко):
1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода

На *открытой залежи пластового типа* объем коллекторов нефтяной части залежи вычисляется как разница между нефтегазонасыщенным объемом, рассчитанным по карте нефтегазонасыщенных толщин, и газонасыщенным объемом, рассчитанным по карте газонасыщенных толщин. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина нефтяной части залежи определяется как средневзвешенное по площади значение.

Таким же способом рассчитываются объемы и средние нефтенасыщенные толщины *маломощных нефтяных оторочек*.

На более поздних стадиях подсчет запасов в нефтяной части производится по карте изопахит.

При подсчете запасов нефти объемным методом по нефтяным и газонефтяным месторождениям обосновываются и рассчитываются [12]***:***

- площадь нефтеносности в соответствии с принятыми положениями ВНК или ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта;

- эффективная и нефтенасыщенная толщина и объем нефтенасыщенных пород;
- средний коэффициент открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), определенный разными методами;
- средний коэффициент нефтенасыщенности, рассчитанный различными способами;
- средние величины плотности;
- пересчетный коэффициент;
- газосодержание нефти в пластовых условиях;
- коэффициент извлечения нефти.

При подсчете запасов свободного газа объемным методом по нефтегазовым и газовым месторождениям обосновываются и рассчитываются [12]***:***

- площадь газоносности в соответствии с принятыми положениями ГНК или ГВК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивных пластов;
- эффективная и 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;
- поправки на отклонение от закона Бойля–Мариотта;
- среднее содержание конденсата в газе.

5.14. Построение геологической модели залежи

При подсчете запасов нефти и газа объектом подсчета является залежь, представляющая собой скопление УВ в ловушках различного типа. По результатам ГРР для каждой залежи создается геологическая модель и проводится геометризация внешней формы залежи и ее внутренних свойств [1].

Для выявления границ и расчета объема определяют положение поверхностей, ограничивающих залежь:

- кровли и подошвы залежи, отделяющие продуктивные пласты от непроницаемых пород;

- дизъюнктивных нарушений;
- зоны замещения коллекторов на неколлектора, связанные с изменением литологического состава коллекторов или со стратиграфическим несогласием;
- зон пласта-коллектора с различным характером насыщения флюидом (ВНК, ГНК и ГВК).

В результате полученных данных определяются границы залежи – внешний контур залежи, линия выклинивания коллекторов, линия дизъюнктивного нарушения и др.

Для расчетов эффективного объема залежи и подсчета запасов проводят геометризацию ФЕС коллекторов и физико-химических свойств флюидов с использованием карт:

- эффективных и нефтегазонасыщенных толщин, показывающих изменение эффективного и эффективного насыщенного объема залежи;
- пористости, проницаемости и насыщенности коллекторов, выявляющих изменение ФЕС коллекторов в пределах залежи;
- свойств флюидов, насыщающих коллекторы, отражающих изменение свойств флюидов по площади и разрезу залежи.

5.14.1. Корреляция разрезов скважин

Детальная корреляция разрезов скважин выполняется с целью создания геологической модели и геометризации залежей [1].

Корреляция разрезов скважин проводится для определения последовательности залегания пород, выявления одноименных пластов в разрезе скважин и прослеживания изменения их толщины, литологического и фациального состава в пределах контура залежи (рис. 5.26). С помощью корреляции определяются дизъюнктивные нарушения, литологические замещения, продуктивные горизонты.

По данным ГИС определяются реперные границы и реперы и выделяются продуктивные части разреза. После выбора эталонной скважины, представленной полным, четко дифференцированным разрезом, содержащим большинство продуктивных пластов и реперов, выполняют корреляцию разрезов скважин. Детальная корреляция составляется в виде нескольких схем корреляции, выровненных по поверхности одного из реперов, называемой линией сопоставления или выравнивания.

При подсчете запасов, особенно на начальной стадии разведки, надежную корреляцию разрезов скважин можно осуществлять с использованием материалов бурения, ГИС и сейсморазведки.

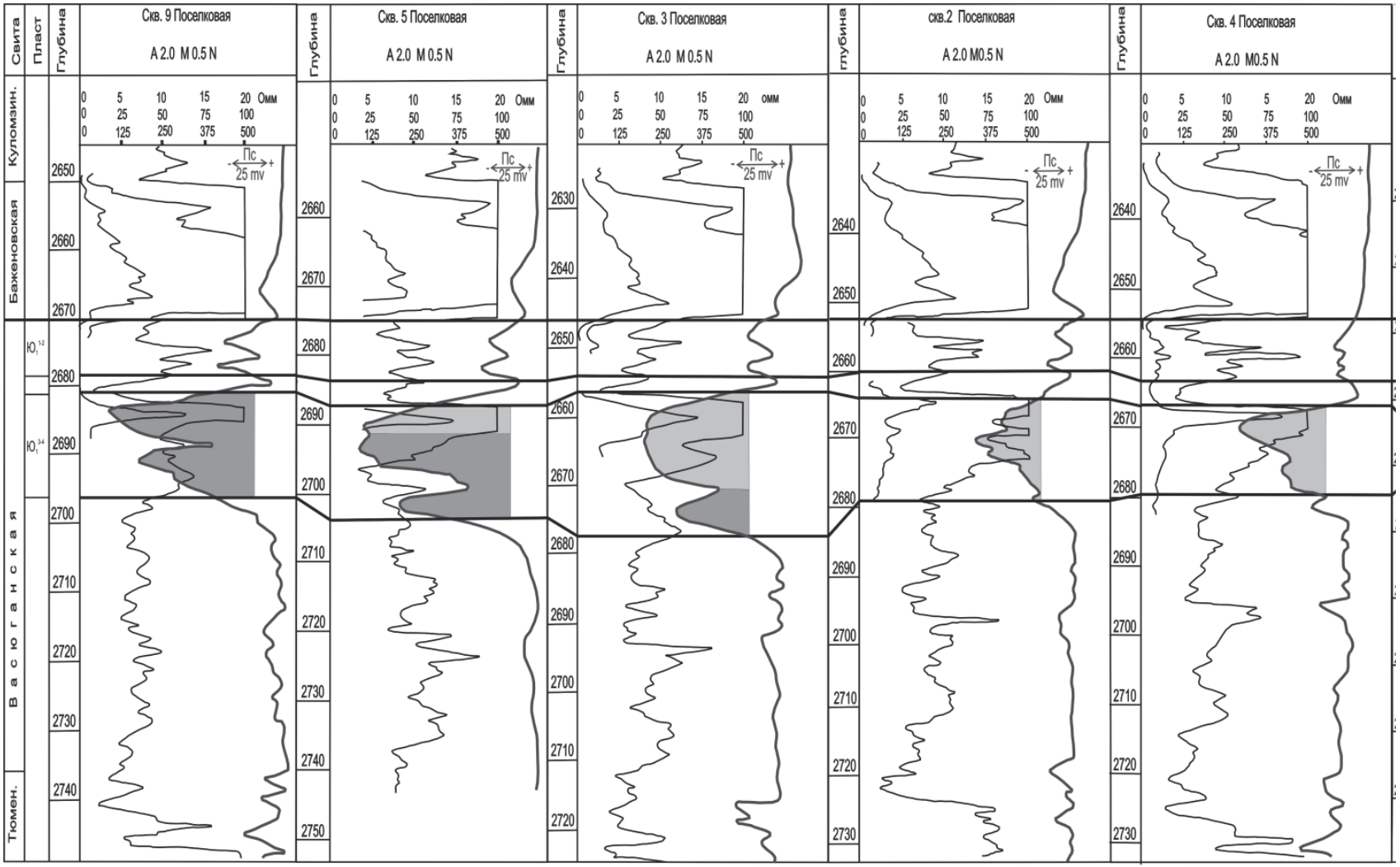


Рис. 5.26. Схема корреляции по линии скважин 9–5–3–2–4. Поселковое месторождение

На схемах корреляции, составленных в масштабе 1:200, последовательно в соответствии со схемой расположения скважин размещают диаграммы ГИС, на которые наносят результаты литологической обработки керна.

Далее последовательно выделяют реперы, глинистые разделы и пласты-коллекторы. Таким образом, схемы детальной корреляции отражают выдержанность или прерывистость продуктивных пластов и соотношение их с непроницаемыми разделами.

5.14.2. Геометризация залежей нефти и газа

Для создания геологической модели залежей нефти и газа выполняется построение структурных карт, показывающих наглядное изображение форм подземного рельефа и позволяющих определить в пространстве границы залежи.

Построение структурных карт

При подсчете запасов обязательным является построение структурных карт по кровле и по подошве продуктивного пласта с использованием данных бурения, результатов сейсморазведки и структурного бурения.

Построение структурных карт по кровли (по подошве) горизонта по данным бурения и сейсморазведки в случае, если отражающий горизонт совпадает с поверхностью продуктивного горизонта, производится путем совместной интерполяции отметок кровли (подошвы) по скважинам и отметок кровли (подошвы) отражающего горизонта по данным сейсморазведки.

Построение структурных карт по кровли (по подошве) горизонта по данным бурения и сейсморазведки в случае, если отражающий горизонт не совпадает с поверхностью продуктивного горизонта, осуществляется методом схождения.

Высота сечения изолиний при построении структурных карт выбирается с учетом масштаба проводимых построений, крутизны залегания пород и требуемой детальности изображения.

Выявление и картирование дизъюнктивных дислокаций

При подсчете запасов нефти и газа в сложнопостроенных коллекторах необходимо учитывать тектонические нарушения или дизъюнктивные (разрывные) дислокации. *Под дизъюнктивными дислокациями* (**ДД**) *понимаются зоны нарушения сплошности осадочного чехла и фундамента* с глубинами заложения от нескольких сот метров до первых де-

сятков километров, по которым происходит перемещение разделяемых ими блоков и соответственное смещение в пространстве пластов-коллекторов и покрышек [1].

Такие зоны характеризуются значительной по сравнению с шириной протяженностью, смещением горизонтов – реперов по горизонтали и вертикали и аномальным вещественным составом.

ДД оказывают существенное влияние на формирование ловушек нефти и газа и на распределение емкостных свойств природных резервуаров.

Значимость выявления и картирования ДД обусловлено тем, что среди открываемых месторождений (залежей) все большую долю составляют залежи в сложнопостроенных структурно-тектонических, литолого-тектонических и тектонически экранированных ловушках.

При геологических построениях для выявления ДД используются диагностические признаки, такие как выпадение из разреза залегающих согласно отложений отдельных горизонтов (или их частей); резкое изменение абсолютных отметок кровли пластов в двух или более соседних скважинах; разные абсолютные отметки ВНК на разных участках единой нефтяной залежи; геолого-петрографические и геоморфологические признаки.

Из геофизических методов для выявления ДД широко применяются трехмерная сейсморазведка 3Д, аэромагнитная съемка и гравиметрия. Наиболее достоверным методом является сейсморазведка МОГТ.

Таким образом, при создании детальной геологической модели месторождений для достоверности подсчета запасов нефти и газа необходимо надежное картирование ДД.

Определение границ литологического замещения (выклинивания) продуктивных пластов

При определении границ залежей, связанных с замещением коллекторов, устанавливают положение границы замещения (или выклинивания) и природу выклинивания коллекторов.

При подсчете запасов определение линий выклинивания (замещения) осуществляется следующими способами:

1) по наличию или отсутствию коллекторов в разрезе скважин;
2) по линии пересечения поверхностей кровли и подошвы пласта;
3) по градиенту изменения эффективной толщины;
4) с учетом граничных значений коллекторских свойств пород;
5) путем построения серии профилей.

Обоснования положения флюидальных контактов и контуров залежи

При построении геологической модели и подсчете запасов устанавливается ВНК (ГВК), показывающий границу раздела в зоне двухфазной фильтрации и являющийся нижней границей залежи.

В газонефтяных залежах ГНК показывает границу раздела газовой и нефтяной частей залежей.

В газовых залежах зоны двухфазной фильтрации могут иметь значительный объем. Например, на массивных газовых залежах в сеноманских отложениях Тюменской области установлены большие (до 20–30 м) зоны двухфазной фильтрации, содержащие значительное количество газа. Например, на Ямбургском месторождении в сеноманской залежи запасы газа в этой зоне составляют около 20 % от запасов газа выше ГВК [1]. В таких случаях выполняется самостоятельный подсчет запасов газа в этих зонах.

В нефтяных залежах (например, на месторождениях Западной Сибири) зоны двухфазной фильтрации достигают нескольких десятков метров и содержат значительные запасы нефти (на Мегионском месторождении в пласте $БВ_8$ извлекаемые запасы ниже ВНК составляют 7,5 % по отношению к запасам остальной нефтяной части пласта) [1].

Для установления положения флюидальных контактов в разрезе скважин используют:

- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую в процессе проводки скважин – при интерпретации данных ГИС и прямых определений остаточной нефтенасыщенности по керну и шламу;
- прямую информацию о нефтегазонасыщенности разреза, получаемую при испытании пластов в процессе бурения и в колонне;
- результаты измерения пластового давления в открытом стволе с помощью приборов на каротажном кабеле;
- результаты интерпретации данных ГИС.

В практике подсчета запасов для установления положения флюидальных контактов наиболее результативными являются методы ГИС и результаты испытания пластов в колонне и в открытом стволе.

Для обоснования положения флюидального контакта строится схема обоснования флюидальных контактов (рис. 5.17). Для построения схемы обоснования флюидального контакта используются скважины, расположенные в ГНЗ, ГНВЗ, ГВЗ, ВНЗ, в которых положение флюидального контакта можно определить по данным ГИС и опробования скважин. Также могут быть использованы скважины из ГЗ, НЗ, ВЗ, в кото-

рых, соответственно, подошва пласта и кровля пласта находятся в непосредственной близости от поверхности флюидального контакта. На схему наносятся колонки разрезов выбранных скважин с указанием их гипсометрического положения и характера насыщенности пластов (нефть, газ или вода) по данным ГИС, интервалы перфорации и результаты испытания и опробования скважин.

Флюидальный контакт бывает горизонтальным, наклонным или представляет собой сложную поверхность [1].

Флюидальный контакт может приниматься горизонтальным при условии, что 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 такой карты проводят интерполяцию определений отметок контакта в скважинах, вскрывших ВНК (ГВК, ГНК). *Поверхность наклонного плоского флюидального контакта* может устанавливаться по трем скважинам. Для пластовых залежей эти скважины должны быть расположены в межконтурной зоне, а для массивных залежей можно использовать сводовые скважины.

Внешний и внутренний контуры нефтегазоносности представляют собой линию пересечения поверхности контакта с кровлей и подошвой пласта [5]. Построение контуров для залежей с горизонтальной поверхностью контакта затруднений не вызывает, поэтому линии контура нефтегазоносности параллельны изогипсам.

Для построения внешнего (внутреннего) контура нефтегазоносности залежи с наклонным контактом используются структурная карта кровли (подошвы) пласта и карта поверхности соответствующего контакта. Линии внешнего и внутреннего контуров получают как линию пересечения структурной поверхности кровли (подошвы) продуктивного пласта и поверхности контакта.

Построение карт общих, эффективных и эффективных насыщенных толщин

Для определения эффективного объема залежей нефти и газа строят карты эффективных и эффективных насыщенных толщин.

Карты общей толщины продуктивного пласта строят при условии, если карты эффективных толщин получают перемножением карты общей толщины с картой коэффициентов доли коллекторов в разрезе (отношения значений эффективной толщины пласта к его общей толщине).

Карты эффективных толщин можно построить несколькими способами. При построении карты вручную проводят интерполяцию значений эффективных толщин, выделенных в разрезе скважин по данным ГИС. Основным способом построения карт эффективных толщин является метод треугольников.

При использовании компьютерных программ геометризации наиболее распространенным является метод построения карты эффективных толщин путем перемножения карты общих толщин пласта (от кровли до подошвы пластов) на карту коэффициента доли коллекторов в разрезе пласта (отношения значений эффективной толщины пласта к его общей толщине). Полученная таким образом карта эффективных толщин учитывает внутреннюю неоднородность продуктивного пласта.

При построении карт эффективных толщин залежей, приуроченных к неоднородным, литологически изменчивым коллекторам, устанавливаются границы между коллектором и неколлектором и обосновываются «граничные» значения эффективных толщин (значения толщины коллектора на линии замещения пород-коллекторов).

Для залежей пластового типа карты эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин строят раздельно для НЗ и ВНЗ (ГВЗ). Для построения карты эффективных толщин используются эффективные толщины пласта. На карте эффективных толщин отмечается положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности. Для построения карты нефтенасыщенных толщин используются только нефтенасыщенные толщины. Положение изопахит в пределах внутреннего контура нефтеносности остается без изменений. Далее строятся изопахиты в водонефтяной зоне. Внешний контур нефтеносности принимается равным нулевому значению. Изопахиты в межконтурной зоне проводятся путем интерполяции между значениями изопахит на границе внутреннего контура нефтеносности с учетом скважин, расположенных в водонефтяной зоне (рис. 5.27).

Для массивных залежей учитывается величина эффективной насыщенной толщины, связанная с высотой залежи. *Построение карты эффективных насыщенных толщин* выполняется в следующей последовательности [1]:

- строится карта общих насыщенных толщин массивной залежи, которая получается вычитанием из структурной карты по кровле пласта карты поверхности флюидального контакта;
- 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 также насчитываются значения величины доли коллекторов;
- карты эффективных насыщенных толщин получаются перемножением карт общих насыщенных толщин и доли коллекторов в насыщенной части разреза.

При построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин газонефтяных и нефтегазовых залежей используется способ, позволяющий составлять карты нефтегазонасыщенных толщин во взаимосвязи с газовой частью залежи.

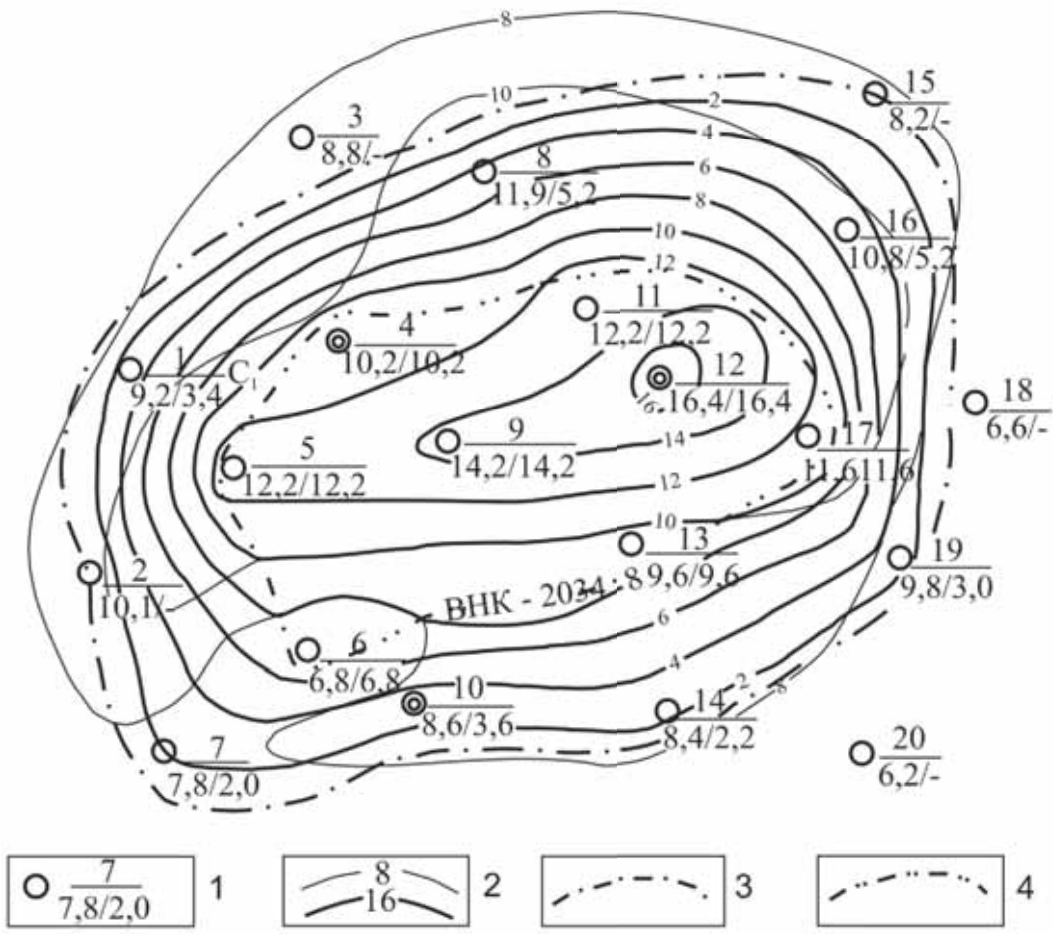


Рис. 5.27. Карта эффективных и нефтенасыщенных толщин:
1 – числитель – номер скважины, знаменатель – эффективная / нефтенасыщенная толщина; 2 – эффективные и нефтенасыщенные толщины; 3 – внешний контур нефтеносности; 4 – внутренний контур нефтеносности

Сначала составляется карта нефтегазонасыщенных толщин пласта, при построении которой по каждой скважине учитывается сумма нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин подсчетного объекта. Затем строится карта газонасыщенных толщин по газовой части залежи. Карта нефтенасыщенных толщин получается путем вычитания карты газонасыщенных толщин из карты нефтегазонасыщенных толщин. При построении карты нефтенасыщенных толщин необходимо учитывать, что на внешнем контуре газоносности и на внутреннем контуре нефтеносности изопахиты должны иметь излом.

Для построения карт нефтенасыщенных толщин таким способом используются различные программы геометризации.

При *маломощных нефтяных оторочках* рассчитывается объем коллекторов нефтяной части залежи как разница между нефтегазонасыщенным объемом ($V_{нг}$), определенным по карте нефтегазонасыщенных толщин, и газонасыщенным объемом ($V_г$), определенным по карте газонасыщенных толщин. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина нефтяной части залежи в этом случае определяется по формуле [1]:

$$h_{эф.н} = \frac{V_{н.г} - V_г}{F_н}, \qquad (5.72)$$

где $F_н$ – площадь нефтяной части залежи в пределах внешнего контура нефтеносности или ограниченная внешним контуром нефтеносности и внутренним контуром газоносности.

Построение карт коэффициента пористости

В практике подсчета запасов и проектирования разработки при использовании компьютерных технологий стали широко использоваться карты различных подсчетных параметров для геометризации залежей.

На разведочном этапе для большинства коллекторов характер изменения коэффициента пористости по площади считается случайным, поэтому при подсчете запасов используется средневзвешенное по эффективному объему значение пористости с учетом данных сейсморазведки. Для разрабатываемых залежей закономерная составляющая изменения пористости по площади может преобладать, в таком случае карты коэффициента пористости строятся методом интерполяции всех имеющихся определений по скважинам. При построении карты коэффициента пористости литологически ограниченных залежей необходимо учитывать, что на линии замещения коллекторов необходимо задать граничные значения пористости.

Построение карт коэффициента нефтегазонасыщенности

При построении карт коэффициента нефтегазонасыщенности используются такие же методы и приемы, как и при построении карт коэффициента пористости. Отличие состоит в том, что при построении карты коэффициента нефтегазонасыщенности необходимо учитывать закономерное увеличение коэффициентов нефтегазонасыщенности вверх по разрезу от граничного значения на границе нефть–вода, газ–вода до максимального в сводовой части [1].

В связи с этим *методика построения карты коэффициента нефтегазонасыщенности заключается в следующем*:

- по данным ГИС и исследованиям керна определяется граничное значение нефтегазонасыщенности, соответствующее границе «нефть–вода» (газ–нефть);
- граничные значения нефтегазонасыщенности устанавливаются на линии внешнего контура;
- карта коэффициента нефтегазонасыщенности строится с учетом определения по скважинам и граничных значений, заданных на внешнем контуре.

Восстановление полей физических свойств нефти и газа

При подсчете запасов рекомендуется использовать средние значения подсчетных параметров, характеризующих физические свойства нефти и газа. Это связано с относительно низкой изменчивостью параметров по площади и небольшим числом наблюдений. К таким параметрам относятся: плотность нефти в поверхностных условиях, газовый фактор, пересчетный коэффициент, пластовые давление и температура, поправки на отклонение от закона Бойля–Мариотта и на температуру, давление начала конденсации.

