

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

В.А. БЕЛКИНА, С.Р. БЕМБЕЛЬ, А.А. ЗАБОЕВА, Н.В. САНЬКОВА

ОСНОВЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

(часть 1)

*Допущено Учебно-методическим объединением ВУЗов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов и магистров высших учебных заведений,
обучающихся по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
и аспирантов направлений
21.06.01 «Геология, разведка и разработка полезных ископаемых»,
и 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»*

Тюмень
ТюмГНГУ
2015

УДК 550.8.07
ББК 26.3
Б43

Рецензенты:

Доктор физико-математических наук, профессор В.Н. Кутрунов,
доктор геолого-минералогических наук, А.А. Дорошенко

Б43

В. А. Белкина, С. Р. Бембель, А. А. Забоева, Н. В. Санькова.

Основы геологического моделирования (часть 1): учебное пособие. –
Тюмень: – ТюмГНГУ, 2015. – 168 с.

ISBN 978-5-9961-1096-4

Целью пособия является введение в курс моделирования, получение основных понятий и методов современного компьютерного геологического моделирования. Рассмотрены основные вопросы и текущее состояние проблем моделирования. Изложена методика построения цифровых геологических моделей для разных ситуаций с различными наборами данных.

Данное пособие предназначено для изучения алгоритмов построения цифровых геологических моделей, как двухмерных, так и трёхмерных. Создание геологических моделей всегда происходит в условиях недостатка прямых замеров. Этот факт приводит к тому, что все решаемые задачи имеют бесчисленное множество решений, а модели отягощены зачастую значимыми погрешностями. В этой ситуации решение задач невозможно без привлечения априорной и косвенной информации, а также настройки алгоритмов по ряду параметров.

Пособие предназначено для студентов и магистров высших учебных заведений, обучающихся по направлению 21.04.01 – «Нефтегазовое дело», и аспирантов направлений 21.06.01 – «Геология, разведка и разработка полезных ископаемых», и 25.00.12 – «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений», а также инженерно-технических работников, желающих самостоятельно изучить основы двухмерного и трёхмерного моделирования.

Илл. 66, табл. 6, библи. 123 назв.

ISBN 978-5-9961-1096-4

© Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего проф-
фессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый
университет», 2015

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЕГО РОЛЬ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ	9
1.1 Общие замечания	9
1.2 Геологическая модель. Понятие и виды геологических моделей	12
1.2.1 Размерность моделей	15
1.2.2 Виды геологических моделей	15
1.3 Последовательность создания геологической модели	18
1.3.1 Представление модели	18
1.3.2 Основные этапы построения геологической модели	20
2 СБОР, АНАЛИЗ И ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	23
2.1 Виды исходных данных и источники их получения	25
2.2 Перечень исходных данных для создания геологической модели.....	29
2.3 Оценка качества исходных данных	32
3 КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ	33
4 ПОСТРОЕНИЕ ДВУХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ	46
4.1 Предварительные замечания	46
4.2 Изучение геометрии залежи	49
4.2.1 Методика моделирования структурных поверхностей методом схождения	51
4.2.2 Методика моделирования структурных поверхностей с использованием базовой поверхности как тренда	55
4.2.3 Методика моделирования поверхности контакта	56
4.3 Моделирование внутреннего строения пласта	64
4.3.1 Алгоритмы построения карт эффективных толщин и карт песчанистости	64
4.3.2 Алгоритмы построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин ...	69
4.3.3 Построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин с использованием априорной информации	70
4.4 Моделирование фильтрационно-ёмкостных свойств геологических объектов...	74
4.4.1 Алгоритмы построения цифровых моделей открытой пористости	74
4.4.2 Алгоритмы построения цифровых моделей проницаемости	81
4.5 Построение карты линейных запасов нефти и подсчёт запасов нефти	90
5 СОЗДАНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ СЕТКИ	94
5.1 Понятие области моделирования	94
5.2 Определение горизонтального строения трёхмерной сетки	96
5.2.1 Типы трёхмерных сеток	96
5.2.2 Горизонтальное разрешение трёхмерной сетки	98
5.3 Определение вертикального строения трёхмерной сетки	99
5.3.1 Характер вертикального строения трёхмерных сеток	99
5.4 Поворот трёхмерной сетки	103
5.5 Встраивание разломов в трёхмерную сетку	103
5.6 Интерполяция скважинных данных на трёхмерную сетку	104
5.7 Оценка качества пересчёта скважинных данных на трёхмерную сетку.....	107
6 ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ	108
6.1 Фациальный анализ. Задачи и методы	109

6.2 Литолого-фациальный анализ (по керну).....	110
6.3 Фациальная характеристика отложений в разрезах скважин (по ГИС).....	127
6.4 Фациальная характеристика отложений методами, основанными на физических свойствах горных пород (сейсморазведка).....	135
6.5 Использование результатов фациального анализа при создании литолого-фациальной модели.....	140
6.6 Понятие о дискретно-непрерывных моделях.....	140
6.7 Создание литолого-фациальной модели.....	145
6.7.1 Подготовка и проверка исходных данных.....	146
6.7.2 Тренды при создании ЛФМ.....	146
6.7.3 Анализ анизотропии распределения литофаций.....	149
6.7.4 Алгоритмы моделирования.....	151
6.7.5 Анализ качества и соответствия ЛФМ исходным данным.....	155
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	157
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	158

СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

1D	одномерный
2D	двухмерный
3D	трёхмерный
AAPG	Американская ассоциация геологов нефтяников
AIF	средняя мгновенная частота
$\alpha_{\text{пс}}$	величина относительной амплитуды потенциала самополяризации
$\Delta I_{\text{ГК}}$	двойной разностный параметр гамма-каротажа
$Q_{\text{Геол}}$	геологические запасы нефти
$Q_{\text{извл}}$	извлекаемые запасы нефти
$Q_{\text{лин}}$	карта показателя линейного нефте(газо)насыщенного эффективного объема
$H_{\text{ГЛ}}$	толщина глинистой перемычки
$h_{\text{о}}^{\text{сейс}}$	карта отклонений кровли коллектора от кровли отражающего горизонта
$h^{\text{КРОВ}}$	карта кровли
$h^{\text{КРОВ}}_{\text{КОЛ}}$	карта кровли коллектора
$h_{\text{об}}$	общие толщины
$h_{\text{об}}^{\text{Н}}$	общая толщина нефтенасыщенной части пласта
$h_{\text{об}}^{\text{ЧНЗ}}$	общая толщина нефтенасыщенной части пласта в чисто нефтяной зоне
$h_{\text{об}}^{\text{ВСЯ}}$	общая толщина нефтенасыщенной части пласта во всей зоне нефтеносности
$h^{\text{ПОД}}$	карта подошвы
$h^{\text{ПОД}}_{\text{КОЛ}}$	карта подошвы коллектора
$h_{\text{эф}}$	эффективные толщины
$h_{\text{эф.Г}}$	эффективные газонасыщенные толщины
$h_{\text{эф.Н}}$	эффективные нефтенасыщенные толщины
$K_{\text{В}}$	коэффициент водонасыщенности
$K_{\text{ВО}}$	коэффициент остаточной водонасыщенности
$K_{\text{ГН}}$	коэффициент газонасыщенности
$K_{\text{НГ}}$	коэффициент нефтегазонасыщенности
$K_{\text{НН}}$	коэффициент нефтенасыщенности
$K_{\text{П}}$	коэффициент пористости
$K_{\text{песч}}$	коэффициент песчаности
$K_{\text{ПО}}$	коэффициент открытой пористости
$K_{\text{ПР}}$	коэффициент проницаемости

$K_{\text{пэф}}$	коэффициент эффективной пористости
$K_{\text{расч}}$	коэффициент расчлененности
МРА	максимальная амплитуда
MPS	метод многоточечной статистики
NTG	куб песчаности
P_k	капиллярное давление
r	коэффициент корреляции
R^2	коэффициент детерминации
$S_{\text{ост}}^2$	остаточная дисперсия
$S_{\text{порог}}^2$	пороговая дисперсия
SIS	последовательное гауссово моделирование
$S_{\text{ост}}$	среднеквадратичное отклонение
TGS	усеченное гауссово моделирование
TI	обучающее изображение
V	пластовые скорости
а.о.	абсолютная отметка
АК	акустический каротаж
АО _{ВНК}	а.о. водонефтяного контакта
АО _{кр} ^В	а.о. кровли водонасыщенного коллектора
БК	боковой каротаж
ВНК	водонефтяной контакт
ВНЗ	водонефтяная зона
ГВК	газоводяной контакт
ГГКп	гамма-гамма каротаж плотностной
ГДИС	гидродинамические исследования скважин
ГИС	геофизические исследования скважин
ГК	гамма-каротаж
ГМ	геологическая модель
ГНК	гаzoneфтяной контакт
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ГРР	геологоразведочные работы
ГСР	геолого-статистический разрез
ГТМ	геолого-технологические мероприятия
ДМ	детерминистские методы
ДНМ	дискретно-непрерывные модели
ИК	индукционный каротаж
КГП	карты геологических параметров

КИН	коэффициент извлечения нефти
КСА	карты сейсмических атрибутов
КС	кажущееся сопротивление
ЛФМ	литолого-фациальная модель
МБК	микробоковой каротаж
МГ	методы геостатистики
МК	метод кригинга
МНК	метод наименьших квадратов
МОГТ	метод общей глубинной точки
НГК	нейтронный гамма-каротаж
ОГ	отражающий горизонт
ОТКВ	фации основного тела конуса выноса
ОФП	относительная фазовая проницаемость
ПДГТМ	постоянно действующая геолого-технологическая модель
ПЗКВ	фации периферийной зоны конуса выноса
ПО	программное обеспечение
ПК	программный комплекс
ПС	метод потенциалов собственной поляризации
РИГИС	результаты интерпретации ГИС
РОП	фации русел обломочных потоков
СГК	спектральный гамма-каротаж
Скв.	скважина
ТЭО	технико-экономическое обоснование
УВ	углеводороды
УВС	углеводородное сырье
УПК	фации устья подводящего канала
УЭС	удельное электрическое сопротивление
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства
ХМАО	Ханты-Мансийский автономный округ
ЧНЗ	чисто нефтяная зона
ЯНАО	Ямало-Ненецкий автономный округ

ВВЕДЕНИЕ

Геологическое моделирование – это способ представления о геологическом строении объекта, его геометрии, стратиграфии, литолого-фациальной характеристике пластов-коллекторов, об изменении их эффективных толщин и коллекторских свойств – пористости и проницаемости по площади и разрезу, газонефтенасыщенности отдельных пропластков, гидрогеологической характеристике, величине запасов нефти и газа.

За последнее десятилетие трёхмерное (3D) моделирование стало неотъемлемой частью производственного процесса в нефтегазовых компаниях, в связи с чем растет спрос на специалистов, обладающих навыками трёхмерного геологического моделирования [44].

Статические геологические модели месторождений в настоящее время являются основой для подсчета запасов углеводородов, проектирования скважин и моделирования движения флюидов в этом месторождении (гидродинамическая модель). Гидродинамические модели в свою очередь являются основой проектирования и управления разработкой залежей и месторождений и обоснования коэффициентов извлечения УВ.

Геологическая модель (ГМ) строится на основе прямой, косвенной и априорной информации. Прямую информацию о строении и свойствах пласта можно получить только по скважинным данным (в первую очередь при исследовании керна), которые охватывают незначительно малую часть залежи. Соответственно представление об остальной части месторождения может быть построено только на предположениях об обстановке осадконакопления по результатам седиментологического анализа керна, а также набора косвенных данных полученных за счет дистанционных методов исследований (сейсмические атрибуты и др.).

Современные методы геологического моделирования позволяют оценить и учесть в модели неопределенности, обусловленные недостатком знаний о строении и свойствах пласта. При оценке неопределённостей геологических моделей используются методы геостатистики.

Построение и практическое использование моделей необходимо на всех стадиях изучения, начиная от процесса поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений и заканчивая выработкой остаточных запасов. При этом модель выполняет функцию интеграции геологических и технологических знаний об объекте [20]. Геологическая модель включает в себя различные карты, схемы корреляции, кубы распределения ФЕС и др.

В результате изучения предлагаемого учебного пособия и дисциплины «Геологическое 3D моделирование» обучающиеся должны овладеть программными компьютерными комплексами геологического моделирования залежей УВ, навыками построения геологических 2D и 3D моделей с привлечением всей имеющейся априорной и косвенной информации, контроля и анализа точности построенной геологической модели.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЕГО РОЛЬ В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГИИ

1.1 Общие замечания

Исследованиями последних лет в Западной Сибири установлено быстро нарастающее несоответствие между истинным повышенным уровнем сложности геологического строения разрабатываемых систем залежей нефти и газа и упрощёнными представлениями традиционной геологоразведки, ориентированной на крупные залежи с простыми осреднёнными геолого-промысловыми параметрами. Эти упрощённые представления были вызваны недоразведкой месторождений, вводимых в разработку.

Кроме того, современные проблемы нефтяной геологии обусловлены повсеместным переходом к освоению месторождений нефти и газа со сложной пространственной морфологией границ залежей и, на первый взгляд, произвольным распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Повышенная латеральная неоднородность в пределах отдельных разрабатываемых залежей приводит к более быстрому падению добычи и росту себестоимости продукции. Существенно более сложная реальная структура запасов нефти и газа требует постановки и решения задач теоретического и технологического характера с целью разработки как теории механизмов образования дискретного и мозаичного распределения запасов, так и соответствующих этой теории технологий поиска, разведки и разработки систем с подобной структурой запасов.

Важным звеном этой цепи является создание цифровых геологических моделей продуктивных пластов, залежей нефти и газа. Именно геологическая модель, являющаяся основой проектирования разработки залежей и месторождений, в конечном итоге, определяет дальнейшую судьбу месторождения. Эффективность применяемых способов, методов разработки, планируемых геолого-технических мероприятий по выработке и повышению нефтеотдачи целиком зависит от априорных представлений и концептуальных основ, используемых при создании геологических моделей.

Геологическая модель, представления о строении и образовании залежей нефти и газа, геологических объектах, которые мы ищем на этапе поисково-разведочных работ, во многом определяют и успешность разведки и разработки.

Эволюционный путь развития представлений о геологическом строении территории месторождения и составляющих его залежей нефти и газа не простой. По мере ввода месторождения в разработку продолжается этап промышленной доразведки. После бурения первых эксплуатационных скважин продолжается бурение и разведочных скважин, отбор и исследование керн и пластовых флюидов. Контуры залежей уточняются, открываются новые залежи и продуктивные пласты, изменяются оценки запасов

нефти и газа. Соответственно этим изменениям перестраивается геологическая модель залежей, составляющих большую или меньшую часть месторождения. Следом происходит корректировка проектных решений по разработке месторождения.

Геологическая модель залежи нефти и газа, представления о процессе формирования и строении залежи (воплощенные вербально, картографически, математически и компьютерно-программным способом), постоянно изменяются по мере получения информации (геофизической, геолого-промысловой и др.).

Особенности геологического строения любого месторождения нефти и газа определяются характером распределения в пределах какой-либо площади песчано-глинистых толщ, обусловленных в большей степени геодинамикой среды осадконакопления и геодинамикой последующего развития и всей геологической историей района работ. Разведываемые и разрабатываемые продуктивные на нефть и газ пласты, объекты, залежи, месторождения имеют гораздо более сложное строение по сравнению с априорными представлениями. Так, морфология поверхности геологических продуктивных тел может не быть такой гладкой (как мы обычно её упрощаем при составлении цифровых геологических карт и моделей), продуктивный объект может быть представлен (и обычно представляет) серией отдельных линз песчаников со сложным характером изменения в пространстве ФЕС.

Степень «адекватности» геологических моделей определяется, в первую очередь, объёмом и точностью эмпирических данных, полнотой использования априорной информации, а также алгоритмами и методами, используемыми при построении моделей.

Модель пласта – это основа управления разработкой месторождения. Модель отражает геологию месторождения и составляющих его залежей, что позволяет прогнозировать гидродинамические процессы при различных вариантах разработки и обосновывать наиболее эффективные, а также решать проблемы, связанные с планированием, эксплуатацией и контролем на всех стадиях разработки месторождений.

Рассмотрим свойства сложнопостроенных залежей нефти и газа, представляющих более высокую степень организации среды по сравнению с традиционной пластовой моделью. Изменение представлений о характере и уровне сложности геологической модели наблюдается по мере изучения практически любой известной залежи или месторождения нефти и газа (рис. 4.1).

Исходная модель пласта, как правило, представляет собой априорную модель на этапе поиска и разведки (по данным редкой сети поисково-разведочного бурения и сейсморазведочных работ этого этапа). По данным, полученным на этом этапе и представляющим зачастую весьма грубую модель залежи, составляются подсчётные планы и рассчитываются

геологические запасы нефти и газа, а также проекты пробной эксплуатации первоочередных участков месторождений.

Следующим этапом жизни любого месторождения является его промышленная доразведка, когда проводятся детализационные сейсморазведочные работы по более густой сетке профилей, бурится ряд дополнительных разведочных скважин, начинается эксплуатационное бурение на первоочередных участках. В результате представления о геологическом строении залежи часто переходят за рамки единой пластовой модели, появляются локальные неоднородности со своим характером распределения их по площади. Как правило, итогом является новый подсчёт запасов месторождения и составление проектных документов по технологическим решениям разработки, так как уточняются представления о форме залежи, структуре и величине запасов, а это требует детального рассмотрения возможностей их освоения и разработки.

Следом за этапом доразведки и пробной эксплуатации наступает активная разработка всего месторождения, вся площадь разбуривается по проектной эксплуатационной сетке скважин. По результатам бурения эксплуатационных скважин, данных геофизических исследований скважин (ГИС), опробования и динамики разработки строятся детальные карты геолого-промысловых параметров, проводятся дополнительные исследования керна, свойств пластовых флюидов и газа, гидродинамические исследования скважин (ГДИС) и прочее. На этом этапе мы получаем более детальное представление о строении залежей, характеристики распределения коллекторских свойств внутри каждой отдельной залежи и в целом по площади. Это позволяет создавать трёхмерные цифровые геологические модели, являющиеся основой успешной разработки, так как только подробное знание всех характеристик неоднородностей и особенностей каждой залежи может обеспечить продолжительную и эффективную работу каждой скважины. В варианте трёхмерных моделей удаётся совместно учесть все виды информации. Как правило, на этом этапе составляются дополнения к технологическим схемам и проектам разработки, учитывающие новые представления о геологическом строении залежей нефти и газа, свойств насыщающих флюидов, опыт и динамику первых лет эксплуатации месторождения.

Геологическое моделирование месторождений нефти и газа стало неотъемлемой частью работ по подсчёту геологических и извлекаемых запасов, составлению проектных документов [15]. Моделирование месторождений является базой, позволяющей решить основные задачи нефтегазопромысловой геологии: обоснование проектов по бурению скважин, проведению геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Результатом геологического моделирования является более детальное и адекватное представление геологического строения объектов при выполнении гидродинамических расчетов с целью выявления зон с выра-

ботанными и остаточными запасами, более обоснованное размещение проектных скважин и просчёта разных технологических вариантов выработки объектов в будущем.

Геологические модели строятся и разрабатываются для следующих регламентных документов:

- подсчёта начальных геологических запасов месторождений;
- обоснования ТЭО КИН (технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти) и подсчёта извлекаемых запасов;
- составления технологической схемы разработки и дополнений к ней;
- составления проектов пробной эксплуатации;
- составления технологической схемы опытно-промышленной разработки;
- анализа разработки.

В настоящее время в большинстве нефтегазовых компаний активно применяются принципы сопровождения и актуализации геологических моделей. Являясь основой постоянного мониторинга разработки, цифровая геологическая модель обязана быть в актуализированном на данный момент времени состоянии, т.е. должна быть постоянно действующей.

В общем виде постоянно-действующая компьютерная геологическая модель месторождения состоит из геолого-геофизической и промысловой базы данных, сохраняемой и пополняемой базы знаний, структурной и литолого-петрофизической модели месторождения [15, 83].

Цель настоящего курса – дать представление об основах современного геологического моделирования, его основных особенностях, возможностях и перспективах применения. Инженер на основе создаваемых геологических моделей, детально изучая особенности геологического строения залежей, месторождений, должен уметь прогнозировать и изменение параметров продуктивных объектов в процессе разработки.

Освоение методов построения статических геологических моделей позволит в дальнейшем научиться строить адекватные геологические модели для различных геологических ситуаций, оценивать неопределенность геологических моделей.

1.2 Геологическая модель. Понятие и виды геологических моделей

Понятие геологической модели до настоящего времени не формализовано. Информационные составляющие модели, по мнению А.В. Шпильмана, часто отражают лишь современное состояние геологической науки, ее технических средств и возможности дистанционных методов.

Понятия и термины «модель», «моделирование» в последнее время в геологии применяются очень широко и в различных контекстах. Моделями стали называть практически любые построения, схемы и гипотезы.

Геология как наука занимается изучением природных объектов. Объект исследуется на предмет выявления тех или иных свойств (строения, состава), характеризующих данный объект, определяются его значение, полезность и прочее. С целью понимания сути (или сущности) объекта создаются модели или применяется так называемый прием моделирования. Модель создается с целью поиска ответов на те или иные вопросы, т.е. моделирование есть научный способ получения новой информации.

В конечном счете, модель – это образ любой природы (предметный, мысленный, текстовый, графический и т.п.) какого-либо объекта (процесса, явления), призванный его представлять [42].

Геологическая модель – это сконцентрированная система знаний о геологическом объекте, согласованная с набором геолого-геофизических и промысловых данных, полученных к определенному моменту времени. *Геологическая модель* включает данные о тектоническом строении объекта, его геометрии, стратиграфии, литолого-фациальной характеристике пластов-коллекторов, об изменении их эффективных толщин ($h_{эф}$) и коллекторских свойств – пористости и проницаемости по площади и разрезу, газонефтенасыщенности отдельных пропластков, гидрогеологической характеристике, величине запасов нефти и газа месторождения.

В настоящее время очень широко используется понятие «адресных постоянно действующих геолого-технологических (иногда их называют также геолого-гидродинамическими) моделей».

Адресная постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объёмная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объёме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения [83].

Постоянно действующие геолого-технологические модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трёхмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных (2D) и трёхмерных, трёхфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;

- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчёта запасов нефти, газа и конденсата;
- программных средств для пересчёта параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программных средств выдачи отчётной графики, хранения и архивации получаемых результатов;
- базы знаний и экспертных систем, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки.

Под *цифровой трёхмерной адресной геологической моделью* месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трёхмерных сеток ячеек, характеризующих:

- пространственное положение в объёме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;
- идентификаторы циклов, объектов, границ;
- средние значения в ячейках сетки ФЕС, позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;
- пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;
- пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Программный комплекс ГМ (вычисления, получение файлов, просмотр на экране, получение твёрдых копий) должен обеспечить:

- формирование модели в виде, требуемом для передачи в системы фильтрационного моделирования;
- формирование сеток и построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт;
- построение геологических и палеопрофилей, просмотр коротажных диаграмм, результатов обработки и интерпретации ГИС;
- просмотр результатов интерпретации 2D- и 3D-сейсморазведки, включая результаты трассирования горизонтов, выделения тектонических нарушений, карт изохрон, глу-

- бин и сейсмических атрибутов, положение сейсмических профилей, площади 3D-сейсморазведки;
- дифференцированный подсчёт запасов нефти, газа и конденсата.

1.2.1 Размерность моделей

Размерность геологических моделей определяется областью их практического использования, детальностью исследования. Различают одномерные (1D), двумерные, двух с половиной мерные (2.5D) и трёхмерные слоистые и 3D полнообъёмные модели [20]. Ограничимся описанием наиболее применяемых размерностей в настоящее время – одно-, двух- и трёхмерных моделей.

Одномерная модель. Эмпирическая зависимость одного параметра от другого, представленная в форме уравнения, находит широкое применение при петрофизическом изучении горных пород для описания взаимосвязи физических характеристик пласта по керну и геофизическим данным, а также обосновании параметров при подсчете запасов нефти.

Двухмерная модель. Это сеточная модель, построенная в координатах $x - y$, либо $x - z$ (карты, геологические профили). Двухмерные геологические модели используются при подсчёте запасов, модели фильтрации с осреднением параметров по толщине пласта.

Трёхмерная модель состоит из ячеек, центрам или узлам которых присвоены значения параметров, и используется для моделирования геологического строения продуктивных пластов любой структуры. 3D модель применяется при составлении технологических схем и проектов разработки. Область практического использования – геологическая основа для управления разработкой, обоснования траектории горизонтальных скважин, боковых стволов и др.

1.2.2 Виды геологических моделей

Моделирование – это эмпирическая наука, в значительной мере основанная на знании конкретных геологических объектов. Можно выделить значительное количество различных видов геологических моделей, каждый из которых отражает ту или иную сторону геологических знаний. В табл. 1 приведены наиболее широко применяемые виды геологических моделей и область практического использования. Каждая из приведенных моделей характеризует свою область геологических знаний.

Существует несколько классификаций моделей. Рассмотрим некоторые, наиболее встречаемые из них.

Геологические модели могут быть *статическими* и *динамическими*. В статических моделях свойства и параметры пласта не меняются со временем, и данный вид моделей представляет собой геологическую модель пласта. Динамические модели представляют собой фильтрационные

модели пласта, показывающие степень выработки пластов в зависимости от времени и планируемых мероприятий, таких как, ввод и вывод объектов эксплуатационного фонда или интенсификации добычи полезных ископаемых.

Таблица 1.1

Виды геологических моделей
(по Д.В. Булыгину [20] с дополнениями)

Виды моделей	Краткая характеристика
Региональная	модель, отражающая крупные геоструктурные элементы. Применяется на этапе поисково-разведочных работ и служит для подготовки пакетов геолого-геофизической информации при работе с нераспределённым фондом недр
Концептуальная	модель геологического и палеотектонического развития территории по литературным данным с указанием основных этапов геологической истории и источников поступления осадочного материала
Палеотектоническая	модель, построенная относительно поверхностей выравнивания. Применяется для установления геологической структуры пластов на момент осадконакопления
Осадконакопления	модель, описывающая процессы накопления осадков в геологическом прошлом
Структурная	комплект структурных карт (поверхностей) по всем нефтеносным горизонтам
Сейсмическая	структурная модель по сейсмическим данным
Литолого-фациальная	модель с дифференциацией на фациальные типы пород. Пример – комплекс русловых, пойменных, дельтовых фаций
Модель насыщения	модель, отражающая фазовый состав углеводородов и закономерности изменения нефте- и газонасыщенности по разрезу пласта
Петрофизическая	регрессионные уравнения связи геофизических характеристик пласта и параметров по керну
Физическая	составная модель из образцов пород, применяется для определения относительных фазовых проницаемостей (ОФП)

В настоящее время в практике геологических исследований применяются, главным образом, статические модели, что обусловлено сложно-

стью геологических объектов и трудностью описания геологических процессов.

По характеру связи между параметрами и свойствами изучаемых объектов модели подразделяются на *детерминированные* и *вероятностно-статистические*.

Детерминированные (адресные) геологические модели пласта строятся при достаточно большом объёме информации о распределениях исходных параметров и их координатной привязке в пределах отдельных пропластков. Создание таких моделей основывается на выделении в разрезе пласта и по площади залежи границ геологических относительно однородных тел. В пределах каждого из таких тел параметры пласта образуют статистические однородные распределения. Отметим, что детерминированные модели в геологии используются редко, что объясняется плохой согласованностью с реальными объектами, в которых регрессионные связи сохраняются лишь в узких, ограниченных областях. Однако в последнее время применение адресных геологических моделей становится одним из главных условий при прогнозировании распределения ФЕС и повышении точности прогноза и эффективности разработки залежей.

Вероятностно-статистические геологические модели делятся на статистические и вероятностные (стохастические) модели. *Статистические* модели получают главным образом путем анализа экспериментальных данных. Для этого используют методы точечных и интервальных статистических оценок и теорию проверки гипотез, регрессионный и факторный анализы, распознавания образов и др. *Стохастические* модели получают путем вероятностного описания объектов, опираясь на имеющийся опыт исследований и реальный диапазон изменений геологических, физических и геометрических параметров исследуемого объекта.

Классифицировать модели можно *с точки зрения цели, размера, а значит и объёма* используемой информации. По эти критериям модели подразделяются на глобальные, локальные и околоскважинные (рис. 1.1). Глобальная модель создается для всего месторождения или лицензионного блока и предназначена для обоснования способа разработки месторождения, прогноза уровней добычи нефти во времени, оценки неопределенности и рисков, оценки экономической эффективности проекта разработки месторождения.

Локальная (секторная) модель создается для проектирования бурения горизонтальных скважин и боковых стволов, расчёта мероприятий по увеличению добычи нефти и снижению затрат.

Околоскважинная модель создается для контроля и корректировки проводки ствола горизонтальных скважин во время бурения (геонавигация), расчётов параметров гидравлического разрыва пласта (ГРП).

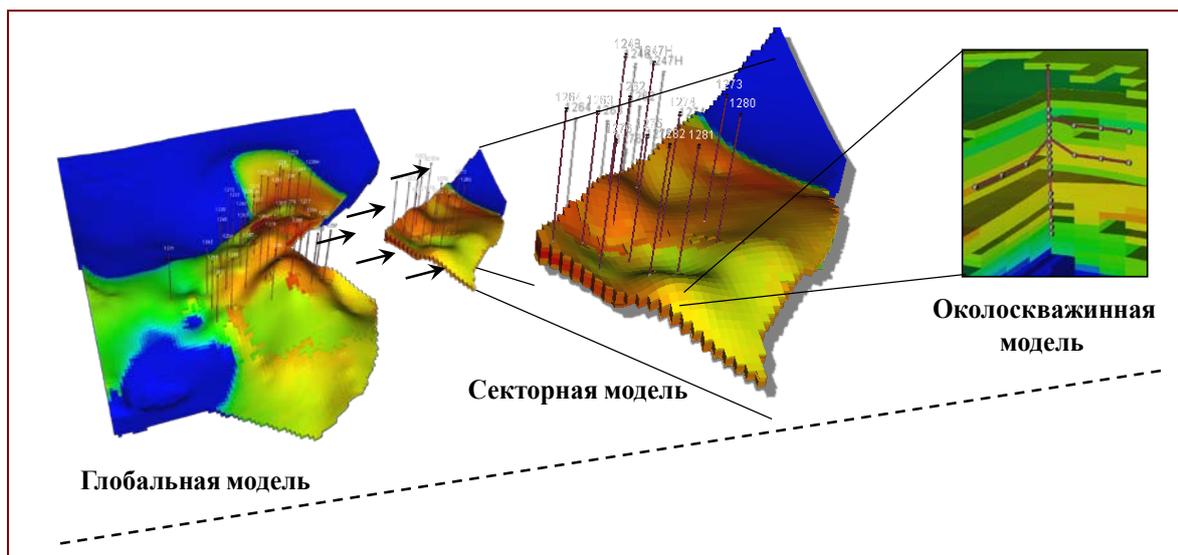


Рис. 1.1 – Виды моделей с точки зрения цели, размера и трудоёмкости (по К.Е. Закревскому [45])

1.3 Последовательность создания геологической модели

Геологическая модель является результатом работы коллектива разных специалистов, которые рассматривают месторождение углеводородов с позиции своей специализации. Каждый из них, создавая составные части модели объекта, зачастую не видит полной картины. Для того чтобы созданная геологом модель стала постоянно действующей в процессе гидродинамического моделирования, достоверно моделировала реальные процессы, происходящие в резервуаре, нужно, чтобы части целого не противоречили друг другу, а дополняли. Непротиворечивое сочетание исходных данных в статической геологической модели месторождения является контролем её качества. Противоречия, возникающие при гидродинамическом моделировании, могут быть следствием следующих обстоятельств:

- низкая точность исходных данных;
- несоответствие алгоритмов моделирования объему и точности эмпирических данных;
- ложная концептуальная модель.

1.3.1 Представление модели

Состав выходных документов представления модели определяется конечной задачей – подсчётом запасов, оперативным подсчётом запасов на отдельном этапе, построением гидродинамической модели, составлением технологической схемы разработки и т. д. Результаты моделирования представляют набором карт и цифровых геологических сеток, отображающих геометрию коллектора, распределение прогнозируемых ФЕС и запасов в целевых объектах. Геологическая 3D модель представляется в виде трёхмерных объёмных сеток, либо послойных цифровых карт. Трёхмерная

модель сопровождается осреднением параметров по пластам или зональным интервалам и дополняется набором структурных карт и послойных карт осреднённых параметров. Зональный интервал может быть определён как седиментационный цикл, несколько объединённых седиментационных циклов, пласт, подсчётный объект, объект разработки.

Если строится послойная геологическая модель, состоящая из отдельных седиментационных циклов, то составляется набор карт на укрупнённый горизонт, включающий все седиментационные циклы, в данном случае на пласт.

Минимальный набор объёмных цифровых геологических сеток состоит из следующих кубов:

- фаций (литологии);
- параметров, по которым рассчитывался куб литологии, например, величины относительной амплитуды потенциала самополяризации ПС ($\alpha_{пс}$), двойного разностного параметра гаммакаротажа ГК ($\Delta I_{гк}$) и др.;
- коэффициента открытой пористости ($K_{по}$) коллектора;
- коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) коллектора (в отдельных случаях необходимо иметь три куба проницаемости по направлениям – $K_{пр}^x$, $K_{пр}^y$, $K_{пр}^z$);
- индекса насыщения;
- водонасыщенности или нефтенасыщенности (газонасыщенности);
- порового объёма коллектора;
- линейных объёмов нефти.

Объёмная цифровая геологическая модель сопровождается также набором цифровых карт, определяющих структуру и параметры модели:

- структурные карты по кровлям зональных интервалов;
- карта поверхности водонефтяного контакта (ВНК).

Дополнительно в модель включаются карты, полученные в результате осреднения отдельных параметров:

- карта эффективных нефтенасыщенных $h_{эф.н}$ (газонасыщенных $h_{эф.г}$) толщин;
- карта линейных запасов.

В отдельных случаях может быть подготовлен набор карт или кубов, определённых дополнительным техническим заданием на построение геологической модели. Сюда могут быть включены карты или кубы динамических петрофизических параметров (остаточной водо- и нефтенасыщенности, подвижной водо- и нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения, фазовых проницаемостей по воде и по нефти, коэффициента охвата заводнением); карты или кубы, определяющие неоднородность коллектора (параметры горизонтальной и вертикальной прерывистости, коэффициенты

горизонтальной и вертикальной связности, гидропроводности, различные зональные карты и т.д.).

1.3.2 Основные этапы построения геологической модели

Обобщённый анализ имеющейся литературы по геологическому моделированию позволяет выделить несколько основных этапов создания 3D ГМ [44]:

1. сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных;
2. создание концептуальной модели месторождения (пласта, залежи);
3. создание структурной модели;
4. создание трёхмерной сетки, осреднение скважинных данных на сетку вдоль траекторий скважин;
5. создание литолого-фациальной модели (ЛФМ);
6. создание модели ФЕС;
7. создание модели насыщения;
8. оценка неопределённостей и рисков.

Основные этапы построения модели представлены на рис. 1.2.

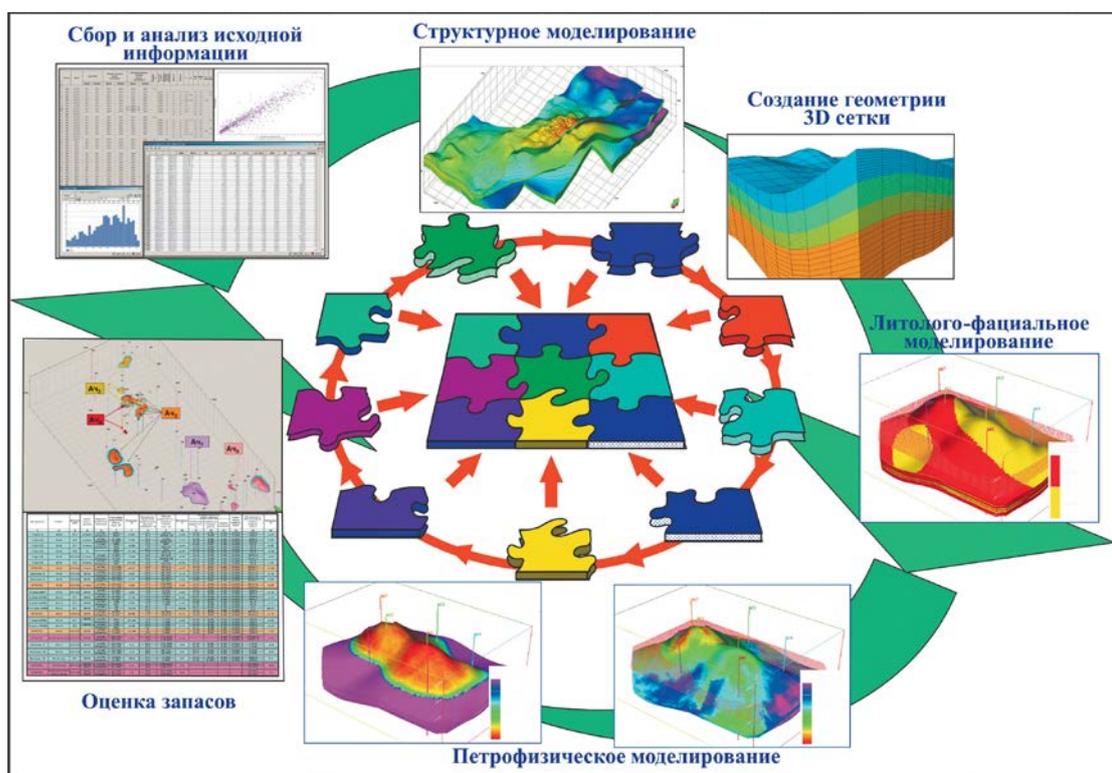


Рис. 1.2 – Основные этапы построения модели (по К.Е.Закревскому [45])

В ходе построения геологической модели должны быть рассмотрены следующие ключевые моменты:

- геометрия ловушки нефти, наличие изолированных блоков в её структуре;
- распределение УВ (наличие газовой шапки, положение контактов флюидов, водоносный горизонт);
- основное направление потока;
- пространственное распределение основных коллекторов, по которым идет поток;
- пространственное распределение барьеров и экранов;
- пространственное распределение пористости и проницаемости;
- связь между геологией месторождения и распределением петрофизических параметров.

В зависимости от поставленной задачи возможно исключение каких-либо этапов или их повторение. Остановимся кратко на традиционной схеме создания 3D геологических моделей [45].

После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин, прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создаётся модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов – стратиграфических границ пластов, согласованных с корреляционными разбивками и увязанных с поверхностями тектонических нарушений.

В рамках этого каркаса с учётом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая таким образом трёхмерную сетку (3D грид). На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется осреднение результатов интерпретации ГИС – диаграмм фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием. По скважинным данным, с привлечением результатов интерпретации данных сейсморазведки в качестве трендовых параметров (если они есть), рассчитываются кубы свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве.

Вначале рассчитывается дискретный куб фаций (литологии). Далее строятся непрерывные кубы пористости $K_{по}$ и проницаемости $K_{пр}$ с учётом распределения и пространственных закономерностей для каждой фации.

Затем рассчитывается куб нефтегазонасыщенности $K_{нг}$, исходя из данных о свойствах пород (кубов $K_{по}$, $K_{пр}$), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны). Для некоторых типов пород переходная зона может отсутствовать. Предварительно для каждого пласта строятся поверхности флюидных контактов: ВНК (водонефтяной контакт), ГНК (газонефтяной контакт) и ГВК (газоводяной контакт).

На основе ФЕС (кубов песчаности $K_{песч}$, $K_{по}$, коэффициента нефте(газо)насыщенности) производится подсчёт запасов углеводородов. Да-

лее геологическая модель передаётся для гидродинамических расчетов, адаптации истории разработки, проектирования скважин и геолого-технических мероприятий. С появлением новой геолого-геофизической и промысловой информации (бурение скважин, сейсмические работы, дополнительные исследования керна и др.) геологическая модель дополняется и корректируется. Причиной корректировки геологической модели часто являются противоречия, возникающие при гидродинамическом моделировании, обоснованные результатами адаптации фильтрационной модели к истории разработки.

2 СБОР, АНАЛИЗ И ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Сбор, анализ и подготовка исходных данных является первым и одним из наиболее важных этапов создания геологической модели. От достоверности и качества используемой информации напрямую зависит конечный результат моделирования. Согласно данным производственных отчетов, геологи и инженеры-разработчики тратят от 50 до 80 % времени, выделенного на создание геологической модели, на поиск, анализ и подготовку исходных данных и только от 15 до 30 % на их интерпретацию [59]. Перед началом непосредственно процесса моделирования необходимо структурировать всю имеющуюся информацию и создать базу данных проекта, которая будет доступна и понятна всем специалистам, участвующим в создании модели. Впоследствии эта база будет не только обновляться и дополняться при поступлении новой информации, но и будет служить эталоном качества вновь поступивших данных. Так, например, результаты корреляции геологического разреза новой скважины могут быть проверены при сопоставлении со стратиграфическими отбивками соседних скважин, информация о которых уже содержится в актуальной базе данных.

В процессе построения модели формируется структурированная база данных, которая обеспечивает высокую технологичность рабочего процесса на всех этапах моделирования и образует единую информационную среду для анализа сейсмических, скважинных, геофизических и промысловых данных, а также результатов гидродинамического моделирования и контроля за разработкой залежи.

Построение уже первых моделей показало, что особо важна тщательность сбора и оценки качества исходных данных [15]. Процесс построения модели наполовину и более состоит в создании информационной базы и её корректировке. Важным этапом технологии является взаимное согласование данных полученных из различных источников, оценка качества и редакция первичных данных, обеспечение возможности постоянного обновления информации.

Фактически база данных геологической модели является центральным звеном всего процесса построения модели. Это связано с тем, что исходные данные всегда имеют ограниченную достоверность и могут корректироваться на всех этапах построения модели. Например, это касается структурных отметок, особенно в наклонных скважинах, характера насыщения в отдельных пропластках коллектора, значений коэффициента пористости (K_p), проницаемости, нефтегазонасыщенности.

Опыт моделирования показывает, что в процессе первичной оценки и корректировки исходной базы данных, т.е. до построения трёхмерной

модели, может быть исправлено только ограниченное количество ошибок и промахов. Основные промахи и противоречия могут быть выявлены только при построении трёхмерных моделей и сеток литолого-петрофизических параметров.

Первый тип ошибок устраняется системой входного и выходного контроля данных и выявления явных противоречий. В этом случае исправляемая информация обычно противоречит всей остальной информации или просто здравому смыслу. Устранение ошибок второго типа невозможно без понимания природы этих ошибок и разработки соответствующих мероприятий. В некоторых случаях ошибки, которые должны относиться к первому типу, практически можно выявить только после проверки специалистами. К такому промежуточному типу ошибок можно отнести неточное определение координат пластопересечений скважин, неправильную привязку данных к конкретной скважине при наличии в проекте нескольких одноименных скважин.

Ошибки второго типа порождаются двумя основными причинами:

- в выходных данных каждого этапа есть некоторая погрешность, о которой знает специалист, производивший первичную обработку данных, но не всегда знает получатель или следующий пользователь. Например, это возможность отнесения пропластка в послойной обработке ГИС, как в коллектор, так и в неколлектор при граничных значениях параметров, или индекс насыщения «неясно»;
- уточнение данных в пределах этой погрешности возможно только после определенного этапа интеграции геолого-геофизических данных и получения новой информации. Например, выявление аномальных, с точки зрения принципиальной модели, значений общей толщины коллектора в скважинах. Эти ошибки можно исправить, переведя часть граничных прослоев в неколлектор.

Основные значимые ошибки в результатах интерпретации ГИС вызываются следующими причинами:

- нарушением технологии первичного вскрытия разреза скважин – использование раствора с высокой водоотдачей и повышенные репрессии, что приводит к большим зонам проникновения и, в итоге, к ошибкам оценки характера насыщения по ГИС;
- недостаточным объемом испытаний или их низкой достоверностью при больших интервалах испытаний, что приводит к заниженной оценке толщины нефтенасыщенного интервала при неполучении притоков;
- низкой степенью достоверности керновых исследований, малым количеством оценочных скважин с высоким объемом ис-

следований керна, малым количеством специальных комплексных исследований.

- недостаточностью или низкой информативностью выполняемого комплекса ГИС – недовыполнением акустического каротажа (АК), гамма-гамма каротажа плотностного (ГГКп) др. Это приводит к ошибкам в оценке эффективных толщин, пористости, проницаемости, особенно при изучении сложных коллекторов;
- погрешностями измерений геофизических параметров в скважинах, керновых данных в лаборатории, обработки и интерпретации материалов ГИС.

Основные промахи или низкая достоверность структурных построений при моделировании связана как с сейсмическими данными, так и с погрешностями инклинометрии.

При построении моделей часто встречаются противоречия между данными интерпретации ГИС, результатами опробования и данными добычи. Такие противоречия и их значимость можно оценить только в практически готовой геологической модели или на этапе её адаптации к истории разработки после ремасштабирования. Так, например, при линзовидном строении залежей не может быть устойчивой значительной добычи нефти из скважины, вскрывшей тонкий ограниченный по площади прослой или линзу продуктивного коллектора. Второй пример – геологическая модель не подтверждает или не даёт возможность моделирования такого режима работы залежи, о котором свидетельствуют поля распределения давлений, режимы добычи и нагнетания в отдельных скважинах. Всё это требует нового подхода к оценке имеющегося материала и его критического осмысления и анализа.

Таким образом, итоговая база исходных данных геологической модели может быть создана и структурирована только на последних этапах построения геолого-технологической модели, когда будут устранены все противоречия и все разнородные и разной точности данные согласованы между собой.

2.1 Виды исходных данных и источники их получения

Количество и объем исходных данных в значительной степени определяют методики и алгоритмы создания ГМ. Все данные, используемые при создании любой ГМ, можно разделить на три основные группы – прямые, косвенные и априорные. Прямые данные получают при непосредственном исследовании объекта моделирования, они дают наиболее точную и достоверную информацию о нем. В геологии прямые данные получают только по замерам в скважинах.

Ввиду сложности изучаемых в геологии объектов, существует ряд целевых параметров, прямое измерение которых невозможно по объективным причинам. В этом случае производят замеры других доступных физических параметров, имеющих статистическую зависимость с целевым геологическим параметром, которые называют косвенной информацией. В случае, если прогноз целевого параметра возможен по различным геолого-геофизическим параметрам, выбирают характеристику или группу характеристик с наилучшими прогностическими свойствами, т. е. имеющими наиболее тесную статистическую зависимость с целевым параметром. Очевидно, что получаемые при этом уравнения регрессии оказываются разными для разных геологических объектов, более того, они могут быть разными даже для разных частей залежи.

Априорная информация – информация, которая получена и известна до начала исследования объекта моделирования. К априорной информации относятся:

- информация о виде закона распределения вероятности параметра и мере его рассеяния, которая извлекается из опыта предшествующих измерений;
- информация о том, насколько значение измеряемой величины может отличаться от результата однократного измерения, которая может быть представлена классом точности прибора;
- информация о значении аддитивной и/или мультипликативной поправки. Если значение поправки неизвестно, то оно учитывается ситуационной моделью, согласно которой значение поправки может быть любым с одинаковой вероятностью в пределах от и до.

В качестве примера рассмотрим априорную информацию, широко используемую при построении карт эффективных нефтенасыщенных толщин. Из геологических свойств этой карты следует, что её значения равны нулю на внешнем контуре нефтеносности. Поэтому при построении двумерной цифровой модели $h_{эф.н}$ кроме прямых замеров следует использовать ряд точек внешнего контура, в которых значение $h_{эф.н}$ равно 0.

Перед построением модели должно быть проверено качество исходных данных и их непротиворечивость друг другу.

Если рассмотреть поэтапно весь процесс создания 3D ГМ, то можно для каждого этапа выделить основную (или прямую) информацию и косвенную и/или априорную информацию, которая имеет подчиненное значение (табл. 2.1).

Анализируя приведенную таблицу, можно сделать вывод о том, что в зависимости от этапа работы те или иные данные могут переходить из разряда прямых в косвенные и наоборот. Кроме того, отметим, что результаты каждого предыдущего этапа построения ГМ могут являться косвенной информацией для следующего этапа.

Таблица 2.1

Основные этапы построения трёхмерной геологической модели,
виды прямой, косвенной и априорной информации

№	Этап создания геологической модели	Основные (прямые) данные	Косвенные и априорные данные
1	Концептуальная модель - тектоническая	скважинные отбивки	2D и 3D сейсморазведка современные аналоги результаты физического моделирования ГДИС
	- седиментационная	кern обнажения горных пород	каротажные диаграммы ГИС 3D сейсморазведка современные аналоги результаты физического моделирования
2	Структурная модель	скважинные отбивки	2D и 3D сейсморазведка концептуальная тектоническая модель
3	Литолого-фациальная модель	кern	каротажные диаграммы ГИС 3D сейсморазведка концептуальная седиментационная модель шлифы
4	Модель ФЕС	кern	концептуальная тектоническая модель каротажные диаграммы ГИС 3D сейсморазведка ГДИС концептуальная седиментационная модель литолого-фациальная модель
5	Модель насыщения	результаты испытания и опробования скважин	каротажные диаграммы ГИС

При достаточном количестве прямых данных адекватную ГМ можно создать без привлечения косвенной и априорной информации. Однако на практике, как правило, прямых исходных данных не хватает, в этом случае

необходимо привлекать всю имеющуюся информацию. Очевидно, что чем больше априорной и/или косвенной информации используется при построении ГМ, тем выше её точность. Другими словами, наибольший эффект достигается при комплексировании на начальном этапе моделирования разномасштабных данных в едином масштабе измерений – масштабе ГМ (рис. 2.1) [59].

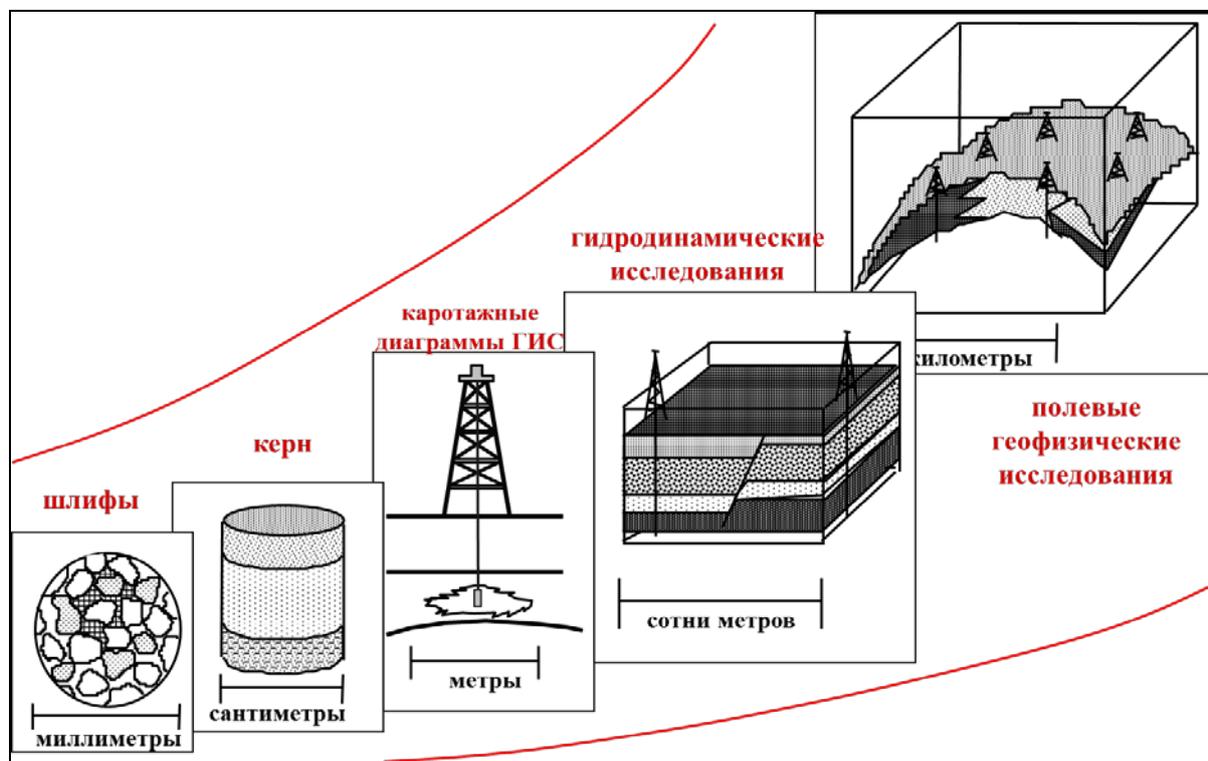


Рис. 2.1 – Масштаб измерений различных видов исследований [45]

Минимальный масштаб исходных данных – первые мм – получают при исследовании шлифов. Результаты исследований помогают определить литологический состав пород, условия осадконакопления и постседиментационные преобразования, что крайне важно для создания литолого-фациальной модели. Также они позволяют провести увязку каротажных диаграмм ГИС и керна.

Результаты исследования керна дают данные в масштабе нескольких десятков см. Исследования керна включают в себя как лабораторные исследования цилиндрических образцов, так и изучение полноразмерного керна. Лабораторные исследования цилиндрических образцов, помимо определения литологии, также обеспечивают получение зависимостей «керна-керна» (например, зависимость капиллярного давления от коэффициента водонасыщенности $P_k = f(K_B)$) и «керна-ГИС» (например, $K_n = f(\alpha_{nc})$). Описание полноразмерного керна дает прямую информацию, необходимую для определения обстановок осадконакопления и создания концептуальной

седиментационной модели. Лабораторные исследования полноразмерного керна позволяют изучать кавернозность и трещиноватость пород, включая ориентацию трещин. Полученные в ходе этих исследований прямые данные необходимо учитывать при создании модели ФЕС.

Разрешающая способность ГИС варьируется от первых метров до нескольких десятков метров. Результаты интерпретации ГИС (РИГИС) учитываются на всех этапах создания ГМ. Каротажные диаграммы ГИС позволяют: определить положение ствола скважины в пространстве, провести стратиграфическую корреляцию, провести литологическое расчленение, определить ФЕС и характер насыщения интервалов коллекторов, провести привязку основных отражающих сейсмических горизонтов (ОГ), восстановить условия осадконакопления и т.д.

Гидродинамические исследования позволяют получить информацию о неоднородности геологического объекта на расстоянии сотен метров. Полученные данные о внутренней геометрии пласта учитываются при создании структурных моделей, а данные о проницаемости – при создании модели ФЕС.

Двух и трёхмерная сейсморазведка позволяет получить данные на площади в несколько сотен км и является важнейшим источником информации о внутреннем строении пласта. Также как и результаты интерпретации ГИС, данные, полученные по материалам сейсморазведки, учитываются на всех этапах создания ГМ. Результаты сейсмической интерпретации лежат в основе структурных моделей, результаты атрибутивного анализа используются при построении литолого-фациальных моделей и моделей ФЕС.

Кроме того, следует отметить, что всю исходную информацию можно разделить по признаку постоянства во времени на: статическую и динамическую. Часто создание ГМ проводится только с опорой на статическую информацию, т.е. на сейсмические и каротажные данные, данные кернавого анализа. При этом динамическая информация (данные ГДИС, история разработки и т.д.) применяется только для проверки достоверности полученной ГМ, другими словами проводится апостериорный контроль [59]. Однако наибольшей достоверности возможно достичь только при создании комплексной ГМ, при построении которой динамическая информация используется в качестве косвенной и учитывается наравне со статической.

2.2 Перечень исходных данных для создания геологической модели

Обязательный минимальный перечень исходной информации для создания 3D ГМ включает в себя:

1. координаты устьев скважин, альтитуды, данные инклинометрии, они используются для создания траектории скважин в модели;

2. координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой, они служат для контроля координат пластопересечений, рассчитанных в программном продукте, при загрузке устьевых координат, альтитуды и инклинометрии. В случае отсутствия замеров инклинометрии, эти данные используются для пересчёта траекторий наклонных скважин в траектории вертикальных. А именно, координаты устьев принимают равными координатам пластопересечений, а альтитуды – сумме альтитуд и удлинений на кровлю моделируемого объекта [45];
3. стратиграфические скважинные отбивки, полученные по результатам детальной скважинной корреляции. Они являются основой для создания структурной модели;
4. диаграммы ГИС – в первую очередь используются для проведения детальной корреляции, привязки данных сейморазведки, электрофациального анализа, атрибутивного анализа;
5. РИГИС – включают в себя результаты литологического расчленения, оценку характера насыщения, количественную оценку ФЕС и насыщенности интервалов коллекторов;
6. результаты интерпретации данных сейморазведки лежат в основе создания моделей литологии, ФЕС, характера насыщения;
7. уравнения петрофизических зависимостей «керна-керна» и «керна-ГИС», граничные значения «коллектор-неколлектор» параметров $K_{по}$ и $K_{пр}$, кривые капиллярного давления – используются при построении моделей ФЕС и насыщения.

Кроме того, дополнительно могут быть привлечены следующие данные:

1. данные сейморазведки – включают в себя как результаты качественной (структурные карты по основным отражающим горизонтам, поверхности тектонических нарушений), так и количественной (сейсмические атрибуты) интерпретации. Результаты интерпретации используются в качестве косвенной информации при создании структурной модели. Сейсмические атрибуты при тесной статистической связи с моделируемым параметром используются для создания модели литологии и ФЕС. Если качество исходных сейсмических данных позволяет провести сейсмофациальный анализ, его результаты привлекаются для создания концептуальной седиментационной модели и литолого-фациальной модели;
2. данные бурения, испытания и промысловые данные позволяют определить скважины, в которых данные о насыщении искажены влиянием разработки, они используются при создании модели характера насыщения и насыщенности;

3. материалы ранее выполненных геологических отчетов, они включают в себя как текстовую часть, так и графические приложения (схемы корреляции, структурные карты стратиграфических границ и границ коллекторов, карты общих ($h_{об}$), эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, карты ФЕС, поверхностей межфлюидных контактов, литологических границ, тектонических нарушений, категорий запасов и т.д.). Данная информация заносится в базу данных проекта и часто служит эталоном при контроле качества полученных результатов моделирования.

Для создания 2D ГМ одного геологического параметра достаточно координат пластопересечений (X, Y) и значений картируемого параметра в точках скважин (Z). В зависимости от вида модели параметр Z принимает различные значения. Так, при построении структурных карт Z – это а.о. стратиграфических границ моделируемого объекта, определенные по результатам детальной корреляции ГИС, при построении карт толщин Z – $h_{об}$, $h_{эф}$, $h_{эф.н}$, при построении карт параметров Z – средневзвешенные значения $K_{по}$, $K_{пр}$, $K_{нн}$ и т. д. При построении 2D цифровой сетки значение Z вычисляется в каждой точке сетки моделируемого объекта. При переходе к 3D модели значение Z должно быть присвоено каждой ячейке объема моделируемого объекта, что требует значительного увеличения объема исходных данных (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Минимально необходимый набор исходных данных
для создания геологической модели

2D модель	3D модель
X, Y – координаты пластопересечения	X, Y – устьевые координаты скважины
	альтитуда скважины
	инклинометрия
Z – единичное значение картируемого параметра в точках скважин:	значение моделируемого параметра вдоль траектории скважин:
а.о. стратиграфических границ и границ коллектора пласта	глубины залегания стратиграфических границ и границ коллектора пласта
$h_{об}, h_{эф}, h_{эф.н}$	РИГИС (поточечная или поинтервальная интерпретация диаграмм ГИС вдоль траекторий скважин)
$K_{по}, K_{пр}, K_{нн}$ – средневзвешенные значения в скважинах по данным РИГИС	

2.3 Оценка качества исходных данных

Рассмотрим оценку качества основных исходных данных, используемых для создания 3D ГМ [46].

1. Контроль величин альтитуд скважин проводится двумя способами:
 - построение карты альтитуд, которая является топографической картой. При условии равнинного рельефа Западной Сибири наличие резких изменений альтитуд более 3-4 м в близкорасположенных скважинах свидетельствуют о наличии ошибки в величинах альтитуд скважин;
 - сравнение альтитуд скважин, устья которых расположены в непосредственной близости друг от друга, например пробуренных с одного куста. В этом случае изменение альтитуд более 1-2 м говорит о возможной ошибке в значении альтитуды одной из скважин.
2. Контроль местоположения устьев и забоев скважин проводится сравнением рассчитанных при создании модели координат устьев и забоев с данными маркшейдерской службы, различия не должны превышать 50 м для глубин около 3000 м. Контроль местоположения устьев скважин выполняется сравнением координат устьев скважин одного куста, как правило, они не должны различаться более чем на 200 метров.
3. Контроль местоположения и абсолютных отметок (а.о.) пластопересечений проводится сравнением рассчитанных в пакете моделирования координат пластопересечений с данными маркшейдерской службы и промысловой геофизики. Расхождение в величинах абсолютных отметок пластопересечений не должно превышать 0,5 м [46].

После подготовки всех исходных данных проводится их загрузка в ПО. После этого обязательным является контроль загрузки исходных данных, который сводится к проверке полноты и взаимного соответствия данных ГИС, РИГИС, инклинометрии, интервалов перфорации и результатов испытаний.

3 КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ

Практическое использование накопленных знаний по изучаемому объекту осуществляется с помощью «концептуальной» модели (abstractmodel), которая является фундаментальным понятием моделирования и служит принципиальной основой для решения геологических задач математическими средствами [20].

Концептуальная модель – это предварительное, приближённое представление о рассматриваемом объекте. Часто концептуальная модель имеет вид схемы, фиксирующей наиболее существенные параметры и связи. Сегодня не существует общепринятого определения концептуальной модели. К.Е. Закревским [45] сформулировано это понятие, исходя из практической пользы концептуальной модели для цифрового геологического моделирования.

Концептуальная модель – это формализованные на основе имеющегося фактического материала представления о геологическом строении моделируемых объектов: представления о стратиграфии, тектонике, седиментации отложений, их морфологии и закономерностях пространственного изменения пород с учётом постседиментационного преобразования [45].

Помимо описания базовых элементов концептуальная модель содержит информацию о наличии региональных перерывов в осадконакоплении, эрозионных процессах, положении источников сноса, условий осадконакопления, литолого-фациальном составе отложений и сведения о преобладающих типах ловушек.

Более узкое понимание концептуальной модели дано С.Б. Денисовым [33]: под концептуальной (принципиальной) моделью понимается, прежде всего, выделение элементарных седиментационных циклов и изучение внутреннего строения осадочной толщи.

Таким образом, составляющими частями концептуальной модели являются седиментационная и тектоническая модели. Именно в таком плане понимается концептуальная модель в настоящем пособии.

Назначение концептуальной модели состоит в использовании всего объёма геологических знаний, накопленных по исследуемой территории, и выделение наиболее значимых факторов, подлежащих увязке с фактическими данными и математическими методами моделирования.

На этапе формирования концептуальной модели ограничиваются не количественными, а качественными категориями, позволяющими характеризовать её как описательную.

Знание на начальном этапе элементов седиментационного и тектонического строения в региональном плане позволяет обосновать методику моделирования и, тем самым, уменьшить число итераций при построении

модели. Концептуальная модель позволяет обосновать параметры и типы расчётных сеток, настроить параметры алгоритмов моделирования.

В процессе изучения месторождения, в связи с появлением новых данных бурения и результатов площадных геофизических работ, изменяются, зачастую существенно, сложившиеся представления о концептуальной модели залежи. Как показывает опыт, многие неудачи практического использования геологических моделей связаны, прежде всего, с существенными расхождениями концептуальной модели от реального геологического объекта. В результате чего возникают расхождения модельных и фактических линий замещения коллекторов, контуров нефтеносности, границ тектонических нарушений, значений подсчётных параметров, а значит геологических и извлекаемых запасов и т. д.

При создании седиментационной модели в большинстве случаев объектом является не отдельный слой, а более или менее значительная группа слоев, составляющая стратиграфический горизонт или часть его. Конечно, нельзя объединять отложения, образовавшиеся в резко отличных условиях. Сформировавшиеся в сходных условиях слои вполне могут быть объединены, несмотря на различие в их литологическом составе.

Построение корректной седиментационной модели необходимо выполнять с использованием региональных геологических исследований (региональные палеогеографические реконструкции), а также фактический материал по рассматриваемому месторождению (керна и материалы ГИС).

Анализ региональных палеогеографических реконструкций позволяет сформировать принципиальное понимание условий осадконакопления определенного интервала разреза (континентальные или морские обстановки и т.п.), определить основные источники сноса, области транзита и конечной аккумуляции осадков. В дальнейшем выполненные региональные исследования позволяют выработать принципы выделения пластов и корреляции стратиграфических горизонтов, что дает возможность однозначно выделять геологические тела в разрезе и проследивать их площадное распространение.

На следующем этапе исследований выполняют палеогеографические реконструкции на конкретном месторождении или группе месторождений. Эта работа предусматривает комплексное изучение керна, материалов ГИС поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, сейсморазведки 3D в масштабе месторождения. Пример таких палеогеографических реконструкций приведен в разделе «Литолого-фациальное моделирование» (см. раздел 6). Параллельно с анализом фаций данные скважин и сейсморазведки используются для палеотектонического анализа.

Корректно построенная концептуальная седиментационная модель месторождения позволяет создать более детальную и корректную цифровую геологическую модель. Для создания такой модели необходимо иметь карты распространения фаций (обстановок осадконакопления), обоснова-

ние способов моделирования фаций и их переходов в разрезе и по площади, обоснование форм и размеров геологических тел, обоснование статистических характеристик и параметров полувариограмм для каждой фации, обоснование вертикальных и латеральных литологических и петрофизических трендов для фациальных областей, обоснование выбора геометрии сеток для разных пластов.

В настоящее время в наиболее цельном и законченном виде для построения концептуальной седиментационной модели применяется методика сиквенс-стратиграфии, широко используемая по всему миру. В русском звучании, по определению Ю.Н. Карагодина, циклостратиграфии [54].

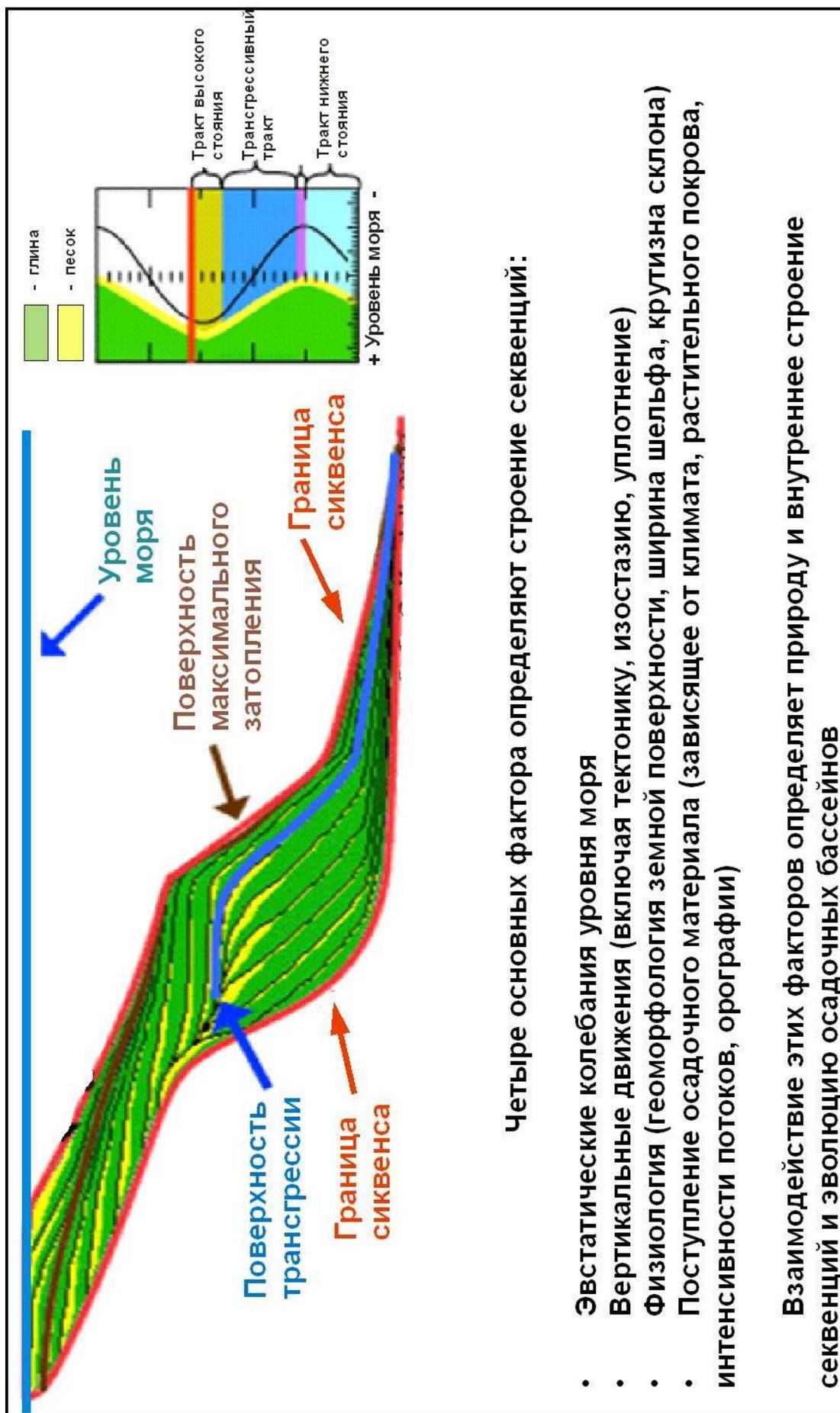
Сиквенс-стратиграфия – это раздел стратиграфии, использующий комплексный анализ осадочных образований, основанный на расчленении осадочного бассейна на генетически связанные фации в пределах хроностратиграфически значимых поверхностей. То есть отложения, заключенные между этими поверхностями, формировались в течение определенного времени, фиксируемого возрастом этих поверхностей [45].

Основное понятие – сиквенс. Это стратиграфическая единица, которая состоит из относительно согласной последовательности генетически связанных слоев. Она ограничена границами региональных несогласий, образована за один седиментационный цикл. Региональные стратиграфические сиквенсы охватывают весь бассейн седиментации или его отдельные крупные части. Их граничные поверхности отчетливы в краевых частях бассейнов и часто неразличимы в глубоководных разрезах [45].

Образование сиквенсов происходит в результате циклического заполнения осадками бассейна седиментации. Периодическое изменение геометрии и объема бассейна является откликом на колебания относительного уровня моря. Последнее обусловлено тремя главными факторами: эвстазией, прогибанием дна бассейна и поступлением осадочного материала (рис. 3.1). Важную роль играет также и палеоморфология земной поверхности. Роль каждого из этих факторов в конкретном районе может быть различной [45].

В образовании последовательностей сиквенсов значительная роль принадлежит колебаниям уровня моря. Можно выделить следующие циклы относительного изменения уровня моря – интервалы времени, в течение которых отмечались подъём и понижение уровня моря:

1. периода относительного подъема (ретроградный процесс);
2. периода стабилизации (аградационный процесс);
3. периода понижения (проградационный процесс) [45].



Четыре основных фактора определяют строение секвенций:

- Эвстатические колебания уровня моря
- Вертикальные движения (включая тектонику, изостазию, уплотнение)
- Физиология (геоморфология земной поверхности, ширина шельфа, крутизна склона)
- Поступление осадочного материала (зависящее от климата, растительного покрова, интенсивности потоков, орографии)

Взаимодействие этих факторов определяет природу и внутреннее строение секвенций и эволюцию осадочных бассейнов

Рис. 3.1 – Схематическое строение сиквенса [45]

В зависимости от скорости формирования бассейна и скорости привноса осадочного материала во время этих периодов возможны различные варианты формирования сиквенса и распределения в пространстве разных литологических типов пород.

Сиквенс-стратиграфия расчленяет осадочный разрез хроностратиграфическими границами, обеспечивающими надежный каркас для корреляции и правильного построения цифровой модели резервуара. Эти границы (поверхности) представляют особый интерес, так как они часто являются препятствиями на пути движения флюида. Кроме того, с позиций сиквенс-стратиграфии можно определить геометрию осадочных тел, например, пойм и русел, заполняющихся песчаными и глинистыми отложениями при повышении уровня моря, что имеет практическую ценность как при стохастическом пиксельном, так и, особенно, при объектном фациальном моделировании [45].

Таким образом, при создании седиментационной концептуальной модели, при детальной корреляции разрезов пластов основная роль отводится идентификации отложений по литолого-стратиграфическим признакам, важнейшим из которых является цикличность осадконакопления. Под цикличностью понимается закономерная повторяемость комплексов пород, генетически связанных между собой и характеризующихся направленностью изменения фаций по разрезу [41, 53, 75].

Корреляция разрезов скважин с помощью выявленных закономерностей циклического строения пластов учитывает всю совокупность признаков: литологический состав, толщины пластов и циклитов, характер их залегания, границы между ними и их площадное распространение. Разрезы сопоставляются не по принципу визуального подобия конфигураций диаграмм ГИС, а с учетом условий осадконакопления.

В качестве примера такого подхода к корреляции, заключающегося в комплексном подходе к определению повторяющихся интервалов разреза и сопоставлению их по площади, приведено расчленение сеноманских отложений одного из месторождений севера Западной Сибири (рис. 3.2). Рассматриваемые отложения формировались преимущественно в континентальных условиях, лишь в отдельные промежутки времени накапливались прибрежно-морские и морские отложения. Анализ данных ГИС и керна показывает, что в общем случае сеноманские отложения представлены интервалами высоко- и низкопроницаемых пород, которые постепенно сменяют друг друга вверх по разрезу. Таким образом, по керновым данным и на диаграммах ГИС в указанном направлении будет отмечаться уменьшение зернистости пород и смена песчаных прослоев глинистыми. Такая цикличность осадконакопления обусловлена жизненным циклом реки, который в общем случае представляет собой последовательность фаций аллювиальной равнины. Нижняя часть разреза представлена отложениями фаций русловых отмелей, сложенных преимущественно песчаными

песчаными разностями. Вверх по разрезу эти отложения сменяются осадками внешней части поймы, которые представлены переслаиванием песчано-алевритовых и глинисто-алевритовых пород. Завершается цикл осадконакопления формированием глинистых прослоев внешней части поймы.

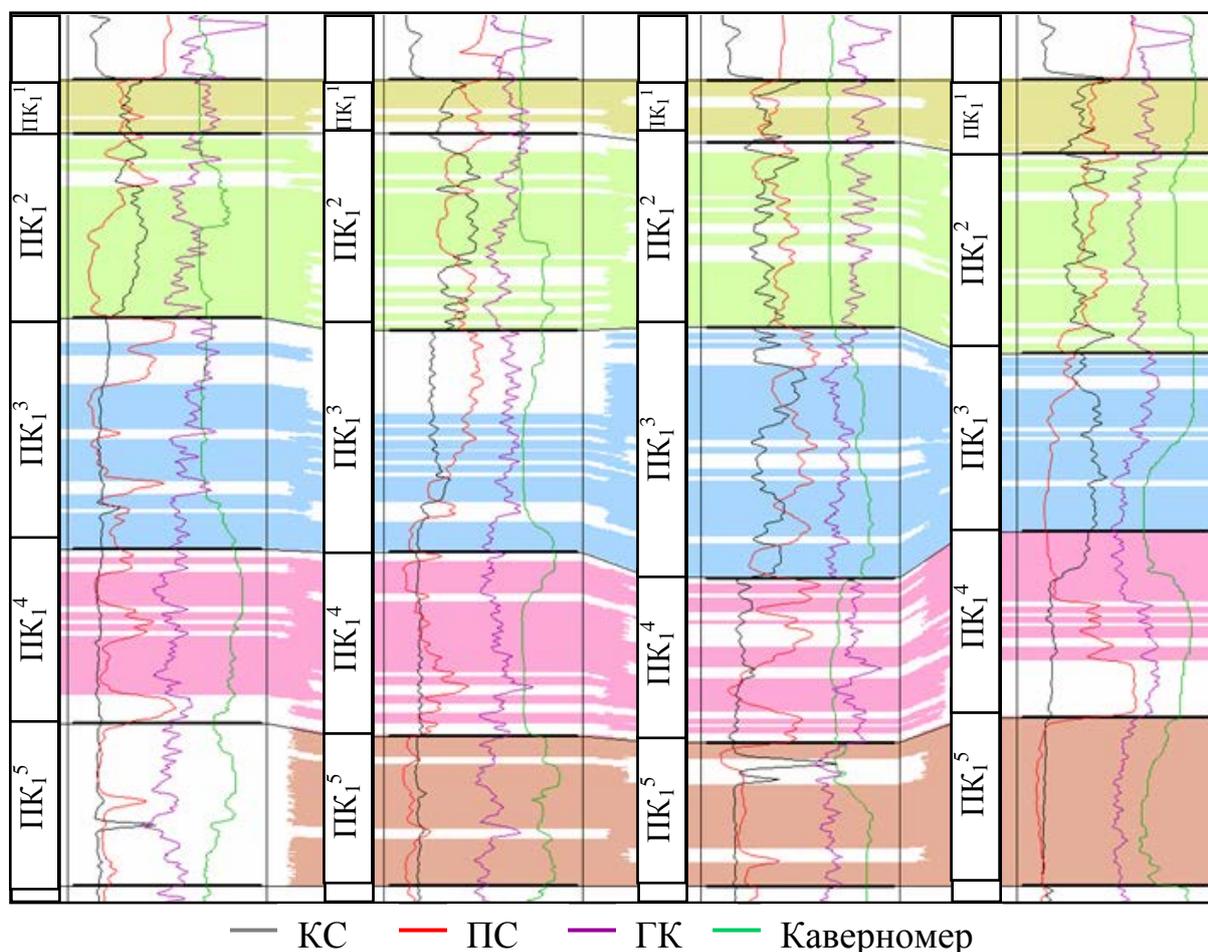


Рис. 3.2 – Схема корреляции сеноманских отложений одного из месторождений севера Западной Сибири

На диаграммах ГИС подобный характер изменения литологического состава отражается в смене к кровле циклитов отрицательных отклонений на положительные на диаграммах ПС, в уменьшении показаний на диаграммах кажущегося сопротивления (КС) и в увеличении – на ГК. При этом следует учитывать, что не во всех скважинах удастся проследить полный цикл осадконакопления, это может быть обусловлено размывами, эрозийными врезами и т.п. Описанный подход позволяет учесть при выполнении корреляции особенности осадконакопления отложений, что в дальнейшем позволит создать более достоверную геологическую модель.

Подобный подход также можно применить при корреляции прибрежно-морских и морских отложений месторождений Западной Сибири (шельфовые и ачимовские пласты неокома), только в этом случае цикличность осадконакопления обусловлена трансгрессивно-регрессивным режи-

мом осадконакопления. Во время трансгрессий моря накапливались преимущественно глинистые осадки. При последующем регрессивном этапе седиментационного цикла формировались песчано-алевритовые тела, перекрываемые на следующем этапе трансгрессии глинами. Регрессивный характер осадконакопления проявляется в увеличении вверх по разрезу размера зерен породообразующих минералов. На каротажных диаграммах это выражается в общем наклонном характере КС, от минимальных значений в подошве циклита до максимальных значений в кровле пласта, в смене в этом же направлении положительных аномалий на отрицательные на диаграммах ПС, а также в уменьшении показаний к кровле циклита на диаграммах ГК. Трансгрессивные циклиты имеют обратную закономерность изменения конфигурации диаграмм ГИС.

Полученные результаты построения концептуальной седиментационной модели используются для построения структурного каркаса (результаты корреляции) и создания литолого-фациальной модели (результаты моделирования условий осадконакопления).

Рассмотрим вторую составляющую концептуальной модели – *тектоническую модель*. Для построения тектонической модели, как и для построения седиментационной, используются данные различного масштаба, точности и методов различной физической природы: описания керна и обнажений, сейсмической интерпретации, грави-, магниторазведки и фотоснимков и др.

Основными этапами создания тектонической модели (рис. 3.3) являются:

- выбор принципов обоснования и трассирования нарушений разных пластов;
- обоснование наиболее значимых нарушений и организации их в тектоническую модель для каждого пласта;
- прогноз влияния нарушений разных пластов на их гидродинамическую связность;
- прогноз зон сжатия и разуплотнения пород (трещиноватости);
- выбор геометрии сеток для разных пластов (совместно с седиментационной моделью).

На сегодняшний день определяющую роль в построении тектонической модели играют данные 3D сейсморазведки, позволяющие протрассировать и увязать в единую систему нарушения для каждого пласта (группы пластов) в разрезе. На основе этой информации выполняется палеотектонический и тектонофизический анализы, дающие вместе целостную картину тектонического развития территории за геологическое время, оценить степень влияния нарушений друг на друга и на геологическую модель резервуара.

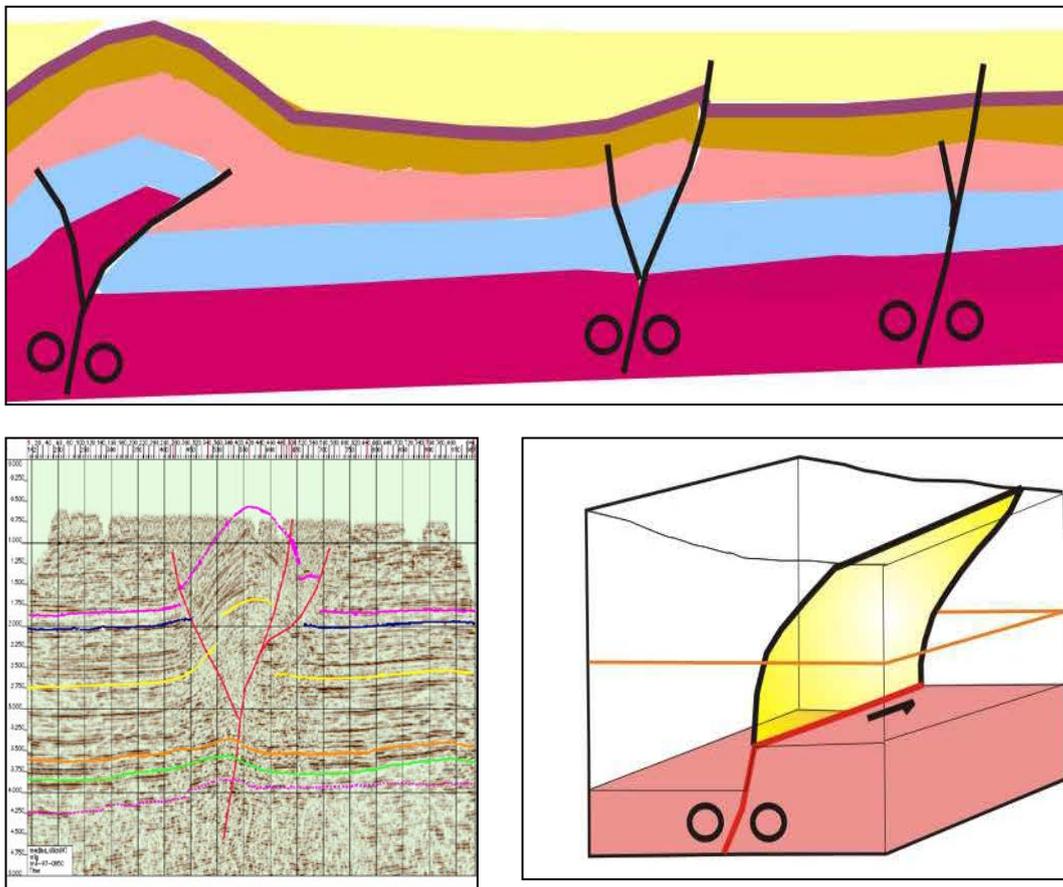


Рис. 3.3 – Тектоническая модель (по К.Е. Закревскому, 2012)

Основным фактором, предопределяющим последовательность распределения фациальных обстановок по площади и в разрезе является палеорельеф. Реконструкции палеорельефа на качественном уровне проводятся с помощью *палеотектонического анализа*. Палеотектонический анализ изучает влияние конседиментационных и постседиментационных тектонических процессов на формирование коллекторов нефти и газа и нефтегазовых залежей. Таким образом, он оценивает тектоническую и седиментационную составляющие концептуальной модели.

Палеотектонический анализ проводится на основе изучения изменения толщин стратиграфических пачек пород. Палеотектонические разрезы строятся по кровлям стратиграфических горизонтов. Кровля стратиграфического горизонта (поверхность выравнивания) имеет форму горизонтальной линии. Построения начинают с нижнего стратиграфического горизонта, последовательно наращивая разрез по мере перехода к вышележащим стратиграфическим горизонтам.

В процессе палеотектонического анализа выявляется дополнительная информация об условиях, времени и скорости образования стратиграфических комплексов посредством анализа толщин между стратиграфическими границами. Это позволяет реконструировать в геологическом времени эта-

пы развития потенциальных ловушек углеводородов и прогнозировать характер их насыщения.

В качестве основных границ палеотектонического анализ выбирают изохронные реперные горизонты, связанные с поверхностями выравнивания территории. На временных сейсмических разрезах это, как правило, устойчивые отражающие горизонты (рис. 3.4). В разрезах скважин литологические разности таких границ идентифицируются по промыслово-геофизическим и литологическим характеристикам. Эти реперные горизонты имеют незначительную толщину и значительное площадное развитие. Одним из таких горизонтов в Западной Сибири является опорный отражающий горизонт Б (рис. 3.4), приуроченный к отложениям баженовской свиты мощностью от 5-10 до 20-40 м (верхняя юра). Отложения баженовской свиты представлены уплотнёнными битуминозными, карбонатно-кремнисто-глинистыми породами. Именно аномальные свойства пород баженовской свиты, отличающиеся от выше и ниже залегающих отложений, формируют высокоамплитудный ОГ Б, являющийся региональным репером на территории Западной Сибири.

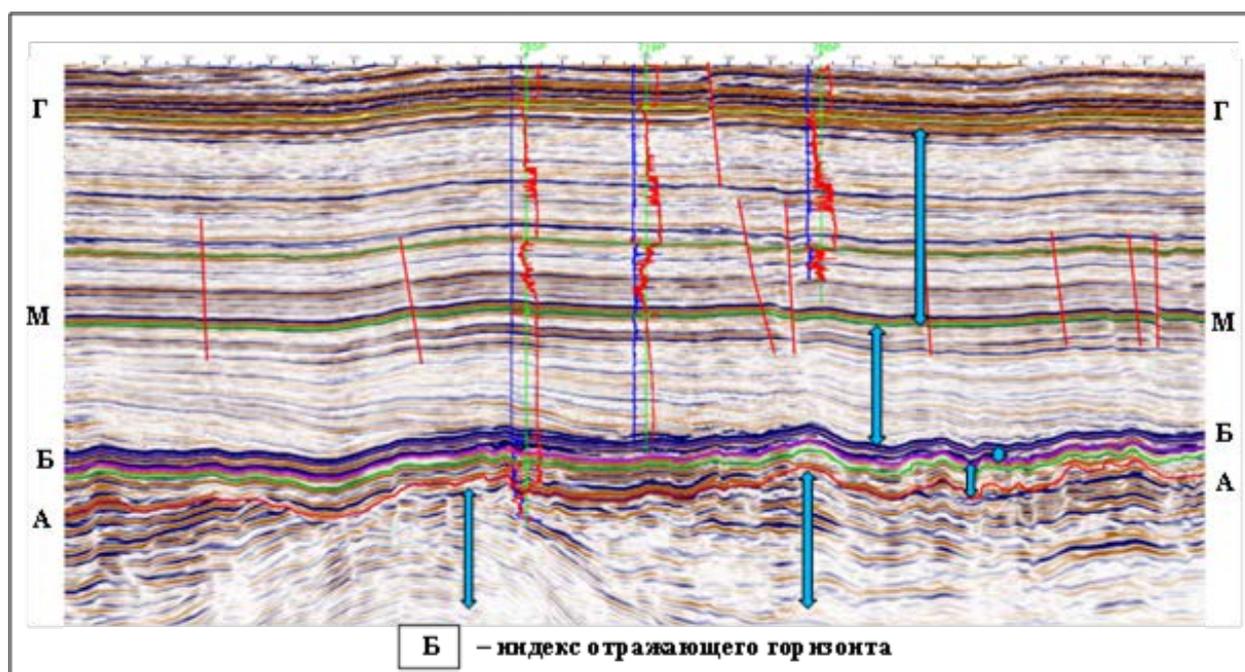


Рис.3.4 – Фрагмент временного разреза на одном из месторождений Среднего Приобья (Западная Сибирь)

Другим примером является ОГ А (рис. 3.4), приуроченный к зоне контакта осадочного чехла и доюрских образований. По аномальным участкам сейсмической записи ОГ А и ниже выделяют зоны дробления, повышенной трещиноватости и кавернозности.

Карты толщин, построенные между реперными горизонтами (поверхностями выравнивания), тесно связаны с палеорельефом на время

формирования изучаемого интервала разреза. Например, карта изопахит толщи между ОГ А и ОГ Б отражает особенности палеорельефа на время формирования практически всего интервала юрских отложений. Увеличение толщин интервала на отдельных участках свидетельствует о заполнении прогибов нижнеюрскими осадками, представляющими нефтепоисковый интерес особенно в западной и юго-западной частях ХМАО-Югры. Смысловая интерпретация полученных карт толщин зависит от того, к какой фациальной группе отнесён изучаемый интервал.

Например, прослеживаемые в виде рукавообразной полосы субмеридионального простирания наиболее погруженные участки Шеркалинского, Бобровского и Южно-Бобровского мегапрогибов, совпадающие с областями увеличения значений изопахит между ОГ А и ОГ Б, связаны с участками распространения песчано-гравийных и песчаных пород пластов Ю₁₀, Ю₁₁ руслового, дельтового и прибрежно-бассейнового генезиса (рис. 3.5). Выклинивание пластов происходит по направлению бортовых частей мегапрогибов [25]. Из общих закономерностей отмечается последовательное увеличение толщин пластов Ю₁₀₋₁₁ в северном направлении и уменьшение – в южном.