Построение карт показателя линейного нефтегазонасыщенного эффективного объема

При подсчете запасов с использованием программных комплексов для определения эффективного насыщенного объема залежи составляют карту показателя линейного эффективного нефтегазонасыщенного объема ($k_{по}$, $k_н(k_г)$, $h_{эф.\,н}(h_{эф.\,г})$) [1]. Построение карты проводят перемножением в точках регулярной сети восстановленных значений соответствующих признаков – коэффициента пористости ($k_{по}$), коэффициента нефтегазонасыщенности ($k_н(k_г)$) и эффективной насыщенной толщины ($h_{эф.\,н}(h_{эф.\,г})$). Для построения таких карт могут использоваться ре-

зультаты сейсморазведки. Использование полученных данных позволяет более обоснованно создать геологическую модель оцениваемой залежи.

5.14.3. Геометризация залежей нефти и газа с использованием компьютерных технологий

Для геометризации залежей нефти и газа разработаны десятки компьютерных технологий.

К таким комплексам могут относиться комплексы, разработанные только для решения этой задачи, и комплексы, выполняющие обработку и интерпретацию геолого-геофизических данных и решающие задачи определения КИН и подсчета извлекаемых запасов, оптимизации процесса добычи УВ, экономической оценки запасов, обладающие общей базой хранения и управления данными. Комплексы различаются по качеству решения различных этапов, и, в особенности, по степени простоты и удобства в эксплуатации [1].

Ниже приводится краткое описание возможностей некоторых западных и российских систем, реализующих решение задачи геометризации залежей нефти и газа, например **SURFER,** пакет программ **CPS-3**, системы **Z-MAP** (структурные построения) и **Stratamodel** (трехмерная геологическая модель).

Широко распространенным в России является **SURFER** (GOLDEN, USA, операционная система Windows) – комплекс, с помощью которого решается сравнительно узкий круг задач, но широко используемый в различных отраслях науки и техники.

Комплекс **SURFER** позволяет решать основные этапы геометризации, однако не выполняет полный цикл расчетов. Основное назначение – расчет сеточных моделей (grid) любых геолого-геофизических признаков и получение их графического отображения. Методы интерполяции – крайгинг, 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 достаточно прост в эксплуатации.

Пакет программ CPS-3 предназначен для построения геологических статических моделей залежей нефти и газа на основе скважинной и сейсмической информации.

Для структурных построений по продуктивным пластам в качестве сейсмоосновы используются результаты интерпретации сейсморазведки. Скважинная информация формируется в виде XYZ-файлов, содержащих координаты и абсолютные отметки пластопересечений, значения эффективных и насыщенных толщин, средневзвешенные значения пористости и нефтенасыщенности. XYZ-файлы и гриды сейсмических горизонтов загружаются в CPS-3.

При расчете результирующих карт используется конвергентный алгоритм картопостроения. Конвергентный алгоритм – это универсальный алгоритм построения поверхности. Рассчитанные с использованием данного алгоритма поверхности и поля характеризуются хорошей сходимостью с исходными данными, плавностью рисовки изолиний и близостью к ручному варианту картопостроения.

Вычисление поверхности проходит в четыре итерации. Одним из параметров поверхности является шаг грида. Выбор шага грида зависит от расстояния между скважинами, сложности структуры пласта и размеров объектов, отображаемых на поверхности. Другим параметром, определяющим качество картопостроения, является шаг между узлами расчетной сетки значений (grid) по осям *x* и ***y***. От этой величины также зависит точность рисовки карт в зонах резкого изменения параметров, в частности, в водонефтяных зонах.

Структурные поверхности пластов строятся с использованием опции Framework 3D. Данная опция позволяет строить поверхности, опираясь на вышележащие или нижележащие построенные ранее поверхности, либо на данные сейсморазведки. При выборе опорной поверхности определяющим фактором является разница отметок между опорной и моделируемой поверхностями. После расчета объемных статических моделей залежей формируется набор карт, характеризующих каждый из пластов: эффективной, газонефтенасыщенных толщин, коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности, коэффициента газонасыщенности.

Программные продукты **Z-MAP** (структурные построения) и **Stratamodel** (трехмерная геологическая модель) (фирма Landmark) обладают широким набором инструментов и методов построения статических моделей пласта или совокупности пластов, картопостроения и подсчета различных параметров пласта. Компьютерная трехмерная геологи-

ческая модель в системе Z-MAP представляет собой совокупность следующих поверхностей (surface):

- кровля верхнего проницаемого пропластка;
- подошва нижнего проницаемого пропластка.

На основе структурного каркаса, состоящего из пар этих поверхностей, на каждый пласт строится трехмерная геологическая модель в пакете Stratamodel, представляющая собой совокупность трехмерных полей:

- поле эффективных толщин;
- поле нефтегазонасыщенных толщин;
- поле коэффициента песчанистости;
- поле коэффициента пористости;
- поле коэффициента водонасыщенности;
- поле коэффициента проницаемости.

Этого набора данных достаточно для расчета эффективных объемов пород и параметров, необходимых для подсчета запасов. Исходными данными для построения структурных поверхностей (gridding) являются наборы данных (data set) и структурная карта по отражающему горизонту. Поверхность представляет собой прямоугольную решетку (grid), через узлы которой проходит поверхность. Важным параметром поверхности является шаг грида. Выбор шага грида зависит от расстояния между скважинами, сложности структуры пласта и размеров объектов, отображаемых на поверхности. Решающими при выборе шага грида являются сложная структура пластов, наличие узких водонефтяных зон с большим перепадом нефтенасыщенных толщин.

Для построения структурных поверхностей используется алгоритм наименьших квадратов. Этот алгоритм обладает универсальностью, простотой в использовании, высокой скоростью расчетов и достаточной точностью, что и обуславливает его применение. Поверхность кровли продуктивного пласта строится по отметкам согласно поверхности сейсмического горизонта. Карта по подошве пласта строится согласно карте по кровле с учетом значений общих толщин пласта.

Расчет полей параметров проводится в пределах структурного каркаса на основе данных интерпретации ГИС по скважинам, представленным в виде кривых параметров, расположенных вдоль траекторий скважин. Расчет производится детерменистическим алгоритмом средневзвешенного по расстоянию (weighted average).

Карта эффективных толщин представляет собой сумму всех проницаемых пропластков и строится по значениям, подсчитанным

в каждой скважине с учетом общей толщины пласта. Затем карта (поверхность) эффективных толщин преобразовывается в карту нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин (формируется ВНЗ (ГВЗ)).

Расчет площади нефтегазоносности, объемов нефтегазонасыщенных пород и значений подсчетных параметров проводится модулем VOLUMETRICS по полям параметров в пределах подсчетных участков.

Значения коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности определяются как средневзвешенные по объему. Объем определяется произведением карт коэффициента пористости и карт коэффициента нефтегазонасыщенности на карты эффективных и нефтегазонасыщенных толщин. Для расчета средневзвешенных по объему коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности значения полученных объемов делятся на значения нефтегазонасыщенных объемов. Расчеты проводятся в пределах заданных границ. Границы определяются внешним и внутренним контуром нефтегазоносности и контурами категорий запасов.

Компьютерные комплексы должны базироваться на методах и программах, показывающих высокоточное решение задачи интерполяции. Качество решения задачи геометризации зависит от качества получаемых сеточных моделей интерполируемых признаков. Поэтому **комплексы должны обладать** [1]:

- 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 каротажа);
- возможностью производить расчеты в условных и географических координатах;
- интерактивным графическим режимом;
- возможностью создания числовой 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.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность объемного метода подсчета запасов нефти и свободного газа?
2. Назовите подсчетные параметры объемного метода подсчета запасов нефти и свободного газа?
3. В чем состоит двухэтапность определения средних значений параметров залежей?
4. Назовите интегральные и картируемые параметры, определяемые для разрезов скважин.
5. Перечислите виды усреднения данных.
6. Какие виды средневзвешенных оценок используются при вычислении средних параметров?
7. Какие подсчетные параметры определяются по пластовым пересечениям в скважинах и от чего зависят способы их определения?
8. Как используются прямые качественные признаки при выделении коллекторов?
9. В чем состоят отличия косвенных качественных признаков от прямых качественных признаков?
10. Каким образом выделяются поровые коллекторы в разрезе скважин, пробуренных на РНО?
11. Каким образом выделяют коллекторы по повторным замерам ПС?
12. Каким образом выделяют коллекторы в обсаженной колонне?
13. Какие данные ГТИ используются для выделения коллекторов?
14. Что понимается под количественными критериями коллекторов?
15. Назовите методы, используемые для выделения коллекторов по количественным критериям.
16. В чем заключаются особенности выделения коллекторов с использованием количественных критериев?
17. Каким образом по данным ГИС выделяются коллекторы по структуре порового пространства?
18. Как оценивается характер насыщенности по данным ГТИ и керна?
19. Как определяется характер насыщенности по результатам испытания в процессе бурения и в колонне?
20. Каким образом оценивается характер насыщенности по данным анализа градиентов давлений?
21. Какие методы ГИС используются для оценки характера насыщенности?
22. Какие петрофизические зависимости применяются для определения коэффициентов пористости?
23. Каким образом определяется пористость по данным различных методов ГИС?
24. Как определяется относительная глинистость пород-коллекторов?
25. Назовите методы определения коэффициентов нефтегазонасыщенности по данным исследования керна.

26. Какие методы ГИС используются при определении нефтегазонасыщенности?
27. Какими методами ГИС определяется проницаемость?
28. Каким образом определяется проницаемость по результатам испытаний?
29. Перечислите физико-химические свойства нефтей.
30. Как определяются физико-химические свойства и параметры нефти?
31. Назовите свойства углеводородных газов и конденсатов.
32. Как определяются параметры газов и конденсата?
33. Перечислите физико-химические свойства пластовых вод.
34. Перечислите основные этапы подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом.
35. В чем заключается сущность подсчета запасов нефти и свободного газа по завершении стадии поиска и оценки в залежах различного типа?
36. В чем состоят особенности подсчета запасов нефти и свободного газа по завершении разведочного этапа?
37. Каким образом проводится подсчет запасов нефти и газа разрабатываемых залежей?
38. Назовите особенности подсчета запасов нефти и свободного газа в сложнопостроенных коллекторах.
39. В чем состоит сущность подсчета запасов нефти и свободного газа в газонефтяных и нефтегазовых залежах?
40. С какой целью проводится детальная корреляция разрезов скважин?
41. Какие работы проводятся для создания геологической модели залежи?
42. Назовите цели построения карт толщин для залежей различного типа.
43. В чем сущность методики построения карт коэффициента пористости и коэффициента нефтегазонасыщенности?
44. Назовите компьютерные комплексы, которые могут быть использованы для создания геологических моделей залежей.

6. МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА

В основе метода материального баланса лежит закон сохранения материи, который применительно к залежам углеводородов формулируется следующим образом: *количество УВ, находящихся в залежи до начала разработки, равно количеству извлеченных и оставшихся в залежи УВ на любую произвольную дату разработки*. Таким образом, метод материального баланса основан на составлении уравнений баланса состояния нефтегазоводной системы в поровом пространстве пласта-коллектора при изменении пластового давления, решаемых относительно величины остаточных запасов нефти и газа.

6.1. Принципы метода материального баланса

Запасы нефти, содержащиеся в залежи, подсчитываются с учетом изменения основных показателей разработки, физических свойств нефти, воды и породы в зависимости от снижения давления в процессе разработки залежи. Добыча нефти, растворенного газа и воды, закачка воды и газа в залежь вызывают непрерывное перераспределение флюидов вследствие изменения пластового давления. При этом баланс между количеством УВ, содержавшихся в залежи до начала разработки, и количеством УВ, извлеченных и оставшихся на момент разработки, не нарушается [2]. *Следовательно, подсчет запасов нефти методом материального баланса базируется на принципе сохранения материи применительно к залежам УВ.*

Методы материального баланса, применяемые для подсчета запасов нефти, отражают равенство между количеством (объемом) УВ, содержащихся в залежи до начала ее разработки, и количеством (объемом) УВ, извлеченных из залежи и оставшихся в ней на любой момент разработки [3]:

$$Q_{í\,0} = Q_{í} + Q_{í\,.\,îñò} = \text{const}, \qquad (6.1)$$

где $Q_{н0}$ – объем УВ, содержащихся в залежи до начала ее разработки; $Q_н$ – объем УВ, извлеченных из залежи; $Q_{н.\ ост}$ – объем УВ, оставшихся в залежи на любой момент разработки.

Объемный баланс, выраженный через объемы УВ, для газа имеет вид [3]:

$$G_0 = G_í + G_{îñò} = \text{const}. \tag{6.2}$$

Достоверные результаты при подсчете запасов методами материального баланса могут быть получены при условии, если в процессе перераспределения пластового давления вовлечен весь объем залежи, а значения пластового давления и других параметров, входящих в формулу подсчета запасов, являются представительными и характеризуют всю залежь в целом. Для газонефтяных залежей при подсчете запасов необходимо использовать данные о размерах газовой шапки.

6.2. Метод материального баланса подсчета запасов нефти

В зависимости от режимов работы и условий разработки залежи можно выделить различные методы материального баланса. Каждый режим проявляется при различных видах пластовой энергии, которые зависят от характеристик залежи.

Упругий режим

Для залежей с упругим режимом характерно значительное превышение пластового давления над давлением насыщения. В этот период при снижении пластового от начального (P_0) до текущего (P) на величину ΔP движение нефти к забоям скважин осуществляется за счет упругих сил самой нефти, связанной воды и породы, заключенной в объеме залежи.

При условии, что из залежи с запасами $Q_{н.\ геол}$ отобрано $Q_н$ нефти, то объем нефти, оставшийся в залежи $(Q_{н.\ геол} - Q_н)b_н$, равен разнице между текущим объемом пор $V_п$ и объемом расширившейся связанной воды $V_в$ [2]:

$$V_ï = V_{ïî}(1 - \beta_ï \Delta P), \tag{6.3}$$

$$V_â = V_{ïî} k_â (1 + \beta_â \Delta P), \tag{6.4}$$

где $V_п$ – текущий объем пор, м^3; $V_в$ – объем расширившейся связанной воды, м^3; $b_н$ – текущий объемный коэффициент пластовой нефти при

среднем текущем пластовом давлении ΔP ($\Delta P = P_0 - P_{нас}$), доли ед.; $V_{по}$ – общий начальный объем пор залежи, м^3; $\beta_п$ – коэффициент сжимаемости пор породы, 0,1 МПа$^{-1}$; $k_в$ – коэффициент водонасыщенности, доли ед.; $\beta_в$ – коэффициент сжимаемости связанной воды, 0,1 МПа$^{-1}$.

Для подсчета запасов нефти в терригенных и карбонатных коллекторах Г.Д. Хобсоном и И.В. Морозовским предложена формула [2]:

$$Q_{\text{í . ãåî ë}} = \frac{Q_{\text{í}}(1-k_{\text{â}})(1+\beta'_{\text{í}}\Delta P)}{[\beta_{\text{ï}} + \beta'_{\text{í}} - k_{\text{â}}(\beta'_{\text{í}} - \beta_{\text{â}})]\Delta P}, \quad (6.5)$$

где $Q_{н.\ геол}$ – геологические запасы нефти, м^3; $Q_н$ – накопленная добыча нефти, м^3; $k_в$ – коэффициент водонасыщенности, доли ед.; $\beta_н$ – коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 0,1 МПа$^{-1}$; ΔP – среднее текущее пластовое давление, МПа; $\beta_п$ – коэффициент сжимаемости пор, 0,1 МПа$^{-1}$; $\beta_в$ – коэффициент сжимаемости связанной воды, 0,1 МПа$^{-1}$.

Если $\beta_в = 0$ и $k_в = 0$, тогда получаем формулу [2]:

$$Q_{\text{í . ãåî ë}} = \frac{Q_{\text{í}}(1+\beta'_{\text{í}}\Delta P)}{(\beta_{\text{ï}} + \beta'_{\text{í}})\Delta P}. \quad (6.6)$$

В измененном виде формула (6.6) применима для подсчета запасов нефти в трещинно-кавернозных карбонатных коллекторах. В таких коллекторах нефть размещается во вторичных пустотах, а первичные поры водонасыщены, при этом водонасыщенность вторичных пор близка к нулю. Исходя из вышесказанного, получаем формулу [2]:

$$Q_{\text{í . ãåî ë}} = \frac{Q_{\text{í}}(1+\beta'_{\text{í}}\Delta P)}{(\beta_{\text{âï}} + \beta'_{\text{í}})\Delta P}, \quad (6.7)$$

где $\beta_{вп}$ – коэффициент сжимаемости вторичных пустот, 0,1 МПа$^{-1}$.

Упруговодонапорный режим

Для залежей с упруговодонапорным режимом характерны слабая связь с областью питания, резкая неоднородность пластов-коллекторов, при этом начальное пластовое давление в них значительно выше давления насыщения [2].

При условии, что из залежи с запасами $Q_{н.\ геол}$ отобрано $Q_н$ нефти и w воды, то объем оставшейся нефти при текущем давлении P рассчитывается как разница между суммой текущего объема пор и объемом воды $w\lambda$ (λ – объемный коэффициент пластовой воды) и суммой объемов расширившейся связанной воды и внедрившейся в залежь воды $W\lambda$. Для подсчета геологических запасов нефти применяется формула [2]:

$$Q_{\text{í . ãåî ë}} = \frac{Q_{\text{í}} b_{\text{í}} - (W - w)\lambda}{b - b_0 + \dfrac{b_0 (k_{\text{â}} \beta_{\text{â}} + \beta_{\text{ï}}) \Delta Ð}{1 - k_{\text{â}}}}, \tag{6.8}$$

где $Q_{\text{н. геол}}$ – геологические запасы нефти, м^3; $Q_{\text{н}}$ – накопленная добыча нефти, м^3; w – накопленная добыча воды, м^3; W – общее количество вошедшей в залежь воды, м^3; λ – объемный коэффициент пластовой воды, доли ед.; $b_{\text{н}}$ – текущий объемный коэффициент пластовой нефти при среднем текущем пластовом давлении ΔP ($\Delta P = P_0 - P_{\text{нас}}$), доли ед.; b_0 – объемный коэффициент пластовой нефти при начальном давлении P_0, доли ед.; $k_{\text{в}}$ – коэффициент водонасыщенности, доли ед.; $\beta_{\text{в}}$ – коэффициент сжимаемости связанной воды, 0,1 МПа$^{-1}$; $\beta_{\text{п}}$ – коэффициент сжимаемости пор, 0,1 МПа$^{-1}$; ΔP – среднее текущее пластовое давление, МПа.

Количество внедрившейся в залежь воды из законтурной области (W) при снижении давления в залежи на $\Delta P' < \Delta P$ выражается формулой:

$$W = (\beta_{\text{â}} + \beta_{\text{í . ïë}}) F h_{\text{ýô . í}} k_{\text{ïî}} \Delta Ð', \tag{6.9}$$

где W – общее количество вошедшей в залежь воды, м^3; $\beta_{\text{в}}$ – коэффициент сжимаемости связанной воды, 0,1 МПа$^{-1}$; $\beta_{\text{н. пл}}$ – коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 0,1 МПа$^{-1}$; F – площадь залежи нефти в пределах контура нефтеносности, м^2; $h_{\text{н. эф}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $k_{\text{по}}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $\Delta P'$ – снижение давления в залежи, МПа.

Данный метод применим для подсчета запасов нефти на мелких и средних залежах в терригенных и карбонатных коллекторах.

Смешанный режим

Смешанный режим проявляется на залежах как вследствие проявления природных сил, так и в результате искусственного воздействия на них. Рассмотрим метод материального баланса в залежи нефти с газовой шапкой (по М.А. Жданову). Залежь связана с законтурной областью. В процессе разработки для поддержания пластового давления возможна закачка в залежь воды и газа в газовую шапку. Таким образом, смешанный режим создается напором краевых и закачиваемых вод, расширением газовой шапки, закачкой в нее газа и упругими силами породы и воды [2, 3].

Так как исследуемая залежь имеет газовую шапку, то пластовое давление равно давлению насыщения или ниже его. В табл. 6.1 представлены параметры залежи до начала разработки на время t_0 и на текущее время t.

Начальные геологические запасы свободного газа подсчитываются по формуле [2, 3]:

$$Q_{\text{ã. ãåî ë}} = \frac{\delta Q_{\text{í . ãåî ë}} b_0}{v_0}, \qquad (6.10)$$

где δ – отношение объема газовой шапки $Q_{\text{г. геол}} v_0$ к объему нефтяной части $Q_{\text{н. геол}} b_0$.

Материальный баланс основан на равенстве освобожденных и заполненных объемов пор в процессе разработки нефтяной части залежи за время от t_0 до t.

Таблица 6.1

Параметры залежи до начала разработки и на текущее время

Параметры	Время на начало разработки, t_0	Текущее время, t
1. Пластовое давление, МПа	P_0	P
2. Начальные запасы свободного газа, м^3	$Q_{\text{г. геол}}$	
3. Начальные запасы нефти, м^3 (т)	$Q_{\text{н. геол}}$	
4. Добытое количество нефти, м^3 (т)		$Q_{\text{н}}$
5. Объемный коэффициент нефти, доли ед.	b_0	$b = b_1 - (r_0 - r)v$
6. Двухфазный объемный коэффициент нефтегазовой смеси, доли ед.		b_1
7. Объемный коэффициент свободного газа, доли ед.	v_0	v
8. Газосодержание, м^3/м^3	Γ_0	Γ
9. Текущий газовый фактор, м^3/м^3		$\Gamma_{\text{р}}$
10. Внедрившаяся в залежь вода, м^3		W
11. Закачанная вода, м^3		W'
12. Добытая вода, м^3		w
13. Закачанный газ, м^3		g
14. Коэффициент расширения пор породы, 0,1 МПа$^{-1}$	$\beta_{\text{п}}$	$\beta_{\text{п}}$
15. Коэффициент сжимаемости связанной воды, 0,1 МПа$^{-1}$	$\beta_{\text{в}}$	$\beta_{\text{в}}$
16. Коэффициент сжимаемости пластовой воды, 0,1 МПа$^{-1}$	λ	λ

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле [2, 3]:

$$Q_{í.\,ãåî\,ë} = \frac{Q_í\,(b_1 + (\tilde{A}_ð - \tilde{A}_0)v) - (W + W' - w)\lambda + qv}{b_1 - b_0 + \dfrac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0) + \dfrac{b_0}{1 - k_â}(\beta_ï + k_â\beta_â)\Delta Ð}. \qquad (6.11)$$

При изменении влияния тех или иных сил начальные геологические запасы нефти подсчитываются по другим формулам.

Если, например, влияние упругих сил ничтожно мало, отсутствует закачка газа и воды, тогда начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле [2, 3]:

$$Q_{í.\,ãåî\,ë} = \frac{Q_í\,(b_1 + (\tilde{A}_ð - \tilde{A}_0)v) - W\lambda - w\lambda}{b_1 - b_0 + \dfrac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}. \qquad (6.12)$$

Если в залежи отсутствует газовая шапка ($\delta = 0$) и нет напора краевых вод, то формула (6.12) преобразуется в формулу, характеризующую работу залежи на режиме растворенного газа [2, 3]:

$$Q_{í.\,ãåî\,ë} = \frac{Q_í\,(b_1 + (\tilde{A}_ð - \tilde{A}_0)v)}{b_1 - b_0}. \qquad (6.13)$$

Таким образом, при подсчете запасов нефти по разрабатывающим месторождениям методом материального баланса обосновывается [12]**:**

- режим работы залежи, характер ее разбуренности и эксплуатационная характеристика;
- выбор расчетного варианта, объекта и дат подсчета;
- данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, общее количество закачанной в пласт воды и газа, количество вошедшей в залежь пластовой воды);
- средние пластовые давления, пластовая температура;
- коэффициент сжимаемости пластовой нефти;
- давление насыщения;
- объемный коэффициент пластовой воды;
- коэффициент сжимаемости воды;
- коэффициент сжимаемости пород-коллекторов;
- отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей).

При подсчете запасов нефти методом материального баланса обязательными графическими документами являются [12]:

- карта разработки залежи по состоянию на дату подсчета;
- графики пластовых давлений по скважинам с нанесением на них всех замеров, пересчитанных на середину объема залежи;
- графики зависимости начальных пластовых давлений и свойств нефти, газа и воды от глубины залегания;
- карты изобар на соответствующие даты расчета;
- графики изменения свойств нефти, газа и воды в зависимости от давления.