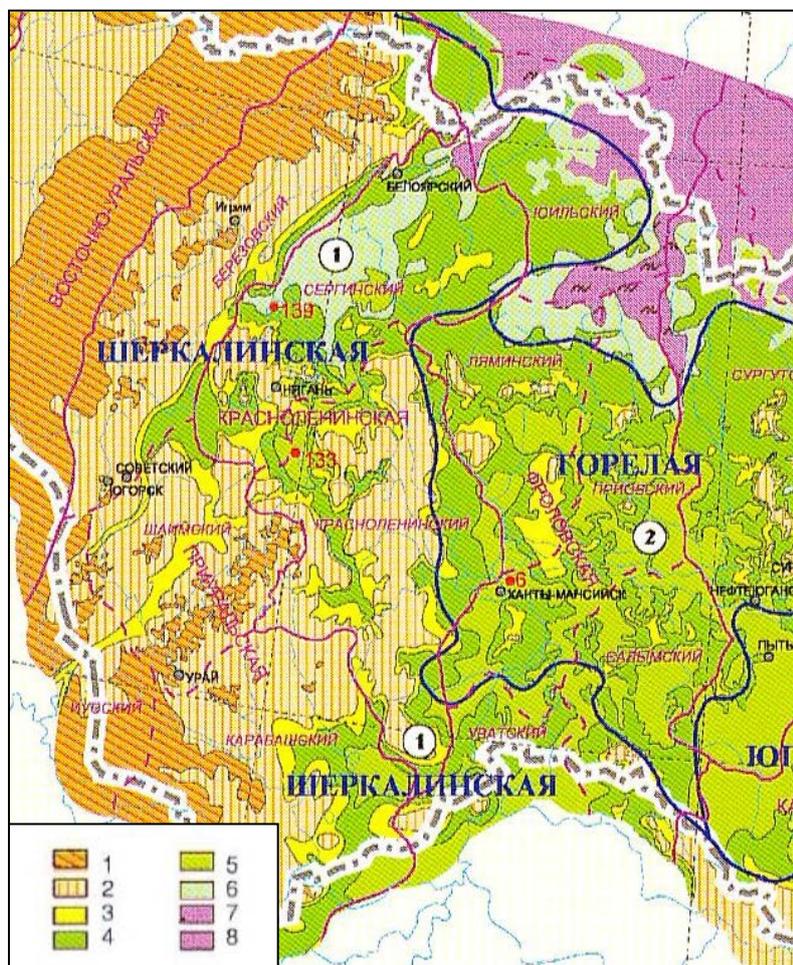
Активными элементами формирования палеорельефа являются тектонические нарушения, контролирующие распределение фациальных обстановок. Выделение и трассировка тектонических нарушений может проводиться непосредственно на временных разрезах МОГТ (метод общей глубинной точки), с трассированием по кубу 3D сейсмических исследований – рис. 3.6, по градиенту наклона структурной поверхности отражающего горизонта, данным вещественной неоднородности пород фундамента, результатам наземной съёмки (аэрофотосъёмка, гравиметрическая, магнитная и др.).

Наиболее активное влияние на распределение фациальных обстановок осадконакопления оказывают разломы, участвующие в рельефообразовании. На рис. 3.7 приведён пример влияния крупных разломов фундамента на распределение фациальных обстановок верхнеюрских пластов Ю₁¹ и Ю₁² васюганской свиты в пределах Каймысовского свода. Все выделенные разломы в фундаменте контролируют обстановки осадконакопления отложений верхней юры, что может свидетельствовать об их прямом участии в формировании юрского палеорельефа. Кроме того, разломы могут выступать в роли экранов, либо проводников при формировании залежей углеводородов.

Механизм развития деформационных структурных элементов (нарушений) и связанных с этим геомеханических полей напряжений рассматривает *тектонофизический анализ* [26]. Тектонофизика является областью знания, граничной между геотектоникой, геофизикой, механикой горных пород, учением о сопротивлении материалов и гидромеханикой. Тектонофизика является связующим звеном между геологией и геофизи-

кой, тектонические явления рассматриваются в ней как физические процессы.

Тектонофизика использует методы прямого изучения разрывных нарушений в полевых условиях и выделения их по комплексу геофизических методов (рис. 3.8), а также физическое моделирование разломов в лабораторных условиях.



Условные обозначения: Палеогеографические области: 1 – холмогорья; 2 – эрозионно-денудационные пологоувалистые равнины; 3 – денудационно-аккумулятивные равнины. Равнины аккумулятивные: 4 – озерно-аллювиальные; 5 – низменная аккумулятивная с неустойчивым режимом осадконакопления; 6 – прибрежная, временами заливаемая морем; 7 – дельтовая субаквальная; 8 – солонатоводный бассейн.

Рис.3.5 – Фрагмент схемы фациального районирования нижнеюрских отложений на территории ХМАО-Югры [25]

Тектонофизический анализ диагностированных разломов позволяет реконструировать поле напряжений, приведшее к их образованию, то есть установить пространственное направление главных деформирующих факторов – осей сжатия и растяжения. Для этого необходимо выявить параге-

нетические зависимости между отдельными системами нарушений, установить их соподчинённость, дать их типизацию [20].

В тектонически активных областях седиментационная и тектоническая концептуальные модели особенно неразрывно связаны друг с другом, поскольку только совместный анализ тектонических и седиментационных процессов позволяет воссоздать адекватную модель нефтегазового резервуара.

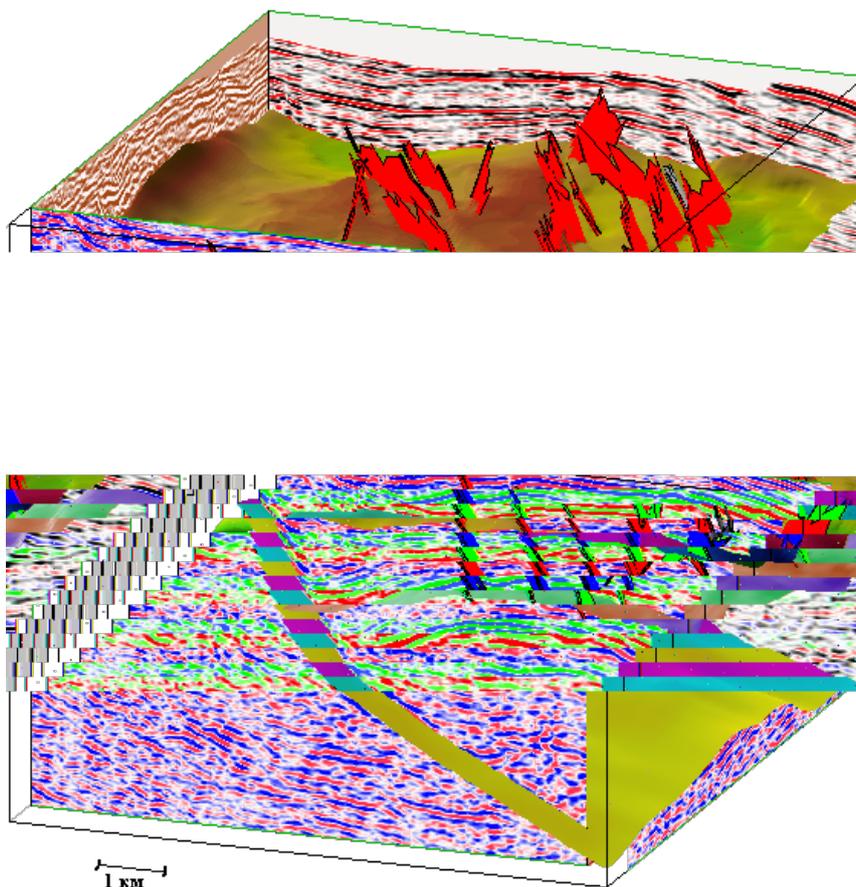


Рис. 3.6 – Пример выделения и трассирования тектонических нарушений по кубу сейсмических данных

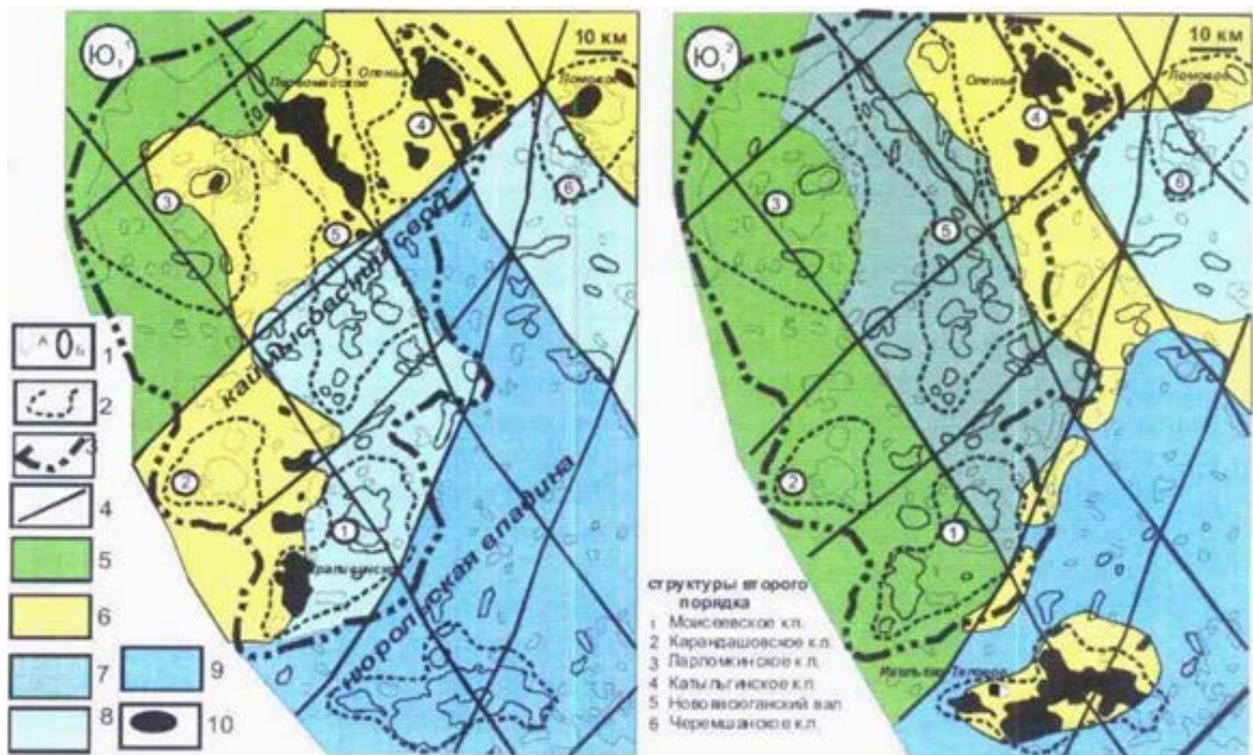


Рис. 3.7 – Связь палеофациальных обстановок формирования пластов Ю₁¹ и Ю₁² Каймысовского свода с блоковой структурой фундамента (по данным В.В.Белозерова [12])

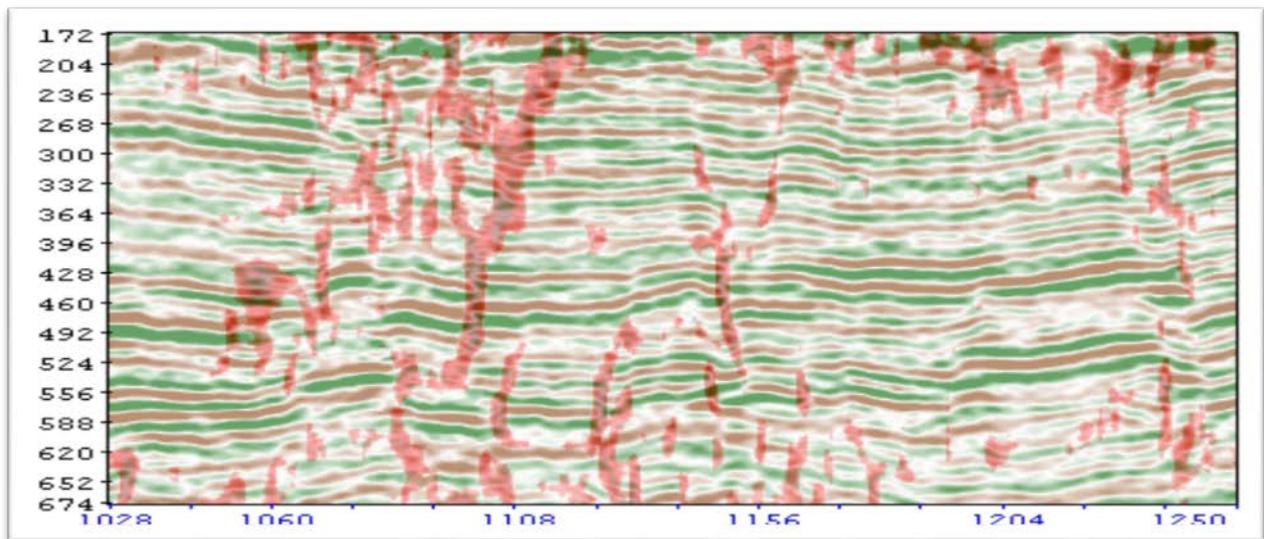


Рис. 3.8 – Пример выделения положения поля напряжений, связанных с тектоническими нарушениями

4 ПОСТРОЕНИЕ ДВУХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

4.1 Предварительные замечания

Двухмерное картопостроение является одним из основных средств получения и наглядного представления геологической информации. Карты позволяют изучать свойства продуктивных пластов и их изменчивость, оценивать потенциал месторождений.

Двухмерные геологические модели используются для решения практически всех геологических задач. Перечислим их.

- Оценка запасов углеводородов и представление материалов при создании отчёта по подсчёту запасов.
- Оценка запасов, построение карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин. Определение средних значений фильтрационно-ёмкостных свойств для проектов на поисковой и разведочной стадиях.
- Оценка запасов и построение карт эффективных нефте- и газонасыщенных толщин, определение средних значений ФЕС при аудите запасов.
- Картопостроение на различных этапах создания 3D геологических моделей. В частности, построение 3D ГМ начинается с создания структурного каркаса.
- Контроль качества 3D геологических моделей в процессе их построения.

В зависимости от сложности геологического строения залежи и видов геологических исследований при построении моделей используются разные наборы исходных данных. Перечислим в общем виде основные виды исходных данных:

- координаты пластопересечений (X , Y);
- значения картируемого параметра (Z) в точках (X , Y);
- косвенная информация;
- априорная информация;
- отбивки флюидных контактов;
- полигоны лицензии, внутренний и внешний контуры нефте(газо)носности, границы зон замещения, выклинивания, тектонических нарушений, категорий запасов и т. д.

Обязательными при построении двухмерной модели являются координаты пластопересечений (X , Y) и значения картируемого параметра (Z).

Цифровые двухмерные модели можно условно разделить на три составляющие:

- описывающие геометрию залежи;

- внутреннее строение пласта;
- фильтрационно-ёмкостные свойства и насыщение.

Представление о геометрии залежи дают:

- структурные карты стратиграфических границ кровли и подошвы пласта;
- структурные карты кровли и подошвы коллектора пласта;
- карты общих толщин пласта и всех прослеженных пропластков;
- карты поверхностей контактов (нефть-вода, нефть-газ, газ-вода);
- карты поверхностей замещений;
- карты тектонических разломов;
- контуры продуктивности (внешний, внутренний контуры нефтеносности, внешний, внутренний контуры газоносности).

Пример. На подавляющем большинстве месторождений Западной Сибири имеются структурные карты по отражающим сейсмическим горизонтам. В случае унаследованной модели осадконакопления структурные карты по опорным сейсмическим горизонтам используются в качестве косвенной информации при построении стратиграфических поверхностей. По сути, сейсмические карты являются главным источником прогноза изменения стратиграфических границ в межскважинном пространстве.

Внутреннее строение пласта описывают поля:

- эффективных толщин ($h_{эф}$);
- эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин ($h_{эф.н}$, $h_{эф.г}$);
- коэффициента песчанистости ($K_{песч}$);
- толщин глинистых перемычек ($H_{гл}$);
- коэффициента расчленённости ($K_{расч}$);
- капиллярных давлений;
- коэффициента проводимости;
- и другие.

ФЕС залежи и насыщение описывают карты:

- карты открытой пористости;
- карты проницаемости ($K_{пр}$);
- карты коэффициентов нефте(газо)насыщенности ($K_{нн}$, $K_{гн}$);
- линейных запасов нефти (газа).

Сделаем ещё одно существенное замечание. Модель – это всегда приближённое описание изучаемого объекта, причём её точность в большей степени определяется объёмом, используемой для её построения информации: прямой, косвенной и априорной. Кроме ошибок измерений модели могут быть осложнены грубыми погрешностями, возникающими в результате просчётов, ошибок корреляции и т.д. Больше всего такого рода

погрешностей на ранних стадиях разведки, когда плотность сети наблюдений заметно меньше размеров изучаемых объектов. Грубые ошибки значительно отличаются от других, они могут быть выявлены при появлении дополнительной исходной информации, а иногда тщательным анализом модели. Технология построения модели требует такого анализа по всем параметрам модели на каждом этапе.

Укажем ещё на одно существенное свойство геологических моделей. Построение ГМ всегда выполняется при недостатке данных. Изучение геологического строения любого месторождения представляет собой итерационный процесс, в котором строение месторождения на каждом шаге уточняется по мере появления новых данных. Как показано в работе [14], представления, в частности, о геометрии залежи с использованием новых данных могут меняться существенно. Это хорошо видно на рис. 4.1. Если на начальном этапе геологоразведочных работ (ГРР) залежь представляется как единое связное тело, то при дальнейших исследованиях оказывается, что имеет место совокупность ряда отдельных залежей. Окончательно, строение залежей уточняется на этапе разработки (второй уровень детализации).

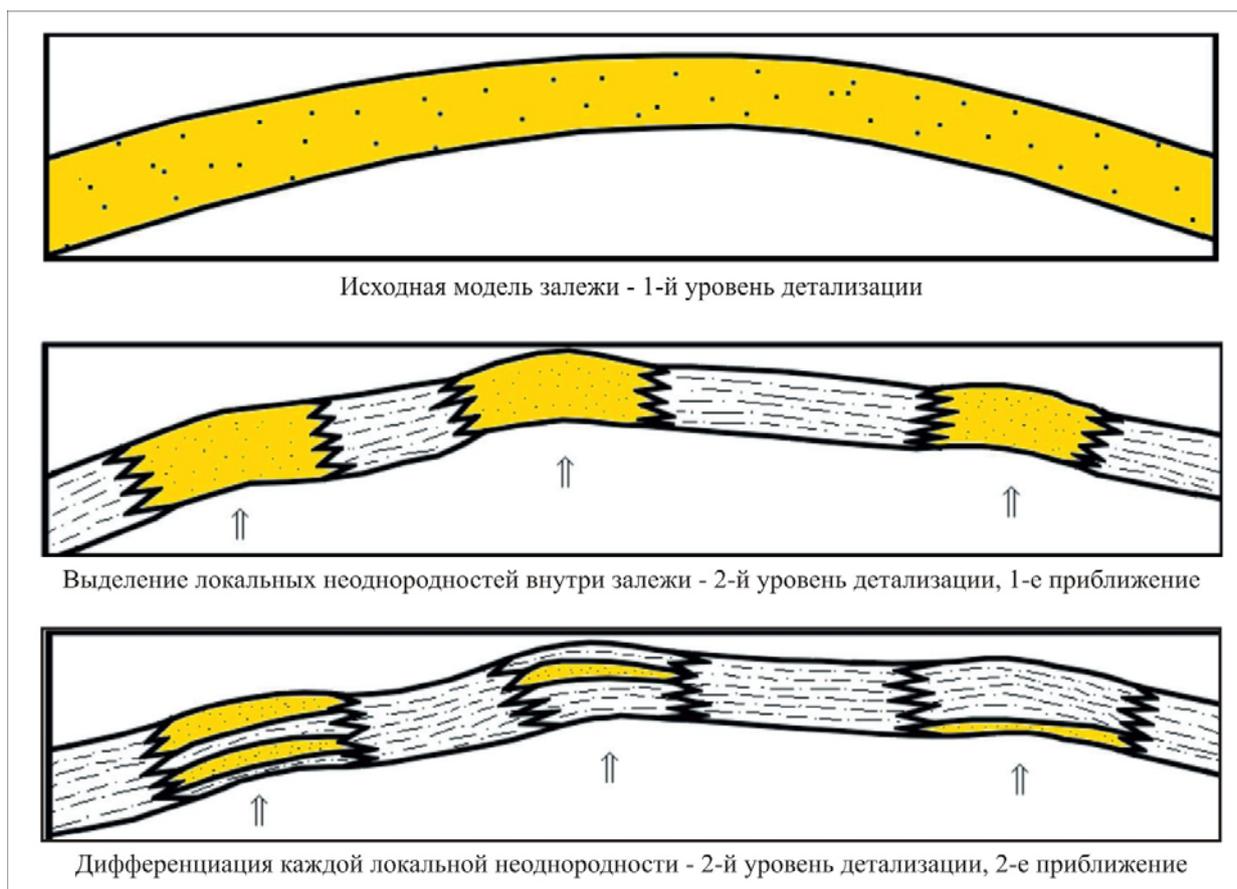


Рис. 4.1 – Повышение уровня детализации геологической модели [14]

4.2 Изучение геометрии залежи

Изучение геометрии залежи или структурное моделирование означает создание приближенного описания границ последовательности пластов в соответствии с глубинами их залегания [1]. Каждая граница представляет собой поверхность и называется горизонтом (термин, принятый при построении трёхмерных геологических моделей). Горизонт описывает поверхность, ограничивающую в пространстве моделируемый объект, например, кровли или подошвы пласта, пропластка, объекта разработки, стратиграфического интервала. Он может содержать как собственно структурные поверхности (двухмерные сетки/ гриды) в глубинном или временном масштабе, так и любые данные, связанные с поверхностями: контуры, сейсмические профили и поверхности контактов. Все объекты, принадлежащие типу «горизонт», имеют вертикальную отметку в абсолютных значениях, отсчитываемую от уровня моря.

Таким образом, горизонт представляет собой непрерывную поверхность, отвечающую какой-либо границе пласта (кровле или подошве). Пример структурной карты кровли горизонта одного из месторождений ЯНАО приведён на рис. 4.2. Из этого рисунка видно, что пласт представляет собой антиклинальную складку, вытянутую с юго-запада на северо-восток, осложнённую рядом структур третьего порядка. Перепад глубин составляет порядка 250 м. Сложная геометрия изолиний карты, а также наличие ряда мелких локальных структур, не подтверждённых бурением, говорит о том, что при построении карты использована косвенная информация, а именно, структурная карта кровли ближайшего сейсмического отражающего горизонта.

Как правило, пласты на месторождениях Западной Сибири залегают согласно, и стратиграфическая модель представляет собой «слоёный пирог», состоящий из конформно залегающих поверхностей, одна под другой. Поверхности не могут пересекаться. В случае выклинивания пласта поверхности (горизонты) кровли и подошвы этого пласта совпадают по глубине. В остальных случаях расстояние между поверхностями соответствует толщине пласта или расстоянию между соседними пластами.

Задача структурного моделирования состоит в том, чтобы создать непротиворечивую, непересекающуюся последовательность границ пластов, которая адекватна моделируемому геологическому объекту. Структурные построения основываются на абсолютных отметках пластопересечений, значений общих толщин, трендах и поверхностях разломов.

Построение структурной модели следует начинать с наиболее изученного пласта. Как правило, таковым является верхний пласт, который разбурен большим числом скважин. Построение первой границы стратиграфической последовательности является важнейшим этапом построения двумерной модели. Далее построенная граница будет использоваться для

создания последующих границ стратиграфической последовательности. Другими словами, ошибки, осложняющие первую карту, могут значительно увеличить погрешность дальнейших построений. Первая базовая граница может использоваться либо в качестве тренда (методика 1), либо как слабое с картой общих толщин (методика 2).

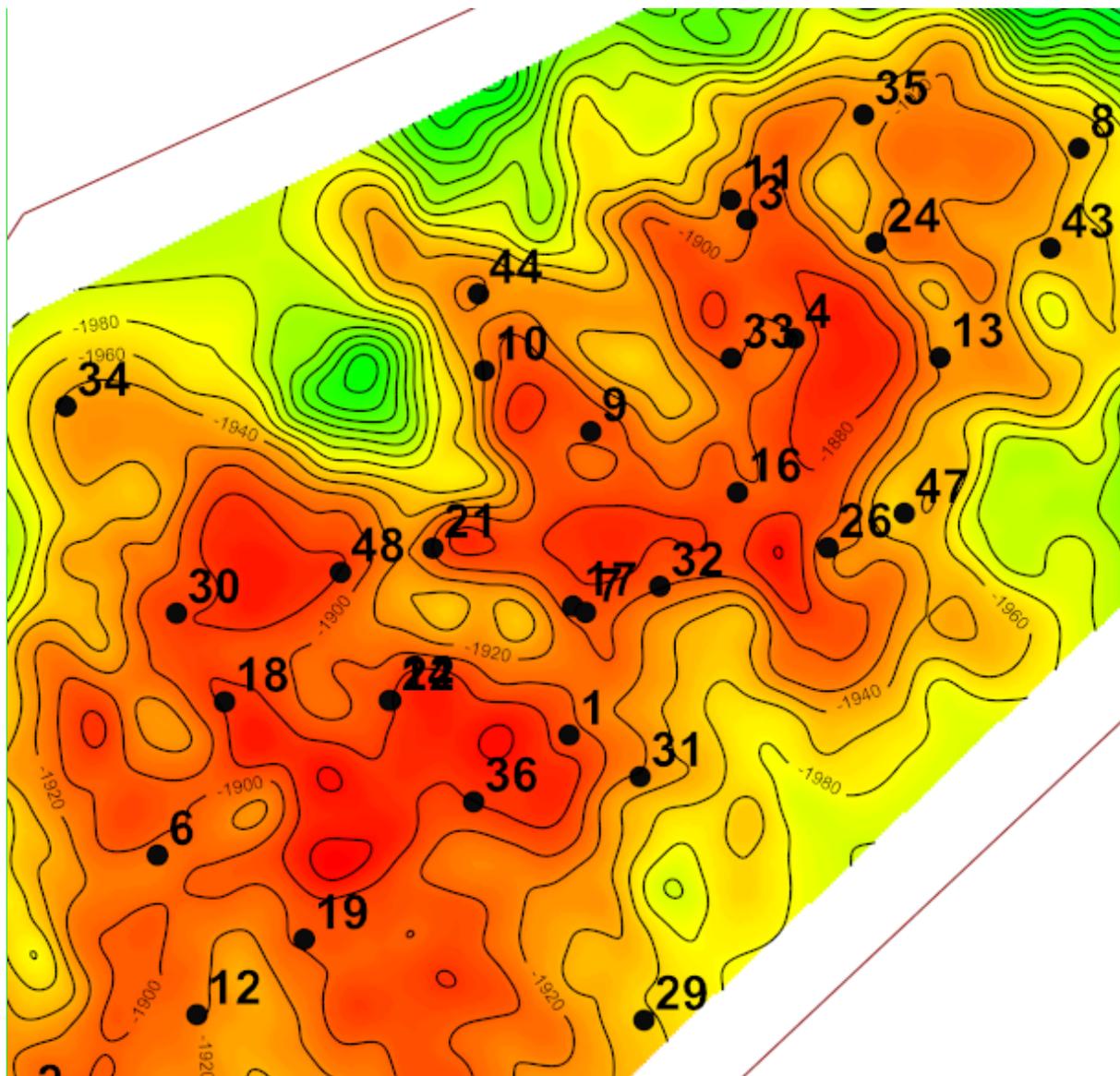


Рис. 4.2 – Структурная карта кровли горизонта

Выбор способа построения поверхностей зависит от конкретных особенностей методик и алгоритмов, реализованных в программе, а также от особенностей геологического строения изучаемого объекта.

4.2.1 Методика моделирования структурных поверхностей методом схождения

Вначале подробно рассмотрим наиболее часто используемую последовательность алгоритма построения структурных карт кровли $h^{\text{кров}}$ и подошвы $h^{\text{под}}$ пласта при наличии косвенной информации, а именно глубинной сейсмической карты, причём отражающий горизонт расположен выше стратиграфической поверхности кровли (методика 2):

- находятся значения разности между абсолютными отметками кровли коллектора пласта в скважинах и сейсмической картой, другими словами, отклонения кровли коллектора от кровли отражающего горизонта;
- строится карта отклонений кровли коллектора от кровли отражающего горизонта ($h_0^{\text{сейс}}$);
- структурная карта кровли пласта находится сложением сейсмической карты и карты $h_0^{\text{сейс}}$;
- в соответствии со сделанным выше замечанием, на следующем шаге необходимо сделать проверку точности карты $h^{\text{кров}}$. Для этого следует найти невязки между картой $h^{\text{кров}}$ и абсолютными отметками стратиграфической кровли пласта, оценки математического ожидания и дисперсии невязок, построить гистограмму частот, построить карту невязок. Согласно рекомендациям по созданию постоянно действующих геологических моделей величина невязок при структурном построении не должна превышать $\pm 0,5$ м. [44, 45, 82]. По карте невязок можно выявить участки с наиболее высокой и наиболее низкой точностью модели. Ясно, что участки с пониженной точностью должны располагаться в зонах с менее плотной сетью наблюдений или с более сложным геологическим строением;
- вычисляются стратиграфические толщины пласта в скважинах по стратиграфическим отбивкам;
- строится карта общих толщин пласта $h_{\text{об}}$;
- вычисляется карта стратиграфической подошвы пласта сложением карт $h^{\text{кров}}$ и $h_{\text{об}}$;
- анализируется точность карты стратиграфической подошвы пласта.

Описанный метод построения 2D геологической модели получил название метода схождения. Он принципиально отличается от этого понятия в вычислительной математике, где и был введён впервые. Однако в силу широкого применения понятия «метода схождения» в геологическом моделировании в таком аспекте, далее он используется именно в таком понимании.

Пример структурной карты кровли, построенной методом схождения, приведён на рис. 4.3. На рис. 4.3 а приведена карта, построенная по замерам в 8 скважинах. Поверхность представляет собой прогиб широтного простирания. Структурная карта сейсмического отражающего горизонта по этому же участку показана на рис. 4.3 б, из которого видно, что поверхность представляет антиклиналь субширотного простирания. Коэффициент корреляции (r) между замерами в скважинах и значениями сейсмической карты равен 0,89, что позволяет использовать эту поверхность как трендовую (рис. 4.4). Карта, построенная по прямым замерам и с учётом косвенной информации, приведена на рис. 4.3 в. Из этого рисунка видно, что поверхность представляет собой однокупольную структуру субширотного простирания. Приведённый пример показывает существенное уточнение модели после привлечения косвенной информации.

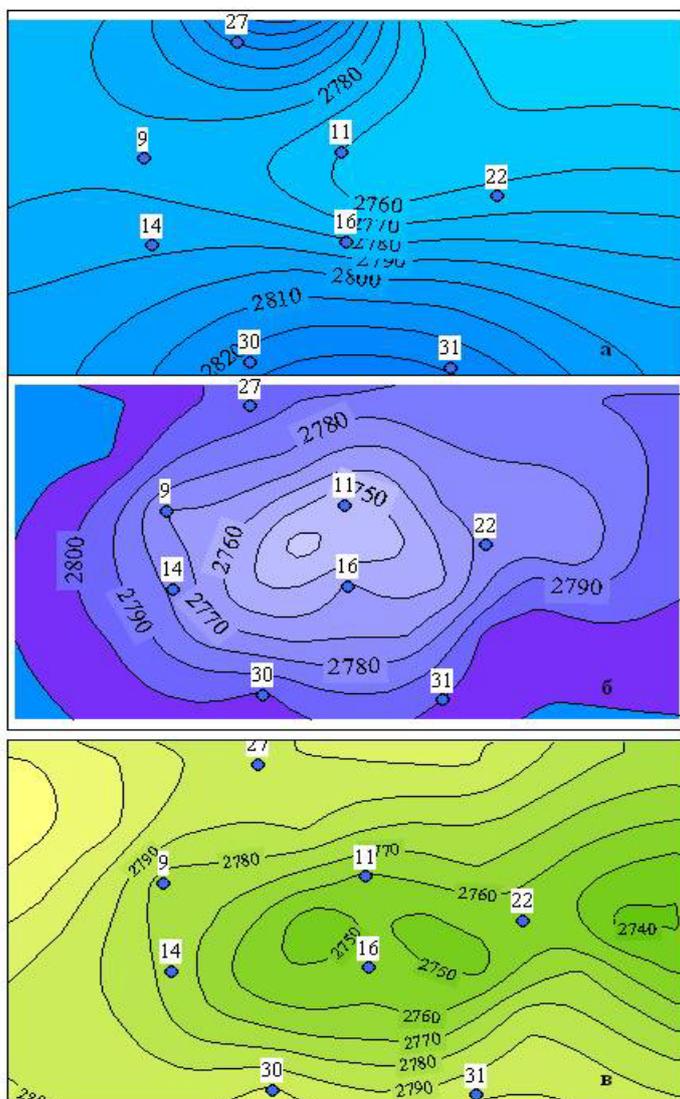


Рис. 4.3 – Структурные карты кровли пласта: а) по замерам, б) по отражающему сейсмическому горизонту, в) с привлечением косвенной информации

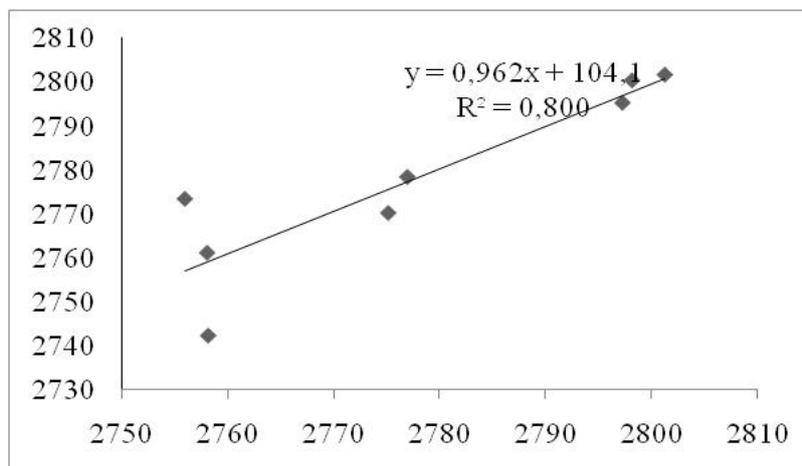


Рис. 4.4 – Эмпирическая и регрессионная зависимости а.о. по замерам и по сейсмическому отражающему горизонту

В представленном варианте метода схождения стратиграфические поверхности отстраиваются сверху вниз, но в ряде ситуаций более точную модель можно получить при использовании его «снизу-вверх». Эти ситуации могут быть обусловлены как особенностями геологического строения объекта, так и геометрическим положением косвенной информации. Если отражающий горизонт находится ниже стратиграфической карты подошвы, то используется метод схождения «снизу-вверх». Среди геологических факторов, обуславливающих построение модели «снизу-вверх», назовём нарушенное залегание кровли пласта, например, размыв.

При построении границ коллектора пласта в качестве базовых поверхностей следует рассматривать соответствующие стратиграфические поверхности. Так структурную карту по кровле коллектора $h_{\text{кол}}^{\text{кров}}$, следует строить методом схождения «сверху-вниз» от структурной карты $h^{\text{кров}}$, а структурную карту подошвы коллектора $h_{\text{кол}}^{\text{под}}$ – «снизу-вверх» от карты $h^{\text{под}}$. Однако, при определенных геологических условиях построение карт $h_{\text{кол}}^{\text{кров}}$ и $h_{\text{кол}}^{\text{под}}$ необходимо проводить последовательно друг за другом либо «сверху-вниз» (например, когда рассматриваемый пласт несогласно залегает на выступах фундамента), либо «снизу-вверх», когда стратиграфическая кровля пласта размыва (рис. 4.5).

Карты $h_{\text{кол}}^{\text{кров}}$ и $h_{\text{кол}}^{\text{под}}$ следует строить после нахождения карт соответствующих стратиграфических поверхностей. При построении этих карт должны выполняться условия:

$$h_{\text{кол}}^{\text{кров}} \geq h^{\text{кров}} \text{ и } h_{\text{кол}}^{\text{под}} \leq h^{\text{под}}. \quad (4.1)$$

Использование условий (4.1) позволяет повысить точность модели, применение условия (4.1) иногда ограничено возможностями программного обеспечения (ПО).

Замечание. Структурную карту подошвы можно построить и по а.о., но этот алгоритм менее предпочтителен, чем методика схождения. Оценки точности этих двух алгоритмов отсутствует, да и вряд ли возможны вообще. Имеются соображения о преимуществах методики схождения. Во-первых, она гарантирует отсутствие пересечения изогипс кровли и подошвы в случаях небольших значений толщин. Во-вторых, толщина пласта, как правило, характеризуется меньшей изменчивостью, а значит, её производные имеют меньшие значения. Согласно оценке точности интерполяции, при прочих равных условиях, погрешность интерполяции более гладких функций оценивается меньшей величиной. Отсюда следует, что точность интерполяции карты общих толщин выше точности интерполяции структурных карт.

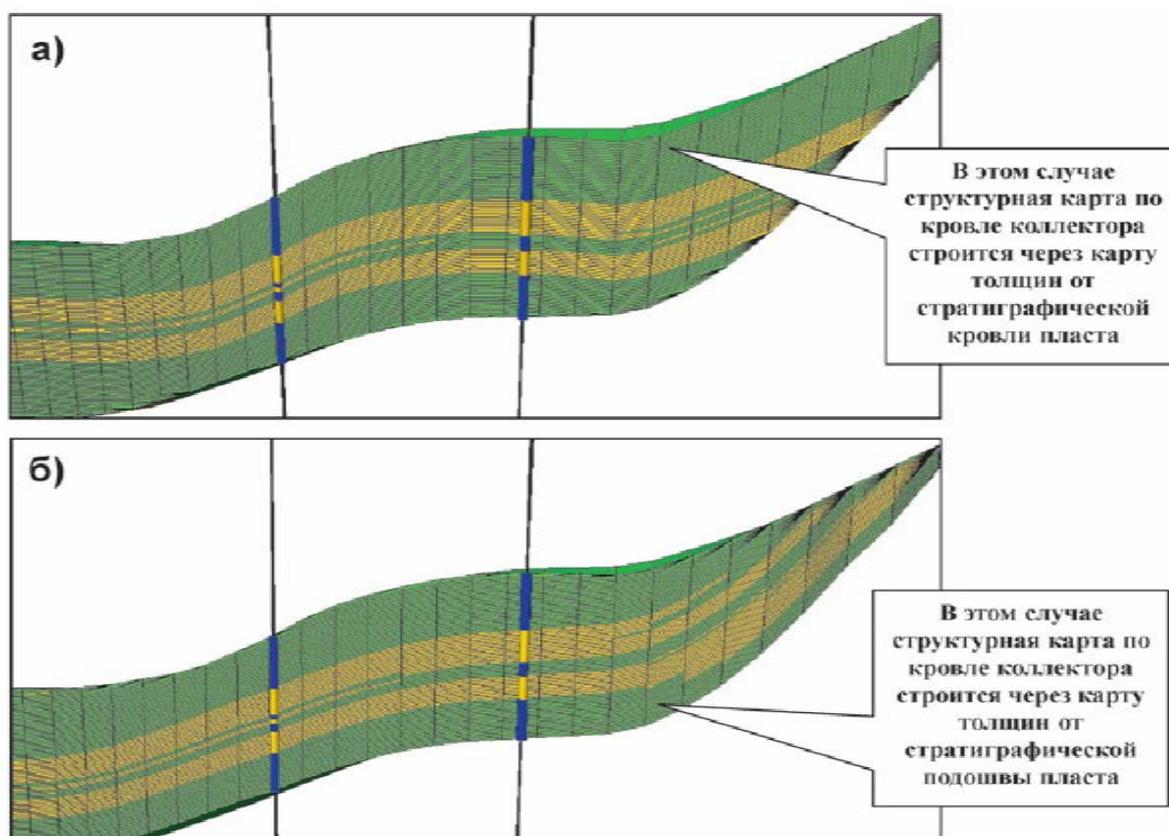


Рис. 4.5 – Примеры построения структурной карты кровли разными методиками [44]

При построении карт толщин пластов необходимо задавать ограничения, вытекающие из свойств этих карт. Например, в сетке (grid) должны отсутствовать отрицательные значения. Поэтому в современных программных комплексах отрицательные значения, получающиеся из-за погрешностей, как алгоритма, так и исходных данных, либо заменяются на нули, либо соответствующим узлам сетки присваивается код отсутствия значения.

Значения в цифровой модели общих толщин в зонах выклинивания пласта должны отсутствовать.

4.2.2 Методика моделирования структурных поверхностей с использованием базовой поверхности как тренда

Эта методика используется при наличии статистической зависимости хотя бы средней тесноты между базовым горизонтом и моделируемой поверхностью. Для выявления такого рода зависимости следует использовать коэффициенты корреляции и/или детерминации (R^2).

Как правило, в современных геологических программных пакетах имеется возможность задания степени влияния тренда на создаваемую поверхность. Чем теснее регрессионная зависимость между трендовой и изучаемой поверхностями, то есть, чем больше r и/или R^2 , тем больше должна быть степень влияния двухмерного тренда, а значит, тем больше создаваемая карта похожа на трендовую. При этом значения моделируемой поверхности должны совпадать со значениями пластопересечений в скважинах.

В зависимости от соотношения трендовой и моделируемой поверхностей возможны разные варианты использования модели тренда:

Постоянная разность значений. Это означает, что трендовая и картируемая поверхности являются параллельными. Вначале рассчитывается средняя разность между значениями тренд-поверхности и значениями в скважинах. Далее при построении сетки в зонах, не освещённых наблюдениями, создаваемой сетке присваиваются значения из тренда, к которым прибавляется найденная средняя разность. Данная модель тренда является наиболее упрощенной. Отстраиваемая поверхность практически повторяет форму тренда.

Линейная зависимость. В этом варианте методики предполагается, что трендовая и картируемая поверхности являются линейно зависимыми. На первом шаге необходимо методом наименьших квадратов (МНК) найти оценки параметров линейной зависимости между трендовой и картируемой поверхностями. Далее при построении сетки в зонах, не освещённых наблюдениями, создаваемой сетке присваиваются значения, рассчитанные по найденной линейной зависимости от трендовой поверхности.

Расстояния. В этом варианте методики предполагается, что трендовая и картируемая поверхности имеют слабую статистическую зависимость. Перед построением сетки рассчитывается сетка разности значений между значениями трендовой поверхности и значениями в скважинах. Далее при построении сетки, в зонах, не освещённых наблюдениями, узлам создаваемой сетки присваиваются значения трендовой поверхности, к которым прибавлены значения из сетки-разности. Данная модель тренда является наиболее сложной и гибкой.

Соотношения поверхностей при различных моделях тренда показаны на разрезах на рис. 4.6, где верхняя поверхность является трендовой поверхностью, а нижняя – моделируемой поверхностью.

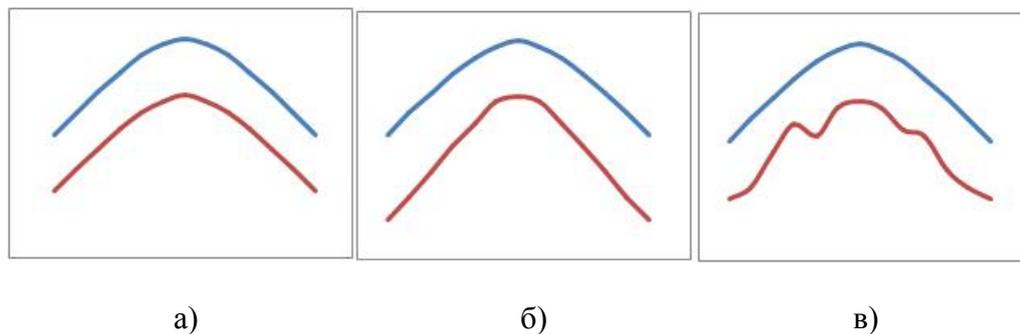


Рис. 4.6 – Варианты соотношений трендовой и моделируемой поверхностей [1]

Следует иметь в виду, что по мере появления новых замеров структурный план пластов меняется, иногда существенно, в то время как трендовая поверхность остаётся неизменной. Поэтому при появлении новой эмпирической информации, необходимо уточнение соотношения между трендовой и моделируемой поверхностями.

4.2.3 Методика моделирования поверхности контакта

Водонефтяной контакт – граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, а выше которой из пласта получают промышленный приток нефти с водой [79].

Понятие «водонефтяной контакт» является лишь терминологическим, так как чёткой границы разделения области на части, содержащие 100 % воды и 100 % нефти, не существует. Обычно считают, что водонефтяной контакт – это уровень, ниже которого получают 100 % воды», эту границу называют «зеркалом чистой воды» [68].

Построение карт поверхностей контактов является более сложной задачей по сравнению с моделированием других геологических границ. Это связано, в первую очередь, с тем, что моделировать контакты приходится при существенно меньшем объёме измерений, чем выше рассмотренные поверхности.

Наиболее точную информацию для оценки поверхности ВНК (ГНК, ГВК) несут скважины зоны водонефтяного контакта, которых, как правило, немного, либо они отсутствуют вообще. Перечислим основные методы ГИС, используемые для определения положения флюидных контактов:

- электрический каротаж (имеет зону неоднозначности для тонких и ухудшенных коллекторов);

- радиоактивный каротаж, информативен только для определения положения газовых контактов;
- гидродинамический каротаж, позволяющий на основе данных измерений пластовых давлений локализовать положение флюидных контактов с точностью до полуметра.

Отметим, что точность оценок ВНК по данным ГИС существенно меньше точности отбивок стратиграфических отметок границ кровли и подошвы.

Следующими по информативности для оценки ВНК являются скважины с опробованиями, но их информативность низка, если интервалы испытания находятся либо ниже, либо выше ВНК.

Информацию о контактах содержат и данные кернa. В случае водонасыщенного коллектора считают, что соответствующий интервал водонасыщен, в случае наличия следов нефти – интервал либо нефтенасыщен, либо относится к переходной зоне.

Данные сейсморазведки содержат информацию только о ГВК.

В настоящее время различают следующие виды флюидных контактов:

1. Единый горизонтальный на всей площади месторождения (участка моделирования) с небольшими колебаниями (2-3 м) по площади, связанными с изменениями ФЕС коллекторов.
2. Наклонный по площади – присущ для больших по площади залежей. Наклон контакта может быть связан:
 - с существенными изменениями ФЕС по латерали и разрезу;
 - с различием гидродинамического напора;
 - с изменением плотности нефти по площади залежи.
3. Слабовогнутый к центру залежи, такие контакты характерны для молодых несформировавшихся залежей.