6.3. Подсчет запасов свободного газа методом падения давления

В соответствии с Временной классификацией [8] **для свободного газа подсчитываются только геологические запасы.**

Метод по падению давления основан на использовании зависимости между количеством газа, отбираемого в определенные периоды времени, и падением пластового давления в залежи [2, 3]**.** Основной задачей является установление средневзвешенного давления по объему порового пространства и определение количества добытого газа. Запасы свободного газа подсчитывают при опытно-промышленной эксплуатации и разработке месторождения.

Считается, что для газовых залежей эта зависимость постоянна во времени, т. е. количество газа, добываемого при снижении пластового давления на 0,1 МПа, постоянно в процессе всего срока эксплуатации залежи [2]:

$$\frac{Q_2 - Q_1}{P_1\alpha_1 - P_2\alpha_2} = \text{const}, \tag{6.14}$$

$$\alpha = 1/Z, \tag{6.15}$$

где Q_2 и Q_1 – добытое количество газа соответственно на вторую и первую даты, м^3; P_1 и P_2 – соответствующие на эти даты пластовые давления в залежи, МПа; α_1 и α_2 – поправки на сжимаемость газа при давлениях соответственно P_1 и P_2, доли ед.; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.

Полагая, что в дальнейшем при падении давления до конечной величины $P_к$ будет добываться то же количество газа на 1 атм снижения давления, получаем формулу для подсчета геологических запасов свободного газа по методу падения давления [2]:

$$Q_{\text{ã. ãâî ë}} = \frac{(Q_2 - Q_1)/(P_2\alpha_2 - P_{\text{ê}}\alpha_{\text{ê}})}{Ð_1\alpha_1 - Ð_2\alpha_2}. \qquad (6.16)$$

Данный метод применим на залежах, работающих на газовом режиме. Непременным условием отнесения подсчитанных запасов к геологическим является вовлечение в разработку всего объема залежи, т. к. данным методом рассчитываются запасы дренируемого объекта.

При проявлениив залежи упруговодонапорного режима, характеризующимся внедрением пластовой воды в залежь, при подсчете запасов необходимо использовать данные того периода, когда залежь работала на газовом режиме.

Таким образом, при подсчете запасов свободного газа методом падения давления по разрабатываемым месторождениям газа обосновываются и рассчитываются [12]**:**

- *начальное и текущее положение ГВК;*
- *начальные пластовые давление и температура;*
- *изменение во времени пластовых и устьевых давлений;*
- *газогидродинамическая связь залежей месторождения;*
- *степень дренируемости отдельных частей залежи;*
- *режим работы залежи отдельных ее частей;*
- *динамика вторжения пластовой воды;*
- *потери или перетоки газа;*
- *величина отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи.*

При подсчете запасов свободного газа методом падения давления обязательными графическими документами являются [12]:

- кривые восстановления давления по скважинам после остановки;
- графики падения пластового давления во времени по скважинам и в целом по залежи;
- индикаторные кривые по скважинам;
- карты изобар начального пластового давления;
- карты изобар текущего пластового давления;
- графики зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по скважинам и в целом по залежи;
- графики изменения пластового давления во времени по залежи;
- графики для определения коэффициента сжимаемости газа при снижении пластового давления;
- изотермы конденсации стабильного конденсата.

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность метода материального баланса?
2. Назовите принципы метода материального баланса.
3. Каким образом подсчитываются запасы нефти методом материального баланса при упругом режиме залежи?
4. В чем заключаются особенности подсчета запасов нефти методом материального баланса при упруговодонапорном режиме залежи?
5. Каким образом учитывается смешанный режим залежи при подсчете запасов нефти методом материального баланса?
6. Какие параметры и характеристики залежи обосновываются при подсчете запасов нефти методом материального баланса?
7. Перечислите основные графические документы, составляемые при подсчете запасов нефти методом материального баланса.
8. В чем заключается сущность подсчета запасов свободного газа методом падения давления?
9. Какие параметры и характеристики залежи обосновываются при подсчете запасов свободного газа методом падения давления?
10. Перечислите основные графические документы, составляемые при подсчете запасов свободного газа методом падения давления.

7. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ СТАТИСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

Впервые этот метод применил А.М. Коншин в 1888 году. Впоследствии В.В. Билибиным данный метод был назван статистическим (методом кривых).

7.1. Принципы статистического метода

Принципы статистического метода подсчета запасов заключаются в нахождении и графическом или аналитическом выражении той или иной связи, характеризующей прошедший период разработки нефтяной залежи, и экстраполяции этой связи на будущее время до конечных условий разработки залежи. При этом *под конечными условиями разработки залежи понимается* такая минимальная величина добычи нефти из залежи, которая экономически целесообразна. Она выражается либо значением минимальной рентабельной добычи (экономическим пределом разработки, если изучается по залежи в целом), либо минимальным рентабельным дебитом (если имеется ввиду отдельная скважина).

7.2. Статистический метод подсчета запасов нефти

Статистический метод применяется для эксплуатируемых месторождений при наличии устойчивых данных по динамике добычи и экстраполяции спада добычи, тенденций изменения соотношения вода – нефть. Кривая падения добычи экстраполируются до пределов экономической рентабельности, определяемых по данным о ценах на нефть и эксплуатационным затратам. Экстраполяция по будущей добыче основывается на усредненной тенденции добычи нефти действующих скважин в течение периодов стабильной эксплуатации участка (месторождения) [12].

В различных геолого-промысловых условиях для подсчета запасов нефти используются разные статистические зависимости, такие как:

- предыдущий – последующий дебит;
- дебит нефти – время разработки;
- дебит нефти – накопленная добыча нефти;
- время разработки – накопленная добыча нефти;
- накопленная добыча воды – накопленная добыча нефти;
- накопленная добыча нефти – % обводненности продукции;
- накопленная добыча нефти – уровень ВНК;
- накопленная добыча нефти – газовый фактор.

Характер выявленных закономерностей служит основой для построения кривых и их экстраполяции для определения добычи и подсчета запасов нефти. Наиболее широкое применение при подсчете извлекаемых запасов получила связь «предыдущий – последующий дебит». Изучение данной связи проводится по залежам с неводонапорными режимами работы, дает возможность определить коэффициенты падения дебитов и построить так называемую «вероятную кривую производительности», с помощью которой подсчитываются остаточные извлекаемые запасы.

Подсчет запасов нефти сводится к определению суммы дебитов, которые могут быть получены до конца работы каждой скважины (т. е. до минимального рентабельного дебита) по старым и новым скважинам. Определение остаточных извлекаемых запасов нефти для каждой из групп новых скважин при работе от начального входного до минимального рентабельного дебита аналогично подсчету запасов по старым скважинам. *Общие остаточные извлекаемые запасы нефти по залежи в целом представляют собой сумму остаточных извлекаемых запасов по старым и новым скважинам.*

Контрольные вопросы

1. Назовите принципы статистического метода подсчета запасов.
2. Что понимается под конечными условиями разработки залежи?
3. Какие статистические зависимости могут использоваться при подсчете запасов нефти статистическим методом?
4. Каким образом подсчитываются запасы нефти при использовании статистической зависимости «предыдущий – последующий дебит»?
5. Сущность подсчета запасов статистическим методом.

8. ПОДСЧЕТ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА, КОНДЕНСАТА, ЭТАНА, ПРОПАНА, БУТАНОВ И ПОЛЕЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ

8.1. Подсчет запасов газа, растворенного в нефти

Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, ($Q_{\text{г.р. геол}}$) при любом режиме залежи подсчитываются по начальным геологическим запасам нефти ($Q_{\text{н. геол}}$) и начальному газосодержанию (Γ_0), определенному по пластовым пробам при дифференциальном разгазировании [38]:

$$Q_{\text{ã. ð. ãåî ë}} = Q_{\text{í . ãåî ë}} \tilde{A}_0 . \qquad (8.1)$$

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, ($Q_{\text{г. р. извл}}$) влияет режим залежи.

При *водонапорном и упруговодонапорном режимах* пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, поэтому величина газового фактора постоянная. Начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, ($Q_{\text{г. р. извл}}$) определяются начальными извлекаемыми запасами нефти ($Q_{\text{н. извл}}$) и начальным газосодержанием (Γ_0):

$$Q_{\text{ã. ð. èçâë}} = Q_{\text{í . èçâë}} \tilde{A}_0 . \qquad (8.2)$$

Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа для месторождений, разрабатываемых на других режимах, определяются по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации в процессе разработки.

При работе залежи на *газонапорном или смешанных режимах*, *режиме растворенного газа* извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитываются по формуле, выводимой из формулы материального баланса. Поэтому извлекаемые запасы растворенного газа определяются как разница между начальными геологическими запасами растворенного газа ($Q_{\text{г. р. геол}}$) и неизвлекаемыми запасами этого газа ($Q_{\text{г. р. неизвл}}$) по формуле:

$$Q_{\text{ã. ð. èçâë}} = Q_{\text{ã. ð. ãåî ë}} - Q_{\text{ã. ð. í åèçâë}}. \quad (8.3)$$

Неизвлекаемые запасы растворенного газа определяются суммой объемов свободного газа в объеме пор, освобожденном за счет извлекаемой нефти, усадки неизвлекаемой нефти и объема неизвлекаемого растворенного газа в неизвлекаемой нефти:

$$Q_{\text{ã. ð. í åèçâë}} = Q_{\text{í . èçâë}} b_0 \left(\frac{P_{\hat{e}}\alpha_{\hat{e}}}{P_{\text{ñò}}}\right)\hat{E}_t + Q_{\text{í . í åèçâë}} (b_0 - b)\left(\frac{Đ_{\hat{e}}\alpha_{\hat{e}}}{Đ_{\text{ñò}}}\right)\hat{E}_t + Q_{\text{í . í åèçâë}} \tilde{A}_{\hat{e}}, \quad (8.4)$$

где $Q_{\text{н. неизвл}}$ – неизвлекаемые запасы нефти, тыс. т; $\Gamma_к$ – остаточное газосодержание при конечном давлении $P_к$, равным 1 МПа, м^3/м^3; $\alpha_к$ – поправка на сжимаемость реальных газов, соответствующая давлению $P_к$, доли ед.; K_t – термический коэффициент, доли ед.

Таким образом, извлекаемые запасы растворенного газа ($Q_{\text{г.р. извл}}$) подсчитываются по формуле:

$$Q_{\text{ã. ð. èçâë}} = Q_{\text{í . ãåî ë}} \tilde{A}_0 - Q_{\text{í . èçâë}} b_0 \left(\frac{P_{\hat{e}}\alpha_{\hat{e}}}{P_{\text{ñò}}}\right)\hat{E}_t -$$

$$-Q_{\text{í . í åèçâë}} (b_0 - b)\left(\frac{Đ_{\hat{e}}\alpha_{\hat{e}}}{Đ_{\text{ñò}}}\right)\hat{E}_t - Q_{\text{í . í åèçâë}} \tilde{A}_{\hat{e}}. \quad (8.5)$$

На практике, используя упрощенную формулу М.А. Жданова, извлекаемые запасы растворенного газа ($Q_{\text{г. р. извл}}$) определяются как сумма объемов газа в извлеченной нефти ($Q_{\text{н. извл}}$) и неизвлеченной нефти ($Q_{\text{н. неизвл}}$) с учетом конечного газосодержания ($\Gamma_к$) за вычетом свободного газа в объеме пор, освобожденном за счет извлекаемой нефти:

$$Q_{\text{ã. ð. èçâë}} = Q_{\text{í . èçâë}} \tilde{A}_0 + Q_{\text{í . í åèçâë}} (\tilde{A}_0 - \tilde{A}_{\hat{e}}) - Q_{\text{í . èçâë}} b_0 \left(\frac{P_{\hat{e}}\alpha_{\hat{e}}}{P_{\text{ñò}}}\right). \quad (8.6)$$

8.2. Подсчет геологических и извлекаемых запасов конденсата

Условием газообразного состояния смеси углеводородов является преобладание в ее составе метана. В чисто газовых месторождениях его более 90 % (остальное – другие углеводородные газы, а также двуокись углерода, сероводород, азот и др.).

К газоконденсатным залежам относятся залежи, из газа которых при снижении давления (ниже давления начала конденсации) в пласте выделяется жидкая углеводородная фаза–конденсат.

Методы подсчета запасов конденсата, а также этана, пропана и бутанов определены Инструкцией по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа [38] и Методическим руководством по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе [39]. Категории геологических запасов конденсата, этана, пропана и бутанов не могут быть выше категорий геологических запасов свободного газа.

При подсчете запасов конденсата учитывается стабильный конденсат, состоящий из жидких при стандартных условиях углеводородов $C_{5+высш}$. Геологические запасы стабильного конденсата подсчитываются по потенциальному содержанию его в составе пластового газа и запасам пластового газа.

Состав пластового газа определяется по пробам отсепарированного газа и сырого конденсата, а также по замерам конденсатогазового фактора (**КГФ**) из двух-трех наиболее продуктивных скважин на исследуемой залежи. Замер КГФ и отбор проб сырого конденсата и отсепарированного газа следует производить при давлении 5 МПа, если температура сепарации равна температуре окружающего воздуха или ниже ее. В сепараторе сырой конденсат отделяется от газа, при этом сырой конденсат скапливается в нижней части. Замеры расходов газа через сепараторы производят с помощью диафрагменного измерителя критического течения (**ДИКТ**) или ДП-430. Величина КГФ определяется как отношение объема сырого конденсата ($см^3$), скопившегося в сепараторе, к объему газа ($м^3$), прошедшего через ДИКТ за одно и тоже время. Отбор пробы отсепарированного газа производится из верхней части сепаратора в газовый баллон объемом 40 л, рассчитанный на рабочее давление 15 МПа. В лабораторных условиях при исследовании проб отсепарированного газа и сырого конденсата определяется состав пластового газа. При исследовании проб сырого конденсата производится дегазация и дебутанизация. В процессе дегазации из конденсата полностью удаляются метан, частично его гомологи и CO_2, N_2, H_2S, а при дегазации извлекаются гомологи метана (этан, пропан, бутан). Остаток представляет собой дебутанизированный конденсат, в составе которого отсутствуют газообразные компоненты. Суммарное содержание стабильного конденсата ($C_{5+высш}$) в составе пластового газа в грамм-молях равно сумме содержаний дебутанизированного конденсата и конденсата, содержащегося в газах сепарации, дегазации и дебутанизации.

В результате проведенных исследований получают исходные данные для расчета содержаний этана, пропана, бутанов и $C_{5+\text{высш}}$ в пластовом газе [38]:

1) количество выделившегося сырого конденсата (определяется на промысле) – q, см^3 на l м^{3}отсепарированного газа;
2) объем контейнера, в котором отобран сырой конденсат – V, см^3;
3) количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата, в объеме контейнера – a, л;
4) количество газа, выделяемое при дебутанизации конденсата, в объеме контейнера – δ, л;
5) содержание жидких углеводородов (пентаны и вышекипящие) в дебутанизированном конденсате в объеме контейнера – b, см^3;
6) относительная плотность углеводородов при 20 °С – ρ_4^{20}, г/см^3;
7) молекулярная масса углеводородов $C_{5+\text{высш}}$ – M.

Состав пластового газа определяют, исходя из расчета 1000 г-молей отсепарированного газа.

Количество газа (A, г-моли), выделяющееся при дегазации сырого конденсата, рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{aq}{V}. \tag{8.7}$$

Количество газа ($Б$, г-моли), выделяющееся при дебутанизации конденсата, рассчитывается по формуле:

$$Á = \frac{\delta q}{V}. \tag{8.8}$$

Содержание в сыром конденсате пентанов и вышекипящих (B, г-моли) рассчитывается по формуле:

$$Â = \frac{qb\rho_4^{20}24,04}{VÌ}. \tag{8.9}$$

Геологические запасы стабильного конденсата ($Q_{\text{к. геол}}$, тыс. т) подсчитываются с учетом геологических запасов свободного (пластового) газа в залежи ($Q_{\text{г. геол}}$, млрд м^3) и потенциального содержания конденсата ($П$, г/м^3) [38]:

$$Q_{\text{ê. ãåî ë}} = Q_{\text{ã. ãåî ë}} I \ . \tag{8.10}$$

Потенциальное содержание стабильного конденсата ($П$, г/м^3) равно сумме содержаний $C_{5+\text{высш}}$ в сыром конденсате (K) и отсепарированном газе (L) из расчета на 1 м^3 пластового газа [38]:

$$\ddot{I} = \hat{E} + L. \tag{8.11}$$

Содержание $C_{5+\text{высш}}$ в сыром конденсате (K, г/м^3) равно сумме содержаний этих углеводородов в газе дегазации (K_1), газе дебутанизации (K_2) и дебутанизированном конденсате (K_3):

$$\ddot{I} = \ddot{E}_1 + \ddot{E}_2 + \ddot{E}_3. \tag{8.12}$$

Каждое слагаемое этой формулы рассчитывается с учетом его мольной доли (l) в пластовом газе, молекулярной массы (M) и количества газа или дебутанизированного конденсата, выделившихся при дегазации и дебутанизации сырого конденсата:

$$\hat{E}_1 = \grave{A}\frac{l_1}{100}\frac{\grave{I}_1}{24,04} = \frac{aq}{V}\frac{l_1}{100}\frac{\grave{I}_1}{24,04}, \tag{8.13}$$

$$\hat{E}_2 = \acute{A}\frac{l_2}{100}\frac{\grave{I}_2}{24,04} = \frac{\delta q}{V}\frac{l_2}{100}\frac{\grave{I}_2}{24,04}, \tag{8.14}$$

$$\hat{E}_3 = \hat{A}\frac{\grave{I}_3}{24,04} = \frac{qb\rho_4^{20}24,04}{V\grave{I}}\frac{\grave{I}_3}{24,04} = \frac{qb\rho_4^{20}}{V}, \tag{8.15}$$

где l_1 – содержание $C_{5+\text{высш}}$ в газе дегазации, % мол.; M_1 – молекулярный вес $C_{5+\text{высш}}$ в газе дегазации; l_2 – содержание $C_{5+\text{высш}}$ в газе дебутанизации, % мол.; M_2 – молекулярный вес $C_{5+\text{высш}}$ в газе дебутанизации, % мол.

Исследования состава газов дегазации и дебутанизации по большому количеству проб из различных месторождений показали, что с приемлемой для расчетов точностью молекулярный вес может быть принят равным 80 [38]. Тогда формулы (8.12)–(8.14) преобразовываются следующим образом:

$$\hat{E}_1 = 0,03\frac{aql_1}{V}, \tag{8.16}$$

$$\hat{E}_2 = 0,03\frac{\delta ql_2}{V}, \tag{8.17}$$

$$\hat{E} = \frac{q}{V}(0,03al_1 + 0,03\delta l_2 + b\rho_4^{20}). \tag{8.18}$$

Содержание стабильного конденсата (L, г/см^3) в отсепарированном газе определяется по формуле:

$$L = 10 l_L \frac{\dot{I}_L}{24,04}, \qquad (8.19)$$

где l_L – мольная доля $C_{5+\text{высш}}$ в отсепарированном газе, % мол.; M_L – молекулярная масса $C_{5+\text{высш}}$ в отсепарированном газе.

Молекулярная масса $C_{5+\text{высш}}$ (M_L), содержащаяся в газе сепарации, может быть рассчитана, исходя из их состава, определенного по хроматограмме, или определена по графику зависимостей этого параметра от температуры сепарации (рис. 8.1) [38].

Используя формулы (8.18)–(8.19), производим расчет потенциального содержания конденсата в пластовом газе ($П$, г/м^3) по следующему выражению:

$$\ddot{I} = \frac{q}{V}(0,03al_1 + 0,03\delta l_2 + b\rho_4^{20}) + 10 l_L \frac{\dot{I}_L}{24,04}. \qquad (8.20)$$

Таким образом, **геологические запасы стабильного конденсата** ($Q_{\text{к. геол}}$, тыс. т) равны произведению потенциального содержания ($П$, г/м^3) и геологических запасов свободного (пластового) газа ($Q_{\text{г. геол}}$, млрд м^3):

$$Q_{\text{ê. ãåî ë}} = Q_{\text{ã. ãåî ë}} \ddot{I} = Q_{\text{ã. ãåî ë}} [\frac{q}{V}(0,03al_1 + 0,03\delta l_2 + b\rho_4^{20}) + 10 l_L \frac{\grave{I}_L}{24,04}]. \qquad (8.21)$$

Разработка газоконденсатных залежей ведется, в основном, без поддержания пластового давления, при этом часть пентанов и вышекипящих выделяется в пласте и остается неизвлеченной. Количество теряемого в пласте конденсата различно для разных залежей и колеблется от 3–4 до 300–400 см^3/м^3.

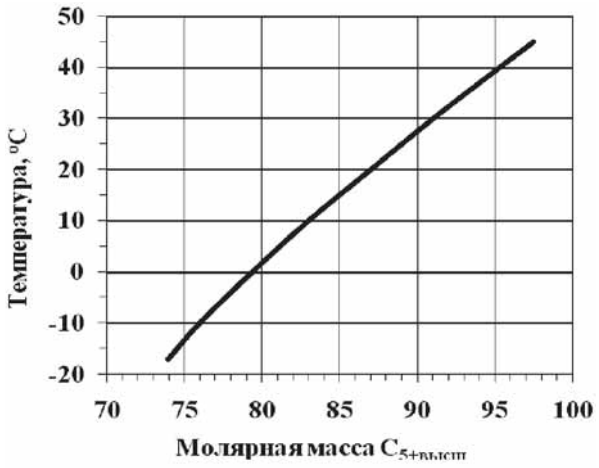


Рис. 8.1. Зависимость молекулярной массы $C_{5+\text{высш}}$ в отсепарированном газе от температуры сепарации (t ℃) [38]

Извлекаемые запасы конденсата ($Q_{к.\ извл}$) определяются путем умножения геологических запасов конденсата ($Q_{к.геол}$) на коэффициент извлечения конденсата ($k_{извл.\ к}$) по формуле:

$$Q_{\text{ê. èçâë}} = Q_{\text{ê. ãåî ë}}\, k_{\text{èçâë. ê}}\,. \qquad (8.22)$$

Для определения коэффициента извлечения конденсата ($k_{извл.\ к}$) из пласта необходимо установить, какое количество углеводородов $C_{5\ +\ высш}$ будет потеряно в пласте к концу разработки залежи.

Коэффициент извлечения конденсата ($k_{извл.\ к}$) равен отношению разности величины начального потенциального содержания конденсата ($П$) и его пластовых потерь ($q_{п.\ пл}$) к начальному потенциальному содержанию ($П$):

$$k_{\text{èçâë. ê}} = \frac{I\ - q_{\text{ï . ï ë}}}{\ddot{I}}. \qquad (8.23)$$

Определение пластовых потерь конденсата производится для пластового газа до начала разработки залежи. *При содержании пентанов и вышекипящих в пластовом газе не менее 30 г/м³* определение пластовых потерь конденсата производится на специальной аппаратуре (УГК-3). Пробы газа и конденсата, отобранные на промысле, рекомбинируют в бомбе в соответствии с конденсатногазовым фактором, замеренном при отборе этих проб. Сырой конденсат переводят в газообразное состояние и замеряют в бомбе объем пластового газа. На полученный объем в дальнейшем производятся расчеты пластовых потерь на 1 м³ газа. После загрузки пробы конденсата в бомбе повышают температуру до пластовой. Повышение давления до пластового производят ступенями. Этапы снижения давления в бомбе устанавливают из расчета получения необходимого количества точек для построения

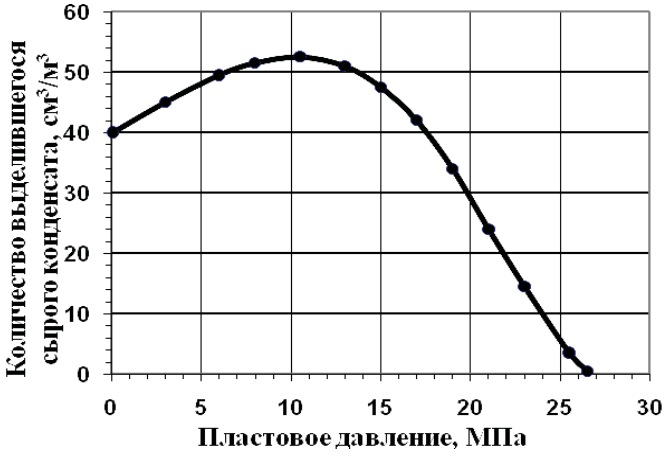


Рис. 8.2. Кривая дифференциальной конденсации пластового газа (по И.С. Гутману)



Рис. 8.3. Зависимость величины отношения пластовых потерь $q_{п.пл}$ к начальному потенциальному его содержанию в газе П от фракционного состава (по И.С. Гутману) [2]

кривой дифференциальной конденсации (пластовых потерь). На основании выполненных замеров строится график зависимости количества выделившегося сырого конденсата от пластового давления (рис. 8.2) [2]. Коэффициент извлечения конденсата $k_{извл.\ к}$ рассчитывается для условий конечного давления 0,1 МПа. После выпуска газа из бомбы объем сырого конденсата, замеренный при пластовой температуре, выпускают в ловушку, охлаждают до температуры 20 °С и замеряют его объем и плотность.