В случаях значительных перепадов контактов необходимо разделение месторождения на отдельные залежи и самостоятельные гидродинамически несвязанные пласты. Разделение проводится:

- по непроницаемым в разрезе глинистым перемычкам;
- по структурным прогибам глубже ВНК;
- по тектоническим и литологическим экранам;
- по границам фациальных зон с существенно различными ФЕС и кривыми капиллярного давления.

В докомпьютерных технологиях методика построения карты поверхности контакта была основана на совокупности гипсометрических отметок контакта по скважинам с последующей интерполяцией и экстраполяцией этих значений. Внешний и внутренний контуры нефтеносности располагаются в одной плоскости и представляют собой пересечение поверхности

контакта со структурными картами кровли и подошвы пласта-коллектора соответственно.

Для обоснования положения межфлюидных контактов (ГНК, ВНК, ГВК) и контуров залежей по скважинам, вскрывшим пласт, составляется схема обоснования флюидных контактов, иногда ее также называют схемой опробования. В практике геологоразведочных работ и подсчета запасов на схеме приводится прямая информация о нефтегазонасыщенности пласта, полученная при испытании его в процессе бурения (в открытом стволе) и колонне, а также результаты интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Согласно методическим рекомендациям [68], для обоснования флюидных контактов выбирают скважины, несущие информацию о положении ГНК, ВНК или ГВК. Это в первую очередь скважины, расположенные в газонефтяной, газонефтеводной, газовой и водонефтяной зонах (ВНЗ), в которых положение контакта можно определить по данным ГИС и опробования скважин. Менее точную информацию дают скважины из чисто газовой, нефтяной (ЧНЗ) и водяной зон, в которых, соответственно, подошва пласта и кровля пласта находятся в непосредственной близости от поверхности флюидного контакта.

На схему наносят колонки разрезов скважин в соответствии с их гипсометрическим положением, т. е. построение схемы обоснования флюидальных контактов осуществляется в абсолютных отметках. В колонках указывают результаты интерпретации данных ГИС (коллектор-неколлектор, характер насыщенности пласта), интервалы перфорации и результаты испытания и опробования скважин.

На основании информации, приведенной на схеме, выбирают и проводят линию, наиболее полно отвечающую принятому положению флюидного контакта (ВНК, ГВК). Выше этой линии пласт по данным интерпретации ГИС должен быть нефте- или газонасыщенным, и при опробовании из этого интервала должен быть получен однофазный приток нефти или газа, или приток нефти (газа) с водой, а ниже – водонасыщенным, а при испытании получен однофазный приток воды.

В практике ГРП и подсчета запасов линию поверхности флюидного контакта на схеме обычно проводят по подошве последнего нефтенасыщенного (газонасыщенного) интервала, или по кровле первого водонасыщенного интервала, или посередине расстояния между последним нефтенасыщенным (газонасыщенным) интервалом и первым водонасыщенным.

Основные принципы построения поверхности контактов и контуров нефтегазонасыщенности:

1. Продуктивные отложения, к которым приурочены залежи, характеризуются наличием переходной зоны, в пределах которой свободные нефть и газ, газ и вода, нефть и вода находятся во

взаимовзвешанном состоянии. Выше этой зоны пласт содержит нефть или газ, ниже – пластовую воду.

2. Толщина переходной зоны зависит от коллекторских свойств пород и физико-химических свойств флюидов, насыщающих пласт.
3. Если толщина переходной зоны определяется по комплексу промыслово-геофизических данных, то по ней следует оценивать запасы нефти и газа отдельно от основной залежи.
4. Если толщина переходной зоны мала, контакты газ-нефть, нефть-вода, газ-вода моделируются как поверхность, выше которой пласт нефтегазонасыщен, ниже - водонасыщен.
5. В сложных геологических условиях больших глубин залегания продуктивных отложений геометризация поверхностей контактов и контуров нефтегазоносности проводится по данным опробования и эксплуатации скважин с использованием результатов комплексной обработки промыслово-геофизических исследований. При построении контуров нефтегазоносности залежей можно использовать данные о гидродинамической обстановке продуктивных отложений, используя карты гидроизопьез (пъезоизогипс – линий на карте (плане), соединяющих точки одинаковых давлений напорных вод над условной нулевой поверхностью), построенные по данным замеров статистических уровней в законтурных скважинах. Известно, что гидродинамические условия продуктивных отложений оказывают влияние на пространственное размещение залежей. В частности, установлено, что залежи газа, как правило, смещены в сторону падения напоров.
6. Для нефтегазовых залежей с оторочкой неполного периметра необходимо использовать равенство гипсометрических отметок двух поверхностей, ограничивающих оторочку, которые сливаются на границе распространения оторочки. Этот дополнительный признак позволяет повысить точность оценки пространственного размещения нефти, газа и воды в таких залежах.

На рис. 4.7 и 4.8 показано два примера обоснования линий ВНК по данным ГИС и испытаний: для массивной водоплавающей (рис. 4.7) и для пластовых сводовых тектонически экранированных залежей (рис. 4.8).

Скважины в схемах обоснования расположены в соответствии с гипсометрией залежи, а именно, скважины, пробуренные в куполе структуры, находятся в центре схемы, а скважины, вскрывшие крылья структуры, – по краям.

Вначале рассмотрим обоснование ВНК для массивной водоплавающей залежи (рис. 4.7). Рассматриваемая залежь испытана в двух скважинах, причём в обоих случаях вскрыта нефтенасыщенная часть пласта

(скв. 5 и 9). При оценке ВНК в первую очередь рассматриваются скважины, в которых нефтенасыщенные и водонасыщенные пропластки контактируют – скважины 4 и 6 на рис. 4.7. Затем для оценки ВНК используются скважины, нефте- и водонасыщенные коллектора которых разделены непроницаемым пропластком, ВНК в таких скважинах оценивается либо по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка (скв. 9), либо по середине между подошвой последнего нефтенасыщенного и кровлей верхнего водонасыщенного интервала (скв. 5).

Обоснование ВНК сложнопостроенных залежей (рис. 4.8) начинается с анализа значений а.о. ВНК в скважинах. Если обнаруживаются значительные различия значений а.о. ВНК, принимается решение о разбиении их по группам с близкими значениями а.о. ВНК. Это означает предположение о наличии нескольких залежей. На следующем этапе анализируется характер расположения скважин, вскрывших только водонасыщенные коллектора. Если эти скважины расположены между продуктивными, необходимо сравнить а.о. кровли водонасыщенного коллектора ($AO_{кр}^B$) в этих скважинах с а.о. ВНК соседних скважин ($AO_{ВНК}$). Если имеет место:

$$AO_{кр}^B > AO_{ВНК},$$

подтверждается гипотеза о наличии, по крайней мере, двух залежей. Значимо разный уровень ВНК в залежах говорит о наличии экрана между продуктивными и непродуктивными скважинами. Характер экрана определяется концептуальной моделью. Непродуктивные скважины включаются в схему опробования (скв. 6 и 10 на рис. 4.8). Далее оценка ВНК для каждой залежи проводится как в предыдущем примере.

В.А. Бадьяновым предложен алгоритм в соответствии с возможностями компьютерных технологий [7], который позволяет привлечь косвенную информацию в заметно большем объёме. В связи с вертикальной расчленённостью геологических объектов ВНК фиксируется в коллекторе только в части скважин, а по остальным скважинам межконтурной зоны он гипсометрически соответствует глинистому интервалу между подошвой нижнего нефтенасыщенного пропластка и кровлей верхнего водонасыщенного. В этом случае в качестве косвенной информации используются отметки подошвы нижнего нефтенасыщенного интервала и кровли верхнего водонасыщенного. В такой ситуации задача сводится к восстановлению поверхности ВНК таким образом, чтобы она проходила через фиксированные точки ВНК в одних скважинах и попадала в заданные интервалы в других.

В связи с отсутствием математических методов для таких задач, – интерполяционных для одних участков и сглаживающих – для других, алгоритм В.А. Бадьянова основан на последовательном приближении. При проведении поверхности ВНК через заданные интервалы используется критерий минимальности разности отметок ВНК в соседних скважинах, что приводит к построению гладкой поверхности.

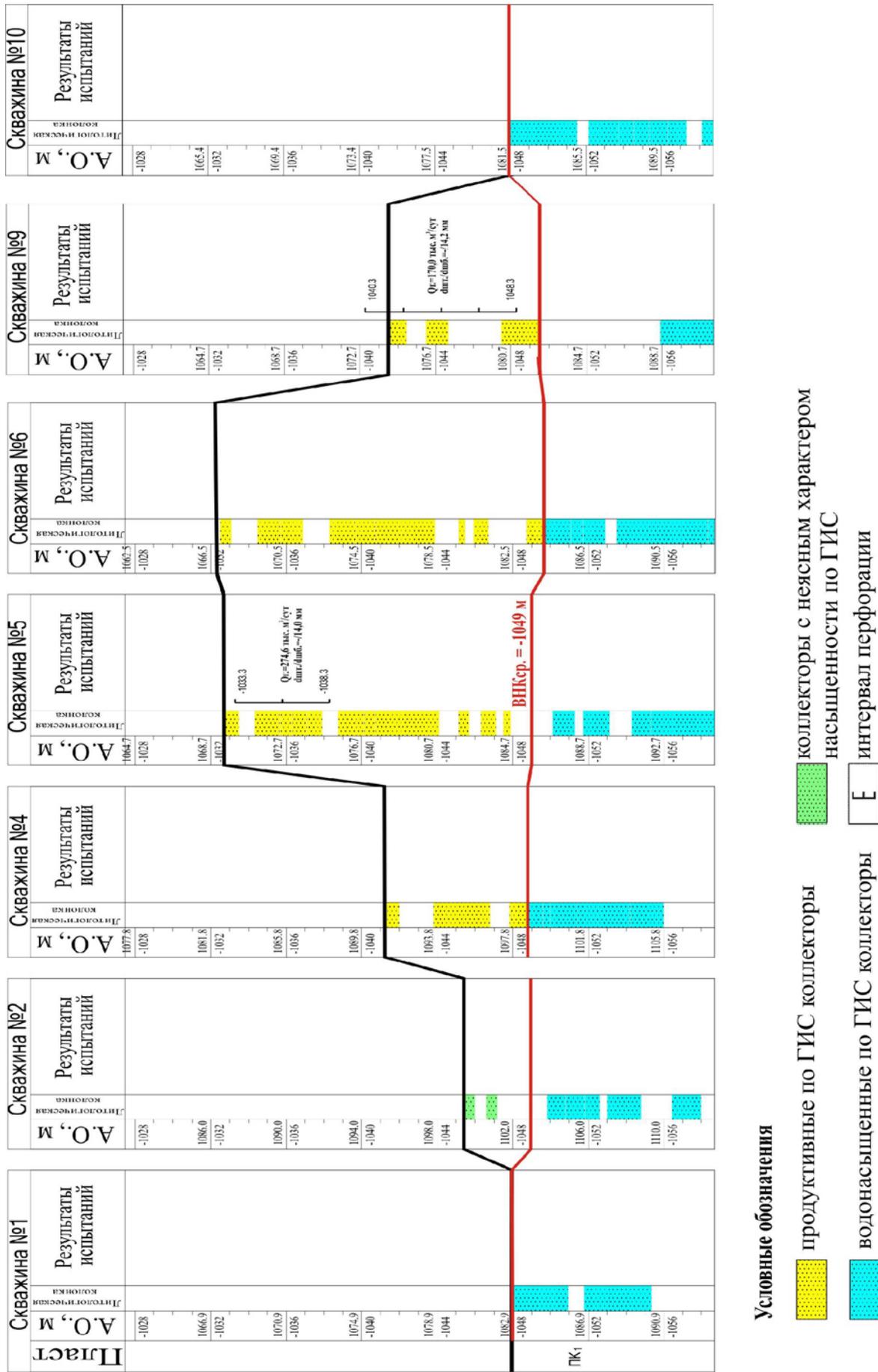
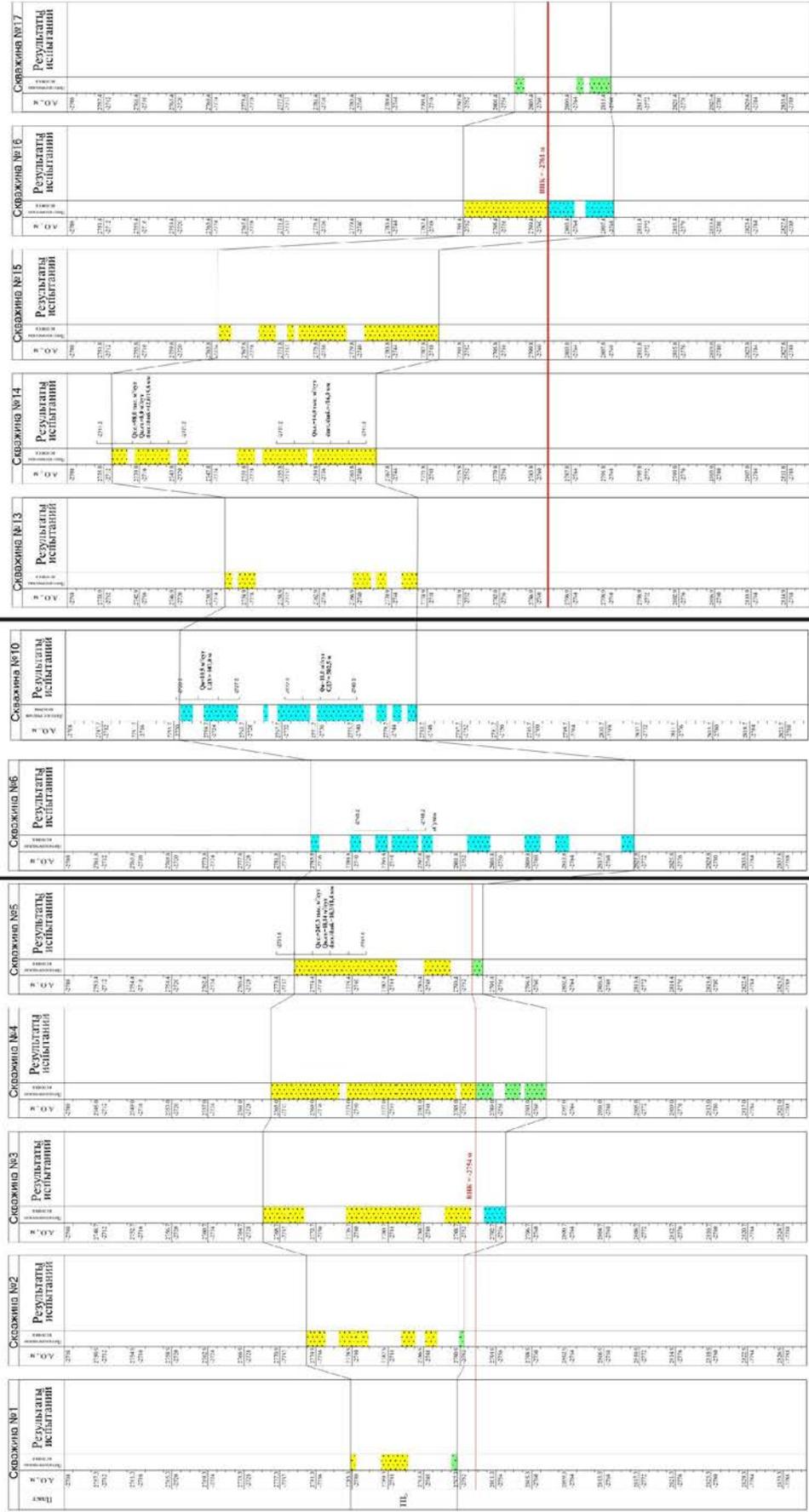
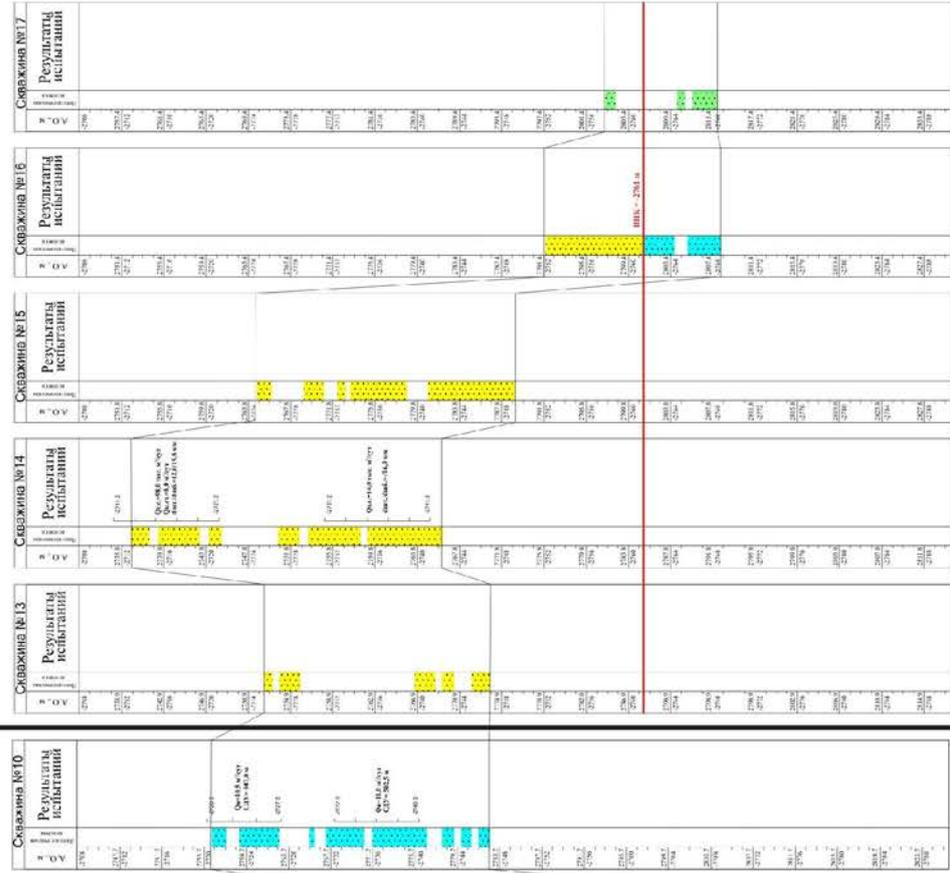


Рис. 4.7 Обоснование линии ВНК по данным ГИС и испытаний для массивной водолавающей залежи

Залежь 1



Залежь 2



Условные обозначения

-  продуктивные по ГИС коллекторы
-  коллекторы с неясным характером
-  водонасыщенные по ГИС коллекторы
-  граница залежи
-  интервал перфорации
-  насыщенности по ГИС

Рис. 4.8 Обоснование линии ВНК по данным ГИС и испытаний для пластово-сводовой тектонически экранированной залежи

Всё множество скважин, содержащих одновременно нефтенасыщенный и водонасыщенный интервалы, делится на два подмножества: с фиксированным ВНК и с ВНК, проходящим в интервале. По данным первого подмножества восстанавливается ВНК по всему участку, затем проводится анализ положения ВНК по данным второго подмножества, а именно, рассматривается положение ВНК относительно границ коридора. Если восстанавливаемый ВНК находится в интервале, данная скважина остаётся во втором подмножестве. Если же ВНК окажется выше подошвы нижнего нефтенасыщенного пропластка, то ВНК опускается на подошву. Если ВНК расположен ниже кровли верхнего водонасыщенного пропластка, то поднимается на кровлю. Скорректированный ВНК считается основой для уточнения на следующей итерации, и соответствующие скважины переводятся из второго подмножества в первое.

ВНК уточняется по вновь сформированной выборке по описанной выше процедуре. ВНК отстраивается по данным первого дополненного подмножества и затем проверяется на непротиворечивость по ограничениям сверху и снизу с последующим переводом скорректированных скважин в первое подмножество.

Итерации повторяются до полной ликвидации противоречий.

Экспериментальная проверка показала, что алгоритм имеет хорошую сходимость и требует, как правило, не более 3 – 4 итераций.

На следующем шаге производится уточнение оценки ВНК. Для этого во всём множестве скважин из водонефтяной зоны выделяется подмножество с предварительно фиксированным ВНК (смещённым на границы коридора и восстановленным в коридоре). В каждой скважине подмножества поочерёдно восстанавливается ВНК по данным полного подмножества скважин, исключая корректируемую. Восстановленный ВНК сопоставляется с границами коридора, анализируется и корректируется. После одного этапа корректировки по описанному выше алгоритму ВНК по всему подмножеству скважин считается фиксированным. Этот ВНК отвечает выше сформулированным требованиям.

В случае, если в исходном множестве ВНК не фиксирован в коллекторе ни в одной скважине, возможны две ситуации. Первая ситуация: если в коридоре между нефтью и водой по всей залежи существует интервал (самая нижняя отметка подошвы нефтенасыщенного пропластка выше самой верхней отметки кровли нефтенасыщенного пропластка на всём множестве скважин), то ВНК проводится горизонтально по самой нижней отметке подошвы нефтенасыщенного пропластка. Вторая ситуация: если интервала не существует, за начальную поверхность ВНК принимается горизонтальная плоскость, проходящая по отметке самой верхней кровли водонасыщенного пропластка.

После построения поверхности ВНК (ГНК, ГВК) находятся контуры продуктивности (внешний и внутренний) пересечением поверхности ВНК

(ГНК, ГВК) со структурными картами кровли и подошвы соответственно. Как правило, эти контуры смыкаются на границе отсутствия коллекторов.

4.3 Моделирование внутреннего строения пласта

Моделирование внутреннего строения пласта двухмерной геологической модели, как правило, начинается с создания карты эффективных толщин. Рассмотрим алгоритм моделирования карты эффективных толщин $h_{эф}$ и карты песчаности $K_{песч}$ с использованием информации о закономерностях литологического и фациального строения пласта (косвенной информации).

Карты толщин имеют большое практическое значение в нефтепромысловой геологии для расчёта объема нефте- или газонасыщенной части залежи при подсчёте запасов, для гидродинамических расчетов при составлении технологических схем и проектов разработки, для размещения добывающих и нагнетательных скважин, для прогнозирования направлений обводнения залежи в процессе поддержания пластового давления путем закачки воды.

Различают карты суммарной эффективной ($h_{эф}$) и эффективной нефтегазонасыщенной толщин пласта ($h_{эф.н}$, $h_{эф.г}$). Общая толщина пласта – это толщина пласта от кровли до подошвы, определяется как разность между глубинами залегания подошвы и кровли пласта по вертикали; эффективная – это толщина пласта от кровли до подошвы за вычетом толщин всех непроницаемых прослоев (по вертикали).

Коэффициент песчаности используется для количественной оценки неоднородности и показывает соотношение пород коллекторов и неколлекторов в объеме пласта.

4.3.1 Алгоритмы построения карт эффективных толщин и карт песчаности

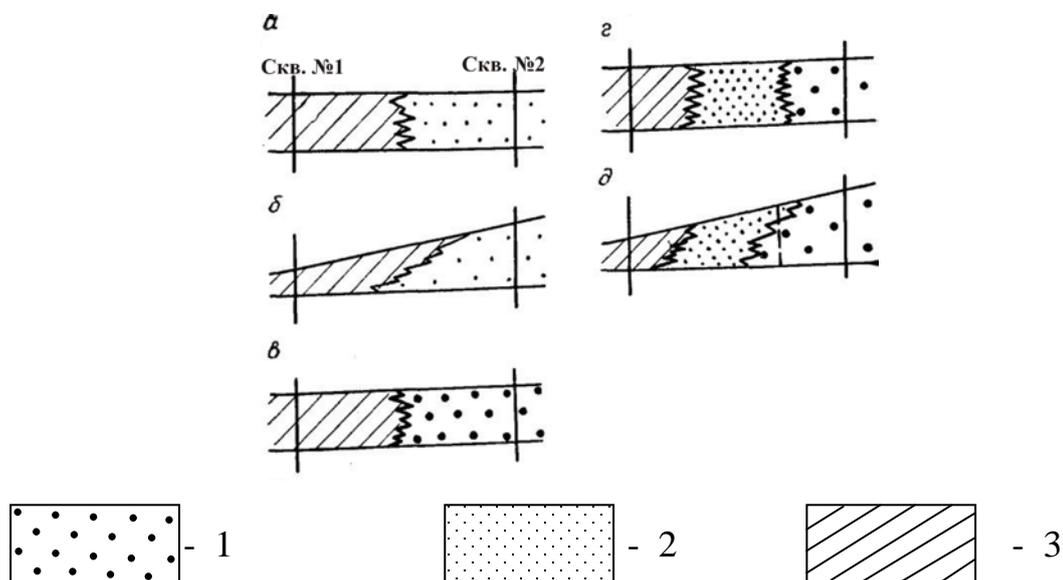
Литологическое ограничение залежей может быть обусловлено выклиниванием пласта по восстанию слоев, литолого-фациальным замещением пласта плохо проницаемыми породами и другими причинами. На стадии поисков вид ограничения коллекторов может быть установлен лишь в тех случаях, когда на залежи, кроме непродуктивных, есть хотя бы одна продуктивная скважина или имеется какая-либо косвенная информация, например, сейсморазведочные данные.

В настоящее время, построение карт эффективных толщин и карт песчаности пластов, подверженных литолого-фациальному замещению, представляется одной из наиболее сложных проблем. Это связано с тем, что замещение пластов может проявляться в различных формах. С одной стороны, литолого-фациальное замещение может происходить в пластах с неизменяющейся по площади общей толщиной (рис. 4.9 а, 4.9 в, 4.9 г). С

другой стороны, литолого-фациальное замещение может сопровождаться выклиниванием пласта, причем замещение непроницаемыми породами наступает значительно раньше, чем происходит выклинивание пласта или пропластка (рис. 4.9 б, 4.9 д). При этом процесс замещения является постепенным по толщине, а изменение толщины коллектора подобно выклиниванию (рис. 4.9 б). При резком литологическом замещении высокопродуктивные породы на очень коротком расстоянии, исчисляемом буквально метрами, могут смениться непроницаемыми (рис. 4.9 в). При выклинивании высокопродуктивные породы замещаются низкопродуктивными, а те, в свою очередь, замещаются непроницаемыми. Естественно, эти переходы возможны в пластах и пропластках, как с неизменяющейся (рис. 4.9 г), так и с изменяющейся (рис. 4.9 д) толщиной.

На стадии поисков построение карт эффективных толщин и карт песчанистости можно только для моделей а и б (рис. 4.9 а и 4.9 б). В обоих случаях граница замещения проводится через середину расстояния между скважинами с наличием коллекторов и их отсутствием.

Рассмотрим случай литолого-фациального замещения (рис. 4.9 а). В этом случае граница выклинивания проводится через середину расстояния между скважинами с коллектором и его отсутствием. Изопахиты на карте $h_{эф}$ должны «утыкаться» в границу замещения (рис. 4.10 и 4.11). Достичь таких геометрических свойств изопахит можно удалением значений сетки в зоне неколлектора.



Породы: 1 – высокопродуктивные; 2 – низкопродуктивные; 3 – непроницаемые

Рис. 4.9 – Возможные схемы литолого-фациального замещения и выклинивания коллекторов

Рассмотрим случай выклинивания коллектора, т. е. когда в непродуктивных скважинах пласт представлен практически проницаемыми породами. В тех случаях, когда общая толщина пласта в продуктивной скважине существенно (не менее чем вдвое) превышает толщину в непродуктивных скважинах. На границе выклинивания коллекторов эффективная толщина пласта принимается равной 0 м. Интерполяция значений толщин между продуктивной скважиной и нулевой толщиной ведется линейно (рис. 4.7б). Это означает, что изохпахиты вблизи границы замещения в зоне коллектора практически параллельны этой границе (рис. 4.9 и 4.10).

Итак, отметим основные особенности построения карт эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей, приуроченных к зонам выклинивания:

1. При геометризации залежей, приуроченных к зонам выклинивания коллектора, необходимо устанавливать природу выклинивания отложений, используя сведения о геологическом строении района или месторождения, результаты фациального анализа и/или данные сейсморазведки.
2. На ранней стадии изучения площади или месторождения линия выклинивания может быть проведена на середине расстояния между скважинами, одна из которых вскрывает коллектор, другая попадает за его пределы. Этот способ обуславливает значительные погрешности карт $h_{эф}$ и $h_{эф.н}$. При детальном изучении и разработке месторождений модель залежи, в том числе и карты $h_{эф}$ и $h_{эф.н}$, заметно уточняется.
3. Если скважинные данные фиксируют закономерное изменение толщины коллектора в сторону выклинивания, положение границы коллектор – неколлектор рассчитывается и строится по градиенту (скорости) изменения толщины. Этот метод определения линии выклинивания коллектора состоит в экстраполяции скорости изменения толщин пласта на участок вероятного распространения отложений. Граница распространения коллектора совпадает в этом случае с изолинией нулевой толщины. Градиент изменения толщины коллектора есть величина изменения толщины на заданном расстоянии, обычно вычисляется по расстоянию между скважинами, в которых прослеживается это изменение. Иногда анализируется изменение толщин в пределах месторождения или целой территории.
4. Когда выклинивание отложений обусловлено трансгрессивным срезом или нарушением, положение линии выклинивания определяется пересечением поверхностей, ограничивающих пласт в кровле и подошве, с поверхностью трансгрессивного среза или нарушения.

5. Для комплекса сложнопостроенных отложений линия выклинивания представляет собой границу, составленную из проекций выклинивания пропластков, имеющих наибольшую площадь распространения в сторону выклинивания комплекса.

При построении карт эффективных толщин залежей, приуроченных к литологически изменчивым пластам необходимо выбрать тип границы литологического экранирования – выклинивание или замещение. От этого будет принципиально меняться поведение изопахит пласта на карте эффективных толщин в районе литологического экрана.

В случае выклинивания коллектора на линии выклинивания задаются нулевые значения эффективных толщин пласта, и изопахиты отрисовываются почти параллельно линии глинизации в соответствии с градиентом уменьшения толщин от значений эффективных толщин в скважине, в которой вскрыт продуктивный пласт до 0 на линии выклинивания (рис. 4.11).

В случае замещения коллектора пласта критического значения на линии глинизации не задается и изопахиты «утыкаются» в линию глинизации (рис. 4.10).

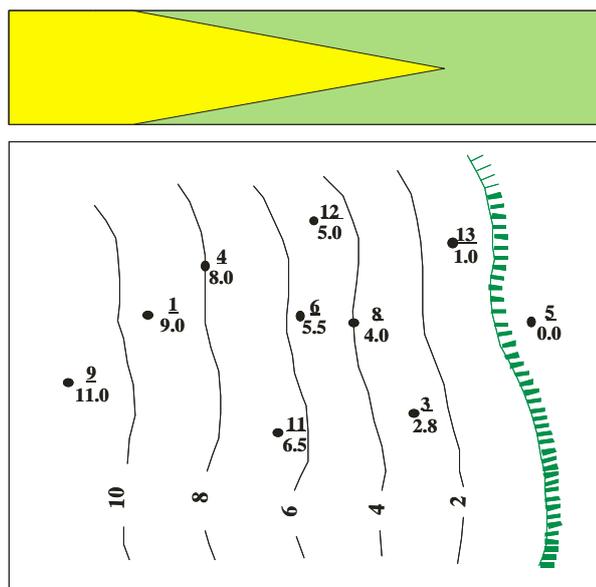


Рис.4.10 – Поведение изопахит на карте эффективных толщин в модели выклинивания

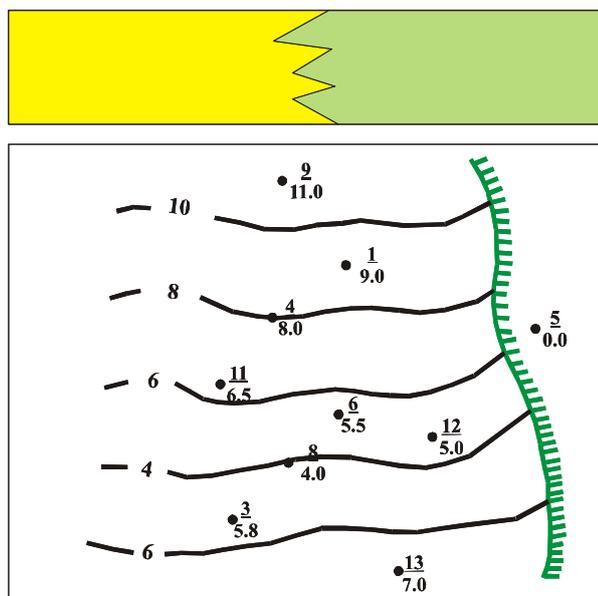


Рис.4.11 – Поведение изопахит на карте эффективных толщин в модели замещения

Алгоритм построения карты эффективных толщин в более подробном изложении имеет такой вид.

1. Вывести в рабочее окно скважины со значениями эффективных толщин в скважинах.
2. Проанализировать карту на наличие нулевых значений эффективных толщин. Так как алгоритм излагается в моделях, представленных на рис. 4.9 а, и 4.9 б, линия замещения проводится посередине расстояния между скважинами, в которых эффективные толщины равны нулю и в которых отличны от нуля.
3. Построить карту $h_{эф}$ по значениям эффективных толщин в скважинах – модель $h_{эф}$ (1).
4. Построить карту $h_{эф}$ двумя способами, в зависимости от условий литолого-фациального замещения:
 - удалить значения цифровой модели $h_{эф}$, построенной на шаге 3, в зоне глинизации (при резком литолого-фациальном замещении, рис 4.7а), – модель $h_{эф}$ (2);
 - используя методы интерполяции на основе скважинных данных и файла со значениями нулей в ряде точек линии замещения (при постепенном, плавном замещении, рис. 4.9 б) – модель $h_{эф}$ (3).
5. Построить три карты $K_{песч}$:
 - интерполяцией вычисленных значений $K_{песч}$ в скважинах по формуле:

$$K_{песч}^i = \frac{h_{эф}^i}{h_{об}^i}, \quad (4.2)$$

- делением цифровой модели эффективных толщин модель $h_{эф}$ (2) на цифровую модель общих толщин,
- делением цифровой модели эффективных толщин модель $h_{эф}$ (3) на цифровую модель общих толщин.

Построенные карты (три карты $h_{эф}$ и три карты $K_{песч}$) принципиально отличаются друг от друга, каждая из них соответствует определённой литолого-фациальной ситуации.

4.3.2 Алгоритмы построения карт эффективных нефтенасыщенных толщин

Эффективная нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина – толщина пласта от кровли до подошвы за вычетом толщин всех непроницаемых прослоев и пропластков-коллекторов, насыщенных водой (по вертикали). Без преувеличения можно сказать, что нефтенасыщенная толщина – важнейший геологический параметр.

Во-первых, это – подсчётный параметр. Интегрирование этой карты по области продуктивности даёт объём коллектора, насыщенного нефтью (газом). Его точность существенно влияет на точность оценки запасов. Более того, показано, что в геологических условиях Западной Сибири наибольшую погрешность в оценку запасов вносит именно этот параметр [113, 114].

Во-вторых, он используется при решении практически всех геологических задач: гидродинамических расчетов при составлении технологических схем и проектов разработки, для прогнозирования направлений обводнения залежи в процессе поддержания пластового давления путем закачки воды, при проектировании как разведочных, так и эксплуатационных скважин.

В современных программных комплексах имеется ряд алгоритмов построения $h_{эф.н}$, но этого недостаточно. Связано это со следующими обстоятельствами. Точность карты эффективных нефтенасыщенных толщин, как уже было сказано, в значительной степени определяет точность оценки запасов, эффективность проектирования скважин и т. д. Но карта $h_{эф.н}$ обладает рядом дифференциальных свойств, которые говорят о том, что погрешность оценки этого параметра заметно больше, чем погрешности других карт. Во-первых, это существенно флуктуирующий параметр, а значит со значимыми значениями $grad(h_{эф.н})$, причём $grad(h_{эф.н})$ может часто менять знак, т. е. $h_{эф.н}$, как правило, имеет ряд локальных экстремумов. Во-вторых, $h_{эф.н}$ при наличии зон замещения в области продуктивности не является связной функцией. В-третьих, её производная в случаях тектониче-

ских нарушений, литологических замещений и резкого изменения значений $h_{эф.н}$ терпит разрыв. Из сказанного следует, что скважинных данных для построения адекватной модели нефтенасыщенных толщин всегда недостаточно. Выход из этой ситуации возможен только один: использование всей возможной априорной и косвенной информации.

Перечислим основные свойства карты $h_{эф.н}$ ($h_{эф.г}$):

- нулевая изопакита карты совпадает с внешним контуром нефтеносности;
- изопакиты секут внутренний контур нефтеносности;
- вблизи внешнего контура изопакиты субпараллельны внешнему контуру нефтеносности;
- значения карты $h_{эф.н}$ отсутствуют за внешним контуром нефтеносности;
- значения карты $h_{эф.н}$ совпадают со значениями эффективных толщин в ЧНЗ.

Эти свойства карт $h_{эф.н}$ следует учитывать при анализе адекватности и точности построенных карт.

4.3.3 Построение карт эффективных нефтенасыщенных толщин с использованием априорной информации

Наиболее широко на практике используется алгоритм построения карт $h_{эф.н}$ с привлечением априорной информации – значений эффективных нефтенасыщенных толщин, равных нулю в ряде точек внешнего контура нефтеносности. На рис. 4.12 приведены две карты нефтенасыщенных толщин. Карта на рис. 4.12 а построена только по замерам без привлечения какой-либо априорной и/или косвенной информации. Очевидно, что она не отвечает свойствам карты $h_{эф.н}$, т. е. является принципиально неверной. При создании модели $h_{эф.н}$, приведённой на рис. 4.12 б, привлечена априорная информация. Эта модель отвечает закономерностям изменения этого параметра.

Рассмотрим алгоритм моделирования $h_{эф.н}$, который использовался ещё в докомпьютерных технологиях и продолжает использоваться в современных компьютерных технологиях. Вначале строят карту эффективных толщин, на которую затем накладывают карту с внешним и внутренним контурами нефтеносности. В пределах внутреннего контура нефтеносности изопакиты $h_{эф.н}$ совпадают с изопакитами $h_{эф.г}$. Между внутренним и внешним контурами нефтеносности значения изопакит эффективной нефтенасыщенной толщины вычисляют линейной интерполяцией между значениями $h_{эф.н}$ на внутреннем и нулевыми значениями в точках внешнего контура нефтеносности (рис. 4.13). Этот алгоритм можно использовать только для пластовых сводовых залежей без тектонических и литологических нарушений.

На литологически ограниченных залежах, связанных с литолого-фациальным замещением коллекторов, а также в случаях замещения внутри пластовых залежей при построении карт эффективных и нефте(газо)насыщенных толщин пластов с неизменяющейся общей толщиной в направлении замещения изопахиты проводятся до границ замещения. Если общая толщина пласта в зонах замещения меньше минимальных значений ее в ближайших или окружающих их продуктивных скважинах, то при составлении карты $h_{эф}$ на границе замещения эффективная толщина принимается равной 0, а от нее изопахиты к ближайшим продуктивным скважинам интерполируются линейно.

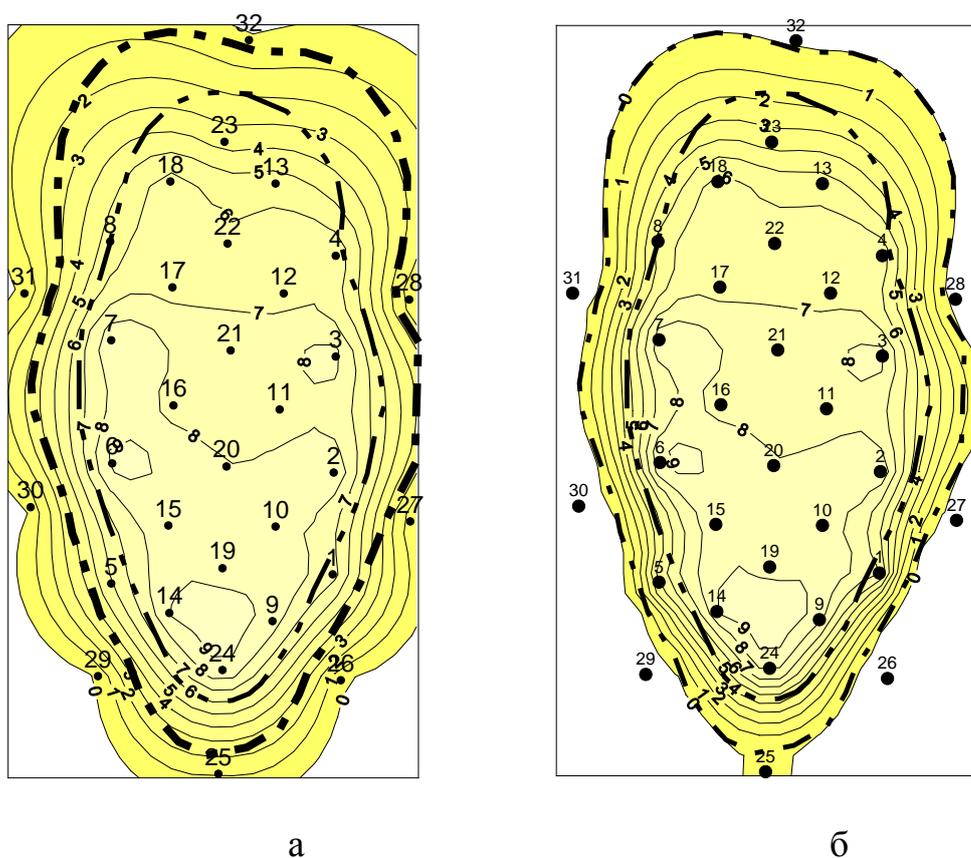
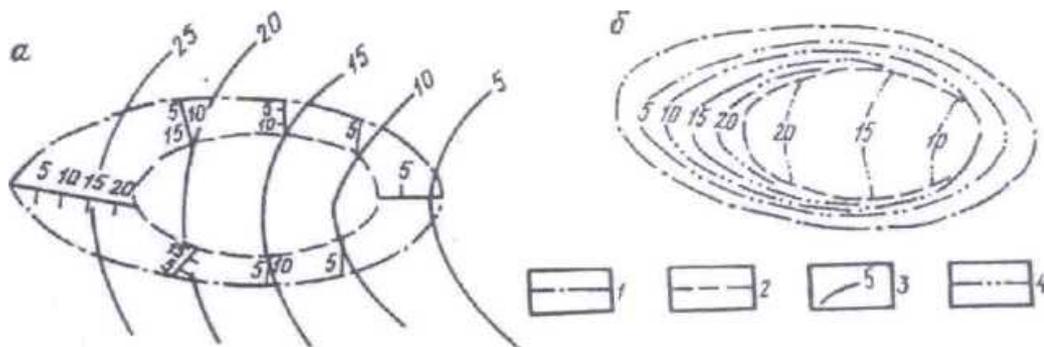


Рис. 4.12 – Карты эффективных нефтенасыщенных толщин
а – только по замеренным значениям, б – по замеренным значениям и значениям нулей в ряде точек внешнего контура нефтеносности

В пределах размытой части стратиграфически ограниченной пластовой залежи изопахиты проводятся по тому же принципу, что и в водонефтяных (газоводяных) зонах.

В настоящее время имеется ряд площадей, на которых есть данные детальной сейсморазведки при небольшом числе скважин, другими словами достаточно хорошо известна геометрия залежи при небольшом числе прямых замеров. В таких ситуациях рекомендуется следующий алгоритм построения $h_{эф.н.}$, который получил название «Построение карты эффектив-

ных нефтенасыщенных толщин с учетом геометрии залежи».



1 и 2 - внешний и внутренний контуры нефтеносности, 3 - изопахиты эффективных толщин; 4 - изопахиты нефтенасыщенных толщин

Рис 4.13 – Карты эффективных (а) и эффективных нефтенасыщенных толщин (б)

Для залежи без замещений и тектонических нарушений этот алгоритм основан на закономерности:

$$h_{эф.н} = h_{об}^H * k_{песч}, \quad (4.3)$$

где $h_{об}^H$ – общая толщина нефтенасыщенной части залежи, м;

$k_{песч}$ – коэффициент песчаности, д. ед.

Отметим, что карта $h_{об}^H$ для пластовых сводовых залежей строится по картам, построенным отдельно для чисто нефтяной и для всей зоны нефтеносности (ЧНЗ + ВНЗ). Обозначим их соответственно: $h_{об}^{ЧНЗ}$ и $h_{об}^{вся}$.

Отметим, что нижней границей залежи в ЧНЗ и ВНЗ являются разные поверхности (рис. 4.14): в ЧНЗ – структурная карта подошвы, а в ВНЗ – поверхность водонефтяного контакта.

Схема возможного расположения чисто нефтяной и водонефтяной зон в плане для пластовой залежи показана на рис. 4.14. Окончательно карта общих толщин нефтенасыщенной части залежи получается по выражению:

$$h_{об}^H = h_{об}^{вся} - h_{об}^{ЧНЗ}. \quad (4.4)$$

В данном варианте алгоритма значения $k_{песч}$ находятся по формуле (4.2).

Значение $k_{песч}$ для формулы 4.3 находится двумя способами:

- постоянное значение, равное среднеарифметическому выборки, полученной по формуле 4.2,
- карта, построенная по значениям, вычисленным по формуле 4.2.