При содержании $C_{5+высш}$ в пластовом газе менее 30 г/м³ коэффициент извлечения конденсата рассчитывается на основе зависимости величины отношения пластовых потерь ($q_{п.\ пл}$) к начальному потенциальному его содержанию в газе ($П$) от фракционного состава для условий температур, при которых выкипает 90 % конденсата (рис. 8.3) [2].

8.3. Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода и других полезных компонентов

Газы газоконденсатных залежей содержат, кроме конденсата, также значительное количество этана, пропана и бутанов. **Геологические запасы этана, пропана и бутанов** подсчитываются на газовых, нефтегазоконденсатных и газонефтяных месторождениях или залежах **при содержании этана в газе не менее 3 %** и разведанных текущих **запасах газа не менее 10 млрд м³**. При наличии на многозалежном месторождении основной залежи с кондиционным содержанием этана геологические запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и на остальных залежах с содержанием этана от 2,5 до 2,9 %. Кроме того, указанные компоненты подсчитываются на месторождениях с содержанием этана

не менее 1,5 %, но при этом концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислоты) в сумме должна составлять не менее 50 %. При перечисленных кондиционных содержаниях геологические запасы пропана и бутанов подсчитываются по фактическому их содержанию в газе [2, 39].

Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, азота и углекислого газа (тыс. т) производится по их потенциальному содержанию в составе пластового газа. Геологические запасы каждого компонента ($Q_{комп}$, тыс. т) подсчитываются с учетом потенциального содержания ($П_{комп}$, г/м^3) и геологических запасов свободного газа ($Q_{г.\ геол}$, млрд м^3) в залежи:

$$Q_{êîì ï} = Q_{ã.\ äåî ë} Ï_{êîì ï}. \qquad (8.24)$$

Потенциальное содержание компонентов газа определяется умножением молярного процентного содержания каждого из них на коэффициент: 12,5 – для этана, 18,3 – для пропана, 24,2 – для бутана и изобутана [39].

Потенциальное содержание компонентов ($П_{комп}$, г/м^3) в составе пластового газа может также определяться путем умножения доли каждого компонента в пластовом газе ($l_{комп}/100$) на его плотность ($\rho_{комп}$) при 0,1 МПа и 20 °С:

$$Ï_{êîì ï} = \frac{l}{100}\rho_{êîì ï}. \qquad (8.25)$$

Геологические запасы сероводорода ($Q_{(H_2S)геол}$, тыс. т) подсчитываются с учетом потенциального содержания ($П_{H_2S}$, г/м^3) и геологических запасов свободного газа ($Q_{г.\ геол,}$ млрд м^3) в залежи.

Геологические запасы газовой серы ($Q_{(S_2)геол}$, тыс. т) определяются умножением запасов сероводорода ($Q_{(H_2S)геол}$) на 0,94 – отношение атомной массы серы (A_S) к молекулярной массе сероводорода (M_{H_2S}) [2, 39]:

$$Q_{(S_2)ãåî ë} = Q_{(Í_2S)ãåî ë}\frac{A_S}{Ì_{Í_2S}}. \qquad (8.26)$$

Геологические запасы углекислого газа и азота ($Q_{(CO_2;\ N_2)}$ геол) рассчитываются как произведение геологических запасов пластового газа ($Q_{г.\ геол}$, млн м^3) и доли компонента ($l_{(CO_2;\ N_2)}$) в его составе [2, 39]:

$$Q_{(ÑÎ_2;N_2)ãåî ë} = Q_{ã.\ äåî ë}\frac{l_{(ÑÎ_2;N_2)}}{100}. \qquad (8.27)$$

Геологические запасы гелия и аргона ($Q_{(He;\ Ar)геол}$, тыс. м^3) подсчитываются путем умножения геологических запасов пластового газа ($Q_{г.\ геол}$, млн м^3) на долю компонента ($l_{(He;\ Ar)}$) в его составе [2, 39]:

$$Q_{(He;Ar)ãåî\ ë} = Q_{ã.\ ãåî\ ë} \frac{l_{(He;Ar)}}{100}. \qquad (8.28)$$

Контрольные вопросы

1. В чем заключается сущность подсчета запасов газа, растворенного в нефти?
2. Каким образом подсчитываются запасы газа, растворенного в нефти, при различных режимах работы залежи?
3. Что такое газоконденсатная залежь?
4. Каким образом подсчитываются геологические запасы стабильного конденсата?
5. Каким образом рассчитывается потенциальное содержание стабильного конденсата?
6. Что такое коэффициент извлечения конденсата?
7. Какими способами определяются пластовые потери конденсата?
8. Каким образом подсчитываются извлекаемые запасы стабильного конденсата?
9. При каких условиях подсчитываются геологические запасы этана, пропана, бутанов, сероводорода, углекислого газа, азота, гелия и аргона?

9. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ ИЗУЧЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ

При подсчете извлекаемых запасов нефти и конденсата производится технико-экономическое обоснование (**ТЭО**) коэффициентов извлечения нефти (**КИН**) и конденсата, которое рассчитывается по каждой залежи и в среднем по месторождению [40].

Расчеты коэффициентов извлечения проводятся на геологических запасах для разведанных месторождений категорий $\mathbf{C_1 + C_2}$, а *для разрабатываемых – категорий* $\mathbf{A + B + C_1 + C_2}$. При переводе запасов категории $\mathbf{C_2}$ в более высокие категории в процессе доразведки КИН уточняется. ТЭО коэффициента извлечения конденсата производится в зависимости от способа разработки месторождения (залежи), потенциального содержания конденсата в газе и потерь в пласте к концу разработки.

ТЭО КИН выполняется [40]*:*

- для разведанных месторождений – по результатам ГРР;
- разрабатываемых месторождений – по данным доразведки и результатам разработки части или всего месторождения.

Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти (КИН) являются технико-экономическими показателями разработки. Обоснование их величин, также как и определение других технико-экономических показателей при проектировании разработки нефтяных месторождений, должно носить стадийный характер.

Определение извлекаемых запасов и КИН может проводиться на следующих стадиях изученности месторождений и залежей [41]*:*

1) стадия поиска и оценки месторождения (залежи) поисково-оценочного этапа ГРР;
2) стадия разведки и пробной эксплуатации разведочного этапа ГРР (подсчет запасов нефти и газа, составление ТЭО КИН);
3) стадия ввода месторождения (залежи) в разработку (составление технологической схемы разработки);
4) стадия завершения разбуривания месторождения (залежи) по технологической схеме разработки (повторный подсчет запасов, составление проекта разработки);

5) на поздней стадии разработки месторождения (залежи) (уточнение извлекаемых запасов, составление уточненного проекта разработки).

В зависимости от качества и количества исходной информации на разных этапах могут оцениваться КИН и по его значению рассчитываться извлекаемые запасы, либо определяться извлекаемые запасы и, исходя из их величины, рассчитываться КИН.

На стадиях поиска и оценки месторождений (залежей) в процессе геологоразведочных работ в условиях минимума информации о строении и геолого-физических характеристиках и продуктивности пластов проводится подсчет запасов и предварительная оценка КИН. Расчет коэффициентов извлечения основывается на многомерных статистических моделях.

На стадии разведки и пробной эксплуатации и при вводе в разработку месторождений (залежей) производится подсчет запасов нефти и газа, составляется ТЭО КИН, утверждаются ГКЗ РФ геологические и извлекаемые запасы, составляется технологическая схема разработки. В ТЭО КИН обосновывается выбор оптимального варианта системы разработки по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов систем, в том числе и варианта системы разработки на естественном режиме, по которым рассчитываются все показатели разработки. Принимается коэффициент извлечения наиболее рационального с учетом замыкающих затрат варианта разработки.

На последующих стадиях, в связи с накоплением информации о строении, неоднородности и геолого-физических параметрах продуктивного пласта по результатам разведочного и эксплуатационного бурения, опытно-промышленной и промышленной эксплуатации, а также в связи с вероятными изменениями первоначально принятой технологии разработки, возможно уточнение величин извлекаемых запасов и КИН.

По завершении разбуривания месторождения основным проектным фондом скважин извлекаемые запасы и КИН уточняются в проектных документах на разработку месторождения, которые составляются с учетом дополнительных данных, полученных в процессе доразведки, эксплуатационного разбуривания и анализа разработки месторождения.

Для определения извлекаемых запасов на *поздней стадии разработки* в условиях сохранения реализуемой схемы размещения и плотности сетки скважин используются данные эксплуатации за период работы на этой стадии, предшествующей дате подсчета запасов. В этом случае утвержденный КИН уточняется в соответствии с подсчитанными извлекаемыми запасами и принимается равным отношению их величины к начальным геологическим запасам.

В зависимости от строения и ФЭС пласта-коллектора и свойств насыщающих его флюидов при обосновании извлекаемых запасов и КИН месторождение (залежь) рассматривается как единое целое или разбивается на участки (зоны). Эти участки различаются по фазовому состоянию флюидов, проницаемости, толщинам и т. д. Соответственно методы обоснования извлекаемых запасов и КИН дифференцировано или в целом должны отражать геолого-физические свойства рассматриваемых объектов.

9.1. Принципы обоснования коэффициентов извлечения нефти

Начальные извлекаемые запасы нефти залежи ($Q_{\text{н. извл}}$) равны произведению величин начальных геологических запасов ($Q_{\text{н. геол}}$) и коэффициента извлечения нефти η [2, 3]:

$$Q_{\text{í . èçâë}} = Q_{\text{í . ãåîë}}\,\eta. \qquad (9.1)$$

Под ***коэффициентом извлечения нефти*** **(КИН)** (η) *понимается выраженная в долях единицы или в процентах относительная величина, показывающая, какая часть геологических запасов нефти может быть извлечена из недр при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды* [41, 42]. КИН является технико-экономической характеристикой, величина которой обуславливается геолого-физическими характеристиками и неоднородностью пластов, применяемой технологией и техникой добычи нефти, экономическими нормативами и критериями эффективности разработки месторождений.

Эффективность разработки нефтяных месторождений определяют по величине коэффициента извлечения нефти (КИН), причем различают ***конечный и текущий КИН*** [41, 42]**.**

Конечный КИН *выражается отношением извлекаемых запасов нефти за весь срок разработки к начальным геологическим запасам нефти.*

Текущий КИН *равен отношению суммарной добычи нефти на определенное время к начальным геологическим запасам нефти.*

Исходной информацией для обоснования коэффициента извлечения нефти являются данные разведки, подсчета запасов, пробной эксплуатации, отдельных скважин, опытно-промышленной и промышленной разработки залежи (участка).

Обоснование КИН носит стадийный характер.

На стадии поиска и оценки выявленного месторождения (залежи) производится предварительная оценка КИН.

На стадии разведки и пробной эксплуатации и при вводе в разработку месторождения (залежи) извлекаемые запасы и КИН устанавливаются на базе технико-экономического обоснования.

На последующих стадиях КИН уточняется в принятых проектных документах на разработку месторождений, составляемых с учетом дополнительных данных, получаемых в процессе доразведки, эксплуатационного разбуривания и анализа разработки месторождения.

КИН определяется на основании технико-экономической оценки вариантов разработки с учетом особенностей геологического строения и коллекторских свойств пластов, физико-химических характеристик пластовых жидкостей, режимов работы пластов и скважин. Выбор вариантов разработки производится по технико-экономическим критериям с учетом полноты и комплексности использования запасов нефти.

Повариантные расчеты технико-экономических показателей с целью обоснования извлекаемых запасов и КИН *нефтяных и газонефтяных залежей* проводятся с использованием методик расчетов, применяемых при проектировании разработки.

Расчет величин извлекаемых запасов и КИН *на стадии подготовки месторождения к разработке* и последующих стадиях должен опираться на определенные проектные решения по вопросам выделения эксплуатационных объектов, выбора способов воздействия на пласт, систем размещения и плотности сетки скважин, способов и режимов эксплуатации скважин, порядка и темпов ввода их в разработку.

При промышленной разработке месторождения (залежи) один из расчетных вариантов должен совпадать с фактически реализуемым вариантом технологической схемы или проекта разработки месторождения.

При обосновании КИН *на стадии повторного подсчета (пересчета)* запасов используется дополнительная информация о строении продуктивных пластов, свойствах коллекторов и насыщающих их флюидов, распределения по пласту насыщенностей, давлений и т. д. При создании математической модели, используемой для прогноза КИН, проводится сопоставление результатов гидродинамических расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки с реальными параметрами пласта по данным истории разработки месторождения.

Если на разрабатываемом месторождении имеется ряд эксплуатационных объектов, то извлекаемые запасы определяются для каждого из эксплуатационных объектов раздельно и для месторождения в целом.

Для уникальных крупных месторождений с широкими водонефтяными и подгазовыми зонами рассматриваются варианты разработки с выделением этих зон в самостоятельные эксплуатационные объекты разработки, при этом системы разработки, технология и условия эксплуатации нефтяных, водонефтяных и подгазовых частей залежей должны быть взаимно увязаны.

Обоснование извлекаемых запасов и КИН *мелких месторождений (с геологическими запасами до 3 млн т)* проводится для одного варианта «редкого» размещения скважин, выбираемого с учетом возможности последующего уплотнения сетки и конкретных геолого-промысловых особенностей разработки месторождения. Полученная величина КИН подлежит обязательному последующему уточнению в проектных документах на разработку.

Обоснование извлекаемых запасов и КИН *месторождений сложного строения* с затрудненными условиями разработки проводится только с использованием результатов опытно-промышленных работ на данном объекте. Обоснование извлекаемых запасов в случае применения физико-химических и тепловых методов воздействия на пласт также производится только с использованием результатов опытно-промышленных работ.

Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа для *месторождений, разрабатываемых на водонапорном режиме* (при пластовых давлениях выше давления насыщения), определяются по извлекаемым запасам нефти и начальному газосодержанию. Начальное газосодержание определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб пластовых нефтей в лабораторных условиях до стандартных условий.

Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа *для месторождений, разрабатываемых на других режимах,* определяются по геологическим запасам нефти с учетом степени ее дегазации в процессе разработки.

При наличии в нефти и растворенном в ней газе ценных компонентов (металлов, этана, пропана, бутанов, сероводорода, гелия, серы и др.) в промышленных количествах их извлекаемые запасы определяются по извлекаемым запасам нефти и установленному в лабораторных условиях содержанию в них указанных компонентов.

9.2. Методы расчета извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти

На различных стадиях подсчета и пересчета запасов нефтяных и газонефтяных месторождений, в зависимости от полноты и качества исходной информации, реализуемых систем разработки в способов воздействия на пласт, применяют различные методы обоснования извлекаемых запасов и КИН. Для обоснования извлекаемых запасов и КИН применяются две группы методов [41]:

1) статистические и экстраполяционные;
2) гидродинамические.

Статистические методы применяются для обработки фактических данных по большому числу месторождений с применением методов многофакторного анализа. В результате статистической обработки составляются зависимости между коэффициентами извлечения нефти и определяющими их параметрами типа отношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей, проницаемости коллектора, плотности сетки скважин и т. д. К этой группе относятся методы-аналоги, в которых для прогнозирования добычи нефти используются фактические данные по месторождениям с близкими свойствами [41].

Экстраполяционние методы основываются на обработке данных о добыче нефти на месторождении за прошлый период и их экстраполяции на перспективу. Исходная зависимость, лежащая в основе экстраполяционного метода, может выбираться по-разному. В одних случаях составляется зависимость темпов отбора нефти от степени выработки запасов нефти, в других – связь между накопленной добычей нефти и жидкости или их зависимости от времени [41].

В группу ***гидродинамических методов*** входят методы подземной гидродинамики, основанные на математическом описании механизма процессов нефтеизвлечения. Эти методы показывают изменения технологических показателей разработки в зависимости от особенностей геологического строения и системы разработки каждого эксплуатационного объекта, физико-химических свойств пластовых и закачиваемых флюидов и др. Расчетная динамика технологических показателей разработки позволяет определить извлекаемые запасы нефти и КИН с учетом всех необходимых технико-экономических критериев [41].

При математическом моделировании процесса извлечения нефти реальный неоднородный пласт должен быть схематизирован. Прямой способ схематизации основан на построении детермированной геоло-

гической модели пласта, в которой основные параметры (проницаемость, пористость, нефтенасыщенность, эффективная толщина) считаются заданными функциями координат. Другие способы схематизации основаны на построении вероятностных моделей пласта, где такие параметры, как проницаемость, пористость и др., считаются случайными функциями координат в пласте.

В зависимости от особенностей строения и условий разработки каждого конкретного месторождения создается геологическая модель и соответствующая ей гидродинамическая модель пласта.

Методика расчета технологических показателей разработки включает в себя основные требования, соответствующие современному уровню проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [41].

1. Методика должна включать в себя способы построения расчетных геологических схем неоднородных пластов на основе интерпретации геолого-физических и промысловых данных. При построении расчетной геологической модели должна учитываться прерывистость строения пластов.
2. Методика должна учитывать различные режимы разработки пластов (водонапорный и упругий режимы, режим растворенного газа, различные их сочетания). В связи с этим методика должна содержать гидродинамические модели двухфазной, трехфазной фильтрации (как для обычных терригенных, так и для карбонатных коллекторов), а при использовании физико-химических и тепловых методов воздействия на нефтяные пласты – модели многокомпонентной фильтрации.
3. Методика должна учитывать влияние систем размещения и порядка ввода скважин в разработку – факторов, определяющих технологические и технико-экономические показатели разработки.
4. Методика должна допускать возможность учета переменных режимов работы скважин.
5. Прогноз технологических показателей гидродинамическими методами должен производиться с учетом способов эксплуатации скважин и возможностей скважинного оборудования.
6. Методика должна включать гидродинамические модели, учитывающие существенную неоднородность многофазных фильтрационных потоков.
7. Методика должна включать алгоритмы идентификации используемой математической модели по данным истории разработки.

В результате воспроизведения истории разработки уточняются следующие геолого-промысловые параметры: абсолютные проницаемость и пористость пласта, относительные фазовые проницаемости для нефти, воды и газа, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, начальные геологические запасы нефти.

8. Методика должна быть построена по модульному (блочному) принципу, отвечающему целям наиболее надежного и эффективного обоснования извлекаемых запасов и КИН.

Первый модуль методики – интерпретация геолого-физической информации и построение расчетной геологической схемы (модели) пласта, вскрытого системой скважин.

Второй модуль – гидродинамический, содержащий различные математические модели процесса извлечения нефти из пласта.

Третий модуль – декомпозиция больших пластовых систем и определение технологических показателей разработки путем суммирования показателей элементов системы. Это дает возможность проводить уточненные расчеты величин извлекаемых запасов и КИН.

Четвертый модуль методики – модуль определения технико-экономических показателей разработки объекта, с помощью которого определяется рациональный вариант разработки.

9.3. Подсчет извлекаемых запасов на различных стадиях изученности залежей

На различных стадиях подсчета запасов обоснование извлекаемых запасов и КИН нефтяных и газонефтяных залежей проводится с применением различных по степени сложности способов схематизации пластов и методов расчета.

На стадии поиска и оценки месторождений используются различные аналогии или статистические зависимости, построенные с помощью многофакторного анализа по фактическим данным разработки достаточно большого числа залежей нефти в аналогичных по стратиграфии и литологии пластах данного региона.

На стадиях *подготовки месторождения к разработке и ввода месторождения (залежи) в разработку* оценка коэффициентов извлечения нефти месторождений с геологическими запасами до 3 млн т может проводиться по статистическим зависимостям или по методике с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнением без повариантной технико-экономической оценки.

При разработке месторождений на процесс выработки запасов существенное влияние оказывают два фактора: степень промывки пласта водой и охват нефтяного пласта процессом заводнения. Таким образом, *коэффициент извлечения нефти можно рассматривать как произведение коэффициентов вытеснения и охвата.*

Коэффициент охвата изменяется во времени, поэтому под *текущим коэффициентом охвата* понимается относительная часть объема пласта, которая к данному времени, увязанному с объемом прокачанной жидкости, занята вытесняющей фазой. На величину коэффициента охвата влияют природные факторы (неоднородность пластов по проницаемости, прерывистость и линзовидность), несовершенство технологии разработки, неполнота охвата процессом вытеснения нефти водой по толщине пласта, несовершенство системы разработки и размещения скважин.

Определение КИН для мелких залежей с геологическими запасами менее 3 млн т может проводиться с использованием эмпирической покоэффициентной методики:

$$\eta = k_{âû ò} k_{çàâ} k_{î ôâ}, \qquad (9.2)$$

где $k_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой; $k_{зав}$ – коэффициент охвата заводнением; $k_{охв}$ – коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Коэффициент вытеснения нефти водой ($k_{выт}$) – это отношение объема нефти, вытесненного из образца породы (керна) после многократной промывки, к начальному содержанию нефти в нем [41]. Величина коэффициента вытеснения нефти водой связана с количеством протекшей через пласт воды (газа), причем она тем больше, чем меньше отношение вязкости нефти к вязкости воды $\mu_н/\mu_в$ и чем однороднее пласт. Коэффициенты вытеснения нефти водой для продуктивных пластов принимаются по результатам лабораторных исследований кернового материала и зависят от проницаемости, структуры пустотного пространства, физико-химических свойств нефти и вытесняющей жидкости.

При подсчете запасов залежи, вводимой в разработку, $k_{выт}$ рассчитывается как среднеарифметическое значение из всех определений по продуктивному пласту. Если залежь разбурена по технологической схеме или проекту разработки, то при неоднородном пласте, в пределах которого выделены зоны высокопродуктивных и низкопродуктивных коллекторов, значение $k_{выт}$ учитывается одновременно со значением

$k_{охв}$. При однородном по коллекторским свойствам пласте среднее значение $k_{выт}$ принимается как среднеарифметическая величина из имеющихся определений.

Коэффициент охвата представляет собой произведение коэффициента охвата пласта процессом вытеснением и коэффициента охвата заводнением.

Под **к*оэффициентом охвата заводнением*** ($k_{зав}$) понимается отношение объема промытой части пласта к объему подвижной нефти [41]. Он характеризует потери нефти в объеме в пласте из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99 %). Он зависит от соотношения вязкостей вытесняемой нефти и закачиваемой воды, проницаемостной неоднородности пластов, принятой предельной обводненности добываемой продукции. Он может рассчитываться по эмпирическим формулам или приниматься экспертно.

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения ($k_{охв}$) – это отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации ко всему поровому объему пласта [41]. Он характеризует потери нефти в пласте в условиях заданной системы разработки и зависит от прерывистости пласта и плотности сетки скважин. Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения может быть рассчитан для каждой полосы, зонального интервала, участка, блока и пласта в целом.

Для обоснования коэффициентов извлечения нефти *залежей простого геологического строения с геологическими запасами нефти до 30 млн т* применяются статистические методики и методики с использованием коэффициентов вытеснения и охвата вытеснением, при этом расчеты технологических и технико-экономических показателей разработки выполняются с использованием экспресс-методов и методики экономической оценки вариантов разработки.

Для *месторождений с геологическими запасами нефти до 30 млн т со сложным геологическим строением* для обоснования КИН рекомендуется создание детерминированных геологических моделей пластов и физически содержательных математических моделей процессов извлечения нефти.

Использование таких моделей является обязательным на второй–четвертой стадиях определения извлекаемых запасов *месторождений с геологическими запасами более 30 млн т нефти.*

На *второй–третьей стадиях разработки для месторождений с простым строением* для обоснования извлекаемых запасов создаются мо-

дели двух- и трехфазной фильтрации и «безадресные» схемы слоистых пластов. При этом для вариантов разработки на упругом режиме с переходом на жесткий водонапорный (пластовое давление выше давления насыщения) создаются модели двухфазной фильтрации, а для вариантов разработки на смешанных режимах (пластовые давления могут быть ниже давления насыщения) – модели трехфазной фильтрации.

На стадиях *повторного подсчета запасов* (составления проектов) обоснование КИН проводится с использованием двумерных моделей двух- и трехфазной фильтрации и, соответственно, двумерных геологических моделей пластов.

Для прогнозирования технологических показателей разработки залежей нефти в терригенных коллекторах, *разрабатываемых на упругом режиме с последующим переходом на жесткий водонапорный* режим, создается двумерная по простиранию пласта модель двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей.

Для вариантов разработки *на смешанных режимах* (при пластовых давлениях, не превышающих давление насыщения) для прогнозирования технологических показателей разработки залежей нефти в терригенных и карбонатных коллекторах применяется двумерная модель трехфазной фильтрации.

При обосновании КИН *газонефтяных залежей* создаются также двумерные модели трехфазной фильтрации.

Для прогноза технологических показателей разработки *нефтяных и газонефтяных залежей* в терригенных коллекторах, разрабатываемых при пластовых давлениях как превышающих, так и меньших давления насыщения, рекомендуется двумерная модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель).

При разработке широких водонефтяных и подгазовых зон нефтяных и газонефтяных месторождений на второй–четвертой стадиях обоснование КИН и прогноз технологических показателей выполняется с применением двумерных или трехмерных геологических моделей пластов и соответственно двумерных и трехмерных моделей двух- и трехфазной фильтрации.

Применение гидродинамических моделей процессов нефтеизвлечения *на стадии пересчета запасов* (составления проектов разработки) предполагает предварительную идентификацию параметров по данным истории разработки. Исключение составляют мелкие месторождения простого строения, для которых применяются экстраполяционные методы подсчета извлекаемых запасов.

Перечисленные выше модели двух- и трехфазной фильтрации существенно связаны с экспериментально определяемыми функциями – относительными фазовыми проницаемостями. Однако эти функции, определяемые на однородных образцах керна, не отображают в полной мере сложный характер многомерных двух- и трехфазных течений в неоднородных по толщине пластах.

Применение вместо полных трехмерных-двумерных по простиранию (или квазиодномерных) моделей требует проведения корректных операций по осреднению течения в плоскости вертикального разреза. Это осреднение проводится с помощью введения так называемых модифицированных фазовых или псевдофазовых проницаемостей. Введение таких проницаемостей является средством понижения равномерности математической модели (трехмерная сводится к двумерной по площади или одномерной модели). Поэтому зависимости псевдофазовых проницаемостей от насыщенности (для моделей, применяемых на стадии ввода месторождения в разработку) составляются по данным определения фазовых проницаемостей на кернах путем рассмотрения поршневого вытеснения нефти из слоистого пласта. На стадии повторного подсчета фазовые проницаемости определяются по промысловым данным (по известной динамике добычи нефти, воды и газа из участков, разрабатываемых в первую очередь) путем решения обратных задач.

Для подсчета извлекаемых запасов нефти на завершающих стадиях разработки (текущая обводненность продукции составляет более 80 %) при реализуемой системе разработки применяются методы, основанные на использовании различных модификаций эмпирических зависимостей (характеристики вытеснения между накопленными отборами нефти, жидкости и воды). Эти зависимости позволяют оценивать начальные извлекаемые запасы нефти и время окончания разработки залежи по заданным темпам отбора жидкости и экономически обоснованной предельной обводненности продукции скважин [41].

Для создания моделей двух- и трехфазной фильтрации, кроме фазовых проницаемостей, необходимо использовать объемные коэффициенты, плотности, вязкости газовой и жидкой фаз, относительные количества выделяемого в газовую фазу и остающегося растворенным в нефти газа и т. д. Такие параметры пластовых нефтей определяются по результатам исследования глубинных проб.

Выбор моделей объекта (пласта) и процесса (нефтеизвлечения, фильтрации), а также способов получения или идентификации исходных параметров и зависимостей обусловлен типом залежи и коллектора, неоднородностью пласта, режимом его работы.

Экономическое обоснование извлекаемых запасов и КИН является составной частью проектирования разработки нефтяных месторождений, выполняемого в соответствии с действующими отраслевыми методическими и инструктивными документами.

9.4. Понятие о коэффициенте извлечения газа

В соответствии с Временной классификацией для свободного газа подсчитываются *только геологические запасы* [8].

В прошлом столетии коэффициент извлечения рассчитывался только для нефтяных залежей. Однако практика разработки газосодержащих залежей показала, что извлечение запасов свободного газа экономически выгодно при коэффициенте извлечения газа, равном в среднем 0,85 доли ед. Оставшаяся часть газа требует для извлечения энергетических затрат, сопоставимых с полученным эффектом. Поэтому в настоящее время расчет коэффициента извлечения газа должен стать одним из параметров подсчета запасов свободного газа [2].

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений как у нас в стране, так и за рубежом показывает, что в среднем полного извлечения газа из недр, как правило, не достигается. По исследованиям М.Л. Фиша, И.А. Леонтьева и Е.Н. Хоменкова [2, 3], обобщившим сведения по 47 отечественным залежам, законченным разработкой, средневзвешенный конечный коэффициент извлечения газа составил 0,895 доли ед. Из указанного числа залежей 15 работали на газовом режиме, а 32 – на упруговодонапорном. Коэффициент извлечения газа на залежах первой группы несколько выше, чем на залежах второй группы, и в среднем составил 0,92 доли ед. На 32 залежах, работавших на упруговодонапорном режиме, конечный коэффициент извлечения газа, средневзвешенный по запасам, составил в среднем 0,87 доли ед. На залежах таких месторождений, как Шебелинское и Северо-Ставропольское, разработка которых ведется преимущественно на газовом режиме, конечный коэффициент извлечения газа может достигнуть 0,95 доли ед. Ожидаемые коэффициенты извлечения газа на залежах газоконденсатных месторождений Краснодарского края, работающих на упруговодонапорном режиме, изменяются в пределах от 0,6 до 0,85 доли ед. [2].

Учитывая особенности газовых и газоконденсатных месторождений, при подсчете начальных геологических запасов свободного газа необходимо правильно определить режим залежи для расчета ожидаемого коэффициента извлечения газа.

Величина коэффициента извлечения газа на *залежах с газовым режимом* зависит от геологических, технологических и экономических факторов, к которым относятся величина пластового давления, продуктивная характеристика месторождения, темпы отбора газа и другие.

Извлечение газа из *залежей с упруговодонапорным режимом* зависит от упругих сил расширения газа, механизма и характера вытеснения газа пластовыми водами. При таком режиме вытеснение газа из залежи связано с капиллярными процессами при замещении газа водой.

Контрольные вопросы

1. По каким категориям и по результатам каких работ производится ТЭО коэффициентов извлечения?
2. На каких стадиях изученности месторождений и залежей может проводиться подсчет извлекаемых запасов и определение КИН?
3. Что такое коэффициент извлечения нефти?
4. В чем состоят отличия между конечным и текущим КИН?
5. Назовите методы подсчета извлекаемых запасов и обоснования коэффициента извлечения нефти.
6. В чем заключается сущность статистических методов подсчета извлекаемых запасов и коэффициента извлечения нефти?
7. На чем основываются экстраполяционные методы подсчета извлекаемых запасов и обоснования коэффициента извлечения нефти?
8. В чем заключается сущность гидродинамических методов подсчета извлекаемых запасов и обоснования коэффициента извлечения нефти?
9. Перечислите основные требования, предъявляемые к методике расчета технологических показателей разработки.
10. Что такое коэффициент вытеснения нефти водой?
11. Чем характеризуется коэффициент охвата заводнением?
12. Что такое коэффициент охвата пласта процессом вытеснения?
13. В чем заключаются особенности определения ожидаемого коэффициента извлечения газа на залежах с различными режимами?

10. ПОВТОРНЫЙ ПОДСЧЕТ (ПЕРЕСЧЕТ) ЗАПАСОВ

10.1. Перевод запасов в более высокие категории

На месторождениях, введенных в разработку, должен производиться перевод запасов категорий $\mathbf{C_1}$ и $\mathbf{C_2}$ в категории **А** и **В** по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях – по данным доразведки [12].

В процессе разбуривания залежей нефти по технологической схеме и залежей газа по проекту опытно-промышленных работ осуществляется перевод запасов категории $\mathbf{C_1}$ в категорию **В**, а при разбуривании этих же залежей по проектам разработки – перевод категории **В** в категорию **А**.

Сущность перевода запасов заключается в следующем [2, 5].

На подсчетном плане выделяются границы участка месторождения (залежи), ограниченного скважинами, пробуренными на дату подсчета. Выявленные границы переносятся на карты эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин, карты пористости, проницаемости, нефтенасыщенности (газонасыщенности).

По полученным картам в пределах выделенных участков объемным методом определяют запасы тех категорий, на основе которых составлялись первый и второй проектные документы. Вновь подсчитанные запасы каждой категории исключаются из числящихся на балансе месторождения (залежи).

По полученным данным создается новая геологическая модель месторождения (залежи) в соответствии с более глубокой дифференциацией подсчетных объектов: уточнением границ распространения коллекторов, выделением зон распространения коллекторов низкой и высокой продуктивности и т. п. По новым данным также объемным методом подсчитывают запасы более высоких категорий, которые учитываются в балансе вместо исключенных запасов низкой категории [2, 5].

При разбуривании месторождения (залежи) по технологической схеме запасы новой категории **В** сопоставляются с ранее утвержденными в ГКЗ РФ или принятыми в ЦКЗ запасами категории $\mathbf{C_1 + C_2}$. В тех случаях, когда запасы категории **В** не отличаются более, чем на 20 % от утвержденных или принятых, то на основе вновь созданной геологической модели и подсчитанных запасов составляется проект разработки месторождения (залежи).

Если разница превышает 20 % в любую сторону, то проводится пересчет запасов с представлением его на рассмотрение и утверждение в ГКЗ РФ.

При переводе из категории **В** в категорию **А** запасов месторождений (залежей), разбуриваемых по проекту разработки, производится уточнение запасов.

Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, также переводятся в более высокие категории [2, 5].

10.2. Пересчет запасов нефти, газа и конденсата залежей, находящихся в разработке

Пересчет и переутверждение (повторный подсчет) геологических и извлекаемых запасов осуществляется в тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, геологические и извлекаемые запасы категорий $\mathbf{A + B + C_1}$ увеличиваются по сравнению с ранее утвержденными в ГКЗ РФ ***более, чем на 20 %,*** а также когда общее количество списанных и намечаемых к списанию в процессе разработки и при доразведки месторождения (как не подтвердившихся или не подлежащих отработки по технико-экономическим причинам) геологических и извлекаемых запасов категорий $\mathbf{A + B + C_1}$ превышает нормативы, установленные действующим положением о списании запасов с баланса предприятий по добыче нефти и газа [12].

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, положения контактов и дру-

гих подсчетных параметров, каротажные диаграммы должны приводиться при повторном подсчете запасов с соответствующим обоснованием причин новой интерпретации. При этом на диаграммах должны быть указаны интервалы эффективной толщины, положения контактов и другие параметры, принятые в предыдущем подсчете запасов и в представляемом.

При повторном подсчете проводится сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов с запасами, числящимися на Государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ и ранее утвержденными ГКЗ РФ. С этой целью выполняется анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин. Также при повторном подсчете запасов на подсчетные планы должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов. Сопоставление проводится по каждой залежи и по месторождению в целом [12].

Для подсчета извлекаемых запасов и обоснования КИН на стадии повторного подсчета (пересчета) запасов используется дополнительная информация о строении продуктивных пластов, свойствах коллекторов и насыщающих их флюидов, распределения по пласту насыщенностей, давлений и т. д.

Обоснование КИН на стадии повторного подсчета запасов предусматривает [41]:

- обязательное уточнение геологического строения продуктивного разреза, физических параметров пластов и насыщающих их флюидов; величин начальных и остаточных (на дату пересчета) геологических запасов нефти;
- учет возможного изменения технологии разработки (способов воздействия, систем размещения и плотности сетки скважин и т. п.);
- рассмотрение возможности достижения или повышения КИН, утвержденных на стадии ввода месторождения в разработку (с экономической оценкой целесообразности соответствующих мероприятий).

Контрольные вопросы

1. В чем сущность перевода запасов в более высокие категории?
2. При каких условиях осуществляется пересчет геологических и извлекаемых запасов?
3. Какие изменения наносятся на подсчетные планы при повторном подсчете запасов?
4. Какая информация используется для подсчета извлекаемых запасов и обоснования КИН на стадии повторного подсчета запасов?

11. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ

11.1. Оценка перспективных ресурсов

Объектами оценки перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата являются подготовленные к глубокому бурению ловушки структурного и неструктурного типов на перспективной площади в каждом пласте (горизонте), продуктивность которых установлена на соседних месторождениях, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с ловушками, а также не вскрытые бурением пласты (горизонты), если их продуктивность установлена на других месторождениях, находящихся в изучаемыми в пределах одной структурно-фациальной зоны. Таким образом, ***при оценке перспективных ресурсов площади*** *рассчитываются ресурсы в каждом пласте (горизонте), наличие которого в разрезе и возможная продуктивность соответственно установлены на основании структурно-фациального анализа и аналогии с изученными месторождениями, исходя из условий формирования нефтяных и газовых месторождений-аналогов* [2].

Оценка перспективных ресурсов нефти и газа на площадях, подготовленных для глубокого бурения в пределах нефтегазоносных районов, а также в пределах не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений *проводится только объемным методом*, но по сравнению с подсчетом запасов все параметры формулы объемного метода неизвестны.

Для определения предполагаемой площади залежи выполняются структурные построения на перспективной площади по каждому возможно продуктивному пласту. Если структурные планы по ОМГ и нефтегазоносного пласта в пределах исследуемой структурно-фациальной зоны совпадают, то составляются структурные карты по ОМГ с учетом данных сейсморазведки, структурного бурения или комплекса этих методов.

При оценке ресурсов *площадь нефтеносности (газоносности)* определяется в зависимости от положения ВНК (ГВК и ГНК) и от распространения коллекторов в пределах возможной залежи. Из-за выклинивания пласта (горизонта) или литолого-фациального замещения коллектора на всю его толщину площадь залежи сокращается. Влияние этих факторов на возможную величину площади нефтегазоносности залежи перспективной структуры учитывается несколькими способами в зависимости от условий залегания нефти и газа в разведанных залежах, расположенных в одной с перспективными площадями структурно-фациальной зоне.

Непосредственное определение возможной площади нефтегазоносности проводится при следующих условиях [2]:

- перспективная структура подготовлена сейсмическими методами на уровне продуктивного пласта (горизонта);
- нефтегазоносный пласт на соседних залежах структурно-фациальной зоны не претерпевает выклинивания или литолого-фациального замещения на всю толщину;
- в пределах структурно-фациальной зоны установлено закономерное изменение отметок ВНК (ГВК, ГНК) в каком-либо направлении.

При соблюдении этих условий составляется карта изменения контактов, по которой в точке, соответствующей наиболее высокой отметке структуры интерполяцией определяется отметка ВНК (ГВК). На этой отметке на структурной карте по ОМГ проводится внешний контур нефтегазоносности, ограничивающий предполагаемую площадь залежи.

Возможная площадь нефтегазоносности может определяться с помощью коэффициента заполнения ловушек. Необходимость применения коэффициента заполнения ловушек была установлена ГКЗ РФ с целью исключения возможности завышения ресурсов [2].

Определение предполагаемой площади с помощью коэффициента заполнения ловушек выполняется при следующих условиях:

- структура подготовлена структурным бурением или структурным бурением в комплексе с сейсмическими методами по ОМГ, расположенным выше продуктивных пластов (горизонтов);
- на разведанных залежах установлено выклинивание или литолого-фациальное замещение пласта (горизонта) на всю толщину;
- структуры, расположенные по соседству с перспективной, при разбуривании оказались пустыми, т. е. при их при разбуривании не установлены залежи нефти и газа.

Величина коэффициента заполнения ловушек ($k_{\text{ср. взв}}$) определяется как средневзвешенная с учетом всех структур данной структурно-фациальной зоны, пребывавших в глубоком разведочном бурении на дату оценки независимо от его результатов [2]:

$$k_{\text{ñð. âçâ}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} F_{\text{çàë. } i}}{\sum_{k=1}^{n} S_k}, \qquad (11.1)$$

где $F_{\text{зал. } i}$ – площади залежей на разведанных месторождениях в исследуемом продуктивном пласте; $S_{\text{к}}$ – площади структур в пределах нижней замкнутой изогипсы ОМГ, пребывавших в глубоком разведочном бурении (в том числе площади пустых структур).

При наличии в продуктивном пласте выявленной залежи нескольких пропластков, подверженных выклиниванию, литолого-фациальному замещению на всю толщину, ресурсы залежи по каждому пропластку рассчитываются отдельно, при этом по таким залежам учитывается средняя площадь.

Средняя площадь залежи ($F_{\text{зал. } i}$) определяется взвешиванием продуктивной площади каждого пропластка по его средней нефтегазонасыщенной толщине [2]:

$$F_{\text{çàë. } i} = \frac{\sum_{g=1} \overline{F}_g h_{\text{í. (ã) ýô. } g}}{\sum_{g=1} \overline{h}_{\text{í. (ã) ýô. } g}}, \qquad (11.2)$$

где $\Sigma F_g \overline{h}_{\text{н. (г) эф. } g}$ – суммарный объем коллекторов нефтегазонасыщенной части пропластков; $\Sigma \overline{h}_{\text{н. (г) эф. } g}$ – сумма средних значений эффективных толщин нефтегазонасыщенной части пропластков.

Для определения продуктивной площади ($F_{\text{пер}}$) на перспективной структуре необходимо ее площадь ($S_{\text{пер}}$) по ОМГ в пределах нижней замкнутой изогипсы умножить на $k_{\text{ср. взв}}$ [2]:

$$F_{\text{ï åð}} = S_{\text{ï åð}} \frac{\sum_{i=1}^{m} F_{\text{çàë. } i}}{\sum_{k=1}^{n} S_k}. \qquad (11.3)$$

Эта формула применяется для расчета продуктивной площади возможных нефтяных и газовых залежей.

Величина средней эффективной нефтегазонасыщенной толщины предполагаемой залежи как и при определении возможной площади нефтегазоносности определяется в зависимости от типа залежи. Если перспективная структура расположена между разведанными *залежами пластового типа*, то среднее значение параметра рассчитывается методом интерполяции между средними значениями эффективной нефтегазонасыщенной толщины этих залежей. Если перспективная структура расположена за пределами разведанных участков структурно-фациальной зоны, то ее средняя нефтегазонасыщенная толщина рассчитывается методом экстраполяции средних значений толщин разведанных залежей. *На залежах массивного типа* среднее значение эффективной нефтегазонасыщенной толщины пласта рассчитывается с учетом соотношения средневзвешенной эффективной нефтегазонасыщенной толщины к площади залежи на соседних залежах структурно-фациальной зоны.

Среднее значение эффективной нефтегазонасыщенной толщины пласта для любого типа залежей определяется по формуле [2]:

$$\overline{h}_{í.\,(ã)\,ýô.\,ï\,åð} = \frac{\sum_{i=1}^{m} \overline{h}_{í.\,(ã)\,ýô.\,i}}{\sum_{i=1}^{n} F_{çàë.\,i}} F_{ï\,åð}, \qquad (11.4)$$

где $\overline{h}_{\text{н. (г) эф. } i}$ – средние эффективные нефтегазонасыщенные толщины продуктивного пласта разведанных залежей; $F_{\text{зал. } i}$ – нефтегазоносные площади тех же залежей; $F_{\text{пер. } i}$ – предполагаемая нефтегазоносная площадь перспективной структуры, определенная по формуле (11.3).

Коэффициенты открытой пористости, нефтегазонасыщенности, плотность нефти и пересчетный коэффициент для оценки перспективных ресурсов нефти, а также газонасыщенность и начальное пластовое давление для оценки перспективных ресурсов свободного газа устанавливаются в соответствии с региональным изменением средних значений этих параметров по выявленным залежам [2]. Для этого составляются карты изменения параметров в пределах структурно-фациальных зон. В зависимости от расположения перспективных структур относительно выявленных залежей средние значения этих параметров определяются методом интерполяции или экстраполяции.

Расчет термического и барического коэффициентов для определения объема свободного газа производится на основе карт изотерм и изобар, составляемых по данным выявленных залежей [2].

Содержание стабильного конденсата в составе свободного газа устанавливается, исходя из среднего потенциального содержания $C_{5+\text{высш}}$ в составе пластового газа залежей, расположенных вблизи перспективной структуры, либо на основе закономерностей изменения этого параметра.

Величина начального газосодержания для оценки ресурсов растворенного в нефти газа определяется или как среднее значение этого параметра на соседних залежах, или путем интерполяции.

Значение коэффициента извлечения нефти рассчитывается по аналогии с близлежащими залежами, размеры запасов которых соизмеримы с размерами ресурсов перспективной структуры.

Оценка перспективных ресурсов категории C_3 на перспективных площадях с предполагаемыми нефтегазовыми или газонефтяными залежами в продуктивном пласте более сложная, чем в случае однофазных залежей [2]**.** Для этого необходимо увязать возможные нефтенасыщенные и газонасыщенные толщины и эффективные толщины в нефтяной и газовой частях залежи. Поэтому оценка перспективных ресурсов двухфазных залежей производится непосредственно через объемы коллекторов нефтенасыщенной и газонасыщенной частей залежи.

На выявленных залежах продуктивного пласта, расположенных в одной структурно-фациальной зоне с перспективными структурами, подсчитываются нефтенасыщенные объемы коллекторов с запасами категорий **A + B + C_1 + C_2**. Если перспективные структуры расположены между выявленными залежами и при глубоком бурении пустые структуры не обнаружены, то по каждой залежи рассчитываются объемы нефтенасыщенных ($R_{\text{н}.i}$) и газонасыщенных ($R_{\text{г}.i}$) коллекторов, приходящиеся на 1 км^2 площади (S_i) структуры по ОМГ [2]:

$$R_{\text{í}.i} = \frac{V_{\text{í}.i}}{S_i}, \tag{11.5}$$

$$R_{\text{ã}.i} = \frac{V_{\text{ã}.i}}{S_i}, \tag{11.6}$$

где $V_{\text{н}.i}$, $V_{\text{г}.i}$ – объемы соответственно нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов на выявленных залежах с запасами категорий **A + B + C_1 + C_2**; S_i – площадь структуры по ОМГ, пребывавшей в глубоком бурении независимо от его результатов.

Интерполируя полученные значения (отдельно для нефти и газа) между выявленными залежами, рассчитываются величины $R_{\text{н. пер.}\,i}$ и $R_{\text{г. пер.}\,i}$

в точках, соответствующих центрам перспективных структур. Далее объемы нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов на каждой перспективной структуре рассчитываются по формулам:

$$V_{\text{í . ï åð. } i} = R_{\text{í . ï åð. } i} S_{\text{ï åð. } i}, \tag{11.7}$$

$$V_{\text{ã.ï åð. } i} = R_{\text{ã.ï åð. } i} S_{\text{ï åð. } i}, \tag{11.8}$$

где $S_{\text{пер. } i}$ – площадь перспективной структуры.

Если перспективные структуры расположены вне участков с выявленными залежами, но в непосредственной близости от них, то значения $R_{\text{н. пер. } i}$ и $R_{\text{г. пер. } i}$ рассчитываются методом экстраполяции.

При наличии в пределах структурно-фациальной зоны пустых структур, установленных глубоким бурением, при выклинивании и литолого-фациальном замещении коллекторов на всю толщину пласта, нефтенасыщенные и газонасыщенные объемы на перспективных структурах определяются как средневзвешенные значения удельных объемов, определяемых в целом для зоны:

$$R_{\text{í . ï åð. ñð. âçâ}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} V_{\text{í . } i}}{\sum_{j=1}^{n} S_j}, \tag{11.9}$$

$$R_{\text{ã. ï åð. ñð. âçâ}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} V_{\text{ã. } i}}{\sum_{j=1}^{n} S_j}. \tag{11.10}$$

Объемы каждой части предполагаемой залежи определяются как произведение площади перспективной структуры на величины удельных объемов нефтенасыщенных и газонасыщенных коллекторов.

Таким образом, ресурсы площади в целом определяются суммированием результатов, полученных по продуктивным пластам (горизонтам).

11.2. Оценка прогнозных ресурсов

Оценка прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата состоит из двух взаимосвязанных этапов – качественной и количественной оценок. В результате проведения качественной оценки оценивается достоверность полученных результатов количественной оценки [2].