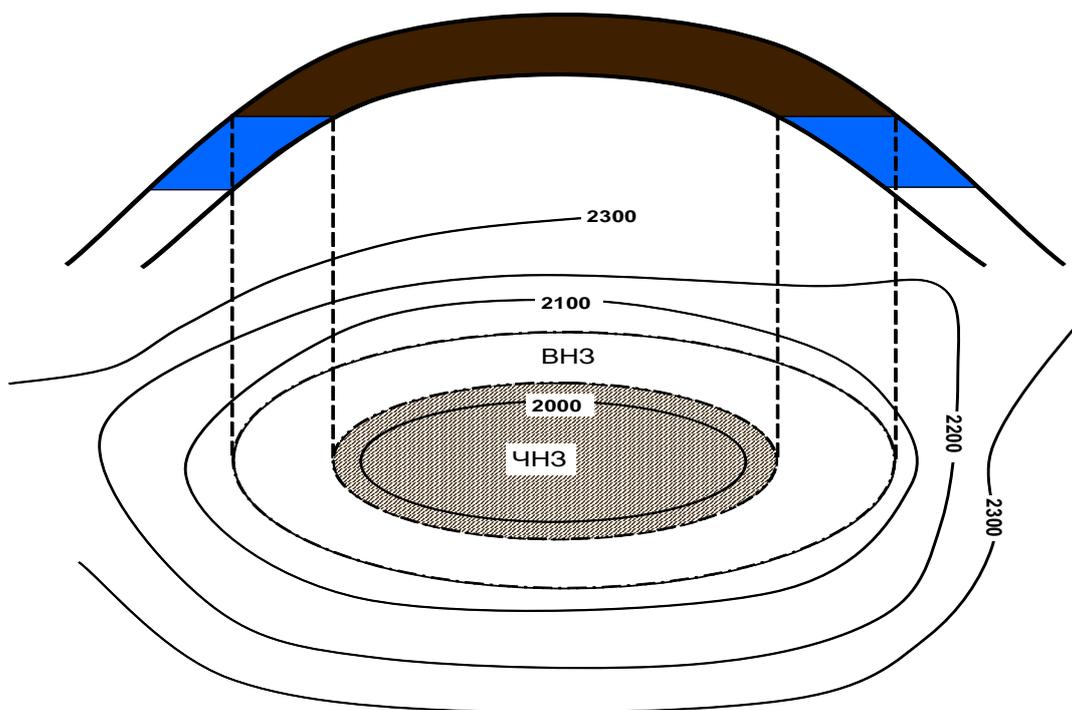


Рис. 4.14 – Схема расположения ЧНЗ и ВНЗ в плане для пластовой сводовой залежи

Итак, схема алгоритма (порядок действий) такова:

1. Построить карту высоты кровли над ВНК $h_{об}^1$ как разность карты ВНК и структурной карты кровли.
2. Так как карта $h_{об}^1$ для рассматриваемой задачи актуальна только в контуре нефтеносности (рис. 4.14), надо удалить значения из цифровой сеточной модели за пределами внешнего контура нефтеносности. Так как в этой области значения $h_{об}^1$ отрицательны, достичь этого, например, в ПК Surfer можно функцией $C=MAX(0, h_{об}^1)$ в команде Grid/Math, C – имя выходного файла. Полученная таким образом карта за внешним контуром нефтеносности содержит только нулевые значения. Полученную карту обозначим $h_{об}^{вся}$.
3. Для получения карты $h_{об}^{ЧНЗ}$ вначале следует вычислить карту $h_{об}^2$ как разность карт ВНК (в рассматриваемой модели залежи это горизонтальная плоскость, значит, она задаётся константой) и структурной карты подошвы.
4. Значения $h_{об}^2$ актуальны только в ЧНЗ, поэтому необходимо удалить значения из сеточной модели за внутренним контуром нефтеносности (рис. 4.14). Так как в этой области значения $h_{об}^2$ отрицательны, достичь этого можно функцией $C=MAX(0, h_{об}^2)$ в команде Grid/Math. Полученная карта за внутренним конту-

ром нефтеносности содержит только нулевые значения, обозначим её $h_{об}^{чнз}$.

5. Построить карту общих толщин нефтенасыщенной части пласта по формуле 4.3.
6. Вычислить значения $k_{песч}^i$, $i=1,2,\dots,n$ по формуле 4.2. Затем найти среднеарифметическое значение $k_{песч}$.
7. Построить карту $k_{песч}$, например, методом Kriging.
8. Построить две карты $h_{эф.н}$ по формуле (4.3), используя:
 - $k_{песч}$ как константу,
 - $k_{песч}$ как карту.

Сравнение карт $h_{эф.н}$, построенных разными алгоритмами показывает существенные различия между ними, объясняются эти различия разными геологическими ситуациями, которым они соответствуют.

4.4 Моделирование фильтрационно-ёмкостных свойств геологических объектов

Моделирование ФЕС-составляющей двухмерной геологической модели, как правило, включает в себя создание карт коэффициентов открытой пористости и проницаемости.

4.4.1 Алгоритмы построения цифровых моделей открытой пористости

Под пористостью горных пород понимается наличие в ней пор, каверн, трещин и других полостей, содержащих нефть, газ и воду. Различают полную и открытую пористость. Полная пористость определяется объёмом всех пор в породе, открытая – объёмом пор, сообщающихся между собой. В нефтепромысловой практике в основном используется открытая пористость, так как только из неё возможно извлечение нефти и газа из недр. Она определяется как отношение объёма открытых (сообщающихся) пор к объёму образца породы – коэффициент пористости. Он выражается в долях единицы или процентах. Коэффициент пористости характеризует ёмкостные свойства пород – коллекторов [47].

К точности карт открытой пористости также предъявляются высокие требования, так как $K_{по}$ является подсчётным параметром. В случае, когда скважины расположены достаточно плотно и когда пространственные изменения обусловлены крупномасштабными процессами, такими как первичное осадконакопление обломочных отложений, детерминистская интерполяция значений $K_{по}$ по скважинным данным даёт достаточно точные карты. Конечно, полная и достоверная (т.е. прошедшая предварительную апробацию) база данных по открытой пористости является непременным условием получения полноценных результатов. При этом, как при построении любых карт, особое внимание следует обращать на зоны экстра-

поляции, в данном контексте, на зоны довольно больших размеров, где отсутствуют эмпирические данные по K_n [59].

Альтернативой детерминистским методам (ДМ) интерполяции при автоматическом картировании являются методы геостатистики (МГ), например, простой кригинг. В этом методе локальной интерполяции при вычислении каждого интерполирующего значения предварительно находится корреляционная функция (вариограмма) рассматриваемой переменной, в данном контексте – параметра K_n . Эта функция описывает пространственную протяжённость рассматриваемого геологического параметра, его анизотропию и его локальную меру неопределённости (разброса через дисперсию).

Метод кригинга (МК) вычисляет интерполирующие значения как средневзвешенное замеров, попавших в эллипс рангов, значения рангов оцениваются по вариограммам в ряде направлений. «Веса» находятся из решения системы линейных алгебраических уравнений, коэффициенты которой оцениваются из вариограммы оцениваемого параметра. Показано, что МК даёт:

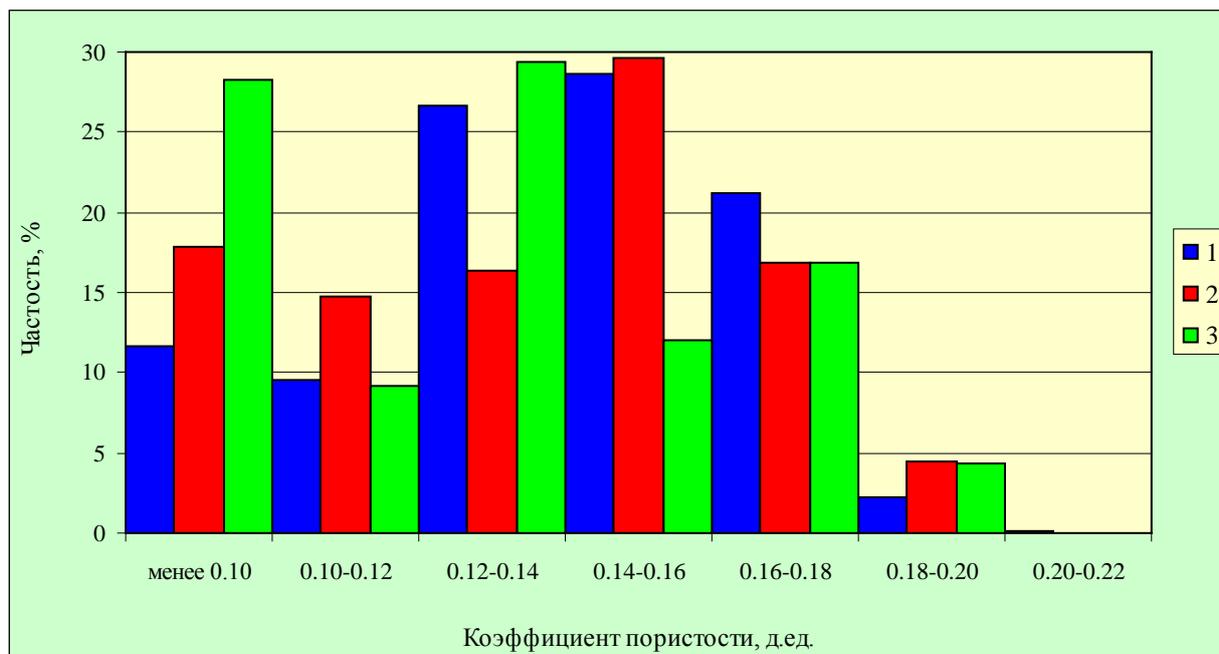
- несмещённые оценки,
- оценки с минимальной дисперсией.

Когда имеется достаточно данных для построения эмпирической вариограммы, кригинг даёт более достоверные результаты по сравнению с детерминистскими методами интерполяции [34].

Отметим, что любая интерполяция, включая методы геостатистики, даёт сглаженную картину эмпирического распределения изучаемого геологического параметра. Алгоритмы интерполяции фактически действуют как низкочастотные фильтры, сглаживающие мелкие отклонения пространственных переменных. При этом следует иметь в виду, что интерполяция в детерминистских методах и методах геостатистики производится по разным критериям. Если интерполяция ДМ ведётся только по критерию совпадения интерполирующей функции с замеренными значениями, что является принципиально неверным при наличии значимых ошибок измерений, то интерполяция МК требует ещё, как сказано выше, минимума погрешности.

В случае, если изучаемый объект является существенно неоднородным по открытой пористости или со значимо неравномерной сетью наблюдений, более точное приближение для поля $K_{по}$ дают стохастические методы моделирования. Недостатком этого подхода является то, что он даёт ряд равновероятных реализаций. Следовательно, методы геостатистики требуют дополнительных критериев выбора одной из них. Сейчас, как правило, применяется довольно разумный подход: осреднение полученных реализаций. В случае нормального распределения помех, осложняющих значения пористости, цифровая модель, полученная осреднением реализаций, имеет более высокую точность по сравнению с отдельными вариан-

тами [27]. Но распределение пористости зачастую существенно отличается от нормального распределения. Последнее хорошо видно из гистограмм частот для трёх разных пластов одного из месторождений ЯНАО, приведённых на рис. 4.15. Пласты, условно названные А, Б, С разделены непроницаемыми пропластками относительно небольшой толщины (< 5 – 6 м.), они формировались приблизительно в схожих условиях осадконакопления – прибрежно-морских. Тем не менее, анализ гистограмм показывает, что их распределения не только отличаются от нормального, но и существенно различаются между собой. Все распределения асимметричные, пласта А – одномодальное, Б – двухмодальное, С – трёхмодальное. Итак, распределение коэффициент открытой пористости пласта С является самым сложным. Из сказанного следует, что изучаемые отложения накапливались в разных фациальных областях прибрежно-морской группы, причём пласт С – в наиболее изменчивых, а пласт А – в более постоянных. Следствием этого является то, что пласт С самый неоднородный из рассмотренных, а пласт А – самый однородный по этому параметру.



1 – пласт А; 2 – пласт Б; 3 – пласт С

Рис. 4.15 – Гистограммы распределения коэффициентов пористости для пластов для А, Б, С

На литологически ограниченных залежах поле параметра $K_{п}$ терпит разрыв на границах замещения. В рассматриваемой геологической ситуации цифровую модель $K_{п}$ можно создать следующим образом. Вначале надо построить поле $K_{п}$ одним из наиболее подходящих методов интерполяции, а затем значения в сетке, попадающие в зону литологического заме-

щения приравнять к постоянному значению равному граничному значению пористости коллектор/неколлектор. Геометрия изопор в этой геологической ситуации аналогична геометрии изопахит эффективных толщин (рис. 4.10), они «утыкаются» в линию замещения.

При выклинивании коллекторов геометрия изопор подобна $h_{эф}$ (рис. 4.11), а именно, изопоры вблизи границы выклинивания субпараллельны ей. Чтобы получить цифровую модель $K_{п}$ с таким свойством, необходимо в точках линии выклинивания задать граничные значения пористости коллектор/неколлектор и использовать эту информацию наравне с эмпирической.

Альтернативный современный подход моделирования двумерных полей $K_{п}$ состоит в привлечении косвенной информации. Наиболее широко для построения карт пористости привлекаются данные сейсморазведки: или отдельные сейсмические атрибуты, или комплексы атрибутов, если они обладают более тесными регрессионными зависимостями с $K_{п}$.

Современное ПО интерпретации сейсмических данных даёт возможность рассчитать большое количество сейсмических атрибутов различной физической природы: мгновенных или усреднённых по временным интервалам, основанных на амплитуде, времени вступления волны или комплексных сейсмических трассах. Этот подход требует обоснования информативности косвенной информации. Он, как правило, производится анализом тесноты регрессионной зависимости между пористостью и сейсмическими атрибутами, причем рассматриваются как отдельные атрибуты, так и всевозможные их комбинации. Решение о выборе атрибутов принимается на основе коэффициентов корреляции и/или детерминации. На атрибуты, выбранные для прогноза, накладывается ряд ограничений, а именно:

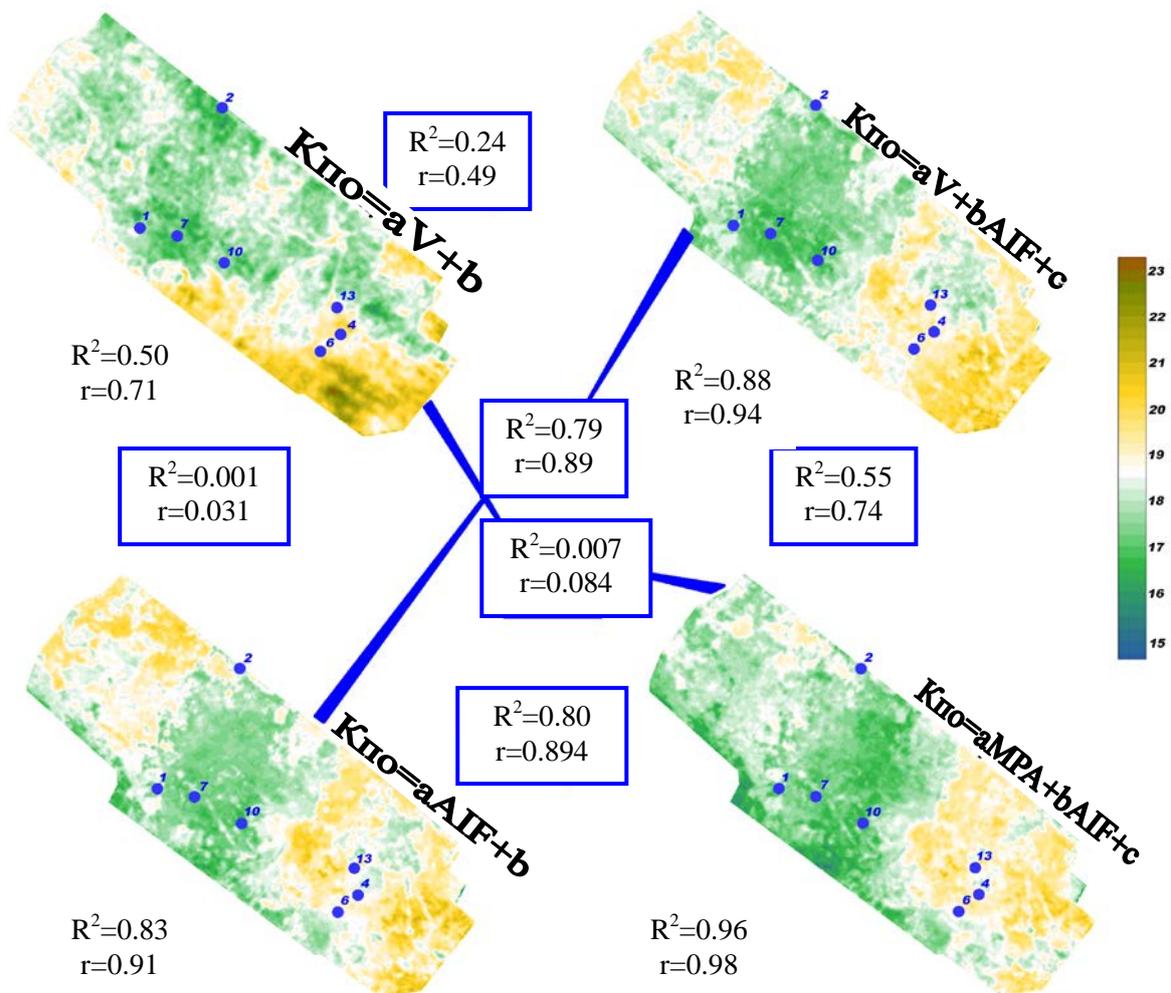
- интервал расчёта атрибутов не превышает временной толщины пласта и выполняется по фазе, контролирующей пласт;
- взаимная корреляция различных атрибутов близка к нулю, что приводит к минимизации числа одновременно анализируемых атрибутов;
- количество информативных атрибутов значительно меньше, чем число дискретов в интервале пласта.

Сказанное проиллюстрируем на следующем примере (В. М. Александров, 2015). На рис. 4.16 приведены карты $K_{по}$ пласта AC_{10}^2 одного из месторождений Широкого Приобья. На рассматриваемом объекте имеется всего 7 замеров $K_{по}$ в скважинах. Как видно из рис. 4.16, они расположены группами в двух зонах по $K_{по}$: «зелёной» и «жёлтой». В такой ситуации недостатка данных построить карту $K_{по}$, значимо отличающуюся от плоскости, не представляется возможным. На рис. 4.16 приведены карты коэффициента открытой пористости, построенные с привлечением различных сейсмических атрибутов и их комбинаций. Отметим, что из мно-

жества атрибутов выбраны те, взаимодействие которых с пористостью понятно с физической и геологической точки зрения.

В анализе использовались следующие: атрибуты по пласту AC_{10}^2 (срезы на уровне продуктивного пласта):

- средних мгновенных частот (AIF),
- пластовых скоростей (V),
- максимальных амплитуд (MPA).



Условные обозначения:

- $K_{по}$ — коэффициент открытой пористости;
- AIF — срез средних мгновенных частот по пласту AC_{10}^2 ;
- V — срез пластовых скоростей по пласту AC_{10}^2 ;
- MPA — срез максимальных амплитуд по пласту AC_{10}^2 ;
- r — коэффициент корреляции;
- R^2 — коэффициент детерминации

Рис. 4.16 – Карты коэффициента открытой пористости, построенные с использованием различных сейсмических атрибутов (В. М. Александров, 2015)

Всего рассчитано четыре карты коэффициента пористости по четырем различным уравнениям регрессии по различным атрибутам и их комбинациям. Сразу отметим – в качестве окончательной карты пористости выбран вариант прогноза по скоростям и средним мгновенным частотам (рис. 4.16 верхний справа). Вначале была построена карта с привлечением одного понятного физического параметра V , коэффициент корреляции пластовых скоростей с коэффициентом пористости по скважинам составляет 0.71 (рис. 4.16 верхний слева). Однако в зонах размыва пласта, когда толщина пласта уменьшается, точность расчёта акустических скоростей тоже уменьшается, поэтому добавление в прогноз дополнительного атрибута, в данном случае средних мгновенных частот, представляется логичным. Так или иначе, коэффициент множественной корреляции коэффициента пористости с сейсмическими атрибутами V и AIF возрос до 0.94.

Карты коэффициента пористости, спрогнозированные по карте средних мгновенных частот и по комплексу МРА и AIF, приведены на рисунках 4.16 нижние, они характеризуются увеличенными градиентами пористости, нехарактерными для этого параметра, поэтому они отбракованы. Итак, более достоверной представляется карта, выбранная в качестве окончательной (приведена на рисунке. 4.16 вверху справа). Уточним, что она представляет собой результат прогноза по замерам с привлечением в качестве косвенной информации срезы скоростей и средних мгновенных частот.

В настоящее время есть несколько подходов к построению карт геологических параметров (КГП) с привлечением карт сейсмических атрибутов (КСА). Самый простой способ при наличии линейной зависимости состоит в алгебраическом преобразовании КСА в КГП и в дальнейшей корректировке КГП в окрестностях скважин с учётом замеров в точках. Последнее может быть произведено любым алгоритмом локальной интерполяции – ДМ. Очевидно, что в результате будет получена КГП, по форме почти совпадающая с КСА.

Методически более правильный подход интеграции сейсмической информации в двухмерную модель осуществляется в рамках геостатистического подхода. В настоящее время для решения этой задачи ПО предлагает, как правило, два алгоритма: кокригинга и более упрощённого варианта – совместного кокригинга. Широкое использование метода кокригинга тормозится двумя факторами:

- метод кокригинга требует построения кросс - корреляционной функции при вычислении каждого интерполирующего значения, а значит, является времяёмким, то есть предъявляет высокие требования к техническим характеристикам компьютеров. Очевидно, что этот фактор временной (субъективный), с развитием компьютерной техники он будет снят;

- при высокой плотности сейсмической информации системы линейных алгебраических уравнений, используемые в кокригинге, часто плохо обусловлены. Это приводит к тому, что значения двухмерной модели осложнены дополнительными алгоритмическими погрешностями. Очевидно, что этот фактор объективен.

В силу сказанного, алгоритм совместного кокригинга практически не используется.

В заключение отметим, что привлечение косвенной сейсмической информации в построение ГМ приводит к повышению её точности и детальности. Тем не менее, необходим анализ ГМ на предмет того, что при создании модели косвенная информация привлечена корректно.

Выбор сейсмических атрибутов является очень важным шагом в обосновании косвенной информации. Ему обязательно предшествует стадия увязки, произведённая должным образом. Селекция атрибутов производится на основе или коэффициента корреляции и/или коэффициента детерминации. Этот этап требует довольно тщательного анализа результатов по значениям r . Напомним, что величина r сама является случайной величиной, так как искажена помехами, которые могут быть значимыми особенно для выборок небольшого размера (менее 19) и особенно для коэффициента множественной корреляции. Коэффициент множественной корреляции при выборках малого объёма получается завышенным. Поэтому при условии:

$$(n - k) / k < 20,$$

где n – объём выборки, а k – число независимых факторов, необходима корректировка r по формуле:

$$\hat{r}_{1.2\dots k} = \sqrt{1 - (1 - r^2) \frac{n-1}{n-k}}.$$

где $\hat{r}_{1.2\dots k}$ - скорректированное значение.

Если выполняется неравенство $r / S_r > 3$,

где S_r - среднеквадратическая ошибка, то с вероятностью $p = 0,99$ можно считать r значимым.

Влияние других параметров породы и флюида. На форму и другие параметры сейсмического сигнала влияет большое число факторов кроме пористости: литология, флюидосодержание, перекрывающие породы и т. д. Как только установлена статистическая зависимость между K_p и сейсмическими атрибутами, необходимо ещё проанализировать влияние других геологических параметров на сейсмический сигнал в зонах экстраполяции. Если литология в этих зонах довольно однородна, то изменения в сейсмических амплитудах обусловлены петрофизическими свойствами пород, это является благоприятным фактором применения установленной зависимости. Приведём противоположный пример. Присутствие газонасыщенных перекрывающих осадочных пород изменяет

сейсмический сигнал и не позволяет применить какой-либо атрибут, полученный по данным сейсморазведки.

Проверка правильности. Любой шаг построения модели должен заканчиваться проверкой правильности результатов. Естественно, для разных параметров, как правило, есть свои способы решения этой сложной задачи. Рассмотрим один из них, который получил название «перекрёстной проверки». Этот способ используется довольно часто и в какой-то мере его можно считать универсальным. Его суть заключается в следующем: при построении карты какого-либо геологического параметра из выборки удаляется часть скважин. Затем по построенной карте находятся прогнозные значения в точках удалённых скважин и отклонения эмпирических данных от двухмерной модели. Описанная процедура проводится несколько раз, что позволяет найти оценку среднего отклонения Δz . Если значение Δz близко к нулю, то модель можно считать адекватной.

Применение сейсмических данных, то есть косвенной информации, для описания свойств коллекторов обладает хорошим потенциалом, но пока ещё является развивающейся технологией, требующей хороших технических знаний и тщательного анализа результатов.

4.4.2 Алгоритмы построения цифровых моделей проницаемости

Проницаемость – это способность горной пористой породы пропускать через себя различные флюиды. Она является важным петрофизическим свойством продуктивного пласта. Коэффициент проницаемости зависит от особенностей строения пустотного пространства пористой среды, физических свойств фильтрующегося флюида и природы физико-химического взаимодействия флюида и пористой среды. Большая часть параметров, применяемых для экономического обоснования проектов разработки месторождений, так или иначе, связана с проницаемостью [59, 68].

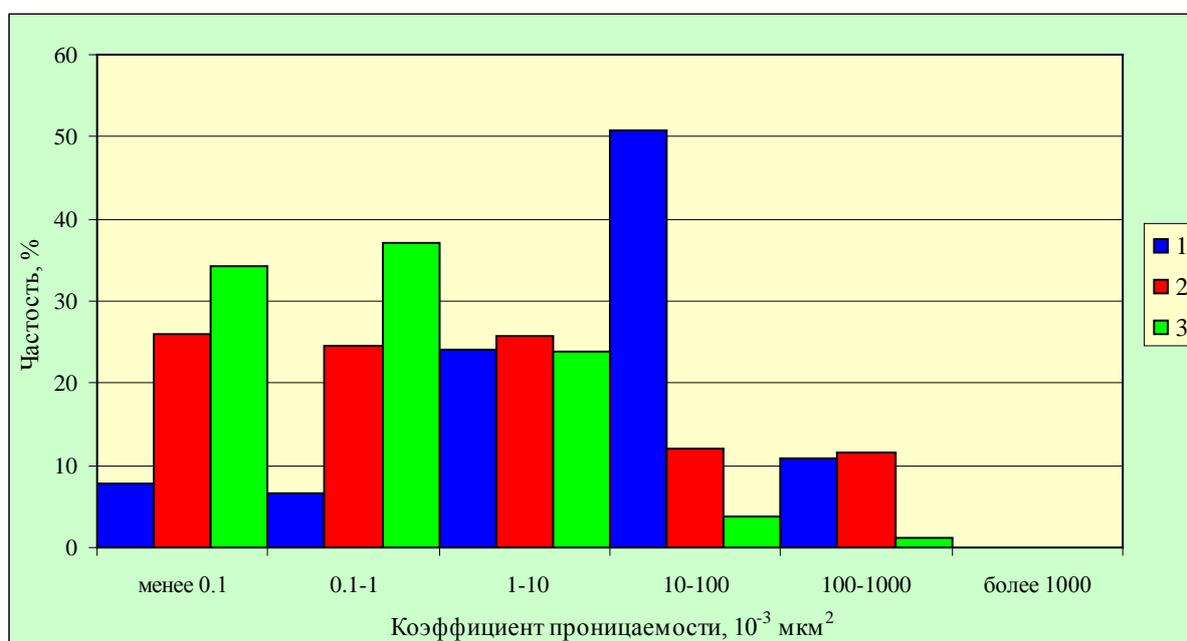
К сожалению, $K_{пр}$ также относится к числу наиболее сложных для определения параметров из коллекторских свойств пласта. Ситуация осложняется тем, что часто пласты в Западной Сибири существенно неоднородны по этому параметру. Из этого следует, что изучение $K_{пр}$ должно не просто проводиться в рамках комплексного, а требует синергетического подхода изучения коллекторских свойств пласта. Напомним, синергетика (от *греч.* сотрудничество, содружество) – междисциплинарное научное направление, изучающее связи между элементами структуры, которые образуются в открытых системах благодаря интенсивному обмену вещества и энергии с окружающей средой в неравновесных условиях.

Некоторые особенности изменения $K_{пр}$ показаны на рис. 4.17, где приведены гистограммы частот $K_{пр}$ для трёх разных пластов одного из месторождений ЯНАО. Выше (Рис. 4.15) рассмотрены свойства $K_{по}$ для этих же объектов. Как видно из рис. 4.17, коэффициент проницаемости имеет

несколько более простое распределение, чем $K_{по}$. Это противоречит физическим свойствам $K_{пр}$ для горных пород.

Напомним, что наиболее часто используемый метод расчёта проницаемости основывается на петрофизической зависимости проницаемость – пористость, значения пористости при этом получают по результатам количественной интерпретации данных ГИС. Это связано с невысокой достоверностью определения $K_{пр}$ по данным ГИС.

Полученное более простое распределение $K_{пр}$ для пластов условно названных: А, Б, С (рис. 4.17) можно объяснить слабой регрессионной зависимостью $K_{пр} = f(K_{по})$. Отметим, что все распределения одномодальные, асимметричные, но максимальные значения существенно разные и разные значения $grad$ в окрестности максимума, другими словами, геометрия линий в окрестности максимумов различаются существенно. Это подтверждает выше указанные различия условий формирования этих пластов.



1 – пласт А; 2 – пласт Б; 3 – пласт С.

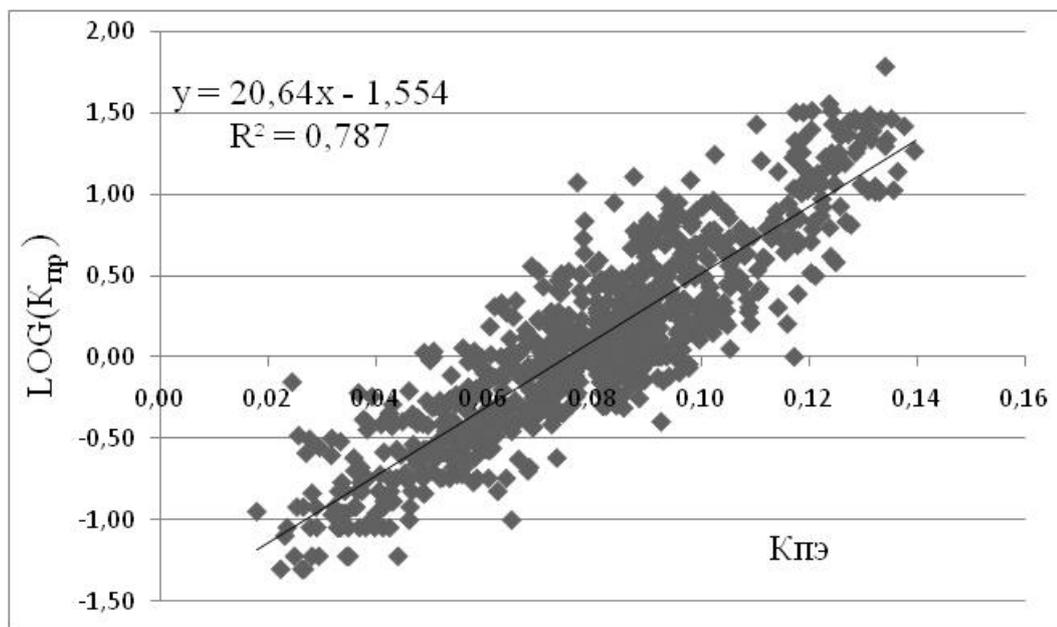
Рис. 4.17 – Гистограмма распределения коэффициентов проницаемости пластов А, Б, С

Известно, что большинство коллекторов описывается тесной линейной зависимостью между этими параметрами в полулогарифмическом масштабе, что позволяет вычислить проницаемость при наличии пористости. На рис. 4.18 представлена зависимость логарифма коэффициента проницаемости от логарифма коэффициента эффективной пористости ($K_{эф}$) для горизонтов Ач₃ и Ач₄ одного из месторождений Западной Сибири. Уравнение ха-

рактируется довольно высокими значениями коэффициентов корреляции (0,89) и детерминации (0,79). Из визуального анализа графика и названных коэффициентов следует, что терригенные коллектора горизонтов Ач₃ и Ач₄ характеризуются регрессионной зависимостью $\text{Log}(K_{\text{пр}}) = f(K_{\text{пэф}})$ линейного вида, причем зависимость тесная. Более тщательный анализ этой точечной диаграммы показывает, что изменчивость логарифма проницаемости для определённых значений $K_{\text{пэф}}$ значительна и составляет более одного порядка. Эта изменчивость не описывается уравнением регрессии, это означает, что рассчитываемые по уравнению регрессии значения $\text{Log}(K_{\text{пр}})$ соответствуют усреднённым значениям $K_{\text{пэф}}$. Этот эффект от сглаживания в общем случае обратно пропорционален коэффициенту детерминации. Более наглядно эффект от сглаживания показывают гистограммы частот фактических и рассчитанных проницаемостей (рис. 4.19) и дисперсии этих распределений. Анализ гистограмм показывает, что оценки средних характеристик практически одинаковы, но эмпирические и сглаженные данные различаются значимо по предельным значениям. Эти предельные значения, с точки зрения гидродинамических процессов в пласте, важны, так как они свидетельствуют о наличии проницаемых прослоев или барьеров на пути потока флюида.

Для коллекторов Западной Сибири характерен широкий спектр зависимостей $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ [68]. Ясно, что в однородных терригенных пластах, эти зависимости отличаются низкой дисперсией, значит, обладают хорошими прогностическими свойствами. В существенно неоднородных коллекторах, например, карбонатных, эта зависимость является неоднозначной и не позволяет применять регрессию. При распределениях с коэффициентом $r < 0,8$ и значимых значениях дисперсии следует применять более сложные подходы. Рассмотрим один из них, дающий значимое повышение тесноты регрессионной зависимости $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{пэф}})$, а значит, улучшает её прогностические свойства.

Этот подход основан на создании так называемых дискретно-непрерывных моделей (ДНМ) [94]. Его суть заключается в следующем: всё множество замеров $K_{\text{при}}, K_{\text{пэф}i}, i = 1, 2, \dots, n$, разбивается на отдельные подмножества с более однородным строением по параметрам $K_{\text{пр}}$ и $K_{\text{пэф}}$, а значит и более тесной зависимостью $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{пэф}})$ и значимо меньшими значениями дисперсии. Разбиение объекта может быть проведено как на отдельные пропластки, так и на отдельные участки месторождения. Выбор критерия разбиения обусловлен характером неоднородности. При разбиении месторождения на отдельные участки наиболее естественным с геологической точки зрения представляется дискретизация по фациям. Это связано с тем, что в основе классификации по фациям почти всегда учитываются петрофизические свойства породы.



зависимости $\text{Log}(K_{\text{пр}}) = f(K_{\text{пэф}})$ по всей залежи



Рис. 4.19 – Гистограммы эмпирической (синим цветом) и сглаженной (красным цветом) коэффициента проницаемости

Сказанное проиллюстрируем на следующем примере. По результатам фациального анализа пород, слагающих горизонты $A_{ч3}$ и $A_{ч4}$, одного из месторождений ЯНАО Саньковой Н. В. выделено четыре фации: устье подводящего канала (УПК), основное тело конуса выноса (ОТКВ), русла обломочных потоков (РОП) и периферийные зоны конусов выноса (ПЗКВ).

Отметим, что коллектора выделенных фаций горизонтов $A_{ч3-4}$ характеризуются довольно разными значениями пористости и проницаемости.

Коллектора фаций УПК, ОТКВ и РОП выше, чем аналогичные параметры у коллекторов фации ПЗКВ. Среднее значение эффективной пористости по фациям УПК и ОТКВ для горизонтов Ач₃ и Ач₄ составляет 16 %, по фации РОП – 16,2 %, а по фации ПЗКВ – 15,1 %.

Рассмотрение керн-кern взаимосвязей $K_{пр} = f(K_{п})$, $K_{пр} = f(K_{пэф})$, где $K_{пэф}$ – эффективная пористость и $K_{пр} = f(K_{во})$, где $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, показало, что наиболее тесной является зависимость $K_{пр} = f(K_{пэф})$. При этом установлено, что зоны устья подводящего канала и основного тела конуса выноса характеризуются единой зависимостью $K_{пр} = f(K_{пэф})$, поэтому целесообразно их объединить.

Так как зависимость $K_{пр} = f(K_{пэф})$ нелинейная, для упрощения расчётов и более ясного изложения проведена линеаризация. Другими словами, сделано такое преобразование координат $K_{пр}$, $K_{пэф}$, что в новых координатах $\text{Log}(K_{пр})$, $K_{пэф}$ зависимость линейная. На рис. 4.18 приведена зависимость $\text{Log}(K_{пр})=f(K_{пэф})$ в преобразованных координатах.

Из анализа диаграммы видно, что линейная зависимость $\text{Log}(K_{пр})=f(K_{пэф})$ существует, причём тесная, $r = 0,73$. Но разброс точек относительно линии регрессии значителен. Эффект от сглаживания, который обратно пропорционален коэффициенту корреляции, показан на рис. 4.19, где сравниваются гистограммы фактических и рассчитанных значений $\text{Log}(K_{пр})$. Отметим, что средние значения по замеренной и рассчитанной выборкам совпадают. Из анализа рис. 4.19 видно, что есть участки, где сглаженные оценки являются завышенными, и участки, где они значимо занижены. Из этого следует, что зависимость $\text{Log}(K_{пр})=f(K_{пэф})$ нельзя использовать для построения гидродинамической модели.

На рис. 4.20 - 4.23 приведены точечные диаграммы и линии тренда для отдельных фаций. Как видно из этих рисунков и коэффициентов корреляции получено заметное увеличение их значений и уменьшение величин дисперсий.

Таким образом, ДНМ прогноза проницаемости по эффективной пористости для горизонтов Ач₃ и Ач₄, одного из месторождений ЯНАО состоит из трёх уравнений регрессии, каждое из которых соответствует одной из группы фаций. В табл. 4.1 приведены уравнения регрессии для различных фаций и соответствующие значения коэффициента R^2 , а на рис. 4.24 в исходных координатах показано распределение точек по фациям.

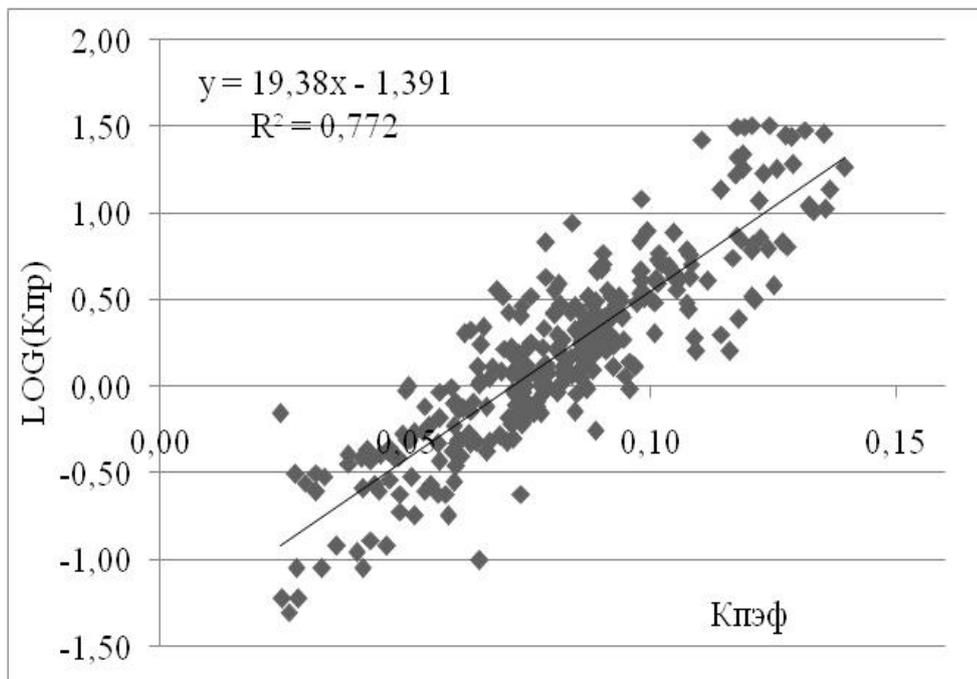


Рис. 4.20 – Точечная и сглаженная диаграммы зависимости $\text{Log}(K_{\text{пр}})=f(K_{\text{пэф}})$ для фации УПК

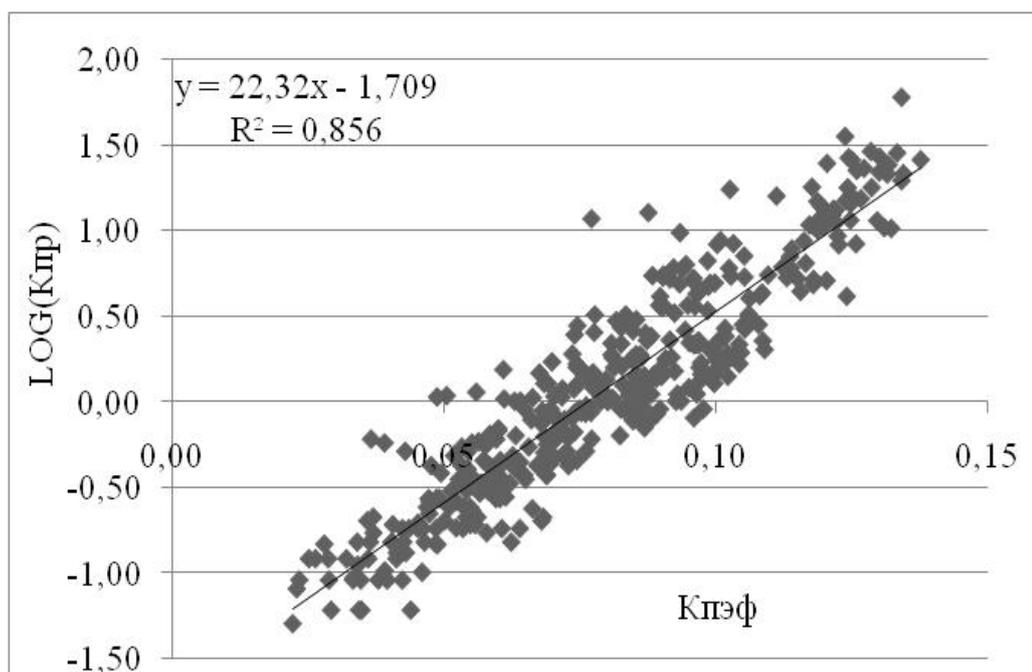


Рис. 4.21 – Точечная и сглаженная диаграммы зависимости $\text{Log}(K_{\text{пр}})=f(K_{\text{пэф}})$ для фации ОТКВ

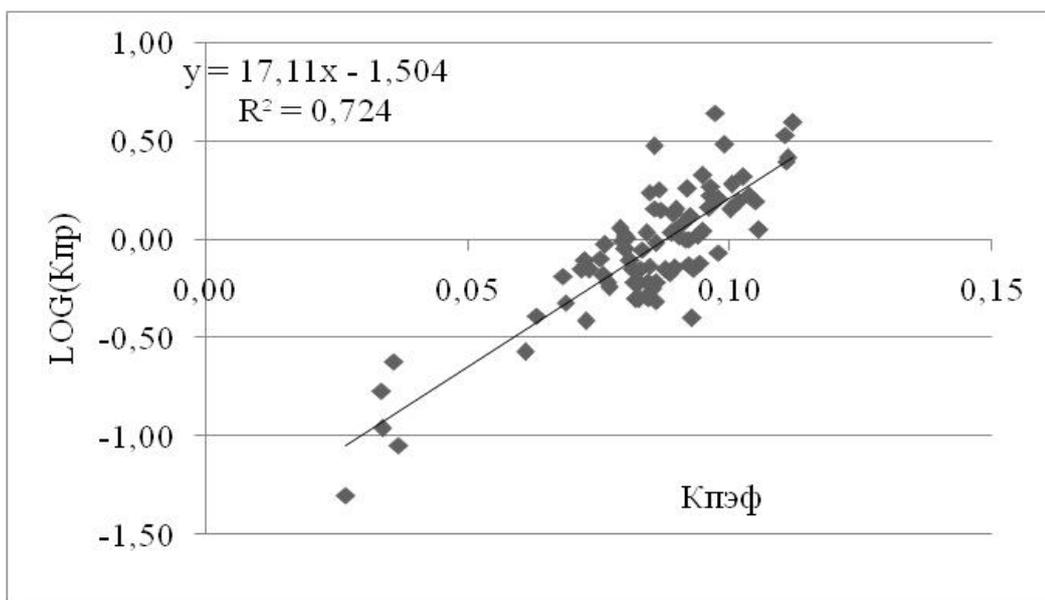


Рис. 4.22 – Точечная и сглаженная диаграммы зависимости $\text{Log}(K_{\text{пр}})=f(K_{\text{пэф}})$ для фации РОП

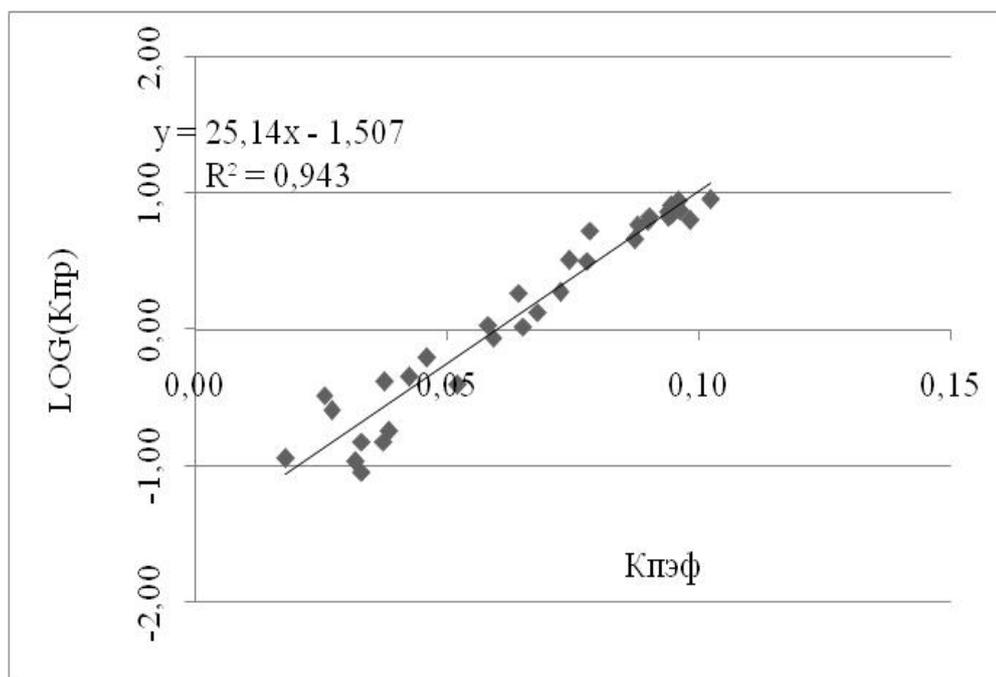


Рис. 4.23 – Точечная и сглаженная диаграммы зависимости $\text{Log}(K_{\text{пр}})=f(K_{\text{пэф}})$ для фации ПЗКВ

Таблица 4.1

Дискретно-непрерывная модель прогноза коэффициента проницаемости по эффективной пористости

Фации	Уравнение регрессии	R ²
УПК+ОТКВ	$K_{np} = 0,0257e^{48,932K_{пэф}}$	0,82
РОП	$K_{np} = 0,0291e^{39,099K_{пэф}}$	0,81
ПЗКВ	$K_{np} = 0,0311e^{57,901K_{пэф}}$	0,94

Все эти уравнения характеризуются высокими значениями коэффициента детерминации, который изменяется от 0,81 для РОП до 0,94 для ПЗКВ. При этом показатель степени в уравнениях изменяется от 39,099 до 57,901. Отклонения этих значений составляет 48 % от наименьшего из указанных коэффициентов, что является статистически значимым различием. Статистически значимыми являются различия уравнений для всех пар фаций. Другими словами, при оценке коэффициента проницаемости по значениям эффективной пористости для различных фаций надо использовать разные уравнения регрессии.