11.2.1. Качественная оценка перспектив нефтегазоносности

Целью качественной оценки перспектив нефтегазоносности является дифференциация исследуемых территорий по степени их перспективности и выделение объектов прогнозной оценки на основе выявления и изучения пространственного изменения геологических критериев, благоприятных для генерации и аккумуляции УВ, и нефтегазогеологического районирования этих территорий [2].

В процессе качественной оценки по результатам фактических данных по геолого-геофизической, тектонической, геохимической и гидрогеологической характеристикам территорий выявляются основные черты и этапы их геотектонического развития.

Для выявления в разрезе нефтепроизводивших толщ, горизонтов определяются закономерности размещения в каждом комплексе выявленных залежей нефти и газа, нефтегазопроявлений. По полученным данным выделяются выявленные и предполагаемые зоны нефтегазонакопления.

На следующем этапе качественной оценки для выявления изменений каждого критерия нефтегазоносности составляются соответствующие карты: тектонические, структурные, литолого-фациальные, гидрогеологические, геохимические и др. Методом совмещения этих карт составляется *комплексная карта критериев нефтегазоносности*, являющаяся основой для нефтегазогеологического районирования территорий, выделения оценочных объектов прогнозирования и зон, характеризующихся разной степенью перспективности [43].

В процессе дифференции территорий выделяются зоны:

- *заведомо бесперспективные* – объект прогнозирования в осадочных отложениях отсутствует;
- *бесперспективные* – объект прогнозирования лишен коллекторов или покрышек, либо находится в зоне гипергенеза или в других неблагоприятных условиях;
- *перспективные* – на нефть (нефтеносные), на газ (газоносные) и на нефть и газ (нефтегазоносные).

Для количественной оценки прогнозных ресурсов по каждому объекту прогнозирования, горизонту или комплексу составляются [43]*:*

- карта перспектив нефтегазоносности;
- комплексная карта критериев нефтегазоносности;
- карты тектонического и нефтегазогеологического районирования по каждому горизонту и по всему осадочному чехлу в пределах оцениваемого региона;

- схемы корреляции с выделением нефтегазоносных и перспективных на нефть и газ горизонтов литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов; схема нефтегазогеологического расчленения разреза региона и т. п.

В зависимости от степени обоснованности в отношении нефтегазоносности и изученности объектов прогнозирования проводится дифференциация по категориям $\mathbf{Д_{1л}}$, $\mathbf{Д_1}$ *и* $\mathbf{Д_2}$. *Качественная оценка завершается выделением в пределах объекта прогнозирования оценочных участков, а в пределах хорошо изученной территории – эталонных участков* [2, 8, 43].

11.2.2. Количественная оценка прогнозных ресурсов

Объектами количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа являются подготовленные к бурению или выявленные ловушки и оценочные участки. В пределах одного оценочного объекта по площади может быть выделено несколько оценочных участков, при этом интервалы разреза отложений (горизонт, комплекс, осадочный чехол) у соответствующих оценочных объектов и оценочных участков одинаковы.

Оценка прогнозных ресурсов в локальных ловушках. Прогнозные ресурсы оцениваются в выявленных локальных ловушках [2, 43]. Локальные ловушки выявляются по результатам сейсморазведочных работ, структурного бурения или их сочетанием по пересекающимся профилям, другими геолого-геофизическими исследованиями, данные которых в районе (на других ловушках) подтверждены сейсморазведкой или бурением.

Оценка прогнозных ресурсов категории $\mathbf{Д_{1л}}$ в ловушках проводится по аналогии с залежами, выявленными в этом же нефтегазоносном горизонте в пределах одного или нескольких сооружений II порядка данного района, условия которых сходны с условиями изучаемого объекта. С этой целью в пределах указанных зон выбирают все ловушки, пребывавшие в глубоком разведочном бурении на исследуемый горизонт, независимо от полученного результата. После замеров площадей в пределах нижней замкнутой изогипсы их разносят по классам (интервалам). Для каждого класса рассчитывают плотность начальных запасов категорий $\mathbf{A + B + C_1 + C_2}$, приходящуюся на 1 км^2 площади ловушки, всех выявленных залежей в исследуемом горизонте.

Далее определяют к какому классу по размерам площади относится прогнозная ловушка, предварительно замерив ее площадь в пределах нижней замкнутой изогипсы.

Прогнозные ресурсы нефти ловушки ($Q_{\text{н. прогн}}$) в исследуемом горизонте рассчитываются с помощью удельной плотности запасов, установленной для этого класса, и площади ловушки ($S_{\text{л}}$) [2, 43]:

$$Q_{\text{í . ï ðî ãí}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} Q_{(A+B+C_1+C_2)\text{í . }i}}{\sum_{k=1}^{n} S_k} S_{\text{ë}} k_{\text{àí}}, \qquad (11.11)$$

где $S_{\text{к}}$ – площади структур в пределах нижней замкнутой изогипсы ОМГ, пребывавших в глубоком разведочном бурении; $S_{\text{л}}$ – площадь ловушки; $k_{\text{ан}}$ – коэффициент аналогии.

Коэффициент аналогии ($k_{\text{ан}}$), учитывающий различия между значениями открытой пористости ($k_{\text{п. о}}$), эффективной нефтенасыщенной толщины ($h_{\text{эф. н}}$) и других параметров в изученных (приравненных к эталонным) и прогнозных зонах нефтегазонакопления, рассчитывается по формуле [2]:

$$k_{\text{àí}} = \frac{k_{\text{ï . î . ï ðî ãí}} h_{\text{ýô . í . ï ðî ãí}}}{k_{\text{ï . î . ýò}} \overline{h}_{\text{ýô . í . ýò}}}. \qquad (11.12)$$

Также рассчитываются и *прогнозные ресурсы свободного газа*. Разница состоит в том, что при расчете коэффициента аналогии вводятся температурные поправки, начальное пластовое давление на прогнозной и эталонных ловушках.

Прогнозные ресурсы ловушки оцениваются как сумма ресурсов по всем горизонтам рассматриваемого разреза с учетом коэффициента достоверности, рассчитанного по каждому горизонту.

Оценка прогнозных ресурсов **Д$_1$** и **Д$_2$** производится по той же формуле, но уровень эталона должен соответствовать структуре I порядка и комплексу, что существенно усредняет полученные результаты.

Оценка прогнозных ресурсов на оценочных объектах. *Цель оценки прогнозных ресурсов* состоит в том, что данные о нефтегазоносности с относительно хорошо изученной территории переносятся на слабо изученную, прогнозную [43].

Количественная оценка прогнозных ресурсов основывается на качественной оценке, в результате которой на прогнозной территории по каждому продуктивному горизонту или нефтегазоперспективному комплексу определяются границы их распространения и выявляются перспективы в отношении нефтегазоносности. В зависимости от степени изученности прогнозной территории в пределах распространения

исследуемых нефтегазоносных горизонтов или нефтегазоперспективных комплексов выделяются оценочные объекты площадной иерархии.

Независимо от метода оценки прогнозных ресурсов в сравнительной геологической аналогии в первую очередь обосновываются выделенные эталонные участки на хорошо изученной территории и оценочные участки (объекты) на прогнозной территории. При этом прогнозные ресурсы территории представляют собой интегральную оценку ресурсов по оценочным участкам, выделяемым в ее пределах.

Эталонный участок. *Эталонным участком называется участок, изученный глубоким бурением в пределах нефтегазоносных области, района или зоны* [2]. Для каждого нефтегазоносного горизонта (или комплекса) в их пределах выделяются свои особенности и закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления, поэтому эталонные участки выделяются по каждому из них.

В плане они выделяются в пределах тектонических структур I порядка (своды, впадины) (категория $\mathbf{Д_2}$) и II порядка (валы и т. п.) (категория $\mathbf{Д_1}$, $\mathbf{Д_{1л}}$). При соответствии структурных планов в разных горизонтах разреза осадочного чехла границы эталонных участков в этих горизонтах совпадают. При несоответствии структурных планов границы эталонных участков отличаются в разных горизонтах разреза.

Эталонные участки, находящиеся в пределах зон с различной плотностью доказанных запасов, разбуренных участков с нулевой плотностью, должны быть замкнуты в структурном и миграционном отношении. В эталонные участки не должны входить залежи с крупными и уникальными запасами, открытия которых на оценочных объектах не ожидается. У таких залежей этаж нефтегазоносности гораздо выше размеров горизонта и включает в себя один или несколько нефтегазоносных комплексов.

На эталонных участках, помимо залежей, могут располагаться пустые ловушки, установленные бурением и неперекрывающиеся вышеили нижележащими залежами, т. к. одна и та же залежь или пустая ловушка может входить только в один эталонный участок.

Размеры эталонных участков обосновываются в каждом конкретном случае. Например, для условий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции оптимальные площади эталонов 1–2,5 тыс. км^2, для Западной Сибири – 2–5 тыс. км^2 [2].

При расчете плотности запасов в пределах эталона подсчитываются начальные геологические запасы категорий $\mathbf{A + B + C_1 + C_2}$ залежей,

выявленных в исследуемом горизонте, и перспективные ресурсы категории $\mathbf{C_3}$ с учетом коэффициента достоверности, подсчитанного для данного горизонта. Величина недоразведанных ресурсов эталонных участков определяется по размерам запасов залежей, существующих в недрах и выявленных, и с учетом закономерностей их распределения.

Оценочные участки. Оценочные участки по геологическому строению и предполагаемым условиям нефтегазонакопления и нефтегазообразования должны быть подобны эталонным участкам [43]. Они приурочены на прогнозной территории к тем же тектоническим сооружениям, что и эталонные участки (горизонт, комплекс) на разведанной территории.

Площадь оценочного участка должна быть сопоставима с площадью эталонного и не должна отличаться от его площади более, чем в 2 раза.

Практически все ***методы оценки прогнозных ресурсов на стадии оценки зон нефтегазонакопления*** **основываются на сравнительной геологической аналогии** [2].

Для оценки прогнозных ресурсов на стадии прогноза нефтегазоносности применяются две группы методов.

К методам первой группы, позволяющей оценивать ресурсы по нефтегазоперспективным комплексам в пределах нефтегазоперспективных районов**,** ***относятся***:

- метод удельных плотностей запасов по площади или по объему пород-коллекторов;
- метод количественной геологической аналогии с использованием регрессионного анализа;
- структурно-вероятностный метод;
- функциональная модель процесса нефтегазонакопления;
- объемно-генетический метод.

К методам второй группы, позволяющей оценивать прогнозные ресурсы самых крупных нефтегазоносных объектов (областей и провинций), ***относятся***:

- функциональная модель;
- объемно-генетический метод;
- объемно-статистический метод;
- объемно-балансовый метод.

Метод удельных плотностей запасов по площади или по объему пород-коллекторов [2] основан на сравнении эталонных и оценочных участков по совокупности критериев нефтегазоносности и переносе

плотностей запасов по площади или по объему коллекторов с эталонного участка на сходный с ним оценочный.

В зависимости от критериев нефтегазоносности и способов сравнения существуют различные способы обоснования сходства эталонного и оценочного участков.

Критериями, прямо или косвенно контролирующими условия генерации УВ, являются толщина осадочного чехла, песчанистость и толщина разреза отложений горизонта (или комплекса), степень преобразованности ОВ в кровле или подошве комплекса и в подстилающем и перекрывающем экранах, скорость накопления осадков и др.

Для характеристики первичной и вторичной миграции УВ используются [2]:

- данные об интенсивности эмиграции жидких и газообразных УВ или их суммы из материнских пород;
- величины разности отметок кровли горизонта в центре участков и в наиболее приподнятой части свода или в наиболее погруженной части впадин, а также расстояний от центра участков до этих же точек;
- значения плотности разрывных нарушений в пределах структур I и II порядка;
- показатели коллекторских свойств горизонта.

Время и условия аккумуляции характеризуются параметрами перекрывающего экрана, показателями плотности поднятий по площади, интенсивности их роста, амплитудой, условным объемом, песчанистостью, толщиной и коллекторскими свойствами горизонта.

Для характеристики условий сохранения залежей УВ, их взаимодействия с вмещающей средой используют параметры пластовых вод (газонасыщенность, концентрация тяжелых углеводородов в растворенном газе, минерализация пластовых вод, температура и т. п.). В зависимости от степени изученности оценочных участков необходимые параметры определяются по данным бурения отдельных параметрических скважин и региональных геофизических исследований. По полученным данным проводится сопоставление эталонных и оценочных участков. Различия между этими параметрами на эталонном и оценочном участках характеризуются *коэффициентом аналогий* ($k_{\text{ан}}$), равным произведению величин отношения значений полученных параметров.

Коэффициент аналогий ($k_{\text{ан}}$) рассчитывается по формуле [2, 43]:

$$k_{\text{àí}} = \frac{O_{1.\,\text{î}\ddot{\text{o}}}\, O_{2.\,\text{î}\ddot{\text{o}}} \ldots O_{n.\,\text{î}\ddot{\text{o}}}}{\tilde{O}_{1.\,\acute{\text{y}}\text{ò}}\, \tilde{O}_{2.\,\acute{\text{y}}\text{ò}} \ldots \tilde{O}_{n.\,\acute{\text{y}}\text{ò}}}, \qquad (11.13)$$

где $x_{1.\,оц}$, $x_{1.\,эт}$ – изменяющиеся параметры на оценочном и эталонном участках.

Используя $k_{ан}$, *оценка прогнозных ресурсов на оценочном участке* производится по формуле:

$$Q_{îö} = \frac{\Sigma Q_{ýò}}{S_{ýò}} S_{îö} k_{àí}, \qquad (11.14)$$

где $\Sigma Q_{эт}$ – сумма начальных геологических запасов категорий **А + В + C_1 + C_2** залежей и перспективных ресурсов **C_3**; $S_{эт}$, $S_{оц}$ – площади эталонного и оценочного участков.

Коэффициент аналогий $k_{ан}$ может изменяться в пределах 0,5 до 2.

Прогнозные ресурсы оценочного объекта в исследуемом горизонте определяются суммой оценочных прогнозных ресурсов на оценочных участках, выделенных в пределах этого объекта. При наличии на оценочном участке месторождений или перспективных ловушек их запасы и ресурсы вычитаются из полученных величин прогнозных ресурсов.

Метод количественных геологических аналогий с использованием регрессионного анализа, предложенный И.И. Нестеровым и В.И. Шпильманом для условий Западной Сибири [2], применим при наличии большого числа эталонных участков. *Сущность метода* заключается в использовании зависимости плотности запасов от геолого-геофизических факторов, устанавливаемых на эталонных участках и определяемых по вышеназванным критериям.

Для определения некоторых критериев используются косвенные характеристики. Например, органическое вещество с определенной мерой условности можно охарактеризовать по палеофациям, а палеотемпературы – по палеоглубинам и т. п. В набор входят параметры, установленные на оценочных участках. В зависимости от изученности прогнозных территорий набор может быть широким или узким. Узкий набор параметров применим на участках, относимых к участкам с ресурсами категории **$Д_2$**. Теснота связи между параметрами оценивается множественным коэффициентом корреляции.

Структурно-вероятностный метод используется для оценки прогнозных ресурсов категории **$Д_{1л}$, $Д_1$** в предполагаемых ловушках структурного типа [2, 43]. Количество таких ловушек определенного размера устанавливается на прогнозной территории с учетом закономерностей распределения размеров выявленных поднятий на изученной территории и их зависимости от плотности сети наблюдений.

Установлено, что распределение выявленных поднятий по размерам подчиняется закону логарифмически нормального распределения, при этом истинное их распределение характеризуется убывающей функцией.

По результатам работ (ОМГ) выявляются только те поднятия, размер которых больше плотности сети наблюдений или примерно равен ей. Чем меньше размер поднятий, тем больше их пропускается сетью данной плотности. По мере сгущения сети выявляются более мелкие поднятия и изменяется средний размер выявленных поднятий. Одновременно увеличивается разница между минимальными и максимальными размерами выявленных поднятий, дисперсия и среднее квадратическое отклонение. Любое последовательное сгущение сети определяет полностью из генеральной совокупности лишь те поднятия, которые больше размера сети или примерно равны ей, и частично более мелкие. Минимальный размер эталонных участков, на которых она начинает проявляться, для Волго-Урала – 1000–1200 км^2, для Западной Сибири – 2000 км^2 [2].

Число поднятий каждого размера в интервалах геометрической прогрессии равно произведению вероятности (p_i) и общего числа поднятий (N), рассчитываемого по формуле:

$$N = \frac{F_{\text{îö}} \dfrac{\Sigma f_{\text{ýò}.\,i}}{F_{\text{ýò}}}}{\Sigma p_i f_{\text{ñð}.\,i}}, \tag{11.15}$$

где $F_{\text{оц}}$ – площадь оцениваемого участка; $\Sigma f_{\text{эт}.\,i}$ – сумма площадей выявленных поднятий по ОМГ; $F_{\text{эт}}$ – площадь эталонного участка; $f_{\text{ср}.\,i}$ – антилогарифм среднего размера поднятия в интервале геометрической прогрессии.

Плотность поднятий n равна отношению суммы площадей выявленных поднятий по ОМГ $\Sigma f_{\text{эт}.\,i}$ к площади эталонного участка $F_{\text{эт}}$.

Плотность запасов на эталонном участке ($\rho_{\text{эт}.\,i}$) в поднятиях каждого i-интервала представлена отношением суммы геологических запасов ΣQ_i в поднятиях i-размера по данным эталонного участка.

Прогнозные ресурсы оцениваемого участка ($Q_{\text{оц}}$) рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{îö}} = [\sum_{i=1}^{p} (\frac{F_{\text{îö}} \dfrac{\Sigma f_{\text{ýò}.\,i}}{F_{\text{ýò}}}}{\Sigma p_i f_{\text{ñð}.\,i}} p_i f_{\text{ñð}.\,i})] \frac{\Sigma Q_i}{\Sigma f_{\text{ê}}}, \tag{11.16}$$

где $Q_{оц}$ – прогнозные ресурсы оцениваемого участка; ΣQ_i – сумма геологических запасов в поднятиях i-размера по данным эталонного участка; $\Sigma f_к$ – суммарная площадь поднятий в каждом интервале заданного размера.

В данном методе, как и во всех предыдущих, расчеты предварительно выполняются на контрольных эталонах. С помощью структурно-вероятностного метода определяются число поднятий разного размера и запасы на эталонных участках при сгущении сети наблюдений до оптимальной плотности на конец периода прогнозирования.

Методы, моделирующие процессы нефтегазонакопления в недрах. Сущность данных методов состоит в использовании зависимостей между плотностью ресурсов и геологическими, геохимическими и геофизическими параметрами, устанавливаемыми на эталонных участках, сравнении этих участков с оценочными и переносе установленных зависимостей на оценочные на основе принципа аналогии.

В каждом методе создается модель, описывающая конечный результат завершенного процесса нефтегазонакопления. Все эти методы основываются на органической теории происхождения нефти. При создании таких моделей, дающих количественную оценку прогнозных ресурсов, последовательно и полностью показывается процесс нефтегазонакопления.

В функциональной модели процесса нефтегазонакопления плотность запасов УВ представлена произведением следующих параметров [43]:

- *концентрация УВ в объекте прогноза*, прогнозируемая на единицу площади или объема;
- *удельная (по площади или объему) масса исходного ОВ*, способного генерировать УВ;
- *генерационный потенциал*, характеризующий количество УВ, которое может быть получено из исходного ОВ при конкретных температурах, давлениях, временных интервалах;
- *миграционный потенциал*, характеризующий количество генерированных УВ, которые перейдут в мигрантоспособное состояние и достигнут объема прогнозирования;
- *аккумуляционный потенциал*, характеризующий количество мигрантоспособных УВ, которые могут аккумулироваться в ловушках объекта прогнозирования;
- *консервационный потенциал*, характеризующий количество аккумулированных УВ в ловушках объекта прогнозирования до настоящего времени.

Балансовая модель процесса нефтегазонакопления, показывающая сущность объемно-генетического метода оценки прогнозных ресурсов, представляется в виде [2]:

$$Q_{\text{í . ï ðî ãí}} = Q_1 - Q_2 - Q_3 - Q_4 - Q_5, \qquad (11.17)$$

где $Q_{\text{н. прогн}}$ – масса УВ на оценочном объекте; Q_1 – масса УВ, генерированная исходной массой ОВ; Q_2 – масса УВ, соответствующая негенерированному ОВ; Q_3, Q_4, Q_5 – потери УВ соответственно при миграции, аккумуляции и расформировании исходных залежей.

Функциональная и балансовая модели взаимосвязаны, т. к. каждый из потенциалов, начиная с генерационного потенциала, в виде коэффициентов учитывает потери УВ в процессе нефтегазонакопления – Q_2, Q_3 и т. д.

Объемно-генетический метод. В соответствии с балансовой моделью нефтегазонакопления *объемно-генетическим методом* суммарные ресурсы в оценочном объекте рассчитываются по формуле [2]:

$$Q_{\hat{e}} = Q_1 - (Q_2 + Q_3) - (Q_4 + Q_5) - Q_6, \qquad (11.18)$$

где $Q_к$ – масса УВ, консервированная в объекте прогноза; Q_1 – количество УВ, эмигрировавших из исходной массы ОВ; Q_2 – потери УВ при миграции в породах (миграционные битумы пород или газы, сорбированные в породах и содержащиеся в их закрытых порах); Q_3 – потери УВ при миграции в водах (рассеянные воднорастворимые битумы или газы); Q_4 – потери УВ при гипсогенных изменениях в зонах аккумуляции; Q_5 – потери УВ при миграции УВ транзитом через зоны аккумуляции; Q_6 – потери УВ в результате расформирования первично аккумулированных скоплений и рассеивания.

Объемно-генетический метод используется для оценки прогнозных ресурсов (раздельно нефти и газа) категории **Д$_2$** крупных слабо изученных объектов, какими являются нефтегазоносная область и провинция.

Последовательность проведения работ при оценке прогнозных ресурсов в оценочном объекте объемно-генетическим методом представлена на схеме (рис. 11.1) [2].

Объемно-статистический метод основан на зависимости между величиной суммарных геологических ресурсов региона ($Q_{\text{прогн}}$) и объемом слагающих его осадочных пород (V).

А.Э. Конторович, М.С. Моделевский и А.А. Трофимук предложили ряд формул, выведенных по опытным данным и позволяющих определять ресурсы регионов дифференцированно для объектов разных размеров [2]:

1) для объектов с объемом осадочного чехла от 0,01 до 3 млн км³:

$$\ln Q_{\text{ï ðî ãí}} = 1{,}19 \ln V - 6{,}47. \qquad (11.19)$$

2) для крупных объектов с объемом осадочного чехла более 3 млн км³:

$$\ln Q_{\text{ï ðî ãí}} = 63330(\hat{a}^{1{,}3\cdot 10^{-4} V} - 1), \qquad (11.20)$$

где $Q_{\text{прогн}}$ – суммарные геологические ресурсы региона, млрд т; V – объем осадочных пород, м³; e – основание натурального логарифма, равное 2,718.