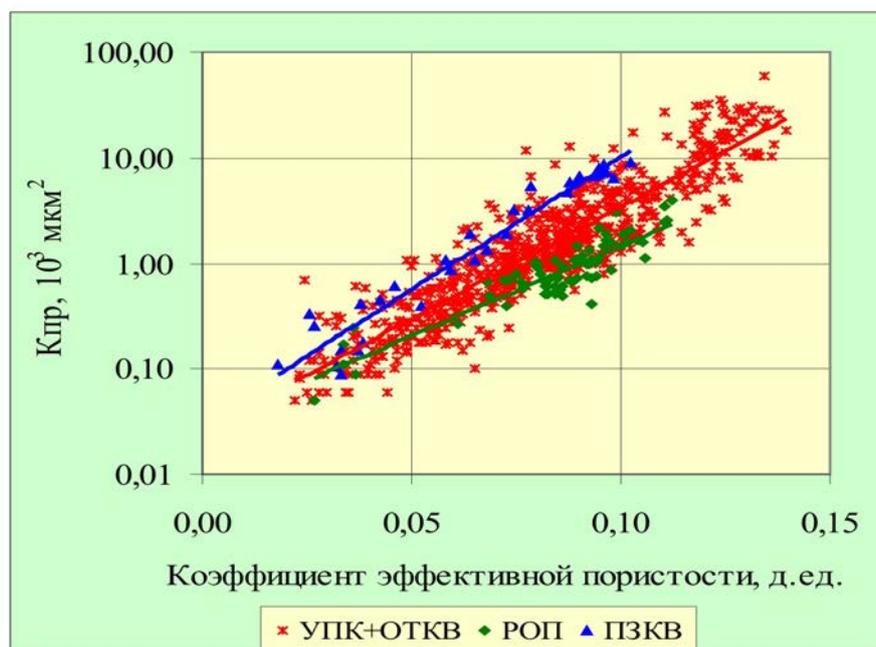


Рис. 4.24 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости по различным типам фаций для горизонтов Ач₃ и Ач₄

Рассмотрим ещё один подход повышения достоверности зависимости $K_{пр} = f(K_{пэф})$, если точечная диаграмма этих параметров имеет большой разброс. Этот разброс может быть обусловлен, в частности, значимым

влиянием на структуру пор породы петрологических переменных: цементации, гранулометрического состава, диагенетических изменений и т. д. В рассматриваемой ситуации требуется более сложный подход, который учитывает влияние других параметров, кроме пористости.

Эта методика основана на множественной линейной регрессии, т. е. на определении коэффициентов линейного уравнения вида:

$$\text{Log } K_{\text{пр}} = a_0 + a_1 * x_1 + a_2 * x_2 + \dots + a_n x_n. \quad (4.5)$$

Оценка коэффициентов a_0, a_1, \dots, a_n ведётся на основе данных по опорным скважинам, в которых есть профили проницаемости и параметров x_1, x_2, \dots, x_n методом наименьших квадратов. Нахождение коэффициентов уравнения (4.5) МНК сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений. Доказано, что определитель этой системы отличен от нуля, это означает, что система имеет единственное решение, другими словами, уравнение множественной линейной регрессии (4.5) определяется однозначно.

Независимые переменные x_1, x_2, \dots, x_n следует выбирать из множества тех параметров, которые оказывают значимое влияние на проницаемость. В общем случае таковыми являются пористость, водонасыщенность, глинистость, капиллярные давления, высота над уровнем ВНК, местоположение, если учитывается влияние по вертикали и т. д. При использовании этого подхода для конкретных отложений требуется регрессионный статистический анализ с целью обоснования группы параметров из множества перечисленных, оказывающих наиболее значимое влияние на проницаемость.

Так же как и в одномерной регрессии, и при многомерной возможен значимый разброс точек около поверхности регрессии. Но визуальный анализ разброса точек около поверхности многомерной регрессии невозможен. Одним из критериев качества регрессии (аппроксимации, тренда) является анализ отклонений эмпирических значений y_i от расчетных \hat{y}_i . Значения $d_i = y_i - \hat{y}_i$ часто называют остатками. Анализ остатков осуществляется либо графически, т. е. визуально, либо аналитически. При визуальном анализе остатков строятся точечные диаграммы в координатах $\{x, d\}$, $\{y, d\}$, по которым выявляется наличие резко уклоняющихся значений, гетероскедастичности данных или других закономерностей в поведении остатков.

При аналитическом анализе остатков вычисляется среднее значение квадратов остатков, которое называется остаточной дисперсией $S^2_{\text{ост}}$.

Этот параметр вычисляется по формуле:

$$S^2_{\text{ост}} = \frac{1}{n - k - 1} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (4.6)$$

где n – объём выборки,

k – число независимых переменных,

\hat{y}_i - значение регрессионной поверхности в точке x_i .

Корень квадратный из остаточной дисперсии называют остаточным среднеквадратичным отклонением и обозначают $S_{ост}$.

При заданном допустимом (пороговом) значении дисперсии $S_{порог}^2$ регрессия считается качественной, если вычисленное по формуле 4.6 значение $S_{ост}^2$ не превышает это пороговое значение, т. е. если $S_{ост}^2 < S_{порог}^2$. В геологии $S_{порог}^2$ обычно не задано, поэтому для оценки качества регрессии используется коэффициент корреляции и/или детерминации.

Так же как и в одномерной регрессии, качество множественной регрессии может быть улучшено за счёт создания ДНМ, например, разбиения множества замеров на отдельные подмножества, относящиеся к отдельным фациям.

4.5 Построение карты линейных запасов нефти и подсчёт запасов нефти

Для оценки геологических запасов нефти ($Q_{геол}$) чаще всего используется объёмный метод, который основан на формуле:

$$Q_{геол} = S h_{эф.н} \cdot K_{по} \cdot K_{нн} \rho \Theta, \quad (4.7)$$

где: $Q_{геол}$ - геологические запасы нефти, приведенные к стандартным поверхностным условиям, тыс. т;

S - площадь нефтеносности, тыс. m^2 ;

$h_{эф.н}$ - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{по}$ - коэффициент открытой пористости нефтесодержащих пород, д. ед.;

$K_{нн}$ - коэффициент нефтенасыщенности коллекторов, д. ед.,

ρ - плотность нефти, t/m^3 ,

Θ – пересчётный коэффициент, учитывающий усадку нефти при переходе ее из пластовых условий в поверхностные, с учетом промысловой сепарации и подготовки нефти.

Извлекаемые запасы нефти ($Q_{извл}$) определяются умножением геологических запасов нефти на коэффициент нефтеизвлечения – КИН:

$$Q_{извл} = Q_{геол} \times \text{КИН} \quad (4.8)$$

Исходя из формулы (4.7), относительная погрешность геологических запасов нефти определяется выражением:

$$\delta_{Q_{геол}} = \delta_S + \delta_{эф.н} + \delta_{кпо} + \delta_{кнн} + \delta_{\theta} + \delta_{\rho}$$

Другими словами относительная погрешность геологических запасов нефти равна сумме относительных погрешностей сомножителей, входящих в формулу (4.7).

Часть параметров, входящих в формулу (4.7), а именно $h_{эф.н}$, $K_{по}$ и $K_{нн}$ не являются постоянными величинами по объективным причинам, а именно, в силу существенной неоднородности геологических объектов.

Поэтому применение средних по залежи значений $h_{эф.н}$, $K_{по}$ и $K_{нн}$ приводит к дополнительным погрешностям в оценке запасов. В так называемых, «докомпьютерных» технологиях 2D ГМ представляли собой карты только на бумаге, то есть отсутствовали цифровые сеточные модели. Для повышения точности оценок $Q_{геол}$ и $Q_{извл}$, проекция залежи на плоскость ХОУ делилась на отдельные зоны, однородные по указанным параметрам с позиции геолога. Далее оценка запасов для каждой из выделенных зон находилась по формуле (4.7). Окончательно $Q_{геол}$ определялась как сумма значений запасов отдельных участков. Этот подход даёт, конечно, некоторое повышение точности оценок $Q_{геол}$ и $Q_{извл}$.

Появление компьютерных технологий позволяет повысить точность оценки запасов за счёт использования не усреднённых статистических характеристик подсчётных параметров, а применением цифровых моделей, отражающих освещённые исходными данными локальные неоднородности.

Под картой $Q_{лин}$ (карты показателя линейного нефте(газо)насыщенного эффективного объема) понимается карта, полученная по формуле:

$$Q_{лин} = h_{эф.н} * K_{по} * K_{нн} \quad (4.9)$$

Построение такой карты проводят перемножением в точках регулярной сети восстановленных значений соответствующих признаков: эффективной насыщенной толщины коллектора, коэффициента открытой пористости и коэффициента нефте(газо)насыщенности. Из формулы 4.9, следует, что карта $Q_{лин}$ имеет единицу измерения – метры. Напомним, что точность карт, входящих в правую часть (4.9), заметно повышает привлечение априорной и косвенной информации. В качестве примера косвенной информации назовём результаты динамической обработки сейсмических данных.

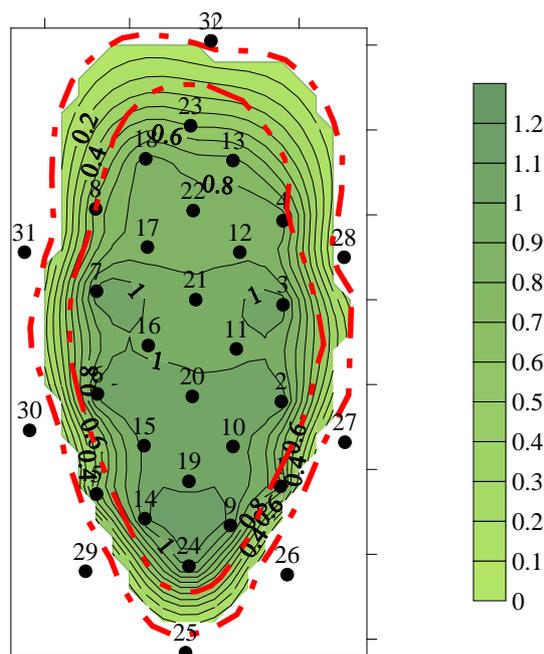
Карта линейного нефте(газо)насыщенного эффективного объема даёт прогноз изменения линейного эффективного нефте(газо)насыщенного объема (линейных запасов) и позволяет выполнять подсчет запасов как в целом по залежи так и дифференцированно, т. е. по отдельным зонам: ЧНЗ, ВНЗ, категориям запасов, зонам различной продуктивности (высокой, средней и низкой) и т. д.

Свойства карты линейных запасов аналогичны свойствам карт эффективных нефтенасыщенных толщин:

- нулевая изолиния совпадает с внешним контуром нефтеносности;
- за внешним контуром нефтеносности значения карты отсутствуют.

Отметим, что такими же свойствами обладают карты нефте(газо)насыщения. Эти свойства надо обязательно учитывать при анализе построенных карт. Пример карты $Q_{лин}$ приведён на рис. 4.25. Из этого рисунка видно, что значения плотности запасов изменяются от нуля (на

внешнем контуре) до 1,2 м, наибольшие значения наблюдаются в южной части ЧНЗ.



- Условные обозначения:
- - скважина
 - - изолиния
 - - - - - внешний контур нефтеносности
 - - - - - внутренний контур нефтеносности

Рис. 4.25 Карта линейных запасов нефти

Согласно геометрической интерпретации интегралов, правая часть выражения

$$Q_{\text{геол}} = \iint_{\omega} h_{\text{эф.н}}(x,y) * K_{\text{по}}(x,y) * K_{\text{нн}}(x,y) dx dy, \quad (410)$$

даёт оценку объема нефти (в м³) в области ω . Умножение полученного по (4.10) значения на плотность нефти и пересчётный коэффициент, даёт массу нефти в стандартных поверхностных условиях. В Западной Сибири для многих месторождений коэффициент нефтенасыщения по латерали изменяется незначимо (но существенно изменяется по вертикали) или числа замеров бывает не достаточно для построения карты $K_{\text{нн}}$. В таких ситуациях в (4.10) $K_{\text{нн}}$ следует вынести за знак интеграла, формула (4.10) принимает вид:

$$Q_{\text{геол}} = \iint_{\omega} h_{\text{эф.н}}(x,y) * K_{\text{по}}(x,y) dx dy. \quad (411)$$

Значение интеграла в (4.11) даёт объём эффективного порового пространства, насыщенного нефтью. В случае, когда и коэффициент

открытой пористости используется как величина постоянная, выражение (4.11) имеет вид:

$$Q_{\text{геол}} = \iint_{\omega} h_{\text{эф.н}}(x,y) * dx dy, \quad (4.12)$$

Выражение (4.12) позволяет вычислить объём продуктивных коллекторов.

Рассмотрим, возможные варианты использования области интегрирования ω . Например, если ω – область нефтеносности (область, ограниченная внешним контуром нефтеносности), то (4.10) или (4.11) даёт оценку геологических запасов всей залежи. Если ω – область ЧНЗ (рис. 4.14 и 4.25), то есть участок ограниченный внутренним контуром нефтеносности, о применение (4.10) или (4.11) позволяет получить оценку запасов в ЧНЗ. Если же ω – область ВНЗ, т. е. зона между внутренним и внешним контурами нефтеносности (рис. 4.14 и 4.25), применение (4.10) или (4.11) даёт оценку запасов в ВНЗ. Из сказанного выше следует, что возможны другие виды области интегрирования ω : зоны категории запасов, участки различной продуктивности и т. д.

Оценка запасов по карте $Q_{\text{лин}}$ находится методами численного интегрирования, то есть методами, находящими значение интеграла от функции, заданной в цифровом виде. Например, в программном пакете Surfer имеется три алгоритма численного интегрирования: трапеций, парабол (его ещё называют по имени автора математика Симпсона) и 3/8 Симпсона. Это означает, что Surfer получает три оценки запасов. В качестве окончательной оценки имеет смысл взять среднее арифметическое этих значений.

Априори ясно, что оценки запасов, полученные с применением карты линейных запасов и формул (4.10) или (4.11) имеют более высокую точность, чем оценки на основе (4.7). Объясняется это тем, что в таком варианте объёмный метод позволяет учитывать локальные неоднородности по эффективным толщинам, коэффициентам открытой пористости и нефте(газо)насыщения.

5 СОЗДАНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ СЕТКИ

Трёхмерная сетка – это ячеистый каркас, внутри которого производятся вычисления всех основных этапов геологического моделирования. Главное отличие трёхмерной сетки от двумерной сетки в том, что каждая ячейка трёхмерной сетки занимает определенный объем в пространстве, тогда как ячейка двумерной сетки характеризуется только площадью. Правильно построенная трёхмерная сетка – это основа построения корректной геологической модели.

Создание трёхмерной сетки сводится к решению ряда задач:

- определение области моделирования;
- определение горизонтального строения сетки (тип и горизонтальное разрешение) – предопределяет количество строк и столбцов в сетке;
- определение вертикального строения сетки (характер и вертикальное разрешение) – предопределяет количество слоев в сетке.

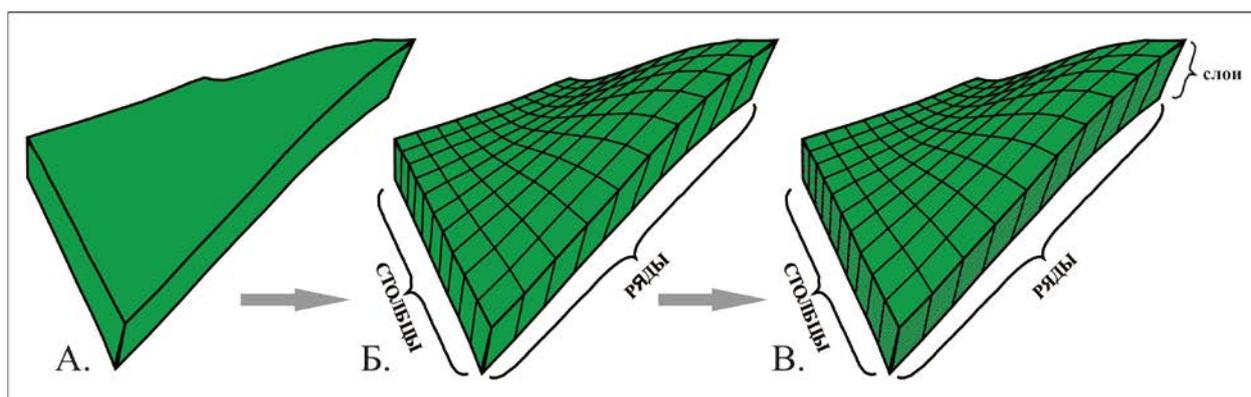


Рис. 5.1 – Последовательность создания трёхмерной геологической сетки (А – определение области моделирования, Б – определение горизонтального строения сетки, В – определение вертикального строения сетки)

Каждая ячейка в сетке имеет два вида координат: XYZ – соответствующие ее абсолютному положению в пространстве и ijk – соответствующие ее относительному положению в сетке (i – номер строки, j – номер столбца, k – номер слоя).

5.1 Понятие области моделирования

Трёхмерная сетка строится внутри некоторой области. Она представляет собой объем между двумя или несколькими стратиграфическими поверхностями, расположенными одна под другой. Для отображения геоло-

гического строения и объемов моделируемых объектов, область делится на мелкие ячейки. Совокупность этих ячеек и есть трёхмерная геологическая сетка.

Для создания области необходимо как минимум две стратиграфические поверхности, в этом случае область является единой. Но на практике область чаще всего создается из последовательности нескольких стратиграфических поверхностей. В этом случае она представляет собой последовательность нескольких подобластей.

Модель может содержать любое количество областей. Необходимость использования нескольких областей возникает в том случае, когда моделируемый интервал характеризуется существенной толщиной. В этом случае, при создании трёхмерной сетки в единой области, модель может содержать десятки миллионов ячеек, что существенно снижает скорость всех дальнейших расчетов.

Выход из этой ситуации заключается в создании нескольких областей, каждая из которых включает в себя определенную часть моделируемого интервала. Как вариант, в качестве отдельных областей можно взять разные стратиграфические подразделения. Например, если пласт ЮВ₁¹ делится на две пачки – ЮВ₁^{1a} и ЮВ₁^{1б}, то каждая из пачек может быть выделена в отдельную область. При этом, если пачки не разделены между собой выдержанной глинистой перемышкой, прослеживаемой на всей площади участка моделирования, то выделяется две области, если же по результатам детальной корреляции такая перемышка выделяется – то три области (рис. 5.2). В этом случае модель строится отдельно для каждой области.

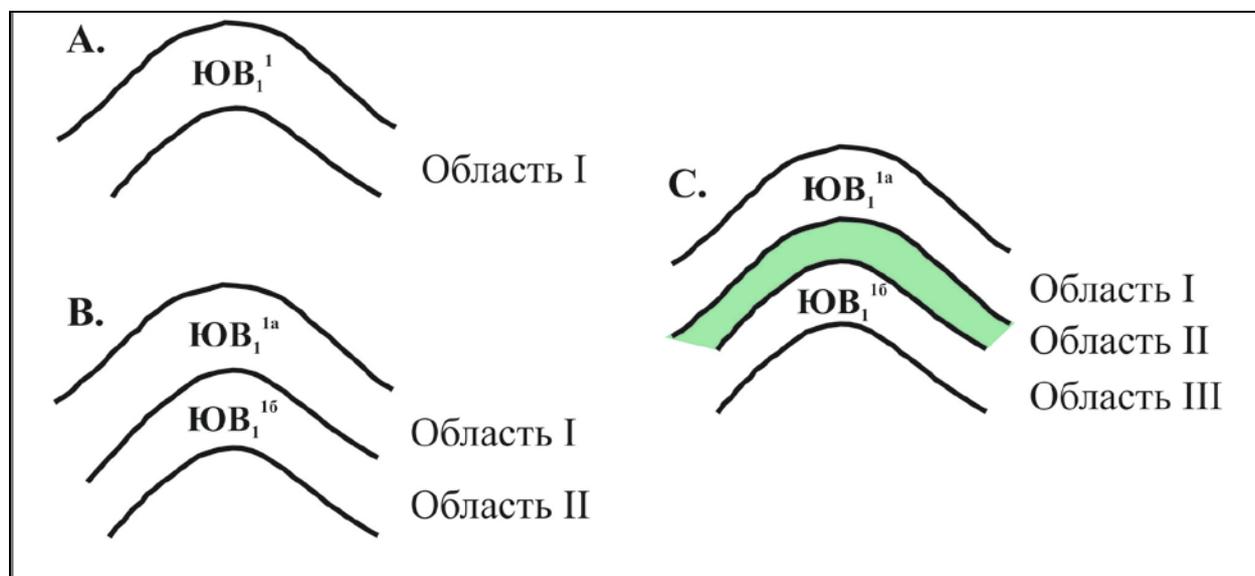


Рис. 5.2 – Пример выделения областей моделирования в трёхмерной геологической сетке

(А – один пласт, Б – два пласта не разделенных глинистой перемышкой, В – два пласта, разделенные глинистой перемышкой)

5.2 Определение горизонтального строения трёхмерной сетки

5.2.1 Типы трёхмерных сеток

Трёхмерные сетки бывают двух типов – структурированные и неструктурированные (рис. 5.3). Ячейки структурированных сеток всегда представляют собой шестигранники (то есть имеют 8 вершин). Ячейки неструктурированных сеток не имеют ограничений по форме ячейки. В настоящее время в большинстве программных пакетов трёхмерного геологического моделирования реализована возможность создания структурированных сеток.

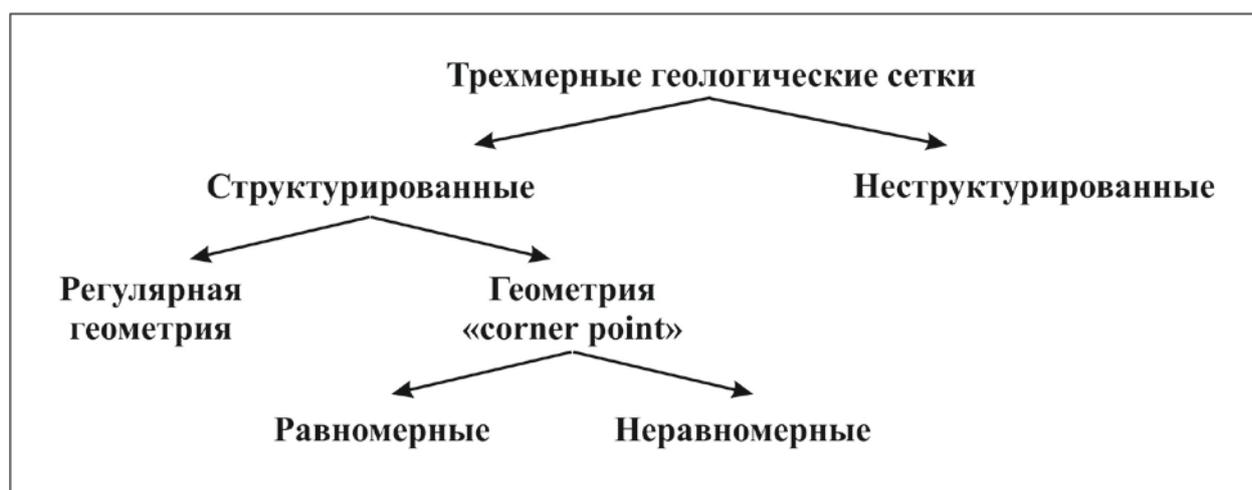


Рис. 5.3 – Классификация трёхмерных геологических сеток

Структурированные трёхмерные сетки в свою очередь могут быть представлены регулярной или нерегулярной (геометрия «угловой точки») геометрией ячеек:

- регулярная геометрия - предназначена для трёхмерных сеток с равномерным горизонтальным разрешением, т.е. ячейки которых одинакового размера по горизонтали (рис. 5.4). При описании сетки регулярной геометрии используется только Z-координата вершин всех ячеек. Координаты X и Y в описании сетки напрямую не используются. При необходимости они легко рассчитываются, что значительно упрощает ее описание и увеличивает скорость всех расчетов. Основной особенностью данного типа сеток является то, что все ячейки должны иметь одинаковую длину и ширину, а их ребра строго вертикальны. Это обуславливает невозможность встраивать разломы в сетку;

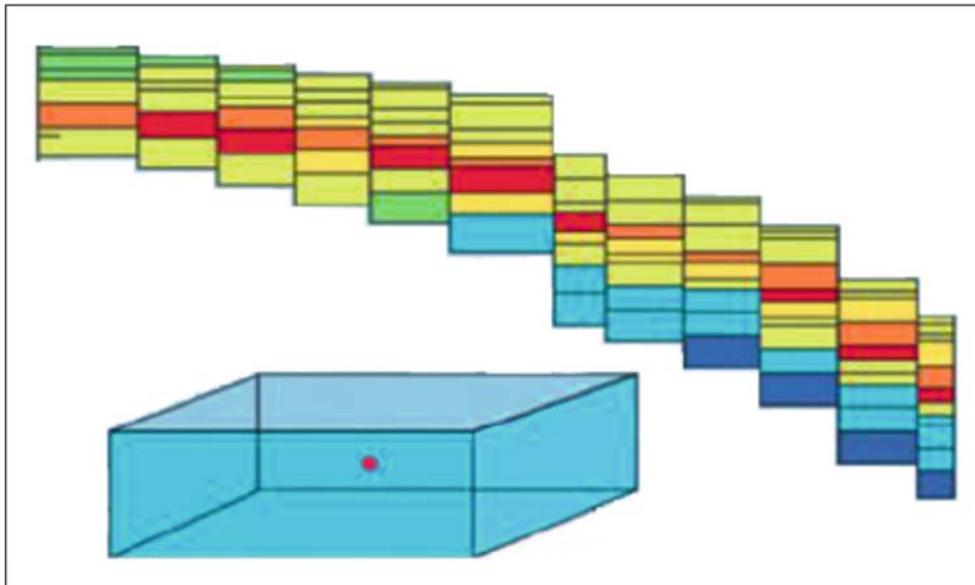


Рис. 5.4 – Регулярная геометрия ячеек трёхмерной сетки

- геометрия типа «угловой точки» предназначена для сеток с неравномерным горизонтальным разрешением, т.е. размер ячеек которых варьируется по горизонтали (рис. 5.5). В данном случае положение каждой ячейки в пространстве описывается всеми тремя координатами всех ее восьми вершин, что значительно усложняет ее описание. Все ячейки данного типа сеток могут иметь произвольную длину и ширину, а их ребра могут быть наклонными. Благодаря этому в сетку можно встраивать разломы и проводить локальное измельчение сетки.

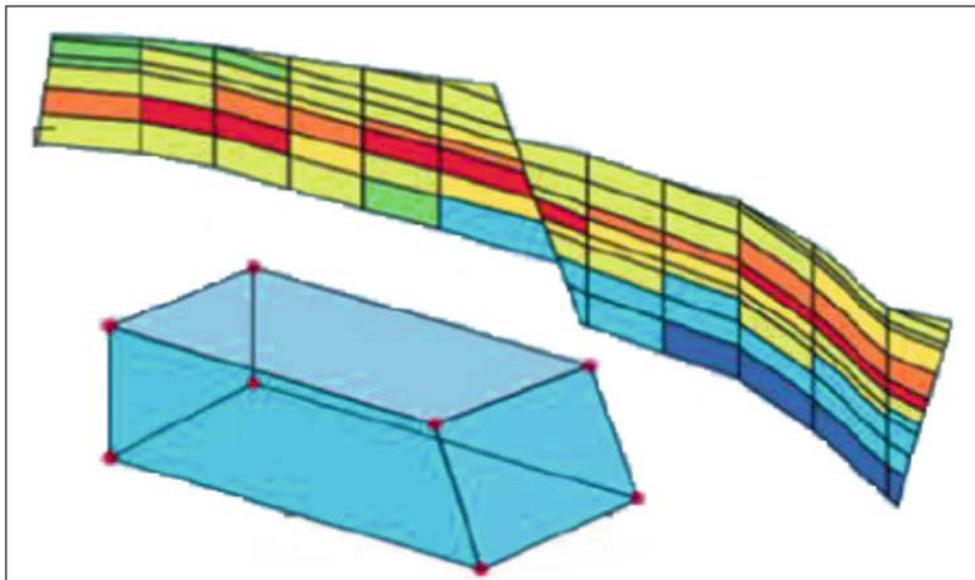


Рис. 5.5 – Геометрия типа «угловой точки» ячеек трёхмерной сетки

5.2.2 Горизонтальное разрешение трёхмерной сетки

Горизонтальное разрешение трёхмерной сетки определяет размер ячеек – шаг (или инкремент) по горизонтали – dX и dY . Размер ячеек по горизонтали в большинстве случаев задается одинаковым по направлениям X и Y на всей области моделирования. Размер ячеек определяет детальность геологической модели. Чем меньше ячейки, тем выше детальность модели и наоборот, чем большего размера ячейки, тем ниже детальность модели.

Размер ячеек трёхмерной сетки определяется тремя основными принципами [1]:

1. Соблюдение соответствия задаче моделирования. Так при построении оценочной модели размер ячеек должен быть значительно больше, чем при построении детальной модели, на основе которой решаются практические задачи, например проектирование горизонтальных скважин и геонавигация при их бурении.
2. Соблюдение соответствия разрешающей способности наблюдений. Чем плотнее сетка скважин на участке моделирования, тем меньший размер ячеек при построении модели должен использоваться. Желательно, чтобы между скважинами было не менее 5 ячеек. При эксплуатационном разбуривании обычно берут размер ячейки по площади 25×25 или 50×50 м. При наличии только разведочных скважин и при большом размере модели – 100×100 или даже 200×200 м. Следует отметить, что при любом разрешении сетки возможно попадание нескольких скважин в одну ячейку. В этом случае необходимо уменьшить размерность dX и dY . Если это невозможно, то одна из скважин исключается из дальнейшего моделирования, например транзитная скважина или скважина дублер.
3. Соблюдение соответствия геологической неоднородности объекта моделирования. Для выдержанных пластов возможно задать больший размер ячеек, чем для неоднородных пластов. Размеры геологических тел должны превышать размер ячеек в 2-3 раза [1].

Желательно, чтобы горизонтальное разрешение трёхмерной геологической сетки соответствовало требованиям гидродинамического моделирования, при условии соблюдения всех вышеописанных принципов. Другими словами, если размер ячеек в геологической модели выбран таким образом, то при переходе к гидродинамической модели нет необходимости проводить ремасштабирование трёхмерной сетки по горизонтали.

Важным ограничивающим фактором при выборе размера ячеек являются аппаратные возможности ПК.

5.3 Определение вертикального строения трёхмерной сетки

После определения горизонтального разрешения трёхмерной сетки необходимо разбить сетку на слои. При этом следует различать такие два понятия, как характер вертикального строения (то, каким способом сетка разбивается на слои) и вертикальное разрешение сетки (толщина этих слоев) [45].

5.3.1 Характер вертикального строения трёхмерных сеток

Характер вертикального строения трёхмерной сетки выбирается, исходя из характера напластования, слоистости и взаимоотношения различных типов пород внутри толщи.

Существует два основных типа вертикального строения сеток:

1. Пропорциональная разбивка. При данном типе разбивки вся толщина, ограниченная зоной, делится на одинаковое заданное равное количество слоев, вне зависимости от общей толщины зоны. Ясно, что толщина каждого слоя в разных частях толщи меняется (рис. 5.6).

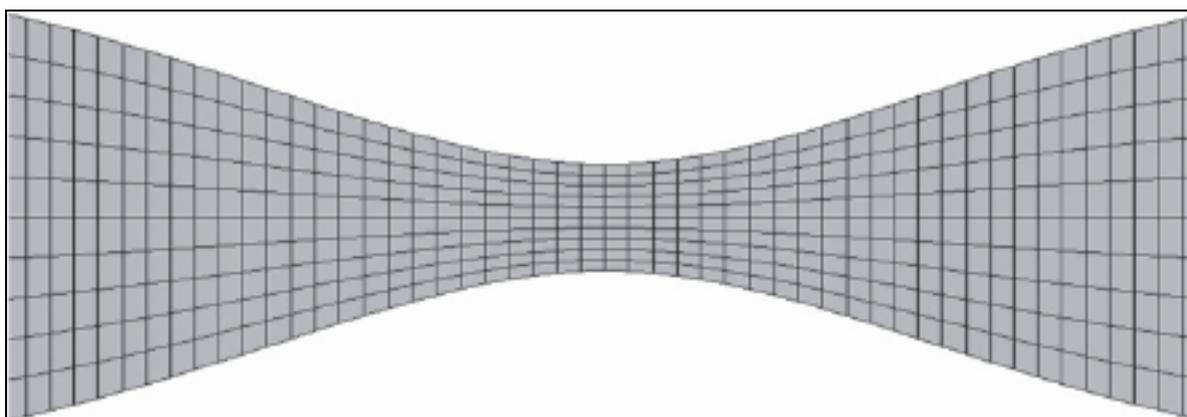


Рис. 5.6 – Пропорциональная разбивка трёхмерной сетки между кровлей и подошвой (Закревский К.Е. [45])

Такой тип разбивки используется чаще всего, и применяется для моделирования терригенных и большинства карбонатных пластов. Данный тип разбивки трёхмерной сетки рекомендовано использовать при ненарушенном залегании моделируемого пласта.

2. Параллельная разбивка. При параллельной разбивке вся толщина зоны разделяется на слои заданной толщины. При этом количество слоев варьируется в зависимости от общей толщины зоны в разных ее частях. Данный тип разбивки должен быть параллелен либо кровле, либо подошве зоны, либо какой-нибудь не связанной с зоной поверхности (рис. 5.7). В последнем случае разбивку обычно называют «параллельно стратиграфии». Данный тип разбивки трёхмерной сетки рекомендовано использовать в случае, когда одна из стратиграфических границ пласта является не-

согласием (угловым или стратиграфическим). Так в случае, когда характер осадконакопления определяется палеорельефом, в стратиграфическую сетку могут включаться структуры налегания и используется разбивка параллельно кровле. В случае эрозионного размыва кровельной части пласта необходимо использовать разбивку параллельно подошве.

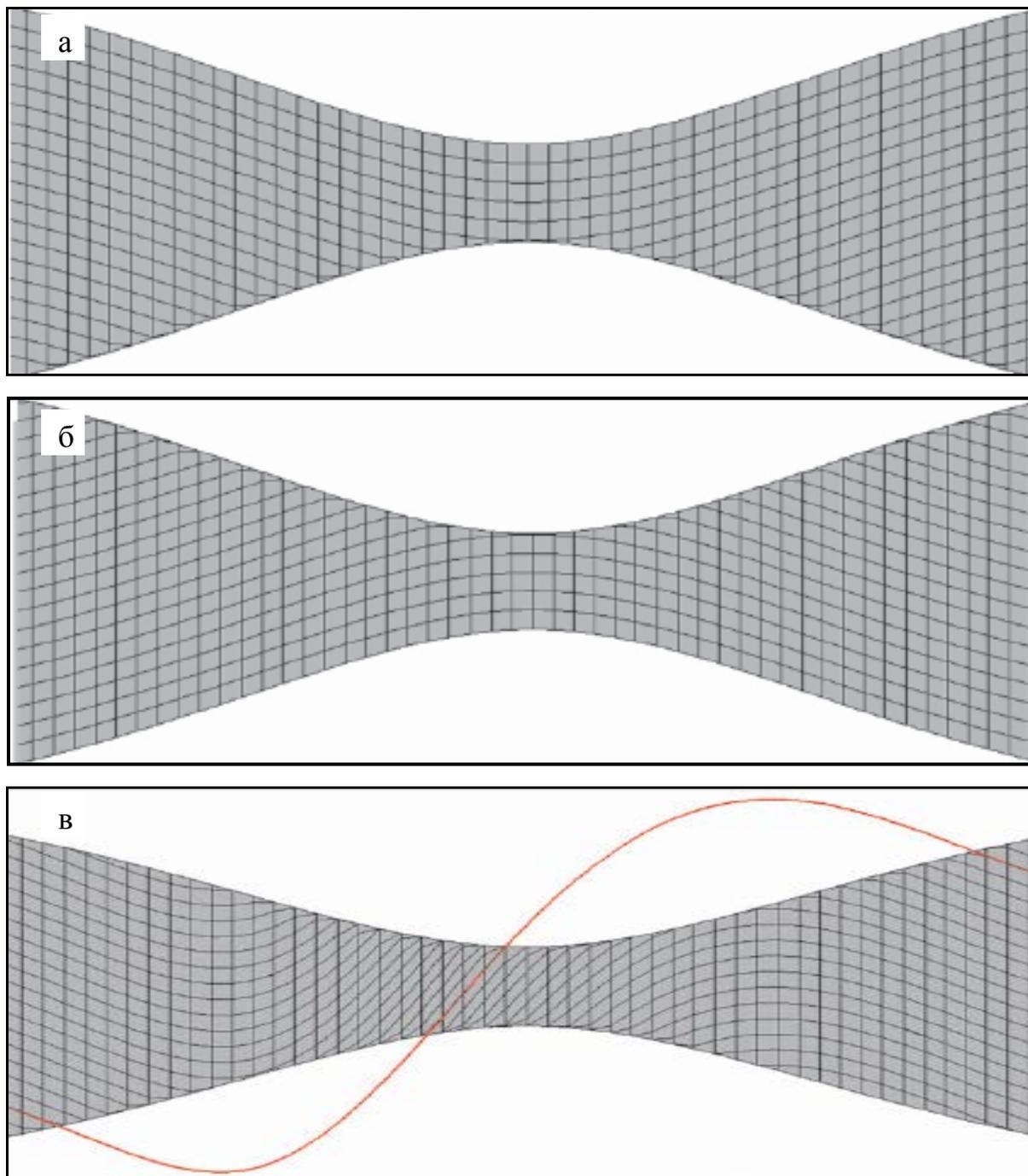


Рис. 5.7 – Параллельная разбивка трёхмерной сетки
а – параллельно кровле, б – параллельно подошве,
в – параллельно произвольной линии (Закревский К.Е. [45])

Выбор типа вертикального строения трёхмерной сетки является одним из ключевых этапов создания 3D модели, во многом определяющим конечный результат моделирования. Данный тезис хорошо проиллюстрирован на рис. 5.8, где представлены три модели, основанные на одной и той же исходной информации, область моделирования и алгоритмы моделирования у них также одинаковы, отличаются лишь типы вертикального строения сетки. Как видно на рисунке конечные результаты моделирования резко отличаются друг от друга. Еще раз отметим, что полученные различия обусловлены только выбором того или иного типа вертикального строения трёхмерной сетки.

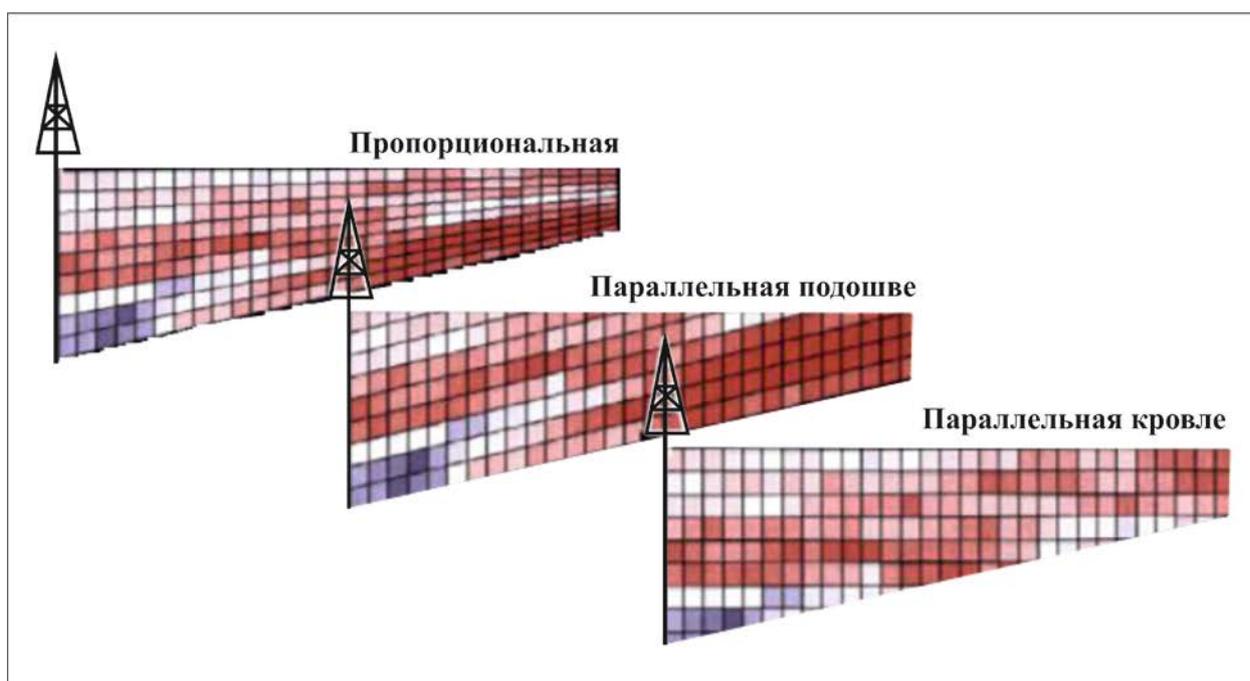


Рис. 5.8 – Особенности распределения свойств при различных типах вертикального строения трёхмерных геологических сеток

5.3.2 Вертикальное разрешение трёхмерных сеток

Вертикальное разрешение сетки (то есть количество слоев, на которые делится весь объем зоны) определяется несколькими факторами [45]:

- средний размер геологической неоднородности. Под размером геологической неоднородности понимается вертикальная изменчивость свойств. Например, если средняя толщина выявленного по скважине пропластка коллектора составляет 1 м, то использовать в данном пласте ячейки больше 50 см не рекомендуется. Оценка средней толщины пропластков и изменчивости свойств по вертикали проводят на основе вертикальных вариограмм и гистограмм распределения толщин пропластков;
- шаг дискретизации скважинных данных (как правило, 0,2 – 0,4 м);
- общая толщина разбиваемого интервала;

- технические ограничения по мощности компьютера.

Шаг дискретизации скважинных данных определяет минимальную необходимую толщину слоев, а технические ограничения – максимально допустимое количество.

При параллельной разбивке трёхмерной сетки задается фиксированная толщина слоев, которая определяется шагом дискретизации скважинных данных. Как правило, на практике это величина равна 0,4 м.

При пропорциональной разбивке трёхмерной сетки задается количество слоев, при этом вертикальный размер ячеек определяется общей толщиной объекта моделирования. Количество слоев рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$N = h_{\text{ср/макс}} / 0,4,$$

где N – количество слоев,

$h_{\text{ср/макс}}$ – среднее или максимальное значение общей толщины моделируемого объекта.

Расчет количества слоев в модели от среднего значения общей толщины проводится, если данный параметр распределен по закону близкому к нормальному, т.е. мода гистограммы распределения соответствует среднему значению. Если же мода гистограммы распределения общих толщин смещена в сторону максимальных значений, расчет количества слоев в модели целесообразно проводить от максимального значения общей толщины моделируемого объекта.