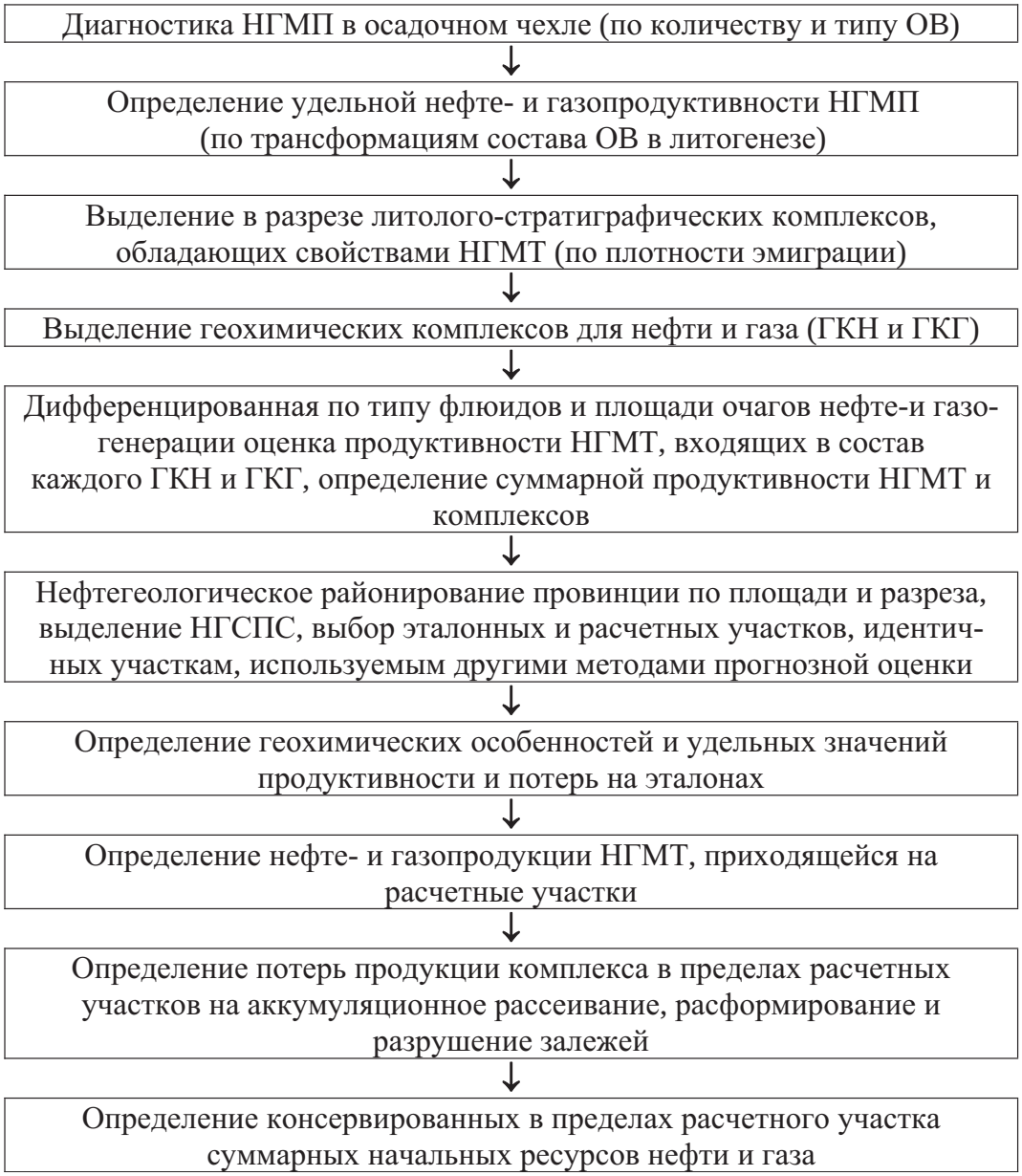


Рис. 11.1. Схема объемно-генетической оценки прогнозных ресурсов в оценочном объекте (по И.С. Гутману) [2]

Величина прогнозных ресурсов определяется разницей между полученной оценкой суммарных геологических ресурсов и запасами категорий **A + B + C_1 + C_2** выявленных залежей и перспективными ресурсами категории **C_3**.

Объемно-балансовый метод, предложенный М.С. Напольским [2], используется для оценки начальных суммарных геологических ресурсов таких же крупных объектов, что и в случае объемно-статистического метода. Величина прогнозных ресурсов равна разнице между полученными суммарными ресурсами и суммой запасов категорий **A + B + C_1 + C_2** выявленных залежей и ресурсов категории **C_3** перспективных ловушек.

Нефтегазоносные провинции и области в объеме осадочного чехла являются саморегулирующимися нефтегазодинамическими системами, объем которых соответствует суммарному объему всех природных резервуаров, вмещающих залежи УВ и подземные воды. Величина суммарного объема природных резервуаров системы рассчитывается как произведение площади оценочного объекта на средневзвешенную толщину перспективных осадочных отложений и коэффициент полезной емкости этих отложений, показывающий долю толщины природных резервуаров в общей толщине разреза перспективных отложений. На оценочном объекте коэффициент полезной емкости может определяться по данным скважин, по аналогии с эталонами, по предполагаемой литолого-фациальной характеристике разреза. Для морских терригенных отложений коэффициент полезной емкости равен 0,25–0,3, для карбонатных отложений 0,05–0,4, для терригенно-карбонатных – 0,2 и т. п.

Начальные суммарные ресурсы нефти ($Q_{\text{н. прогн}}$, *млрд т*) *для преимущественно нефтеносных систем* определяются по формуле [2, 43]:

$$Q_{\text{í . ï ðî ãí}} = V_{\text{ðåç. ï ðî ãí}}\, \varphi_{\text{í}}\, \rho_{\text{í}}\,, \qquad (11.21)$$

где $V_{\text{рез. прогн}}$ – объем резервуаров на прогнозной территории, м^3; $\varphi_{\text{н}}$ – коэффициент концентрации нефти; $\rho_{\text{н}}$ – средняя плотность нефти, г/см^3.

В табл. 11.1 представлены значения коэффициентов концентрации нефти $\varphi_{\text{н}}$ и газа $\varphi_{\text{г}}$ крупных систем [2].

Начальные суммарные ресурсы свободного газа ($Q_{\text{Г. прогн}}$, *млрд м*^{3}) *в преимущественно газоносных объектах* оцениваются по формуле [2, 43]:

$$Q_{\text{ã. ï ðî ãí}} = \frac{V_{\text{ðåç. ï ðî ãí}}\, \phi_{\text{ã}}\, (\bar{Đ}_0 \alpha_0 \hat{E}_t)}{Đ_{\text{ñò}}}, \qquad (11.22)$$

где $\bar{P}_0$ – среднее значение начального пластового давления в залежах системы, МПа; α_0 – соответствующая ему поправка на сжимаемость реальных газов; K_t – термический коэффициент; $P_{\text{ст}}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа.

Таблица 11.1

Коэффициенты концентрации нефти и газа крупных систем [2]

Системы	Коэффициент концентрации нефти, $\varphi_н$	Коэффициент концентрации газа, $\varphi_г$	Примеры систем
Преимущественно нефтеносные	0,017–0,024	0,01–0,02	Персидского залива, Иллинойская, Рейнская
Преимущественно газоносные	0,006–0,012	0,03–0,04	Предаппалачская, Трансильванская
Нефтегазоносные	0,012–0,018	0,017–0,040	Сахаро-Ливийская

Для газонефтеносных систем начальные суммарные ресурсы нефти и свободного газа оцениваются по формулам [2, 43]:

$$Q_{í.\,ï\,ðî\,ãí} = V_{ðåç.\,ï\,ðî\,ãí}\,\varphi_{í.\,ã}\,\rho_í\,\frac{1-V_ã}{V_í+V_ã}, \qquad (11.23)$$

$$Q_{ã.\,ï\,ðî\,ãí} = \frac{V_{ðåç.\,ï\,ðî\,ãí}\,\varphi_{í.\,ã}\,\dfrac{1-V_í}{V_í+V_ã}\,Ð_0\alpha_0\hat{E}_t}{Ð_{ñò}}, \qquad (11.24)$$

где $\varphi_н$, $\varphi_г$ – коэффициенты концентрации УВ в залежах нефти и свободного газа.

11.2.3. Раздельное прогнозирование нефтеносности и газоносности

В процессе качественной оценки перспектив нефтегазоносности прогнозные территории по каждому горизонту или комплексу дифференцируются как земли, перспективные на нефть, на газ и на нефть и газ. При этом А.М. Бриндзинский предлагает использовать сведения о характере изменения фазовых соотношений в выявленных залежах и показателях насыщения [2].

Показатель насыщения – отношение давления насыщения нефти газом ($P_{нас}$) или давления начала конденсации ($P_{н.\,к}$) к начальному пластовому давлению ($P_{пл}$). Изменение этих отношений показывается на карте, изолинии которой соответствуют отношению $P_{нас}/P_{пл}$ или $P_{н.к}/P_{пл}$. Участки с разным фазовым состоянием характеризуются различными отношениями указанных параметров при пластовой температуре $t_{пл}$, кроме залежей, у которых $t_{ПЛ}$ выше криконденterма данной смеси УВ (табл. 11.2) [2]. По критическим значениям отношений да-

влений методом интерполяции на карте определяются участки преимущественного распространения залежей каждого типа (табл. 11.2) [2].

Таблица 11.2

Критические значения отношений $P_{нас}/P_{пл}$ и $P_{н.к}/P_{пл}$ [2]

Соотношение давлений	Фазовое состояние залежей
$P_{нас}/P_{пл} < 1$	Однофазные недонасыщенные системы (нефтяные залежи с водонапорным, упругим и упруговодонапорным режимами)
$P_{нас}/P_{пл} = 1$	Однофазные предельно насыщенные системы (нефтяные залежи с режимом растворенного газа)
$P_{нас}/P_{пл} > 1$	Двухфазные системы (газонефтяные и нефтегазовые залежи)
$P_{н.к}/P_{пл} < 1$	Однофазные газоконденсатные системы (газоконденсатные залежи)
$P_{н.к}/P_{пл} = 1$	Однофазные газоконденсатные системы (газоконденсатные залежи)
$P_{н.к}/P_{пл} > 1$	Двухфазная газоконденсатная система (газоконденсатнонефтяные залежи)

В пределах выделенных зон различных фазовых состояний оценка прогнозных ресурсов выполняется в соответствии с изменением пропорций между объемами, занятыми нефтью и газом в залежах, по площади оценочных участков.

Оценка ресурсов свободного газа проводится при условии: если на эталонном участке плотность запасов газа рассчитывалась как отношение запасов категорий **А + В + C_1 + C_2** и перспективных ресурсов **C_3** к площади эталонного участка, то разница пластовых давлений на оценочном и эталонном участках определяется отношением $(P_{о.оц}\alpha_{о.оц}f_{оц})/(P_{о.эт}\alpha_{о.эт}f_{эт})$.

Извлекаемые ресурсы нефти по горизонту или комплексу на оценочном участке оцениваются как средневзвешенное значение по запасам залежей значения КИН, установленного на эталонном участке по группам наиболее типичных в этом горизонте (комплексе) залежей [2, 43].

Ресурсы (геологические) растворенного в нефти газа ($Q_{г.р.прогн}$) оцениваются по результатам оценки прогнозных ресурсах нефти ($Q_{н.прогн}$) и предполагаемом значении начального газосодержания залежей на оценочном объекте ($Г_0$) [2]:

$$Q_{ã.ð.ï ðî ãí} = Q_{í.ï ðî ãí} Ã_0. \qquad (11.25)$$

Начальное газосодержание ($Г_0$), усредненное для эталонного участка, рассчитывается взвешиванием по запасам или объему выявленных залежей.

Извлекаемые ресурсы растворенного газа определяются как произведение извлекаемых ресурсов нефти и начального газосодержания.

Прогнозные ресурсы конденсата оцениваются как произведение прогнозных ресурсов газа предполагаемых газоконденсатных залежей и потенциального содержания конденсата в пластовом газе [2, 43]. Среднее потенциальное содержание $C_{5 + высш}$ рассчитывается как средневзвешенное по запасам газоконденсатных залежей, выявленных на эталонном участке.

Коэффициент извлечения конденсата при прогнозных оценках равен 0,65 доли ед., т. к. сумма ретроградных потерь составляет примерно 25 %, потери конденсата в недобытом газе – 10 % [2, 43].

Извлекаемые прогнозные ресурсы конденсата определяются по номограмме (номограмма для определения коэффициента извлечения конденсата (по А.Н. Гриценко, Т. Д. Островской, В.В. Кошкину) [2] при наличии данных о групповом составе свободного газа и начальном потенциальном содержании конденсата в пластовом газе. Далее оцененные прогнозные ресурсы конденсата исключаются из прогнозных ресурсов свободного газа.

Прогнозные ресурсы полезных компонентов пластового газа рассчитываются по формулам, аналогичным формулам, по которым подсчитывались их запасы, т. е. по потенциальному содержания каждого компонента в пластовом газе и его ресурсам в пределах оценочного участка [2, 43].

По результатам количественной оценки прогнозных ресурсов нефти и газа составляются [43]**:**

- *карта геологических начальных ресурсов нефти и газа*, отражающая изменения их плотности на 1 км^2 оценочного объекта, области, провинции, в целом по осадочному чехлу и каждому стратиграфическому комплексу и показывающая долю каждой группы запасов и ресурсов (**А + В + C_1; C_2; C_3; $Д_{1л}$; $Д_1$ + $Д_2$**) по каждому комплексу и долю ресурсов каждого комплекса в начальных геологических ресурсах региона;
- *карта текущих суммарных ресурсов*, отличающаяся от карт начальных ресурсов величиной добытых УВ;
- *карта перспектив нефтегазоносности*, показывающая изменения по площади удельных плотностей на 1 км^2 перспективных (**C_3**) и прогнозных ресурсов (**$Д_{1л}$, $Д_1$, $Д_2$**) нефти и газа;
- *карты-схемы качественной характеристики УВ.*

Контрольные вопросы

1. Каким образом оцениваются перспективные ресурсы?
2. При каких условиях рассчитывается возможная площадь нефтегазоносности?
3. При каких условиях определяется предполагаемая площадь нефтегазоносности с помощью коэффициента заполнения ловушек?
4. Как рассчитывается коэффициент заполнения ловушек, продуктивная площадь?
5. Как рассчитываются перспективные ресурсы в двухфазных залежах?
6. Назовите цель качественной оценки перспектив нефтегазоносности.
7. Какие зоны выделяются при дифференции территорий?
8. Что является основой для количественной оценки прогнозных ресурсов?
9. Назовите объекты количественной оценки прогнозных ресурсов?
10. В чем состоит сущность оценки прогнозных ресурсов в локальных ловушках?
11. На чем основывается оценка прогнозных ресурсов на оценочных объектах?
12. В чем заключается разница между эталонным участком и оценочным объектом?
13. В чем состоит сущность метода удельных плотностей запасов по площади или по объему?
14. В чем состоит сущность метода количественных геологических аналогий?
15. На чем основан структурно-вероятностный метод оценки прогнозных ресурсов?
16. В чем заключается разница между функциональной и балансовой моделями процесса нефтегазонакопления?
17. Каким образом оцениваются ресурсы при использовании объемно-генетического и объемно-статистического методов?
18. В чем состоит разница между объемно-статистическим и объемно-балансовым методами?
19. Каким образом учитываются характер изменения фазовых состояний в выявленных залежах и показатель насыщения при оценке прогнозных ресурсов?
20. Какие карты необходимо построить при количественной оценке прогнозных ресурсов?

12. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА

12.1. Общие требования

В соответствии со статьей 31 Закона Российской Федерации «О недрах» с целью учета состояния минерально-сырьевой базы ведется Государственный баланс запасов нефти и горючих газов на основе Классификации. Государственный баланс должен содержать сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов каждого вида полезных ископаемых по месторождениям, имеющим промышленное значение, об их размещении, о степени промышленного освоения, добыче, потерях и об обеспеченности промышленными разведанными запасами полезных ископаемых.

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, осуществляемой в соответствии с установленным законодательством порядке [40]. Положительное заключение органов Государственной экспертизы о достоверности и экономической значимости разведанных 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.

12.2. Содержание материалов подсчета запасов нефти, газа 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 [40]**:**

- текстовую часть;
- текстовые, табличные и графические приложения;
- документацию геологоразведочных, геофизических, гидрогеологических работ и исследования скважин;
- данные разработки и другие исходные сведения, необходимые для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа.

ТЭО КИН является частью материалов подсчета запасов и представляется в виде отдельного тома.

12.3. Тестовая часть

Текст отчета рекомендуется излагать по следующей схеме [40]**:**

- введение;
- общие сведения о месторождении;
- геологическое строение района и месторождения;
- геологоразведочные работы;
- ГИС, 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 числящимися 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.

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. Объем текстовой части не должен превышать 150–200 страниц.

12.4. Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти и конденсата

ТЭО КИН и конденсата является частью материалов подсчета запасов нефти и горючих газов [40, 44]. Материалы ТЭО КИН выносятся на рассмотрение ГКЗ РФ организацией, которая представляет подсчет запасов месторождения. По разрабатываемым месторождениям при неизменных начальных геологических запасах нефти материалы повторного ТЭО, в котором значения КИН меньше или больше (в том числе при внедрении новых методов воздействия на пласт) ранее утвержденных, направляются в ГКЗ РФ совместно с материалами последнего подсчета геологических запасов, а также с дополнительными материалами, обосновывающими необходимость пересмотра КИН. В случае, когда в процессе рассмотрения в ГКЗ РФ утверждаемые геологические запасы нефти изменяются на 20 % и более против представляемых (за счет изменения параметров, влияющих на величину КИН), материалы ТЭО КИН возвращаются авторам на доработку.

Материалы ТЭО КИН должны содержать все необходимые исходные данные и результаты обоснования рекомендуемых к утверждению

коэффициентов в виде, позволяющем производить их экспертную оценку без личного участия авторов.

Материалы ТЭО КИН включают [44]**:**

- текстовую часть;
- текстовые приложения;
- табличные приложения;
- графические приложения.

Текстовая часть должна содержать: краткие сведения о геологическом строении месторождения, ФЕС продуктивных пластов, данные о физико-химических свойствах нефти и газа; принятые подсчетные параметры и геологические запасы нефти, газа и конденсата; анализ пробной (опытной) эксплуатации залежей нефти, разработки первоочередного участка, текущего состояния разработки; характеристику и обоснование принятой расчетной геолого-геофизической модели пласта, обоснование выбора рассматриваемых расчетных вариантов; обоснование принятой динамики разбуривания; технико-экономические показатели вариантов разработки; обоснование рекомендуемых к утверждению извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти, а при повторном подсчете запасов – дополнительный анализ их изменения по сравнению с ранее утвержденными.

Объем текстовой части ТЭО КИН не должен превышать 150 страниц. Табличный и графический материал, включаемый в текст, должен носить обобщающий характер. Текстовые приложения должны содержать необходимую распорядительную документацию. Табличные приложения должны содержать исходные данные и промежуточные результаты, необходимые для проверки расчетов по ТЭО КИН. Графические приложения должны отображать основные особенности геологического строения месторождения, результаты текущего состояния разработки.

При составлении текста ТЭО КИН рекомендуется излагать материалы по следующей схеме [44]**:**

- введение;
- краткая геолого-физическая характеристика месторождения;
- подготовка исходных данных для расчетов технико-экономических показателей разработки;
- технико-экономические показатели вариантов разработки;
- характеристика извлекаемых запасов нефти и КИН;
- анализ изменения извлекаемых запасов;
- заключение;
- литература.

Объем разделов и полнота изложения отдельных положений определяются авторами в зависимости от сложности строения и величины запасов месторождения, объема информации и т. д. При повторном представлении материалов сведения, оставшиеся без изменений, могут быть приведены в сокращенном виде (со ссылкой на предыдущий отчет). Дается обоснование изменений, внесенных в прежние представления о геолого-физической характеристике месторождения, а также технико-экономическая оценка предлагаемых изменений извлекаемых запасов и КИН.

К материалам по обоснованию КИН должны быть приложены распорядительные документы по ТЭО КИН – техническое задание на составление ТЭО, протоколы различных совещаний, имеющих отношение к его составлению.

Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по ТЭО КИН [40, 44]. *Обязательными являются следующие таблицы:*

- статистические ряды распределения проницаемости;
- исходные данные и результаты расчетов коэффициентов охвата пласта процессом вытеснения;
- расчетная модель пласта;
- характеристика модифицированной фазовой проницаемости;
- геолого-физические данные для характерных зон (участков) пласта;
- сопоставление фактических и расчетных технологических показателей разработки (при повторном подсчете);
- результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки характерного элемента (на 1 м толщины пласта);
- технологические показатели разработки по эксплуатационному объекту;
- экономические показатели по вариантам разработки эксплуатационных объектов (месторождений).

В ТЭО КИН (независимо от метода определения КИН) должны содержаться следующие графические материалы [44]**:**

- сводный литолого-стратиграфичеекий разрез продуктивной части отложений;
- геологические разрезы;
- карты нафтенасыщенной (газонасыщенной) толщины пластов (в масштабе подсчетных планов);
- карты разработки по пластам (на дату повторного подсчета запасов);

- карты изобар по пластам (на дату повторного подсчета запасов);
- карты коэффициента проницаемости по пластам (на дату повторного подсчета запасов);
- карты коэффициента начальной и текущей (на дату повторного подсчета запасов) нефтенасыщенности по пластам;
- графики фактических характеристик вытеснения в выбранных координатах (на дату повторного подсчета запасов).

Оформление материалов ТЭО КИН производится в соответствии с требованиями Инструкции о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ РФ материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов [44].

12.5. Текстовые приложения

В число материалов по подсчету запасов нефти, газа и конденсата должны входить текстовые приложения [40]**:**

- 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 комиссии по разработке нефтяных месторождений Министерства природных ресурсов РФ, в соответствии с их полномочиями;
- справка организации, разрабатывающей месторождение, о количестве добытых нефти, газа и конденсата (в том числе за период после последнего утверждения запасов), качестве товарной продукции и направления ее промышленного использования.

12.6. Табличные приложения

Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов. **Обязательными являются таблицы, иллюстрирующие** [40]:

- объем выполненного поисково-оценочного, разведочного и эксплуатационного бурения;

- сведения о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном;
- результаты опробования и исследования скважин;
- комплекс ГИС;
- 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 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.

12.7. Графические материалы

В отчете по подсчету запасов независимо от метода подсчета должны содержаться следующие графические материалы [40]**:**

- обзорная карта района месторождения;
- обзорная карта участка работ с вынесенными на нее системой профилей 2D и 3D сейсморазведки, других геофизических методов, скважин;
- 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;
- сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения в масштабе от 1:500 до 1:2000;
- геологические разрезы (один продольный и поперечные) по месторождению;
- схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1:200;
- структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана;
- схема опробования каждого пласта;
- карты эффективных и нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин пласта в масштабе подсчетных планов;
- подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1:5000 – 1:50000;
- графики, характеризующие динамику добычи нефти и газа по отдельным залежам и месторождению в целом;
- индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам;
- графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслово-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 толщин 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.

12.8. Первичная документация, необходимая для подсчета запасов

К материалам по подсчету запасов должна быть приложена первичная документация геологоразведочных работ, геофизических исследований скважин, опробования скважин и другие данные, необходимые для подсчета запасов [40]**:**

- описание керна по продуктивным пластам (горизонтам);
- диаграммы стандартного каротажа в масштабе 1:500 по всем скважинам с указанием на них стратиграфических границ и интервалов продуктивных пластов с их индексацией;
- диаграммы ГИС в масштабе не менее 1:200 с их интерпретацией;
- акты об испытании и опробовании скважин;
- акты о проведении газоконденсатных исследований;
- акты на проверку точности манометров;
- данные лабораторных определений пористости, абсолютной и эффективной проницаемости, состава пород-коллекторов, нефте-, газо- и водонасыщенности, результаты механических анализов пород, анализов нефти, газа, конденсата, воды, определения в них механических примесей;
- данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, 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, 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.

12.9. 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 [40].

Материалы подсчета геологических запасов представляются на государственную экспертизу вместе с ТЭО КИН и конденсата 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.

Контрольные вопросы

1. Какие материалы входят в отчет по подсчету запасов нефти, газа и содержащихся в них компонентов?
2. Какие главы должны быть представлены в текстовой части (том I) отчета по подсчету запасов?
3. Из каких материалов состоит ТЭО КИН?
4. Какие материалы рекомендуется излагать при составлении текста ТЭО КИН?
5. Какие табличные и графические приложения должны быть включены в отчет по ТЭО КИН?
6. Какие текстовые приложения должны входить в отчет по подсчету запасов?
7. Какие табличные приложения являются обязательными при подсчете запасов?
8. Перечислите графические материалы, входящие в отчет по подсчету запасов?
9. Какая первичная документация необходима для подсчета запасов нефти, газа и содержащихся в них компонентов?

ГЛОССАРИЙ (ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ)

Абсолютная проницаемость ($k_{пр}$) – проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе.

Вязкость характеризует свойство жидкостей и газов сопротивляться сдвигающим усилиям. Виды вязкости: 1) динамическая; 2) кинематическая.

Газосодержание (газонасыщенность) (Г) пластовых жидкостей показывает объем газа, выделившегося из растворенного состояния при изменении условий от пластовых до стандартных ($V_г$) и отнесенного к единице объема (или массы) дегазированной жидкости ($V_ж$).

Геологические запасы – количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах.

Геологические запасы газа, **растворенного в нефти,** ($Q_{г.\ р.\ геол}$) при любом режиме залежи определяются как произведение геологических запасов нефти ($Q_{н.\ геол}$) и начального газосодержания ($Г_0$), определенному по пластовым пробам при дифференциальном разгазировании.