Рассмотрим на примере. Объектом моделирования является пласт, общая толщина которого варьируется в диапазоне от 20 до 60 м, среднее значение общей толщины – 40 м, гистограмма распределения близка к нормальному закону, а мода равна приблизительно 40 м. Расчет слоев в трёхмерной сетке проводится по вышеприведенной формуле – $N = 40 / 0,4 = 100$. При данном количестве слоев толщина ячеек в области минимальных толщин будет равна 0,2 м, что меньше шага дискретизации скважинных данных. Данная толщина ячейки позволит в полной мере отобразить в модели геологическую неоднородность пласта в области малых толщин. В области максимальных толщин высота ячеек будет составлять 0,6 м, что превышает шаг дискретизации скважинных данных. Возможность использования ячеек такого размера определяется по результатам анализа РИГИС в скважинах, вскрывших максимальную толщину исследуемого пласта. Если в разрезе этих скважин не выделено пропластков толщиной меньше 0,6 м, то рассчитанное количество слоев, а именно 100, позволит полностью описать геологическую неоднородность данного пласта. Если же в скважинах выделены пропластки толщиной менее 0,6 м, то количество слоев в модели необходимо увеличить, таким образом, чтобы высота ячеек в области максимальных толщин позволяла отобразить выделенные неоднородности. Например, в скважине, вскрывшей максимальную толщину – 60 м, выделено три пропластка коллектора толщиной 1,5, 0,5 и

2,0 м. Количество слоев в этом случае рекомендуется рассчитывать следующим образом – $N = 60 / 0,5 = 120$. В этом случае мощность большинства ячеек, расположенных в области средних значений общих толщин будет 0,3, что позволит в полной мере отобразить самые тонкие пропластки, выделенные по ГИС. Таким образом, для рассматриваемого пласта, оптимальным количеством слоев в трёхмерной сетке – 120.

5.4 Поворот трёхмерной сетки

Существует ряд причин поворота трёхмерной сетки [45]:

1. Залежь моделируемого месторождения контролируется тектонической структурой существенно вытянутой по одной оси и географически ориентирована в каком-либо направлении. В этом случае сетку рекомендуется повернуть на определенный угол так, чтобы столбцы и ряды ячеек были ориентированы вдоль оси данной тектонической структуры. Это необходимо для минимизации количества ячеек, лежащих внутри контура, при этом горизонтальное разрешение сетки остается прежним.
2. Особенности расположение рядов нагнетательных и добывающих скважин. Если расположить столбцы и ряды сетки вдоль рядов скважин, то в гидродинамической модели жидкость будет перемещаться напрямую от нагнетательных скважин к добывающим. В обратном случае время фильтрации жидкости и ее путь увеличится за счет того, что прямого ряда ячеек между рядами скважин нет.
3. Ориентировка разломов. Часто ориентировка разломов определяется региональной тектоникой, и в этом случае все основные разломные нарушения ориентированы параллельно. В этой ситуации поворот сетки вдоль этих разломов, позволяет добиться гладкого встраивания разломов без искажения прилегающих к ним ячеек.

5.5 Встраивание разломов в трёхмерную сетку

Последний этап построения трёхмерной геологической сетки – встраивание в нее модели разломов. Обычно это происходит на основе модели разломов, построенной на этапе структурного моделирования и согласованной со структурными поверхностями. Если при построении трёхмерной геологической сетки использовать только эти поверхности, без модели разломов – сетка будет некорректной. Вместо разломов в такой сетке появятся изгибы слоев, напоминающие флексуры. При использовании же модели разломов слои сетки будут сдвинуты на необходимую амплитуду, при этом нумерация слоев не изменится [45].

Следует отметить, что в настоящее время разрешающая способность данных сейсморазведки и методы обработки позволяют выделить большое количество малопротяженных разломов без смещения. Уровень детализации полученной в результате структурной модели, безусловно заслуживает внимания, но едва ли может быть отображен при геологическом и гидродинамическом моделировании. Таким образом, необходимо определить критерии включения тектонических нарушений в геологическую модель. В геологическую модель следует включать:

- нарушения, разделяющие блоки с разными отметками флюидных контактов;
- наиболее протяженные и амплитудные нарушения;
- нарушения с амплитудой более половины толщины пласта.

5.6 Интерполяция скважинных данных на трёхмерную сетку

После создания трёхмерной сетки необходимо пересчитать на нее скважинные данные, т.е. присвоить ячейкам сетки, вдоль которых идут траектории скважин, значения основных петрофизических параметров по данным РИГИС.

Все диаграммы петрофизических параметров делятся на два вида (рис. 5.9):

- непрерывные – содержат дробные значения, пересчёт значений диаграмм на сетку производится их осреднением. Это обычно каротажные диаграммы или диаграммы, характеризующие петрофизические параметры;
- дискретные – содержат только целочисленные значения, при пересчёте значений диаграмм на сетку осреднение не производится, характеризуют такие параметры, например: литологию или номер пласта.

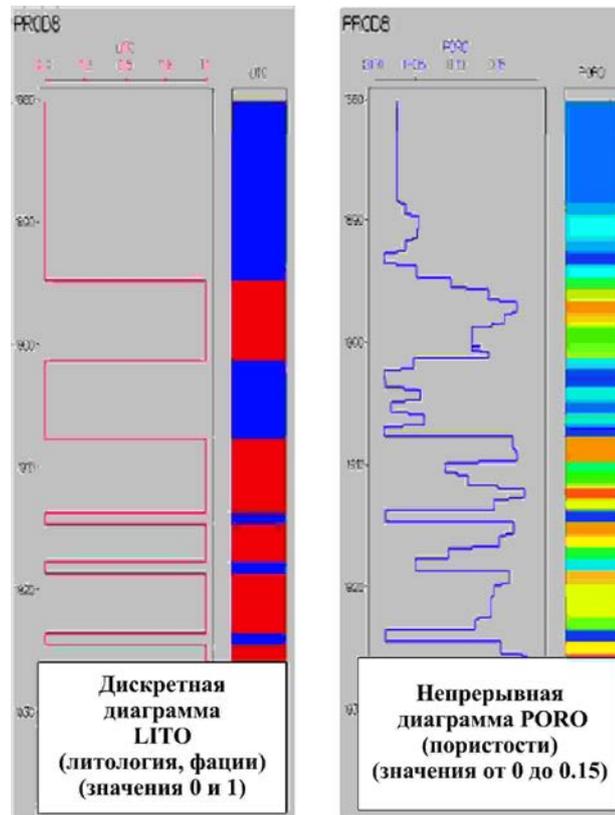


Рис. 5.9 – Примеры дискретной и непрерывной диаграмм петрофизических параметров

Методы осреднения дискретных и непрерывных диаграмм на трёхмерную сетку резко отличаются:

1. Интерполяция дискретных диаграмм:

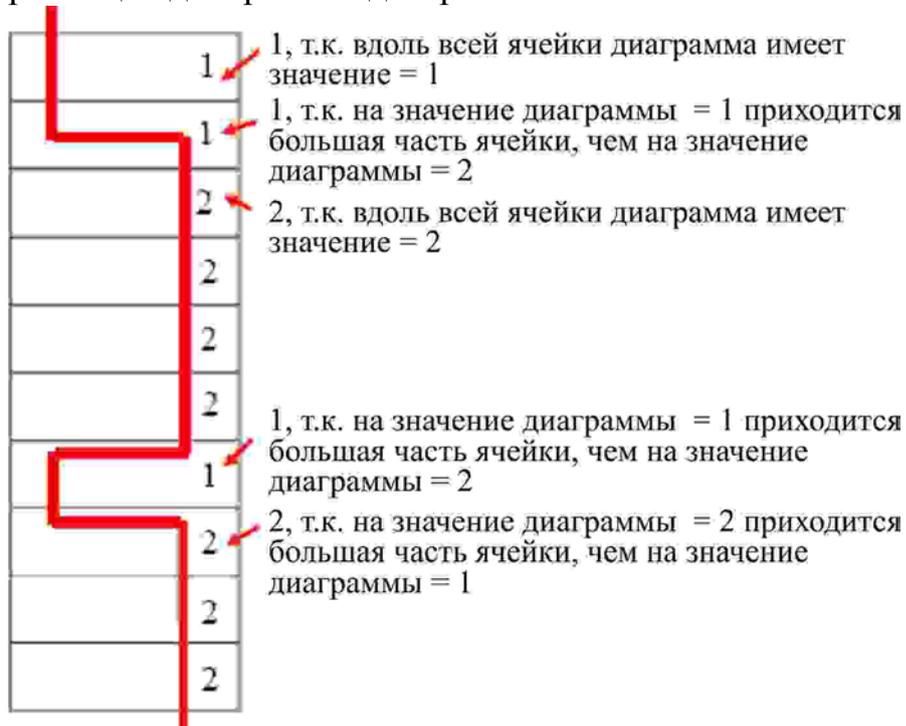


Рис. 5.10 – Интерполяция дискретных диаграмм

2. Интерполяция непрерывных диаграмм:

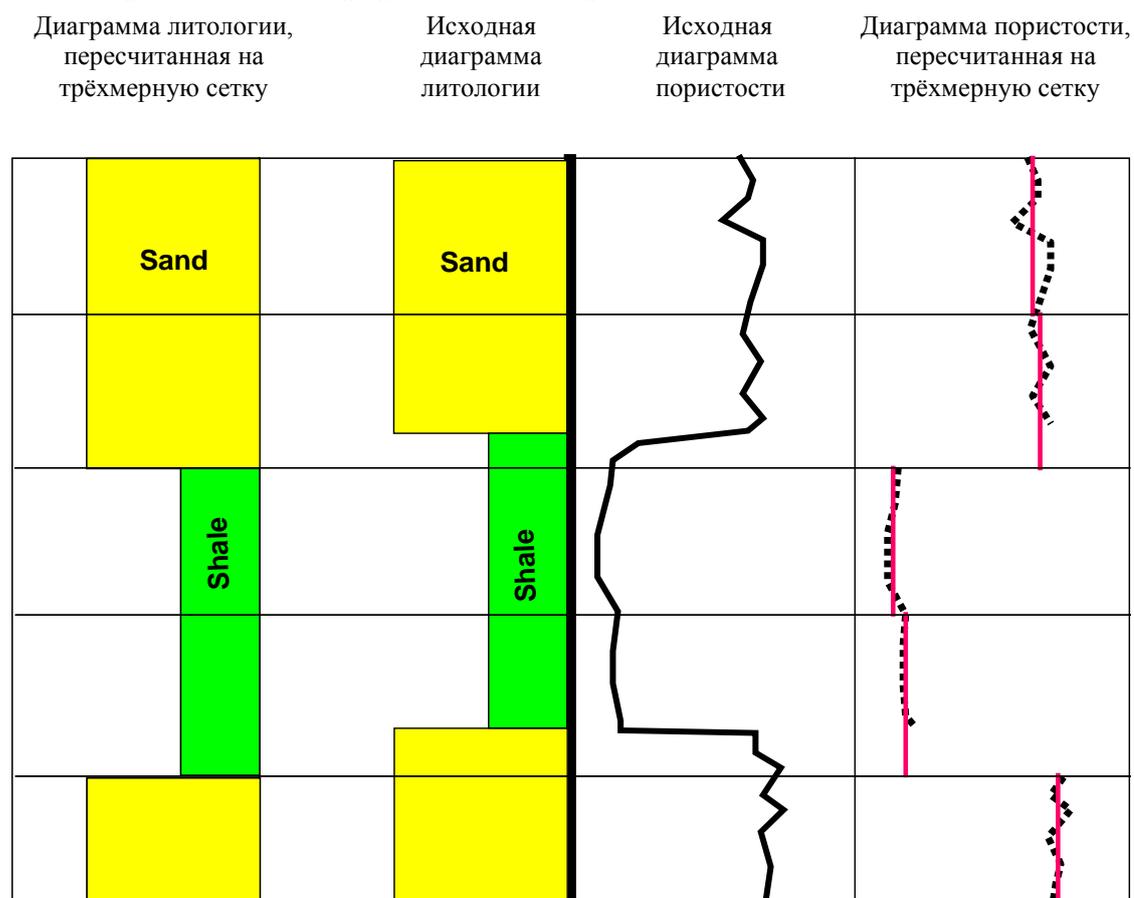


Рис. 5.11 – Интерполяция непрерывных диаграмм

Методы осреднения диаграмм:

1. Среднее арифметическое (Arithmetic): Обычно используется для таких диаграмм как пористость, нефтенасыщенность и песчаность.
2. Среднее гармоническое (Harmonic): Позволяет рассчитать эффективную вертикальную проницаемость, при условии, что пласт сложен прослоями песчаника с постоянной проницаемостью.
3. Среднее геометрическое (Geometric): Как правило, дает хороший результат при осреднении проницаемости, если ее распределение имеет логнормальный вид, и нет латеральной закономерности распространения этого параметра.
4. Минимум (Minimum): Присваивает ячейке минимальное значение параметра.
5. Максимум (Maximum): Присваивает ячейке максимальное значение параметра.
6. Большинство (Most of) (используется только для дискретных диаграмм): Присваивает ячейке значение параметра, который занима-

ет большую ее часть (используется для дискретных диаграмм: литологии, фации и т.д)

5.7 Оценка качества пересчёта скважинных данных на трёхмерную сетку

Оценка качества пересчёта дискретных и непрерывных диаграмм проводится по разным алгоритмам.

Особое внимание следует уделить контролю качества пересчёта дискретной диаграммы литологии на трёхмерную сетку, потому что она является базовой диаграммой для дальнейшей интерполяции непрерывных диаграмм пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Контроль качества проводится следующим образом [46]:

- построением кросс-плотов величин суммарных эффективных толщин по скважинам, полученных суммированием высот ячеек, умноженных на значение в ячейке куба литологии по ячейкам трёхмерной сетки вдоль траектории скважин и по данным РИГИС. Величина коэффициента корреляции должна быть как можно ближе к 1;
- сравнением средних значений величин эффективных толщин, толщин проницаемых пропластков и средних значений коэффициента расчлененности по данным РИГИС и по ячейкам трёхмерной сетки вдоль траектории скважин. Для эффективных толщин расхождение не должно превышать 5%, толщин проницаемых пропластков и расчлененности – 30%.

Контроль интерполяции непрерывных диаграмм пористости, проницаемости и нефтенасыщенности выполняется путем сравнения гистограмм частот этих параметров по данным РИГИС и по ячейкам трёхмерной сетки вдоль траектории скважин, а также минимальных, максимальных и средних значений. Расхождение средних значений величин не должно превышать 3 % (относительных), а минимальные и максимальные значения должны различаться не значимо.

6 ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Построение трёхмерной геологической модели начинается с создания литолого-фациальной модели. Именно, ЛФМ является той основой, которая может обеспечить геологически и статистически достоверную интерполяцию ФЕС в резервуаре даже в условиях высокой неоднородности пород [44].

Как известно, эффективность поисков, разведки и разработки залежей, приуроченных к пластам, характеризующимся сложным геологическим строением и неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, определяются степенью достоверности геологических моделей.

Для повышения точности моделей сложнопостроенных залежей геологические объекты целесообразно рассматривать не как единое целое, а выделять в них составные части. Дискретизацию сложных объектов часто осуществляют методами классификационных построений. Одним из таких методов является фациальный анализ, согласно которому изучаемый геологический объект разбивается на участки различных отложений (фаций), в зависимости от их литологии, палеогеографических условий и обстановок осадконакопления. И дальнейшее изучение ряда свойств этого объекта выполняют не в целом, а для каждой фации в отдельности.

Детальное, геологически корректное моделирование литофаций важно как для оценки запасов, так и для построения фильтрационной модели.

Существует три уровня детализации литолого-фациальной модели:

1. Литологическая модель – самый низкий уровень. Воспроизводится распределение ограниченного количества литотипов (например, коллектор – неколлектор) в объеме моделируемого объекта. Дальнейшее моделирование ФЕС проводится без учета фациальной неоднородности коллектора.
2. Фациальная модель – средний уровень детализации. В модели отображаются отдельные осадочные тела, положение, форма и размер которых определяются особенностями осадконакопления. Моделирование ФЕС в этом случае проводится с учетом фациальной зональности. Это позволяет выделить отдельные зависимости пористости и проницаемости для разных фациальных обстановок. Построенные с учетом фациальной зональности модели открытой и эффективной пористости, коэффициента проницаемости являются дискретно-непрерывными моделями. Как показано в работах [9, 90, 92, 94, 96, 97, 98], переход от дискретных или непрерывных моделей к ДНМ повышает точность, а значит и точность прогноза на основе этой модели.

3. Литолого-фациальная модель – высший уровень детализации. В модели, наряду с фациальной зональностью, прогнозируется распространение литототипов.

6.1 Фациальный анализ. Задачи и методы

Понятие «фация» – одно из важнейших в современной геологии. Оно отражает пространственно обособленные части или участки стратиграфического горизонта, отличающиеся от соседних одновозрастных участков комплексом литологических, палеонтологических и других геолого-физических признаков, свидетельствующих о различиях в условиях формирования отложений.

В соответствии с геологическим словарем 1978 года [23] фация (facies – лицо, облик, вид) – это обстановки осадконакопления (современные или древние), овеществленные в осадке или горной породе. Обстановку осадконакопления можно охарактеризовать с точки зрения физико-географической (климат, ландшафт), топографической – место данной обстановки седиментации (на поверхности суши или на дне бассейна), динамики и физико-химических условий среды, условий существования организмов.

Основоположителем термина «фация» считается швейцарский геолог А. Грессли (A. Gressly [121]), который понимал под этим словом изменения синхронных отложений (их особенностей петрографического состава и палеонтологических признаков), главным образом в горизонтальном направлении [3, 4, 58].

В настоящее время широко распространено два направления в понимании термина. Сторонники одного считают, что фация – это физико-географические условия, т.е. обстановка осадконакопления, сторонники другого под фацией понимают осадки, обладающие различными особенностями, указывающими на условия накопления отложений.

Под фацией в настоящем учебном пособии понимается определенные типы осадочных горных пород, возникающих в определенных физико-географических условиях (В.Е. Хаин [111]). Таким образом, фация – это комплекс отложений, отличающихся составом и физико-географическими условиями образования от соседних отложений того же стратиграфического отрезка (Г.Ф. Крашенинников, [23]).

Раздел геологии, рассматривающий физико-географические обстановки образования осадочных горных пород, получил название учение о фациях (Д.В. Наливкин, [23]), а способы реконструкции этих обстановок для прошлых периодов в истории Земли называются фациальным анализом, который является одним из главных методов исторической геологии (Ю.А. Жемчужников, [23]).

В соответствии с геологическим словарем 1978 года [23] фациальный анализ – это сумма приемов и специальных методик, применяемых для выяснения физико-географических обстановок прошлых эпох по соответствующим отложениям; включает как полевые методы выяснения фациальных обстановок, так и камеральные. К полевым методам относится главным образом анализ, текстур, соотношений различных типов пород, положения их в циклах (ритмах), изучение расположения и характера фаунистических остатков в породах с целью выяснения географических условий. В камеральной обстановке изучаются особенности вещественного состава, структуры (в шлифах) и сравниваются выбранные для анализа фациальные отличия с современными осадками, формирующимися в сходных физико-географических обстановках. При фациальном анализе используются также более или менее обоснованные представления о палеотектонической и палеоклиматической обстановках формирования осадков, а также представления о сущности процессов их преобразования (диагенез, гипергенез и др.). Результаты фациального анализа имеют обычно различную степень достоверности для разных отложений и разных геологических эпох [23].

Таким образом, под фациальным анализом понимается комплекс методов выявления и изучения фациальной изменчивости и фациальной зональности разновозрастных отложений для определения палеогеографических условий и обстановок осадконакопления, выяснения генезиса пород.

6.2 Литолого-фациальный анализ (по керну)

Литолого-фациальный анализ опирается на определение фаций по вещественному составу и по структурным и текстурным признакам пород.

В основе литолого-фациального анализа лежит сравнительно-литологический метод. В понимании Н.М. Страхова (1945 г.) сравнительно-литологический метод – есть метод построения общей теории литогенеза. В основе его лежит детальное исследование современного осадкообразования «во всех его связях и опосредствованиях», т.е. во всех известных типах водоемов при разном рельефе водосборов и дна, разной величине акватории, при разных климатах и разных физико-химических условиях среды. Установленные таким путем закономерности связи осадка с разными параметрами среды используются затем для реконструкции условий и механизма образования древних пород даже в тех случаях, когда они не имеют прямых аналогов в современном осадкообразовании. Этот аспект метода привел к выделению и детальной характеристике типов литогенеза. Другим аспектом сравнительно-литологического метода является последовательное сопоставление современного литогенеза с литогенезом геологического прошлого, начиная от недавних времен и к все более древним; это

позволило обнаружить их сходство и отличия и тем самым выявить необратимую эволюцию разных типов литогенеза в истории Земли [106, 107].

Для проведения литолого-фациального анализа необходимо:

1) анализ неорганических первичных осадочных текстур, включающих изучение всех особенностей слоистости и поверхностей напластования, являющихся прямым отражением среды осадконакопления и энергетических условий, преобладавших в это время;

2) изучение осадочных структур – гранулометрический анализ осадков, включающий определение размера зерен, их формы и окатанности, структуры поверхности. Эти параметры контролируются главным образом условиями и способом переноса и в меньшей мере условиями отложения.

Известно, что при исследовании любой осадочной горной породы рассматриваются обычно три основных момента – состав этой породы (минералогический, химический, для крупнозернистых также и петрографический), ее структура, т.е. размер, форма и характер отсортированности слагающих ее фрагментов и, наконец, ее текстура, т.е. характер взаимного расположения этих фрагментов.

Рассмотрим некоторые, наиболее распространенные, методы исследования фациальных особенностей осадков по керну с целью реконструкции условий отложения терригенного осадка.

Гранулометрический анализ. Изучение гранулометрического состава породы производят путем разделения слагающих ее зерен на классы крупности и установления объема каждого класса. Объем отдельных классов выражают в процентах [85, 104, 119]. Гранулометрический состав обломочных пород является наиболее важным из признаков, определяющим все остальные особенности: физические свойства, инженерно-геологические особенности и другие признаки.

Метод Л.Б. Рухина. Генетический метод, предложенный Л.Б. Рухиным [89], заключается в использовании для установления генезиса песчаного осадка двух коэффициентов – среднего размера Md и коэффициента сортировки (стандартного отклонения) S_0 , рассчитанных по данным количественного распределения зерен по фракциям. В основе метода лежит динамическая диаграмма, эмпирически найденная путем анализа гранулометрического состава нескольких сотен образцов современных осадков, представляющих основные динамические обстановки осадконакопления. Говоря об ограничениях, следует подчеркнуть, что диаграмма Л.Б. Рухина отображает динамику среды, свойственную различным фациальным обстановкам. Применимость данного метода только для сортированных песков, дает большие ошибки в определении мелких фракций, оказывающих решающее влияние на величину гранулометрических коэффициентов, невозможность разделения водных и эоловых песков – заставляют сомневаться в целесообразности ее использования на практике [119].

Использование общепринятых статистических коэффициентов, рассчитанных по весовым процентам. Среди работ, посвященных генетической интерпретации гранулометрических данных, очень немного таких, где основные статистические коэффициенты, характеризующие распределение, - среднее, стандартное отклонение, асимметрия (As) и эксцесс (E) – были бы использованы для заключения о генезисе осадка и дали бы положительные результаты. В частности, по наблюдениям Л.Б. Рухина (1947), Шепарда и Юнга (Shepard, Joung, 1961), Саху (Sahu, 1964), В.Н. Шванова (1969), сами по себе значения Md, So, As и E не дают возможности различать отдельные генетические типы осадков между собой [119].

Метод Пассеги. В основе метода Р. Пассеги (Passega, 1957, 1964) лежит представление том, что перенос осадка в движущемся потоке осуществляется: во-первых, путем качения частиц по дну, во-вторых, путем влечения в неоднородно сортированной или градационной суспензии, где нижние части ее обладают большей плотностью по сравнению с верхними, и, в-третьих, путем перемещения частиц в однородной суспензии. Соотношение между указанными способами переноса обломков зависит от динамики потока, а последняя, в известной мере, определяется физико-географическими условиями. Для установления типа переноса наибольшее значение, по мнению Р. Пассеги, имеют две величины, характеризующие осадок, – медиана Md и наиболее крупнозернистая часть осадка, мерой которой является 1 %-ная квантиль C т.е. такой размер, относительно которого более крупные зерна составляют 1 % от веса породы. Исследуя ископаемые и современные осадки различного происхождения, Р. Пассега получила на диаграмме определенные поля, каждое из которых отвечает осадку, перенесенному и отложенному водным потоком определенного типа [119].

Изучение морфологии обломочных зерен. Морфология обломочных частиц заключается в исследовании их облика, который определяется, с одной стороны, формой частиц, с другой – внешними особенностями ее поверхности. Изучение формы обычно называют морфометрией, изучение поверхности – морфоскопией. В задачу морфометрии входит анализ двух сторон, определяющих форму обломочной частицы – исходного кристаллического габитуса, зависящего от условий кристаллизации минерала в материнской породе, и степени изменения формы в результате абразии частиц при седиментогенезе, а также в процессе эпигенеза [60, 81, 87, 119].

Изучение внутрипластовых и напластовых текстур. Палеогеографическое значение экзоглифов (текстур на нижней и верхней поверхностях пластов осадочных пород) и внутренних текстур очевидно. Они дают представление о характере среды отложения, о ее подвижности и направлении течений; указывая на состав бентоса, планктона и нектона, характеризуют газовый режим бассейна седиментации, показывают среду диагенеза и степень уплотнения осадка, а также свидетельствуют о наличии и

направлении уклонов морского дна и показывают степень сейсмичности районов. Экзоглифы являются одним из главных источников информации о палеографических условиях прошлого. Особенно велико значение экзоглифов для реконструкции палеотечений [119].

Рассмотрим применение описанных выше методов литолого-фациального анализа на примере ачимовских отложений некоторых месторождений севера Западной Сибири [90, 93, 95, 97].

Ачимовская толща представляет собой серию невыдержанных как по площади, так и по разрезу линзовидных песчано-алевритовых пластов, залегающих в основании неокома. Характерной особенностью этих отложений является исключительно сложное строение, обусловленное резкой литолого-фациальной изменчивостью пород. Эта особенность явилась причиной формирования многочисленных точек зрения на природу ачимовских отложений и отсутствия единого регионального подхода к индексации связанных с ними продуктивных песчаных пластов.

Наибольшее признание геологов и подтверждение фактическими данными, в настоящее время, получила клиноформная модель строения неокомских (в том числе ачимовских) отложений, впервые предложенная в семидесятых годах прошедшего столетия А.Л. Наумовым. Согласно этой модели, формирование ачимовской толщи связано с боковым заполнением морского бассейна обломочным материалом, поступавшим в неокомское время преимущественно со стороны горных образований, окружающих Западную Сибирь с востока, юго-востока и северо-востока (Алтае-Саянская и Таймырская складчатые области, Сибирская платформа, Енисейский кряж). Формирование неокомских отложений происходило в различных палеогеографических обстановках (с востока на запад): континентальной, прибрежно-морской, шельфовой, склоновой и глубоководно-морской. Шельф представлял собой аккумулятивно-эрозионную террасу, немного наклоненную к центру бассейна (градиент наклона составлял от 1 до 3 м/км). Во время трансгрессий здесь накапливались преимущественно глинистые породы, во время регрессий - песчано-алевритовые породы. В регрессивные этапы происходило наращивание шельфа (проградация) и перемещение его террас к центру бассейна. Посредством оползней и мутьевых потоков (турбидитов) часть песчано-алевритового материала сносились с шельфовых террас к их подножью, образуя линзовидные пласты ачимовской толщи [74, 78].

Также в глубоководной части бассейна, за пределами конусов выноса мутьевых потоков, могут обнаруживаться песчаные волны (рифели) – результат действия глубоководных течений. Наиболее мощные ачимовские песчаные отложения накапливались в зонах морских продолжений речных дельт. Наличие дельтовых и авандельтовых аккумулятивных форм достаточно четко проявляется в палеогеоморфологических и сейсмостратиграфических особенностях неокомского бассейна. Кроме того, каждый ачи-

мовский глубоководный седиментационный комплекс генетически связан с одновозрастным шельфовым песчаным пластом.

Исходя из клиноформной модели, ачимовская толща - это линзовидные песчано-алевритовые пласты прерывистого распространения, залегающие в основании разреза неокома, непосредственно над битуминозными глинами верхней юры-берриаса (баженовская свита) [78].

Геологическое строение неомкомской осадочной толщи в пределах Тазовского полуострова соответствует общей седиментационной цикличности осадочного разреза Западной Сибири и обусловлено трансгрессивно-регрессивным характером осадконакопления, движущими факторами которого являются эвстатические колебания уровня моря и общее региональное погружение Западно-Сибирской плиты. Основания седиментационных циклов (циклитов) сложены глинистыми трансгрессивными пачками, а перекрывающие их песчано-алевритовые отложения связаны с регрессивной фазой осадконакопления [55, 78, 102].

Формирование прибрежно-морских и шельфовых осадков происходило за счет привноса обломочного материала со стороны континентальной суши, главным образом реками, и претерпевавшими глубокую дальнейшую переработку в результате волноприбойного воздействия.

При устойчивом поступлении обломочного материала и регрессии моря формировались обширные песчаные тела, причем при регрессиях происходило поступление обломочного материала не только на шельф, но и его дальнейшее перемещение в глубоководную часть моря как в дельтовых областях рек, так и путем плоскостного смыва на междельтовых пространствах. Повышение уровня моря приводило к уменьшению поступления на шельф песчаного материала вплоть до полной глинизации на склонах, устойчивое погружение которых приводило к отложению глинистых осадков большой толщины. В глубоководной части осадочного бассейна формировались преимущественно глинистые тонкодисперсные осадки небольших толщин. При возникновении неустойчивости осадочных масс на шельфе и на побережье – землетрясения, цунами, наводнения и т.д., происходило образование мутьевых потоков, оползней поставляющих обломочный материал к подножью склона.

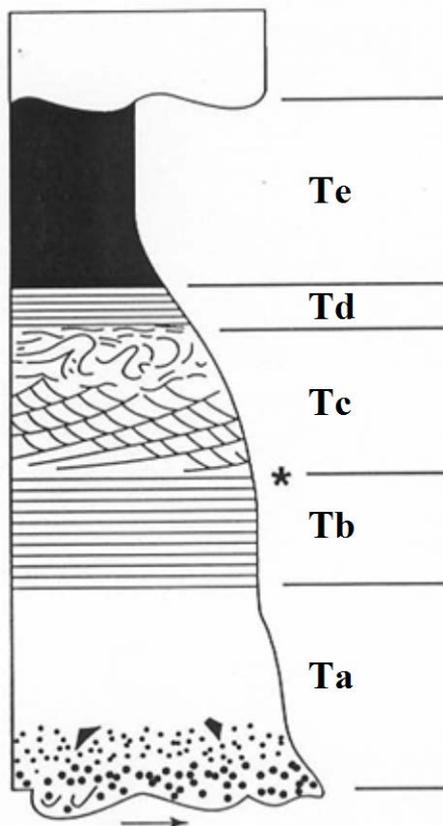
В силу сказанного отложения ачимовской толщи имеют неоднородное строение, которое выражается переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Неоднородное строение вскрытых отложений обусловлено, главным образом, неодинаковыми режимами и темпами седиментации для разных частей пласта, определявшими изменения в количестве и мощности песчаных слоев по разрезу.

В настоящее время морские глубоководные фации определяются на основании следующих принципиальных особенностей: размерность зерен и другие структурные признаки, отношение песок/ил, толщина слоев и их

геометрия, внутренняя упорядоченность слоев, динамические и биогенные осадочные текстуры, строение и состав биота [84].

Однако, поскольку существует широкий спектр обстановок и процессов осадконакопления, а размерность осаждающихся обломков колеблется от огромных валунов до тончайших глинистых частиц, то очевидно, что к глубоководному морю приурочено очень большое число всевозможных фаций. Наличие непрерывной последовательности процессов подразумевает, что должна существовать связанная с ней непрерывная последовательность фаций (микрофаций). Установлено, что ачимовские отложения являются градационными горизонтально- и мелкослойчатыми песчаниками, строение которых соответствует последовательности Боума [87, 120], рассматриваемыми как классические песчаные турбидиты, которые формировались низкоплотными песчаными турбидитовыми течениями в межрусловых частях подводного склона и его подножия или внутри подводных русел на заключительной стадии их заполнения.

На рис. 6.1 представлен классический разрез турбидита (по Боума [120]). Эта модель демонстрирует стандартную последовательность структур и характерных особенностей осадков, накопившихся при единичном событии или в результате одного процесса. В геологической летописи такие полные разрезы встречаются редко, обычно верхние или нижние части их отсутствуют.



Te – тонкозернистые осадки, снизу турбидитные, сверху пелагические, нередко биотурбированные.

Td – мелкозернистые песчаники и алевролиты с параллельной слоистостью.

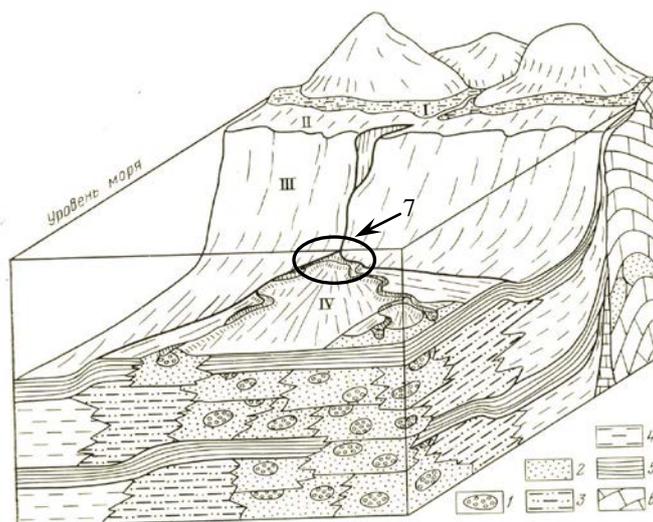
Tc – осадки со следами течения и ряби.

Tb – песчаники с параллельной слоистостью.

Ta – песчаники массивные или градирующие по размеру, с градационной слоистостью.

Рис. 6.1 – Классический разрез турбидита (по Боума) [120]

Для условий ачимовской толщи основной формой аккумуляции осадков является конус выноса (рис. 6.2), но встречаются песчано-алевритистые тела, сформированные в условиях глубокого моря, в основном, в результате лавинной седиментации. Глубоководные конусы формируются в переходной зоне между континентальным склоном и почти плоскими абиссальными равнинами, имеют преимущественно коническую форму, хотя существуют и продолговатые, сильно вытянутые конусы [62, 101, 110, 115, 118].



1. – русла (в основном обломочных потоков); 2. – основное тело конуса выноса; 3. – периферийная зона конуса выноса (ПЗКВ); 4. – нормально-осадочные (нефелоидные), гравитационного осаждения взвеси малой плотности, главным образом терригенные алеврито-глинистые илы регрессивных фаз; 5. – пелитовые и алеврито-пелитовые биогенно-терригенные отложения, фораминиферово- и кокколито-глинистого состава, трансгрессивных фаз развития; 6. – коренные породы склона и шельфа; 7. – устье подводного канала (УПК). Элементы рельефа: I – берег, II – шельф, III – континентальный склон, IV – глубоководный конус выноса.

Рис. 6.2 – Общая схема строения глубоководного конуса выноса [118]

В целом формирование конуса выноса определяется транспортировкой осадочного материала с шельфа по подводному каньону (подводящему каналу), приуроченному к глубоководному склону. У подножья склона вблизи устья подводного канала отлагаются наиболее грубозернистые и наименее отсортированные материалы. Дальнейшее продвижение потоков к подножью склона менее предопределено, поскольку скорость и плотность их заметно снижается, и эрозия происходит в меньшей степени, но не пропадает полностью. Русла таких менее плотных потоков постоянны в меньшей степени, чем каньон и со временем отмирают. Зачастую через некоторое время русло или его часть снова становится активными [87, 118]. При удалении от устья подводного канала поток становится менее плотным и взвешенные в нем частицы распределяются по граничащей с русла-

ми площади, причем более крупные частицы откладываются вблизи русла, а мелкие могут переноситься на достаточно большое удаление от него, где пласт постепенно выклинивается. Следует отметить также зону, где откладываются главным образом мелкие зачастую глинистые частицы. Эта зона расположена вблизи склона, но достаточно удалена от подводящего канала. Грубые частицы за счет инерции проносятся дальше от склона, а вблизи склона накапливается мелкозернистый материал. Поскольку области осадконакопления в удаленной зоне и в зоне вблизи склона приурочены к периферии конуса выноса, свойства этих отложений рассматриваются совместно.

Таким образом, исходя из особенностей осадконакопления пород, в отложениях ачимовской толщи диагностируются четыре типа фаций: устье подводящего канала, основное тело конуса выноса, русла обломочных потоков и периферийные зоны конуса выноса [92, 96, 97, 98, 109].

Отложения ачимовской толщи имеют неоднородное строение, которое выражается переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Неоднородное строение вскрытых отложений обусловлено, главным образом, неодинаковыми режимом и темпами седиментации для разных частей пласта, определявшими изменения в количестве и толщины песчаных слоев по разрезу.

Для детального изучения строения осадочного разреза обычно используется схема выделения по керну литологических типов отложений. Название литотипа дается по гранулометрическому составу пород и их текстурным особенностям. Изучение текстурных особенностей ачимовских отложений выявило значительные черты сходства их строения с существующими стандартными текстурными схемами, предложенными для песчаных (последовательность Боума [120]) и тонкозернистых (последовательность Стоу [123]) турбидитов [16, 17]. Полная последовательность осадочных текстур по Боуму представлена (снизу вверх) следующими типами (микрофациями): 1) массивный градационный песчаный интервал (Та); 2) параллельнослойчатый песчаный интервал (Тб); 3) мелкокосослойчатый песчаный интервал, конволютная слоистость (Тс); 4) параллельнослойчатый алевролитовый интервал (Тд); 5) градационный глинистый интервал (Те).

Ниже приводится краткое описание и интерпретация литотипов, выделенных по результатам макроописания керна для ачимовского нефтегазоносного комплекса одного из месторождений Западной Сибири.

Литотип 1 (рис. 6.3 а, б, в). Рассматриваемый литотип может быть представлен в разрезе пласта тремя разновидностями.

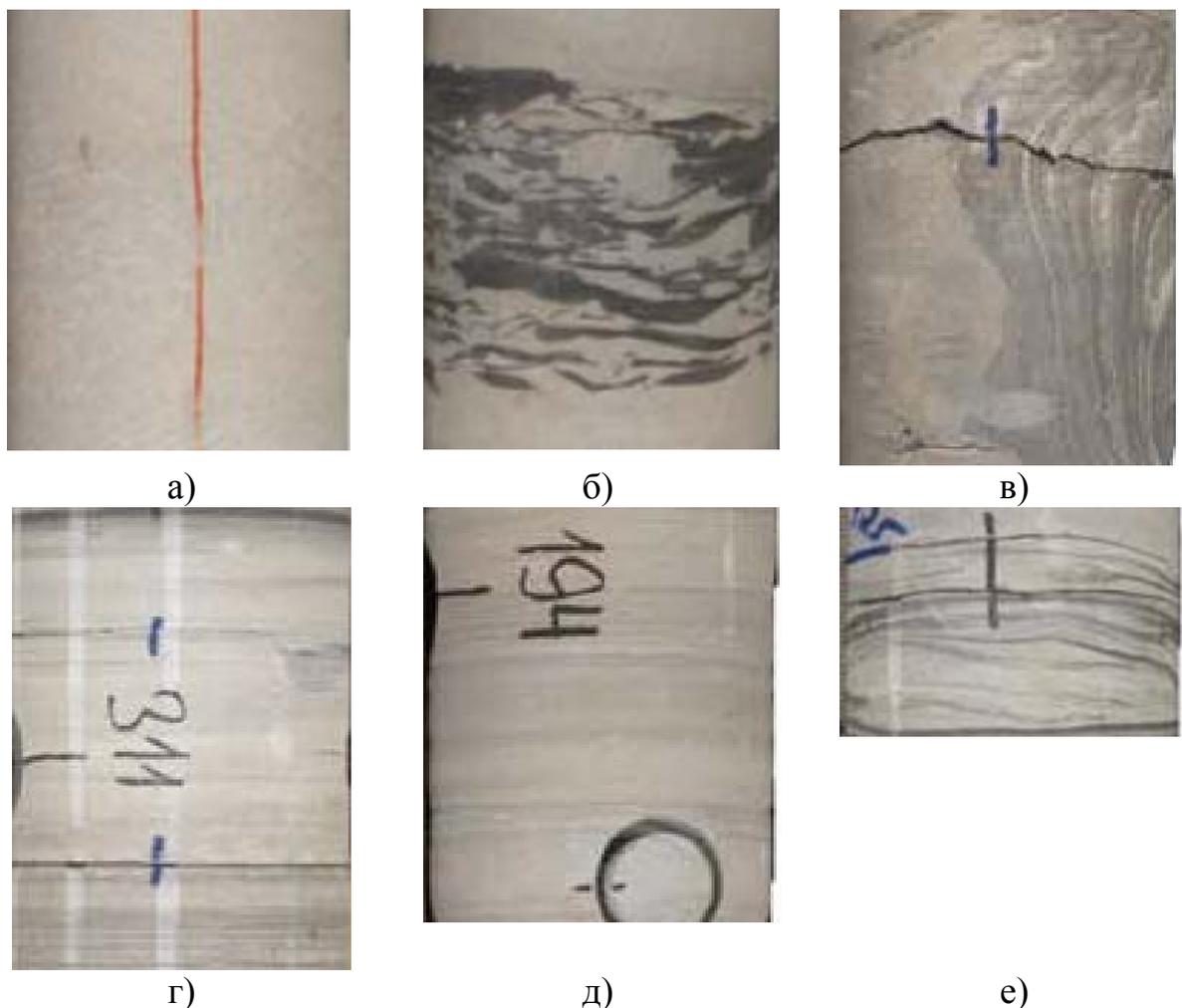
1. Массивные однородные песчаники. Песчаники средне- и мелкозернистые плотные крепкие на глинистом и карбонатном цементе базально-порового типа с углефицированным детритом, иногда с брекчиевидными включениями аргиллита, представленными полуокатанными обломка-

ми. Встречаются включениями разноориентированной глинистой гальки, обломки аргиллитов таблитчатой и неправильно таблитчатой формы. Слоистость плоскопараллельная перпендикулярная оси зерна, слабовыраженная, или грубая, или отсутствует. Отмечаются текстуры обезвоживания. Единица последовательности Боума Та.

2. Массивные однородные песчаники с градационной слоистостью. Песчаники средне- и мелкозернистые до алевролитов или неравномернозернистые однородные среднесцементированные на карбонатно-глинистом цементе базально-порового типа. Иногда встречаются редкие прослои аргиллитов (легко раскалываются на плитки). Единица последовательности Боума Та.

3. Массивные однородные песчаники с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники мелкозернистые, неравномернозернистые, однородные плотные, массивные среднесцементированные на карбонатно-глинистом цементе базально-порового типа. Встречаются включения углефицированного детрита и гальки аргиллитов, крупные зерна слюды и темноцветных минералов. В зерне отмечаются редкие прослои тонких волнистослоистых аргиллитов и алевролитов, иногда со знаками ряби. Алевролиты серые крупнозернистые. Аргиллиты темно-серые алевритистые плитчатые тонкослоистые, местами образуют подводнооползневую текстуру и текстуру взмучивания осадка. Присутствуют горизонтально- и волнистослоистые песчаники. Единицы последовательности Боума Та-Td.

Бестекстурный облик песчаника и наличие в нем следов обезвоживания свидетельствуют о высокой скорости седиментации осадка в пределах разжиженного концентрированного плотностного течения или быстром осаждении частиц в потоке с незначительной турбуленцией в придонной части за счет более высокой концентрации осадка. Литотип 1 встречается преимущественно в турбидитовых каналах, а также с многочисленными вариациями других литотипов в отложениях глубоководного склона. Песчаники с текстурами конседиментационных деформаций (конфлютная слоистость, оползание) образовывались в процессе деформации разжиженного осадка под воздействием сдвига, оказываемого проходящим гравитационным потоком, или оползания самого осадка. Эта разновидность литотипа 1 встречается преимущественно в окраинных частях турбидитовых каналов и в отложениях межрусловых площадей.



Литотип 1. Песчаник массивный однородный (а), с включением обломков аргиллитов (б), с деформационными текстурами (в).

Литотип 2. Песчаник горизонтальнослойчатый (г, д).

Литотип 3. Песчаник мелкокосослойчатый с пологоволнистой слоистостью (е).