Геологические запасы нефти ($Q_{н.\ геол}$), **подсчитанные объемным методом**, определяются как произведение площади нефтеносности (F), средневзвешенной нефтенасыщенной толщины ($h_н$), коэффициента открытой пористости ($k_{по}$), коэффициента нефтенасыщенности ($k_н$), пересчетного коэффициента (θ) (величина, обратная объемному коэффициенту нефти ($b_н$)), плотности нефти ($\rho_н$).

Геологические запасы свободного газа ($Q_{г.\ геол}$), **подсчитанные объемным методом**, определяются как произведение площади газоносности (F), средневзвешенной газонасыщенной толщины ($h_г$), коэффициента открытой пористости ($k_{по}$), коэффициента газонасыщенности ($k_г$), барического коэффициента ($K_р$), термического коэффициента (K_t).

Геологические запасы стабильного конденсата ($Q_{к.\ геол}$) подсчитываются с учетом геологических запасов свободного (пластового) газа в залежи ($Q_{г.\ геол}$) и потенциального содержания конденсата ($П$).

Геологические ресурсы растворенного в нефти газа ($Q_{\text{г. р. прогн}}$) оцениваются по результатам оценки прогнозных ресурсах нефти ($Q_{\text{н. прогн}}$) и предполагаемом значении начального газосодержания залежей на оценочном объекте (Γ_0).

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

Группы запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение: 1) геологические; 2) извлекаемые.

Давление насыщения нефти газом ($P_{\text{нас}}$) – это давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия.

Закрытая пористость образована изолированными пустотами, не сообщающимися друг с другом и с основной системой открытых пор.

Залежь – любое естественное скопление нефти, газа, конденсата и других компонентов в ловушке.

Запасы – это масса нефти и конденсата и объем газа на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям.

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

Извлекаемые запасы газа, **растворенного в нефти,** ($Q_{\text{г. р. извл}}$) определяются как произведение извлекаемых запасов нефти ($Q_{\text{н. извл}}$) и начального газосодержания (Γ_0).

Извлекаемые запасы конденсата ($Q_{\text{к. извл}}$) определяются путем умножения геологических запасов конденсата ($Q_{\text{к. геол}}$) на коэффициент извлечения конденсата ($k_{\text{извл. к}}$).

Извлекаемые запасы нефти ($Q_{\text{н. извл}}$), **подсчитанные объемным методом**, определяются как произведение геологических запасов нефти ($Q_{\text{н. геол}}$) и коэффициента извлечения нефти (η).

Извлекаемые прогнозные ресурсы конденсата определяются по номограмме (номограмма для определения коэффициента извлечения

конденсата) при наличии данных о групповом составе свободного газа и начальном потенциальном содержании конденсата в пластовом газе, далее оцененные прогнозные ресурсы конденсата исключаются из прогнозных ресурсов свободного газа.

Извлекаемые ресурсы нефти по горизонту или комплексу на оценочном участке оцениваются как средневзвешенное значение по запасам залежей значения КИН, установленного на эталонном участке по группам наиболее типичных в этом горизонте (комплексе) залежей.

Категории запасов нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): 1) разведанные – категории **А**, **В**, $\mathbf{C_1}$; 2) предварительно оцененные – категория $\mathbf{C_2}$.

Категории ресурсов нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): 1) перспективные – категория $\mathbf{C_3}$; 2) прогнозные – прогнозные локализованные категории $\mathbf{Д_{1л}}$ и прогнозные категории $\mathbf{Д_1}$, $\mathbf{Д_2}$.

Качественная оценка перспектив нефтегазоносности (оценка ресурсов по категориям $\mathbf{Д_{1л}}$, $\mathbf{Д_1}$, $\mathbf{Д_2}$) основана на дифференциации исследуемых территорий по степени их перспективности и выделении объектов прогнозной оценки на основе выявления и изучения пространственного изменения геологических критериев, благоприятных для генерации и аккумуляции УВ, и нефтегазогеологического районирования этих территорий.

Классификация залежей в зависимости от строения природного резервуара по классам (по А.А. Бакирову): 1) структурные залежи; 2) литологические залежи; 3) рифогенные залежи; 4) стратиграфические залежи.

Классификация залежей по происхождению: 1) структурные; 2) литологические; 3) рифогенные; 4) стратиграфические.

Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов: 1) нефтяные; 2) газовые; 3) газонефтяные; 4) нефтегазовые; 5) газоконденсатнонефтяные; 6) нефтегазоконденсатные.

Классификация запасов – это единые нормативные научно-методические документы, синтезирующие накопленный опыт и определяющие тактику и стратегию поисков, разведки, геолого-экономической оценки и разработки месторождений нефти и газа, научные принципы планирования прироста запасов и масштабы добычи нефти и газа.

Классификация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и геологических запасов газа: 1) уникальные; 2) крупные; 3) средние; 4) мелкие.

Классификация месторождений нефти и газа по сложности геологического строения: 1) простого строения; 2) сложного строения; 3) очень сложного строения.

Количественная оценка прогнозных ресурсов (оценка ресурсов по категориям $Д_{1л}$, $Д_1$, $Д_2$) основывается на качественной оценке, в результате которой на прогнозной территории по каждому продуктивному горизонту или нефтегазоперспективному комплексу определяются границы их распространения и выявляются перспективы в отношении нефтегазоносности.

Количественные критерии коллекторов – величины фильтрационно-емкостных или соответствующих им геофизических характеристик, в соответствии с которыми выделяются коллекторы и неколлекторы.

Конденсат – смесь углеводородных соединений, находящихся в газоконденсатной залежи в газообразном состоянии и в процессе разработки залежи выпадающие в виде жидкости при снижении пластового давления до давления начала конденсации.

Конечный коэффициент извлечения нефти (η) выражается отношением извлекаемых запасов нефти за весь срок разработки к начальным геологическим запасам нефти.

Корреляционные методы определения количественных критериев коллекторов используются для оценки численных значений количественных критериев из данных сопоставления различных фильтрационно-емкостных и геофизических характеристик пород.

Косвенные качественные признаки коллекторов сопутствуют прямым признакам и характеризуют породу-коллектор по емкостным свойствам и чистоте минерального скелета.

Коэффициент водонасыщенности ($k_в$) коллектора, содержащего нефть или газ, – отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Коэффициент вытеснения нефти водой ($k_{выт}$) – это отношение объема нефти, вытесненного из образца породы (керна) после многократной промывки, к начальному содержанию нефти в нем.

Коэффициент извлечения конденсата ($k_{извл.\ к}$) равен отношению разности величины начального потенциального содержания конденсата ($П$) и его пластовых потерь ($q_{п.\ пл}$) к начальному потенциальному содержанию ($П$).

Коэффициент извлечения конденсата при прогнозных оценках равен 0,65 доли ед., т. к. сумма ретроградных потерь составляет примерно 25 %, потери конденсата в недобытом газе – 10 %.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) (η) – относительная величина, показывающая, какая часть геологических запасов нефти может быть извлечена из недр при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) (η) – это отношение извлекаемых запасов нефти ($Q_{\text{н. извл}}$) к геологическим запасам нефти ($Q_{\text{н. геол}}$).

Коэффициент нефтенасыщенности ($k_{\text{н}}$) **(газонасыщенности** ($k_{\text{г}}$)**)** – отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему пустотного пространства.

Коэффициент остаточной водонасыщенности ($k_{\text{во}}$) – доля остаточной воды в открытом пустотном пространстве в зонах предельного насыщения нефтяных (газовых) залежей.

Коэффициент охвата заводнением ($k_{\text{зав}}$) – это отношение объема промытой части пласта к объему подвижной нефти. Он характеризует потери нефти в объеме в пласте из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при обводненности продукции скважин менее 100 % (от 95 до 99 %).

Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения ($k_{\text{охв}}$) – это отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации ко всему поровому объему пласта. Он характеризует потери нефти в пласте в условиях заданной системы разработки и зависит от прерывистости пласта и плотности сетки скважин.

Коэффициент растворимости газа в нефти характеризует изменение величины газосодержания в единице объема или массы жидкости нефти при изменении давления на 0,1 МПа.

Коэффициент сжимаемости (объемного упругого расширения) ($\beta_{\text{н}}$) пластовых жидкостей показывает относительное изменение объема нефти (по отношению к этому первоначальному объему (V_0)) при изменении давления (ΔP) на единицу.

Коэффициент сжимаемости (сверхсжимаемости) реальных газов (Z) показывает отношение объемов равного числа молей реального ($V_{\text{г. р}}$) и идеального ($V_{\text{г. и}}$) газов при одинаковых термобарических условиях.

Коэффициент температурного расширения ($\alpha_{\text{н}}$) показывает, на какую часть своего первоначального объема (по отношению к этому первоначальному объему (V_0)) изменяется объем жидкости при изменении температуры на 1 °С.

Ловушка нефти и газа – это часть природного резервуара, в которой благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Месторождение нефти и газа – это совокупность залежей, расположенных территориально в пределах одной площади и приуроченных к единой тектонической структуре.

Метод количественных геологических аналогий оценки перспектив нефтегазоносности с использованием регрессионного анализа применим при наличии большого числа эталонных участков и основан на использовании зависимости плотности запасов от геолого-геофизических факторов, устанавливаемых на эталонных участках.

Метод материального баланса основан на составлении уравнений баланса состояния нефтегазоводной системы в поровом пространстве пласта-коллектора при изменении пластового давления, решаемых относительно величины остаточных запасов нефти и газа.

Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления основан на использовании зависимости между количеством газа, отбираемого в определенные периоды времени, и падением пластового давления в залежи.

Метод удельных плотностей запасов по площади или по объему пород-коллекторов при оценке перспектив нефтегазоносности основан на сравнении эталонных и оценочных участков по совокупности критериев нефтегазоносности и переносе плотностей запасов по площади или по объему коллекторов с эталонного участка на сходный с ним оценочный.

Методы определения количественных критериев коллекторов: 1) статистические; 2) корреляционные.

Методы подсчета запасов газа: 1) объемный метод подсчета запасов свободного газа; 2) метод подсчета запасов свободного газа по падению давления; 3) метод подсчета запасов газа, растворенного в нефти.

Методы подсчета запасов нефти: 1) метод материального баланса; 2) статистический метод; 3) объемный метод.

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы региона определяются суммой на ту же дату: 1) извлекаемых запасов категорий $\mathbf{A + B + C_1 + C_2}$ до начала разработки месторождений и залежей; 2) извлекаемых перспективных ресурсов категории $\mathbf{C_3}$; 3) извлекаемых прогнозных локализованных ресурсов категории $\mathbf{Д_{1л}}$; 4) прогнозных ресурсов категорий $\mathbf{Д_1}$ и $\mathbf{Д_2}$.

Начальные суммарные ресурсы – это сумма разведанных категорий запасов (категории **А + В + C_1**) и предварительно оцененных категорий запасов (категория **C_2**) на месторождениях до начала их разработки, а также перспективных (категория **C_3**), прогнозных локализованных ресурсов (категория **$Д_{1Л}$**), прогнозных ресурсов (категории **$Д_1$ + $Д_2$**), подсчитанных и оцененных в пределах региона на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Нефть – природная смесь углеводородов метанового (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и ароматического (C_nH_{2n-2}) рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений.

Нефтяные природные газы – газы, состоящие из смеси газообразных углеводородов парафинового ряда (C_nH_{2n+2}): метана (CH_4) (иногда до 99 %), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), с примесью азота, углекислоты, сероводорода и паров бензина, находящиеся в пластовых условиях в газообразном либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях – только в газообразной фазе.

Общая (полная) пористость образована всеми пустотами.

Объемно-балансовый метод оценки перспектив нефтегазоносности используется для оценки начальных суммарных геологических ресурсов таких же крупных объектов, что и в случае объемно-статистического метода. Величина прогнозных ресурсов равна разнице между полученными суммарными ресурсами и суммой запасов категорий **А + В + C_1 + C_2** выявленных залежей и ресурсов категории **C_3** перспективных ловушек.

Объемно-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности используется для оценки прогнозных ресурсов (раздельно нефти и газа) категории **$Д_2$** крупных слабо изученных объектов, какими являются нефтегазоносная область и провинция.

Объемно-статистический метод оценки перспектив нефтегазоносности основан на зависимости между величиной суммарных геологических ресурсов региона ($Q_{прогн}$) и объемом слагающих его осадочных пород (V).

Объемный коэффициент пластового флюида (b) – это отношение объема ($V_{пл}$) в пластовых условиях к объему ($V_{ст}$) того же флюида после дегазации в стандартных условиях.

Объемный метод подсчета запасов нефти основан на определении массы нефти, приведенной к стандартным условиям, в насыщенных ею объемах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти или их части.

Объемный метод подсчета запасов свободного газа основан на определении объема порового пространства пласта-коллектора в пределах залежи газа и в газовых шапках.

Открытая пористость (или пористость насыщения) ($k_{п.о}$) представлена открытыми пустотами, сообщающимися между собой и составляющими единую систему пор.

Относительная проницаемость пористой среды ($k_{пр.отн}$) – отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Перспективные ресурсы нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): категория $\mathbf{C_3}$ – ресурсы используются при планировании поисково-оценочных и разведочных работ.

Повторный подсчет (пересчет) геологических и извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата осуществляется в тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, запасы категорий $\mathbf{A + B + C_1}$ увеличатся по сравнению с ранее утвержденными в ГКЗ РФ более, чем на 20 %.

Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов представляет собой комплекс исследований по обобщению данных всех видов геологоразведочных работ, результатов опробования и исследования скважин, ГИС, лабораторных исследований керна и флюидов, на основе которых создается постоянно действующая геологическая модель залежи и подсчитывается количество углеводородов с целью установления промышленной значимости месторождения (залежи).

Подсчетный план составляется на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов или ближайшего репера, расположенного не более, чем на 10 м выше или ниже кровли пласта.

Пористость – отношение объема пор к общему объему породы. Виды пористости: 1) общая (полная); 2) открытая (пористость насыщения); 3) закрытая.

Предварительно оцененные запасы нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): категория $\mathbf{C_2}$ – запасы используются для определения перспектив месторождения, планирования ГРР и проведения геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласты.

Природный режим залежи – совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

Природный резервуар (по И.О. Броду) – природная емкость для нефти, газа и воды (внутри которой происходит циркуляция), форма которой характеризуется соотношением коллектора с вмещающим его плохо проницаемыми породами. Типы природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные (линзовидные).

Прогнозные локализованные ресурсы нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): категория $\mathbf{Д_{1Л}}$ – ресурсы используются при планировании ГРР по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке перспективных ресурсов категории $\mathbf{С_3}$.

Прогнозные ресурсы конденсата оцениваются как произведение прогнозных ресурсов газа предполагаемых газоконденсатных залежей и потенциального содержания конденсата в пластовом газе, а среднее потенциальное содержание $С_{5+\text{высш}}$ рассчитывается как средневзвешенное по запасам газоконденсатных залежей, выявленных на эталонном участке.

Прогнозные ресурсы нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): 1) категория $\mathbf{Д_1}$ – оценка ресурсов производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона; 2) категория $\mathbf{Д_2}$ – оценка ресурсов производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

Прогнозные ресурсы полезных компонентов пластового газа рассчитываются по потенциальному содержанию каждого компонента в пластовом газе и его ресурсам в пределах оценочного участка.

Промышленная залежь нефти и газа – естественное скопление нефти, газа, конденсата и других компонентов в ловушке в количестве, достаточном для рентабельной разработки месторождения.

Проницаемость – свойство пористой среды пропускать через флюиды при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями. Виды проницаемости: 1) абсолютная; 2) фазовая (эффективная); 3) относительная.

Прямые качественные признаки коллекторов используются для непосредственного выделения коллекторов в разрезе скважин и обоснования количественных критериев. Они основаны на доказательстве подвижности пластовых флюидов, т. е. установление факта наличия проникновения в пласты фильтрата ПЖ и формирования (или расформирования) зон проникновения.

Пустотность – все виды пустот в породах, образованных порами, кавернами и трещинами.

Разведанные запасы нефти, газа, конденсата (по Временной классификации 2001 г.): 1) категория **А** – запасы подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти или газа; 2) категория **В** – запасы подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа; 3) категория $\mathbf{C_1}$ – запасы подсчитываются по результатам ГРР и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Режимы газовых и газоконденсатных залежей: 1) газовый; 2) упруговодогазонапорный.

Режимы нефтяных залежей: 1) водонапорный (жестководонапорный); 2) упруговодонапорный; 3) газонапорный (режим газовой шапки); 4) режим растворенного газа; 5) гравитационный.

Ресурсы – масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах.

Стабильный конденсат, состоящий из жидких УВ (пентаны и вышекипящие ($C_{5+высш}$)), получают из сырого конденсата путем дегазации последнего.

Стадии поисково-оценочного этапа геологоразведочных работ: 1) стадия выявления объектов поискового бурения (оценка ресурсов категории $\mathbf{Д_{1л}}$); 2) стадия подготовки объектов к поисковому бурению (оценка ресурсов категории $\mathbf{C_3}$); 3) стадия поиска и оценки месторождений (залежей) (подсчет запасов по категориям $\mathbf{C_2}$ и частично $\mathbf{C_1}$).

Стадии разведочного этапа геологоразведочных работ: 1) стадия разведки и пробной эксплуатации (подсчет запасов по категориям $\mathbf{C_1}$ и частично $\mathbf{C_2}$).

Стадии регионального этапа геологоразведочных работ: 1) стадия прогноза нефтегазоносности (оценка ресурсов категорий $\mathbf{Д_2}$ и частично $\mathbf{Д_1}$); 2) стадия оценки зон нефтегазонакопления (оценка ресурсов категорий $\mathbf{Д_1}$ и частично $\mathbf{Д_2}$).

Статистические методы определения количественных критериев коллекторов используются для выделения количественных критериев по результатам статистической обработки данных непосредственного разделения пластов в разрезе базовой скважины (или нескольких скважин) на коллекторы и неколлекторы.

Статистический метод подсчета запасов нефти основан на использовании графических и аналитических зависимостей, характеризующих прошедший период разработки нефтяной залежи, и экстраполяции этих зависимостей на будущее время до конечных условий разработки залежи.

Структурно-вероятностный метод оценки перспектив нефтегазоносности используется для оценки прогнозных ресурсов категории $Д_{1л}$ и $Д_1$ в предполагаемых ловушках структурного типа, устанавливаемых на прогнозной территории с учетом закономерностей распределения размеров выявленных поднятий на изученной территории и их зависимости от плотности сети наблюдений.

Суммарные извлекаемые ресурсы – это суммарные ресурсы нефти, газа и конденсата, которые могут быть извлечены из недр.

Сырой конденсат – это жидкость, получаемая в промысловых сепараторах при данных давлении и температуре сепарации и состоящая из жидких при стандартных условиях УВ (пентаны и вышекипящие ($С_{5+высш}$)) с растворенными газообразными УВ (бутаны, пропан, этан, сероводород и другие).

Текущие суммарные извлекаемые ресурсы отличаются от начальных суммарных извлекаемых ресурсов на величину накопленной добычи на дату оценки или уточнения прогнозных ресурсов.

Текущие суммарные ресурсы меньше начальных суммарных ресурсов на величину накопленной добычи на разрабатываемых месторождениях региона к моменту оценки прогнозных ресурсов.

Текущий коэффициент извлечения нефти равен отношению суммарной добычи нефти на определенное время к начальным геологическим запасам нефти.

Фазовая (эффективная) проницаемость ($k_{пр.ф}$) – проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

Эталонный участок для оценки перспектив нефтегазоносности – это участок, изученный глубоким бурением в пределах нефтегазоносных области, района или зоны.

Этапы геологоразведочных работ: 1) региональный; 2) поисково-оценочный; 3) разведочный.

Эффективная проницаемость ($k_{\text{пр. эф}}$) – это проницаемость породы по газу или нефти при одновременном присутствии в породе остаточной воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.: Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 262 с.
2. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
3. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: справочник / под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
4. Зимина С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 175 с.
5. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
6. Иванова М.М., Чоловский И.П., Гутман И.С., Вагин С.Б., Брагин Ю.И. Нефтепромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. – М.: Нефть и газ, 2002. – 455 с.
7. Справочник по геологии нефти и газа / под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра. – 1984. – 314 с.
8. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. № 126 «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».
9. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 01.11.2005 г. № 298 «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».
10. Халимов К.Э. Эволюция отечественной классификации запасов нефти и газа. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 188 с.
11. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 07.02.2001 г. № 126 «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ».
12. Инструкция по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. – М.: ГКЗ СССР, 1984. – 64 с.

13. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000.
14. Методическое руководство по применению радонового индикаторного метода для определения технического состояния скважин и выделения проницаемых пластов, РД 39–4-957–83. – Волгоград: ВолгоградНИПИнефть, 1984.
15. Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г. Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях. – М.: Недра, 1983.
16. Венделъштейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В. и др. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
17. 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 / под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин: Союзпромгеофизика, 1990.
18. Бродский П.А., Фионов А.И., Тальнов В.Б. Опробование пластов приборами на кабеле. – М.: Недра, 1974.
19. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988.
20. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 569 с.
21. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. – Новосибирск: НИЦ ОНГГМ СО РАН, СО РАН, 2000.
22. Ахияров В.Х. Методическое руководство по выделению нефтегазонасыщенных пластов по данным каротажа в полимиктовых отложениях мелового возраста Западной Сибири. – Тюмень: ротапринт ТТЭ, 1981.
23. Методические рекомендации по использованию материалов ГИС, данных анализа керна и результатов испытаний для подсчета запасов газа и нефти в продуктивных отложениях ачимовской толщи УГКМ / под ред. Б.Ю. Вендельштейна. – М.: РГУНГ, Газпром, 1998.

24. Рекомендации по методике геофизических исследований скважин и геологической интерпретации материалов нефтегазоносных районов Восточной Сибири. – Калинин: ВНИГИК, 1984.
25. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
26. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969.
27. Зефиров Н.Н., Чукин В.Т., Ручкин А.В., Яценко ГГ. Методические рекомендации по боковому микрокаротажу (с комплектом палеток). – М.: ВНИИГеофизика, 1975.
28. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). – М.: Недра, 1978.
29. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М.: Недра, 1966.
30. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982.
31. Авчяп Г.М., Добрынин В.М., Куликов В.Н. и др. Временное методическое руководство по приведению физических и коллекторских свойств осадочных пород, определенных в лабораторных условиях на образцах, к пластовым термодинамическим условиям. – М.: ВНИИГеофизика, 1980.
32. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров по данным ГИС / под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко. – Калинин, 1990.
33. Фионов А.Н., Бубеев А.В. Методическое руководство по применению аппаратуры гидродинамического каротажа в необсаженных скважинах, бурящихся на нефть и газ. – Уфа, 1983.
34. Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах, РД 153–39.0–062–00. – М., 2001.
35. Середа Н.Г., Сакаров В.Л., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: справочник. –М.: Недра, 1986.
36. Справочник по нефтепромысловой геологии / под ред. Н.Е. Быкова, М.И. Маскимова, А.Я. Фурсова. – М.: Недра, 1981.
37. Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1979.
38. Инструкция по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. – М., ВНИИГаз, 1973.

39. Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутонов, неуглеводородных компонентов и определение их потенциального содержания в пластовом газе. – М., 1984.
40. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. Разд. 3. Сборник руководящих материалов по геолого-экономической оценке месторождений полезных ископаемых. Т. 3. – М.: ГКЗ СССР, 1986. – 187 с.
41. Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. РД 39–0147035–214–86. – М., 1986.
42. Терминологический справочник. Нефтегазопромысловая геология. / под ред. М.М. Ивановой. – М.: Недра, 1983.
43. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. – М.: ВНИГНИ, 1983.
44. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов технико-экономического обоснования коэффициентов извлечения нефти из недр. – М.: Изд. ГКЗ СССР, 1987. – 35 с.

Учебное издание

БЖИЦКИХ Тамара Гунаровна

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Научный редактор
кандидат физико-математических наук,
доцент Б.Б. Квеско

Выпускающий редактор *Т.С. Савенкова*
Редактор *С.П. Барей*
Компьютерная верстка и дизайн обложки
О.Ю. Аршинова

Подписано к печати 22.06.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 15,35. Уч.-изд. л.13,89.
Заказ 920-11. Тираж 100 экз.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ . 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. Тел./факс: 8(3822) 56-35-35, www.tpu.ru