Рис. 6.3 – Литологические особенности ачимовских отложений

Литотип 2. Горизонтальнослойчатый песчаник (рис. 6.3 г, д). Песчаники мелкозернистые слоистые слюдистые, среднесцементированные на глинистом или карбонатном поровом и базально-поровом цементе, слоистость плоско-параллельная, горизонтальная, перпендикулярная оси керна, обусловлена углисто-глинистыми примазками, иногда встречаются редкие прослои аргиллитов. Последовательность Боума Тв. Формирование пород литотипа 2 происходило в процессе отложения песчаного осадка в условиях верхнего режима течения в устойчивом низкоплотном полностью турбулентном потоке. Подобные осадки встречаются в окраинной части турбидитового канала, отмирания турбидитового канала, в отложениях турбидитового конуса разлива и канала перелива

Литотип 3. Мелкокосослойчатые песчаники (рис. 6.3 е). Песчаники мелкозернистые тонкослоистые слюдистые среднесцементированные на

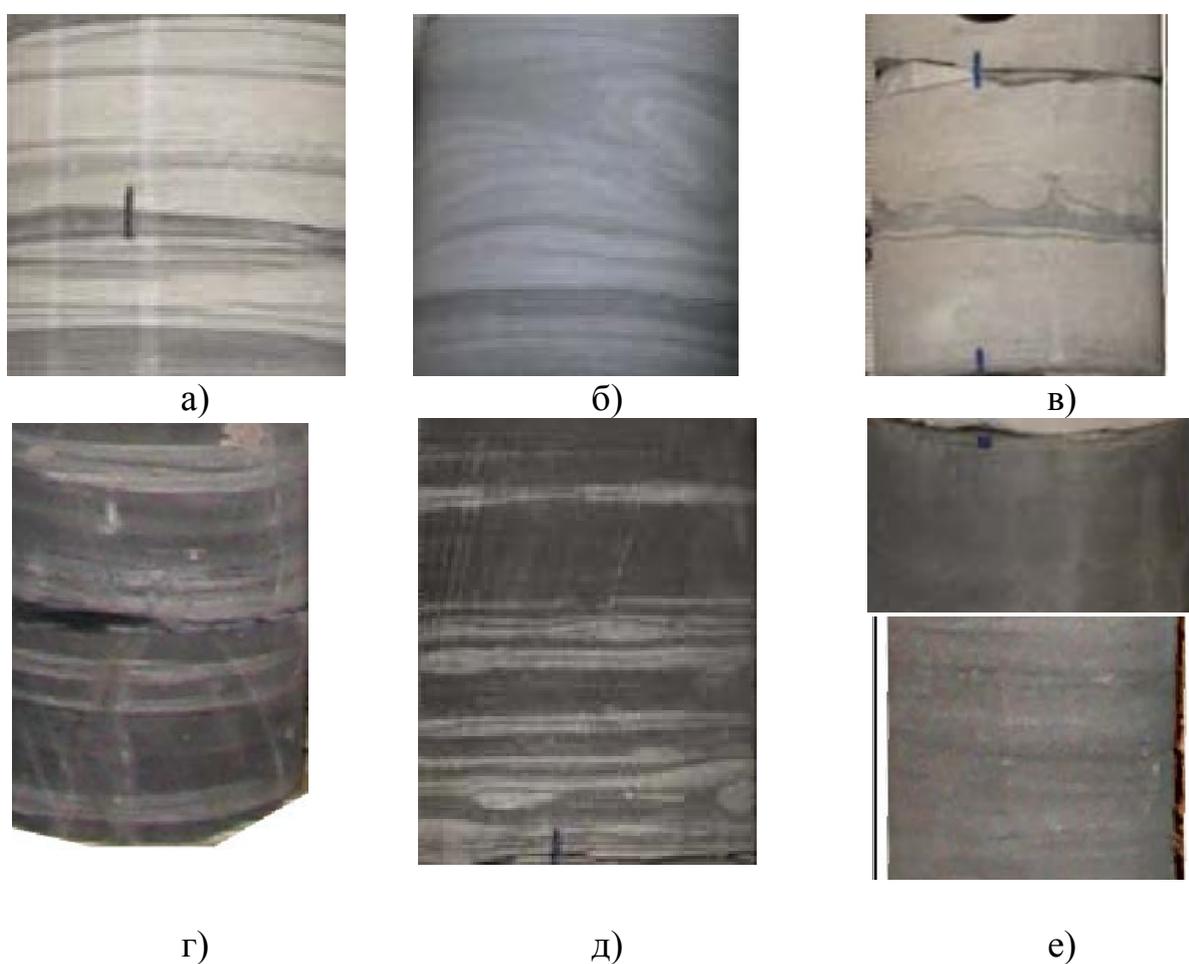
глинисто-карбонатном поровом и базально-поровом цементе. Слоистость параллельно-слабоволнистая, волнистая, пологоволнистая, перпендикулярная оси керна обусловлена глинисто-углистыми примазками (подчеркивается наклонными слойками углисто-слюдистого детрита). Отмечаются признаки ряби течений (таблитчатая восходящая рябь течения, затененная рябь). Аргиллиты темно-серые алевритистые тонкослоистые. Последовательность Боума Тс.

Образование мелкокосослойчатых песчаников происходит при отложении песчаного осадка в условиях нижнего режима течения в устойчивом низкоплотном полностью турбулентном потоке. Развитие низкоэнергетических текстур в русловых отложениях может вызываться латеральной миграцией подводных русел или постепенным уменьшением размеров турбидитовых течений и интенсивности перемещения осадков через русло. Появление мелкокосослойчатых песчаников в верхней части песчаных пакчек свидетельствует о дальнейшем ослаблении динамики турбидитовых течений. Прослойки мелкокосослойчатого песчаника распространены в отложениях окраиной части турбидитового канала, отмирания турбидитового канала, в отложениях турбидитового конуса разлива, междрусловых площадях и канала перелива.

Литотип 4. Переслаивание песчаников и аргиллитов с преобладанием песчаника (> 50%) или с приблизительно равным соотношением пород (рис. 6.4 а, б, в). Слоистость горизонтальная, параллельная, параллельно-слабоволнистая, прослоями – косослоистая. Песчаники мелкозернистые тонкослоистые слюдястые среднесцементированные на карбонатном или глинистом поровом и базально-поровом цементе. Аргиллиты темно-серые, алевритистые, тонкослоистые, плотные. Песчаные слойки могут иметь мелкокосослойчатое строение, подчеркиваемое наклонными илистыми слойками; отмечаются деформационные текстуры, могут присутствовать следы биотурбации. Последовательность Боума Тб-Тд. Формирование пород литотипа 4 происходило при отложении песчаного и алевритоглинистого осадка процессами волочения и суспензионного осаждения в убывающем разжиженном турбулентном потоке. Подобные осадки встречаются в отложениях глубоководного склона, турбидитового подводного прируслового вала и отмирания турбидитового канала.

Литотип 5. Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников (рис. 6.4 г, д). Аргиллиты темно-серые тонкослоистые, волнисто-слоистые, местами прерывисто-слоистые алевритистые с тонкими прослоями и линзами алевролитов. Алевролиты серые, темно-серые глинистые волнисто-слоистые плотные, крупнозернистые, песчаные. Отмечаются нарушения, завихрения глинистых слоев, связанные с взмучиванием осадка. Отмечаются тонкие намывы мелкого углефицированного растительного детрита. Могут содержать мелкие чешуйки светлой и бурой слюды и единичные зерна пирита. Песчаники светло-серые мелкозернистые кварц-

полевошпатовые однородные на глинистом базально-поровом цементе с включениями крупных обугленных растительных остатков. Внутри песчаных прослоев отмечаются тонкие наклонные илистые слойки косослойчатой ряби, присутствуют деформационные и линзовидные текстуры, могут присутствовать следы биотурбации. Последовательность Боума Td-Te. В литотипе с текстурной последовательностью Td-e преобладают глинистые слойки. Формирование осадков происходило при отложении алевритоглинистого и песчаного осадка преимущественно процессами суспензионного осаждения и в меньшей степени волочением в убывающем разжиженном турбулентном потоке. Породы литотипа 5 встречаются в отложениях глубоководного склона, турбидитового подводного прируслового вала и отмирания турбидитового канала.



Литотип 4. Тонкослоистые аргиллиты и алевролиты со слойками песчаника, песчаные слойки преобладают: а – горизонтальная слоистость; б – деформационные текстуры; в – со следами взмучивания осадков.

Литотип 5. Переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников: г – с горизонтальной слоистостью, д – с биотурбационными текстурами

Литотип 6. Массивный аргиллит (е).

Литотип 7. Параллельнослойчатый алевритовый интервал (е)

Рис. 6.4 – Литологические особенности ачимовских отложений

Литотип 6. Градационный глинистый интервал. Бестекстурная, массивная и неясно градационная илистая порода (рис. 6.4 е). Аргиллиты с редкими прослоями алевролитов или мелкозернистых песчаников, местами с остатками растительного детрита. Аргиллиты темно-серые тонкослоистые, легко раскалываются на плитки, плотные. Слоистость плоско-параллельная, перпендикулярная оси керна, горизонтально-волнистая, наклонно-слоистая, наблюдается подводнооползневая текстура (разрывы и смятие слоев), присутствуют деформационные текстуры, могут присутствовать следы биотурбации. Алевролиты серые, темно-серые крупнозернистые волнисто-слоистые, плотные. Последовательность Боума Те. Породы литотипа формируются путем медленного осаждения глинистых частиц из столба воды или статичного и медленно движущегося суспензионного облака. Подобные отложения встречаются преимущественно в отложениях глубоководной равнины, глубоководного склона: дистальной части подводного прируслового вала, в отложениях межрусловых площадей.

Литотип 7. Параллельнослойчатый алевролитовый интервал (рис. 6.4 е). Алевролит серого, темно-серого цвета слоистый полимиктовый на глинистом цементе с тонкими прослоями аргиллитов серых алевролитистых. Слоистость параллельная под углом 90^0 к оси керна. Отмечаются прослои песчаников серых и светло-серых мелкозернистых до алевролитов слоистых на карбонатно-глинистом и карбонатном цементе. Редко содержат мелкие чешуйки светлой и бурой слюды и единичные зерна пирита. Последовательность Боума Тd.

Для ачимовских отложений выполнен анализ изменения содержания отдельных гранулометрических фракций по разрезам пластов для ряда скважин. Рассматриваются такие фракции как песчаная (крупно-, средне- и мелкозернистая), алевролитовая (крупно- и мелкозернистая) и пелитовая. Для иллюстрации полученных результатов исходные данные сгруппированы в три укрупненные фракции – песчаную, алевролитовую и пелитовую. Для наглядности наряду с графиками изменения содержания фракций по разрезу приводятся диаграммы ГИС.

Пример описанного выше метода представлен на рисунке (рис. 6.5). Видно, что пласт Ач₃³ (скважина 1) представлен мощным песчаным телом, в основании которого с глубины 3731,5 м отмечается повышение доли глинистой составляющей от 10,6 % до 14,9 % и, соответственно, уменьшение доли песчаной фракции от 59,0 % до 41,8 %, характерное для фации ОТКВ.

Наряду с анализом изменения содержания фракций по разрезу пластов также рассмотрена взаимосвязь медианного размера зерен (Md) и коэффициента сортировки (S_0), так как степень однородности зерен существенно влияет на коллекторские свойства пород (рис. 6.6). Из анализа рисунка видно, что для различных фаций ачимовских отложений в целом характерна следующая зависимость: чем однороднее частицы по величине,

тем выше пористость породы. Тесной взаимосвязи между величинами Md и S_0 не наблюдается. Однако по имеющимся керновым данным заметна тенденция ухудшения отсортированности с уменьшением медианного размера зерен. Дифференциация керновых данных по фациям показала, что указанная тенденция в основном проявляется для ОТКВ. Для кернов из фаций УПК изменение медианного диаметра незначительно. Что касается образцов из фации русел, то они отличаются пониженной сортировкой.

Сниженная сортировка отложений фации русел объясняется тем, что продолжительность «жизни» обломочного потока составляет порядка нескольких часов [3], поэтому здесь не отмечается высокой степени сортировки, как в случае речных русел. Периферийная зона конуса выноса же наоборот имеет лучшую сортировку по отношению к другим фациям. Данные, приведенные на рис. 6, подтверждают полученные результаты фациального анализа.

Ниже приведены примеры построения различных генетических диаграмм для ачимовских отложений. Так для литолого-фациальной характеристики ачимовских пластов горизонтов $Aч_3$ и $Aч_4$ построены диаграммы Л.Б. Рухина (взаимосвязь медианного размера зерен (Md) и стандартного отклонения (σ)) и Р. Пассеги (взаимосвязь медианного размера зерен (Md) и 1%-ый квантили (C)) (Рис. 6.7, 6.8, соответственно).

По распределению точек на диаграмме Л.Б. Рухина можно сделать вывод, что большинство образцов, отобранных из изучаемых отложений, отвечают полям песков, отложенным при колебательных турбулентных движениях воды и накопившимся на дне морей или других бассейнов при слабых колебательных движениях воды. Это соответствует принятой модели формирования ачимовских отложений рассматриваемого района. Заметна тенденция уменьшения значений стандартного отклонения с уменьшением медианного размера зерен. Дифференциация керновых данных по фациям позволяет сделать выводы аналогичные приведенным выше (рис. 6.7).

По распределению точек на диаграмме Р. Пассеги следует вывод, что большинство образцов из ачимовских отложений отвечают полю морских осадков, областям мутьевых потоков и градационной суспензии, что соответствует принятой в работе модели осадконакопления. Согласно диаграмме, поле RQP отвечает осадкам, выпавшем из градационной суспензии, образующейся в нижних частях быстрых потоков, непосредственно у дна.

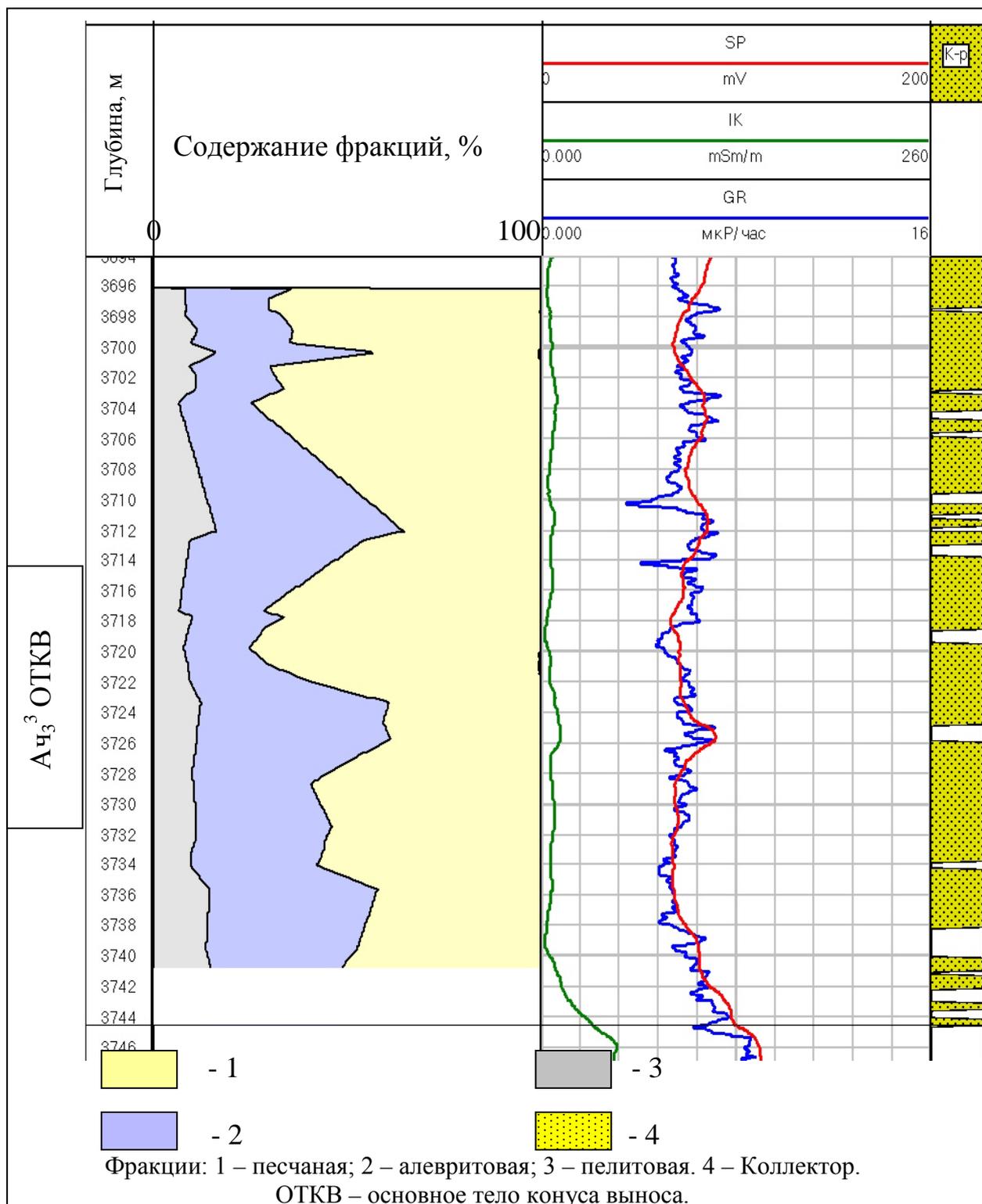
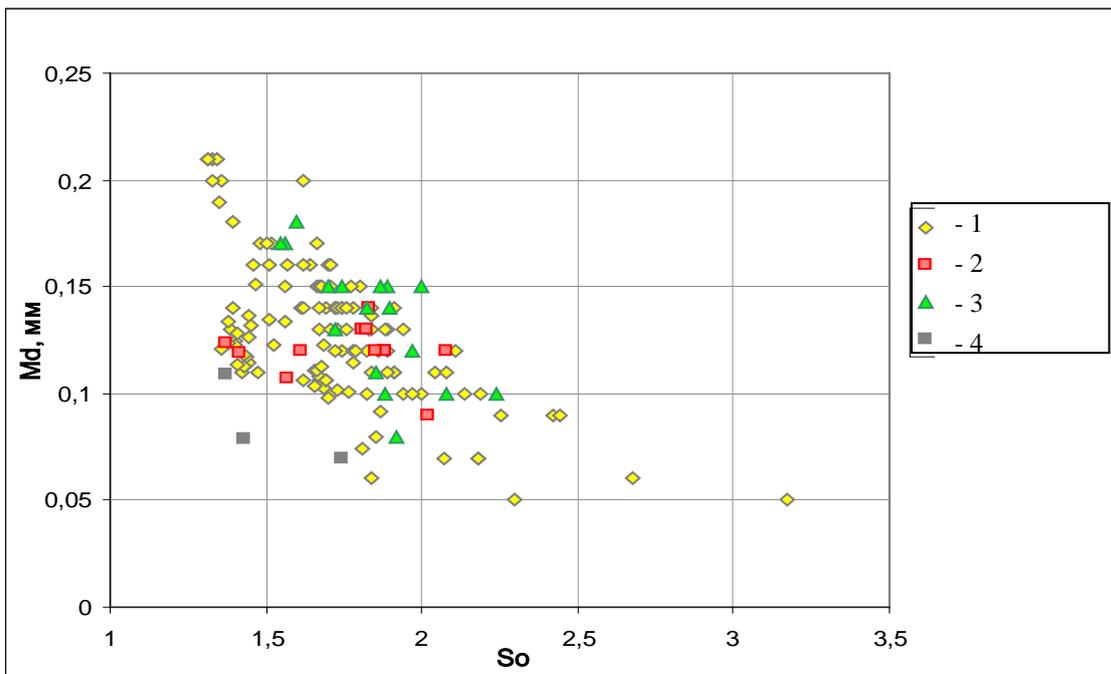
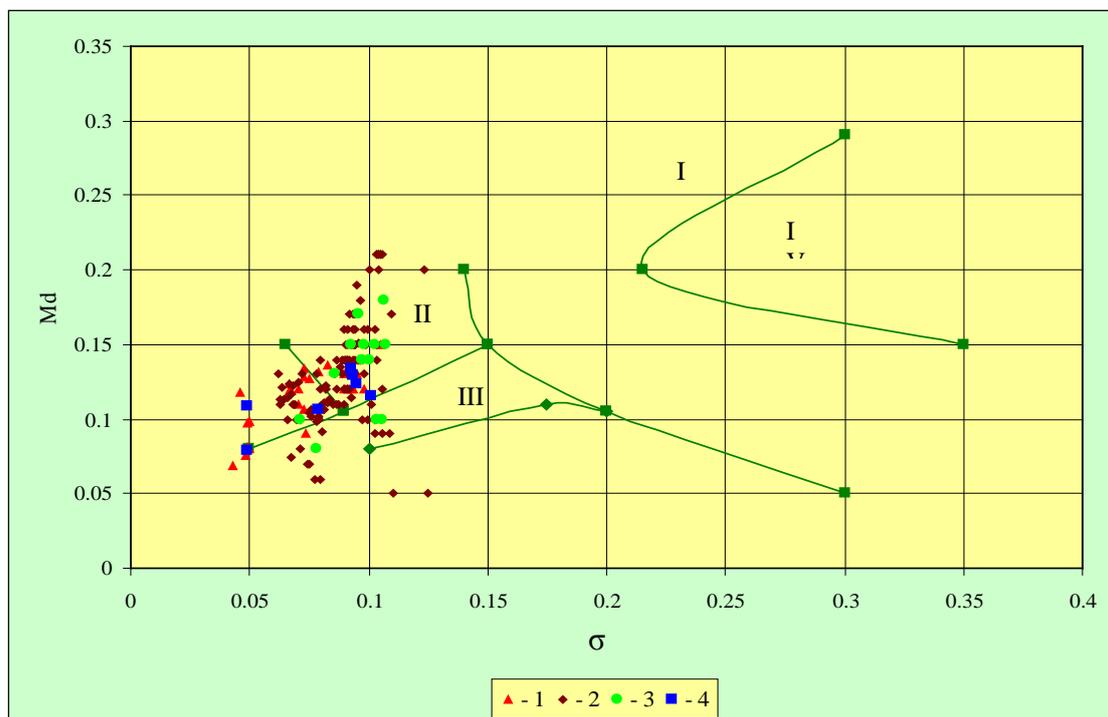


Рис. 6.5 – Геофизическая характеристика и изменение содержания фракций по разрезу. Скважина 1



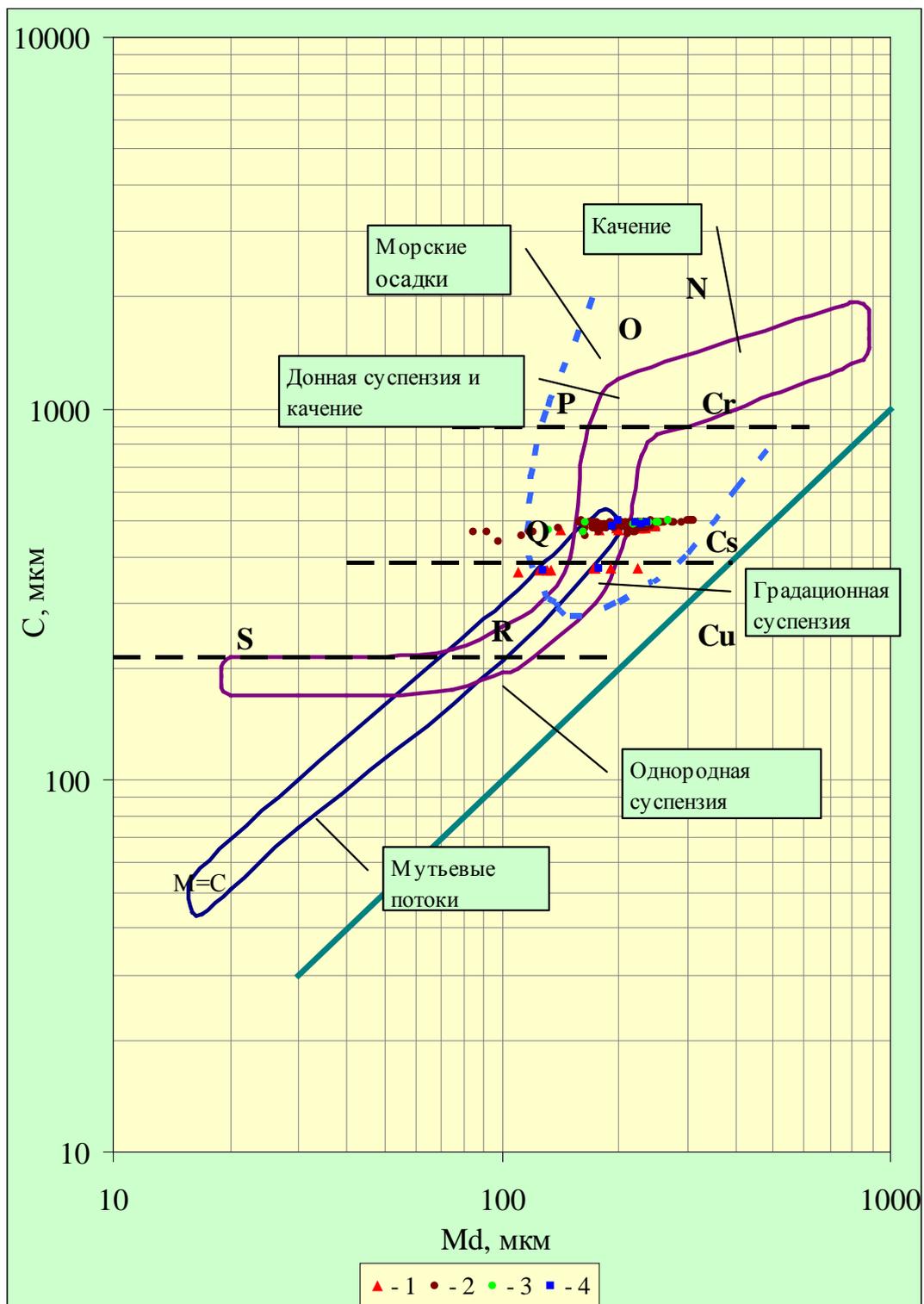
Шифр точек. Фации: 1 – Основное тело конуса выноса; 2 – Устье подводящего канала; 3 – Русла обломочных потоков; 4 – Периферийные зоны конуса выноса.

Рис. 6.6 – Сопоставление медианного диаметра зерен Md и коэффициента сортировки S_0 для различных фаций



Поля песков: I – отложенных текучими водами (русловые речные и зон течений), II – отложенных при колебательных турбулентных движениях воды (прибрежные, пляжей, морей, озер, крупных рек), III – накопившихся на дне морей или других бассейнов при слабых колебательных движениях воды, IV – эоловых. Шифр точек. Фации: 1 – устье подводящего канала; 2 – основное тело конуса выноса; 3 – русла обломочных потоков; 4 – периферийные зоны конуса выноса.

Рис. 6.7 – Динамическая диаграмма Л.Б. Рухина для ачимовских пластов горизонтов $Aч_3$, $Aч_4$



Шифр точек. Фации: 1 – устье подводящего канала; 2 – основное тело конуса выноса; 3 – русла обломочных потоков; 4 – периферийные зоны конуса выноса.

Рис. 6.8 – Диаграмма СМ Р. Пассеги для определения способа переноса осадков в водной среде при формировании ачимовских пластов горизонтов Ач₃, Ач₄

В табл. 6.1 приведены граничные и средние значения гранулометрических коэффициентов ачимовских пластов горизонтов Ач₃, Ач₄ по фациям. Сортировка зерен от хорошей до очень плохой. Хорошая сортировка зерен свидетельствует о хорошей переработке обломочного материала. Значения асимметрии и эксцесса подтверждают морской генезис ачимовских отложений.

Таблица 6.1

Граничные и средние значения гранулометрических коэффициентов ачимовских пластов горизонтов Ач₃, Ач₄

Гранулометрические параметры:	УПК	ОТКВ	РОП	ПЗКВ	Итого
Медианный диаметр зерен, мм (M_d)	<u>0,07-0,15</u> 0,11	<u>0,05-0,21</u> 0,13	<u>0,08-0,18</u> 0,14	<u>0,08-0,13</u> 0,11	<u>0,05-0,21</u> 0,13
Сортировка (S_0)	<u>1,26-2,08</u> 1,60	<u>1,31-3,17</u> 1,73	<u>1,55-2,24</u> 1,84	<u>1,37-1,84</u> 1,60	<u>1,26-3,17</u> 1,71
Максимальный диаметр зерен, мм (С)	<u>0,36-0,50</u> 0,45	<u>0,44-0,50</u> 0,49	<u>0,47-0,50</u> 0,49	<u>0,37-0,50</u> 0,46	<u>0,36-0,50</u> 0,48
Сумма песчаной фракции, % (СПФ)	<u>15,8-74,5</u> 55,3	<u>19,3-88,2</u> 60,4	<u>37,9-72,9</u> 59,9	<u>27,4-66,3</u> 53,7	<u>15,8-88,2</u> 58,8
Асимметрия	<u>(-0,33)-0,17</u> -0,05	<u>(-0,72)-0,17</u> -0,05	<u>(-0,34)-0,08</u> -0,05	<u>(-0,28)-0,05</u> -0,07	<u>(-0,72)-0,17</u> -0,05
Эксцесс	<u>0,62-1,25</u> 0,82	<u>0,67-1,23</u> 0,79	<u>0,67-0,90</u> 0,77	<u>0,69-1,06</u> 0,79	<u>0,65-1,25</u> 0,80

6.3 Фациальная характеристика отложений в разрезах скважин (по ГИС)

Геологическая интерпретация данных каротажа, проводимая с учетом результатов литологического и палеонтологического изучения поднятых при бурении образцов пород, доставляет обширный и вполне надежный материал для литофациальной характеристики вскрытых отложений. В тех случаях, когда в ряде скважин обнаружены очень сходные разрезы какого-либо горизонта, каротажная характеристика которых весьма близка или даже идентична, можно утверждать, что на площади расположения исследованных скважин этот горизонт представлен одной фацией. Небольшие отличия в каротажной характеристике изучаемого горизонта дают основание констатировать начало литофациальных изменений и определить их сущность. Наконец, резкие изменения каротажной характеристики изучаемого горизонта в сравниваемых скважинах свидетельствуют о литофациальной изменчивости отложений, дают возможность определить направление этих изменений и наметить границы литофациальных зон. Ко-

нечно, все эти выводы возможны только на базе точной синхронизации отложений сопоставляемой части разреза [32, 36, 43, 57, 105].

Основным исходным материалом для корреляции разнофациальных толщ при поисках нефти и газа и в том числе для первой стадии работ – проведения формационно-фациального анализа – служат геолого-геофизические разрезы пробуренных скважин. Их составляют на основе наиболее рационального для каждого региона комплекса промыслово-геофизических исследований – стандартного электрокаротажа, гамма- и нейтронного гамма-каротажа, кавернометрии и др. При этом в возможно более полном объеме привлекают все другие геологические данные (палеонтологические и литологические), которые наносят на каротажные диаграммы. Каротаж в настоящее время является наиболее эффективным средством массового обобщения и увязки разрозненного геологического материала. С его помощью легко выделяются и прослеживаются на большие расстояния терригенные и галогенные депрессионные циклы.

Фактографической основой для определения литотипов и фаций по данным ГИС является детальное исследование керна. Детальные палеогеографические реконструкции требуют проведения в больших объемах комплексных литологических исследований, для которых необходимым условием является наличие значительного количества кернового материала, поскольку при ограниченном количестве керна эти методы теряют свои возможности и оказываются малоэффективными. Однако повышение отбора керна ведет к резкому удорожанию бурения и к общему снижению эффективности геологоразведочных работ в целом. Достоверность геофизических определений зависит от степени изученности пород. Однако, даже при большой степени изученности керна не отпадает необходимость в геофизических определениях, так как керновая информация дискретная, а геофизическая – непрерывная. Таким образом, важным моментом, способствующим седиментологическому анализу по данным геофизических исследований скважин, является непрерывность информации о процессе осадконакопления, содержащейся в диаграммах каротажа [48, 50, 72, 73, 112].

Наиболее популярной среди отечественных геологов методикой проведения фациального анализа по данным ГИС является методика восстановления условий осадконакопления по диаграммам потенциалов собственной поляризации горных пород В.С. Муромцева [72], который совместно с Р.К. Петровой провел апробацию своей методики на нефтяных месторождениях Мангышлака, Куйбышевского Поволжья, Западной Сибири (Повховская, Ягунская, Коголымская, Тевленская, Кочевская площади) и получили положительные результаты.

Считается, что метод ПС – это наиболее информативный способ получения информации о составе, текстуре и структуре пород при исследовании терригенных отложений. Однако, применение его для некоторых

глубокозалегающих горизонтов Западной Сибири и районов Восточной Сибири не представляется возможным, потому что здесь данный метод геофизических исследований проводится в очень редких случаях или не проводится вовсе, из-за особенностей геологического строения территории (в частности из-за высокой минерализации пластовых вод).

Дальнейшее развитие идеи использования скважинной геофизической информации для восстановления истории геологического развития района получили в исследованиях Т.С. Изотовой, С.Б. Денисова, Б.Ю. Вендельштейна, Г.М. Золоевой, С.И. Билибина [48, 50]. В них, для палеогеографических реконструкций, помимо диаграмм ПС использовались также методы бокового (БК), микробокового (МБК) и индукционного каротажей (ИК), гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж (НГК) и акустический каротаж. Изучению условий осадконакопления пород по данным ГИС, также посвящены работы Я.И. Гильманова, А.В. Ахиярова, В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной, Е.Е. Даненберга, В.А. Долицкого, Л.С. Черновой и др. [5, 13, 36, 38, 51, 52, 116, 117].

Рассмотрим методы диагностики фаций по данным ГИС на примере месторождений Западной Сибири [90, 93, 95].

Описанная в работах [90, 93] методика диагностики фаций с применением комплекса ГИС отличается от ранее применяемых тем, что вместо методов ПС и ГК для целей фациального анализа конкретных отложений используется более широкий комплекс ГИС. Обоснование информативного комплекса ГИС осуществляется сопоставлением конфигурации каротажных диаграмм с керновыми данными. Например, для ачимовских отложений наиболее информативными являются методы ИК, ГК и ПС, которые опосредованно, через сопротивление, радиоактивность и адсорбционную способность пород и флюидов позволяют судить о зернистости пород. Для вендских отложений Восточной Сибири первостепенное значение при диагностике фаций по данным ГИС имеют методы ГК и НГК. Они позволяют наиболее надежно разделить в разрезе скважины карбонатно-сульфатные и терригенные породы. Наряду с этими методами для диагностики фаций в терригенном разрезе используются диаграммы МБК и БК. Они также, как и метод ИК, опосредованно позволяют судить об изменении размера зерен пород.

Методика основана на принципе использования информации, заключенной в комплексе ГИС для выявления геологических показателей обстановок осадконакопления, таких как: литологический состав, зернистость и др. Например, ГК позволяет выделять в разрезе скважин пласты с повышенной, в том числе аномально повышенной, радиоактивностью - это песчаники, в составе которых содержится большое количество калиевых полевых шпатов, глин, аргиллитов. Спектральный гамма-каротаж (СГК) позволяет определить не только характер изменения радиоактивности по разрезу, но и выявить, чем она обусловлена.

Средне-, мелко- и тонкозернистые песчаники и алевролиты, слагающие толщи горных пород обуславливают большую степень изрезанности диаграмм МБК, БК. При прочих равных условиях рост сопротивления на диаграммах МБК, БК и ИК свидетельствует об уменьшении размера зерен породообразующих минералов.

Показания нейтронных методов зависят от наличия и объема пропластков с карбонатным цементом. Наличие минералов с аномальной электропроводностью (глауконит, пирит) приводит к уменьшению удельного электрического сопротивления (УЭС) горной породы, а присутствие сидерита и процессы гидрофобизации приводят к значительному его росту.

Информативность методов обосновывается путем сопоставления конфигурации диаграмм ГИС с данными, полученными по керну.

В работах [90, 93, 95] установлено, что для ачимовских отложений диагностику фаций необходимо осуществлять с использованием типовых диаграмм методов ИК, ГК и ПС. Указанные методы выбраны на основе сопоставления конфигурации диаграмм ГИС по всем пробуренным скважинам. Метод ИК позволяет опосредованно через сопротивление судить о зернистости породы при условии предельного насыщения пласта нефтью или газом. Метод ГК, также опосредованно, через радиоактивность позволяет судить о зернистости породы. А именно, повышение показаний на диаграмме ГК свидетельствует об увеличении глинистой составляющей в разрезе, что в свою очередь, при прочих равных условиях, указывает на уменьшение размера зерен, слагающих породу. Метод ПС, как известно, позволяет фиксировать изменение адсорбционно-диффузионного потенциала. В связи с этим на диаграмме ПС могут быть выделены участки, соответствующие глинистым породам, обладающим высокой адсорбционной способностью, а также участки, характеризующиеся низкой адсорбционной способностью и отвечающие наличию в разрезе неглинистых песчаных пород-коллекторов. Первые отличаются отклонением диаграммы ПС в сторону положительных, а вторые – в сторону отрицательных значений. Таким образом, рост адсорбционной способности (положительная аномалия ПС) свидетельствует об увеличении глинистой составляющей в разрезе, что при прочих равных условиях равносильно уменьшению размера зерен, слагающих породу.

Первостепенное значение для диагностики фаций ачимовских отложений, основной формой аккумуляции которых является конус выноса, имеют методы ИК и ГК, в связи предельной нефтегазонасыщенностью залежей этих отложений. Отметим, что метод ПС зачастую слабо информативен, из-за низкой минерализации пластовых вод изучаемых отложений. Метод ПС используется в тех случаях, когда он достаточно дифференцирован для выделения в разрезах скважин участков разреза с различным литологическим составом и размером зерен пород.

На рис. 6.9 приведены характерные типы диаграмм для диагностированных фаций ачимовских отложений одного из месторождений Западной Сибири [90].

Фация устья подводящего канала. На диаграммах ПС, ИК и ГК породы фации устья подводящего канала характеризуются «сундукообразной» формой. Иногда наблюдается небольшое увеличение отрицательных отклонений диаграмм ПС и снижение показаний ИК и ГК в подошве пласта, однако в большинстве случаев отмечается равномерный характер диаграмм по разрезу. Подошвенная линия на диаграммах – горизонтальная.

Фация основного тела конуса выноса. Для пород этой фации на диаграммах ПС, ИК и ГК отмечается уменьшение амплитуды ПС и увеличение показаний методов ИК и ГК в подошвенной части каждого выделенного пласта. Подошвенная линия диаграмм – наклонная.

Фация русел обломочных потоков. Для пород этой фации формы диаграмм ПС и ИК имеют вид прямоугольника, зачастую осложненного в средней части характерными зубцами, которые соответствуют плотным карбонатизированным прослоям.

Фация периферийных зон конуса выноса. Каротажные модели рассматриваемой фации имеют две разновидности. В первом случае (при выклинивании пласта) максимальные отрицательные отклонения аномалии ПС и минимум значений ИК и ГК фиксируются в средней части пласта. Кровельная и подошвенная линии – наклонные. Во втором случае (вблизи склона) каротажная модель имеет вид прямоугольника с существенно изрезанной вертикальной боковой линией, аномалия ПС незначительна или вообще отсутствует, показания методов ИК и ГК повышены.

В отличие от ачимовских отложений Западной Сибири, для вендских отложений Восточной Сибири первостепенное значение при диагностике фаций по данным ГИС имеют методы ГК и НГК [29, 90, 91]. А именно, фации, сложенные преимущественно карбонатно-сульфатными осадками характеризуется, в основном, отрицательными аномалиями ГК и положительными – НГК (соотношение аномалий первого рода). Для фации преимущественно терригенных осадков свойственна противоположная направленность этих методов, а именно, на ГК отмечаются, преимущественно, положительные аномалии, а на НГК – отрицательные (соотношение аномалий второго рода). Для фации примерно равного содержания карбонатно-сульфатных и терригенных осадков диаграммы ГК и НГК характеризуются чередованием соотношений аномалий первого и второго рода.

Кроме того, для фации преимущественно карбонатно-сульфатных осадков присуще преобладание интервалов разреза, для которых характерны высокие показания на диаграммах НГК и МБК, а также низкие значения на диаграммах АК, СГК и ГК. Для фации преимущественно терригенных осадков, напротив, свойственно доминирование участков разреза, на которых диаграммы НГК и МБК имеют пониженные значения, диаграммы

АК (DT), СГК и ГК - повышенные. Фация примерно равного содержания карбонатно-сульфатных и терригенных осадков характеризуется приблизительно равными суммарными толщинами интервалов обоих типов.

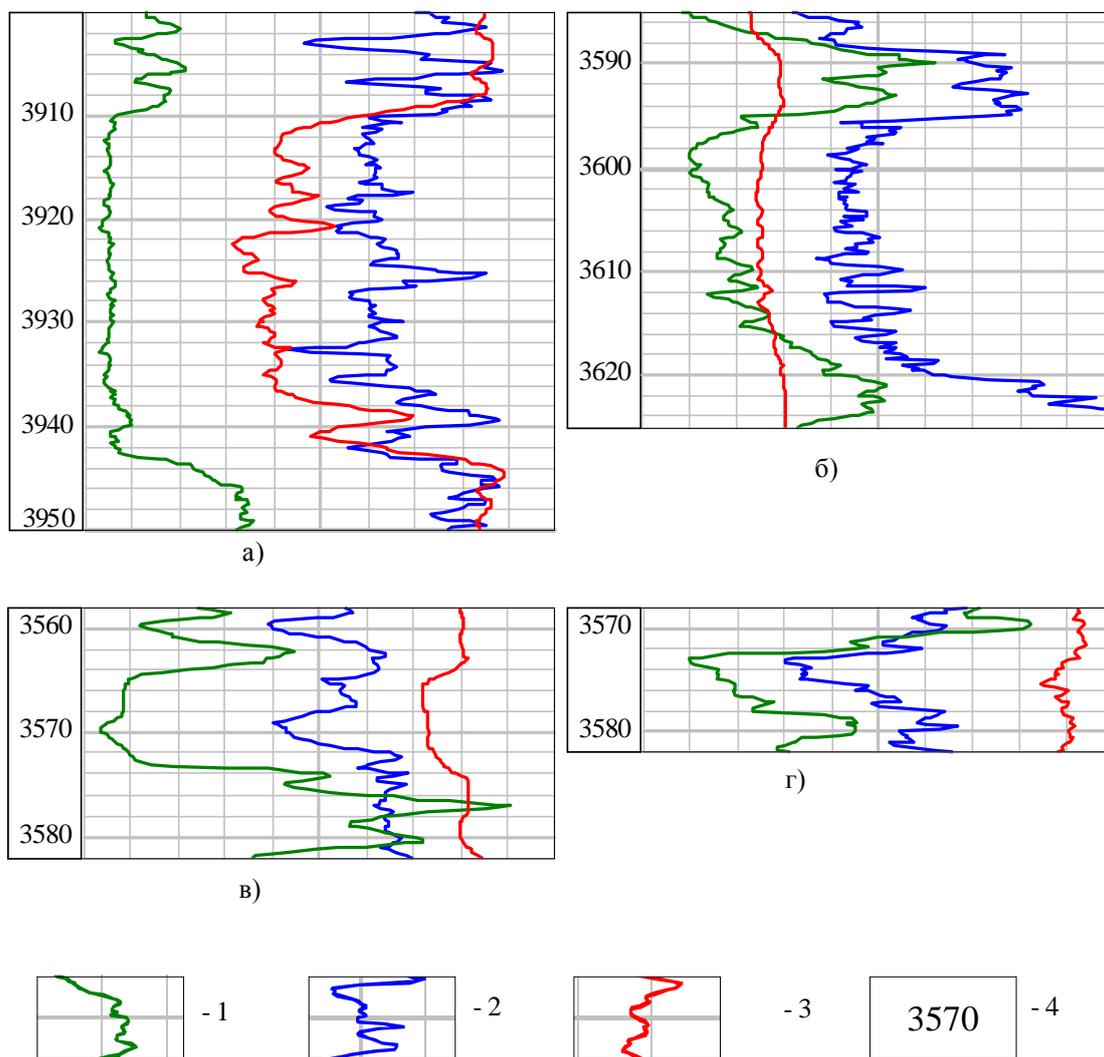


Рис. 6.9 – Характерные типы диаграмм для фаций: а) устье подводящего канала, б) основное тело конуса выноса, в) русла обломочных потоков, г) периферийные зоны конуса выноса

Таким образом, при диагностике фаций по данным ГИС в первую очередь необходимо выбрать информативный комплекс ГИС, в зависимости от литологического состава изучаемых отложений. Информативный комплекс может включать в себя от 1 до 5 и более методов. Так для диагностики фаций ачимовских отложений необходимо использовать минимум три метода ГИС, а для сеноманских отложений месторождений севера Западной Сибири достаточно только метода ПС.

Для выполнения достоверного фациального анализа необходимо проводить сопоставление полученных результатов по ГИС с данными кер-

на. Например, в работе [93, 95] для подтверждения надежности предлагаемого подхода диагностики фаций по ГИС, выполнено сопоставление этих фаций с результатами седиментологического анализа керновых материалов, основанного на описании текстурных особенностей тонких прослоев пород. Для этого рассматриваются суммарные толщины единиц последовательности Боума, отнесенных к той или иной фации ачимовских отложений диагностированных по ГИС. Установлено, что породы различных фаций ачимовских отложений отличаются по суммарному содержанию микрофаций Боума (рис. 6.10, табл. 6.2).

Таблица 6.2

Суммарные толщины (м/%) единиц последовательности Боума для различных фаций

Микрофации	Фации по ГИС			
	ОТКВ	УПК	РОП	ПЗКВ
Та	57,4/62	17,9/32	9,0/58	1,5/4
Тб	8,7/9	6,3/11	0,8/5	0,3/1
Тс	5,7/6	7,5/13	3,5/23	4,5/12
Тd-e	18,0/19	20,7/37	0,5/3	32,8/83

Из приведенных диаграмм и таблицы видно, что керновые данные подтверждают различия в строении разрезов пластов разных фаций, диагностированных по ГИС. Так ОТКВ, УПК и РОП хоть и представлены одинаковым набором единиц последовательности Боума, все-таки, характеризуются различным их соотношением. Например, для фации УПК характерно равномерное распределение микрофаций: доля Та и Тd-e составляет, соответственно, 32 % и 37 %, а Тс и Тб – 13 % и 11 %, соответственно. А фации ОТКВ и РОП характеризуются преобладанием микрофации Та (62 % и 58 %, соответственно), но различаются соотношением единиц последовательности Тс и Тd-e. Так для ОТКВ доля микрофации Тс (6 %) меньше доли Тd-e (19 %), а для фации РОП, наоборот, доля Тс (23 %) значительно выше доли Тd-e (3 %). Для фаций ПЗКВ отмечается преобладание микрофации Тd-e (83 %), что естественно, т.к. на периферийные участки конуса выноса доставляется, в основном, пелитовый материал.

Таким образом, приведенные результаты исследований позволяют утверждать, что породы различных фаций ачимовских отложений отличаются по суммарному содержанию микрофаций. Диагностирование фаций ачимовских отложений с использованием данных ГИС является достаточно достоверным и рекомендуется при изучении особенностей строения залежей нефти и газа.

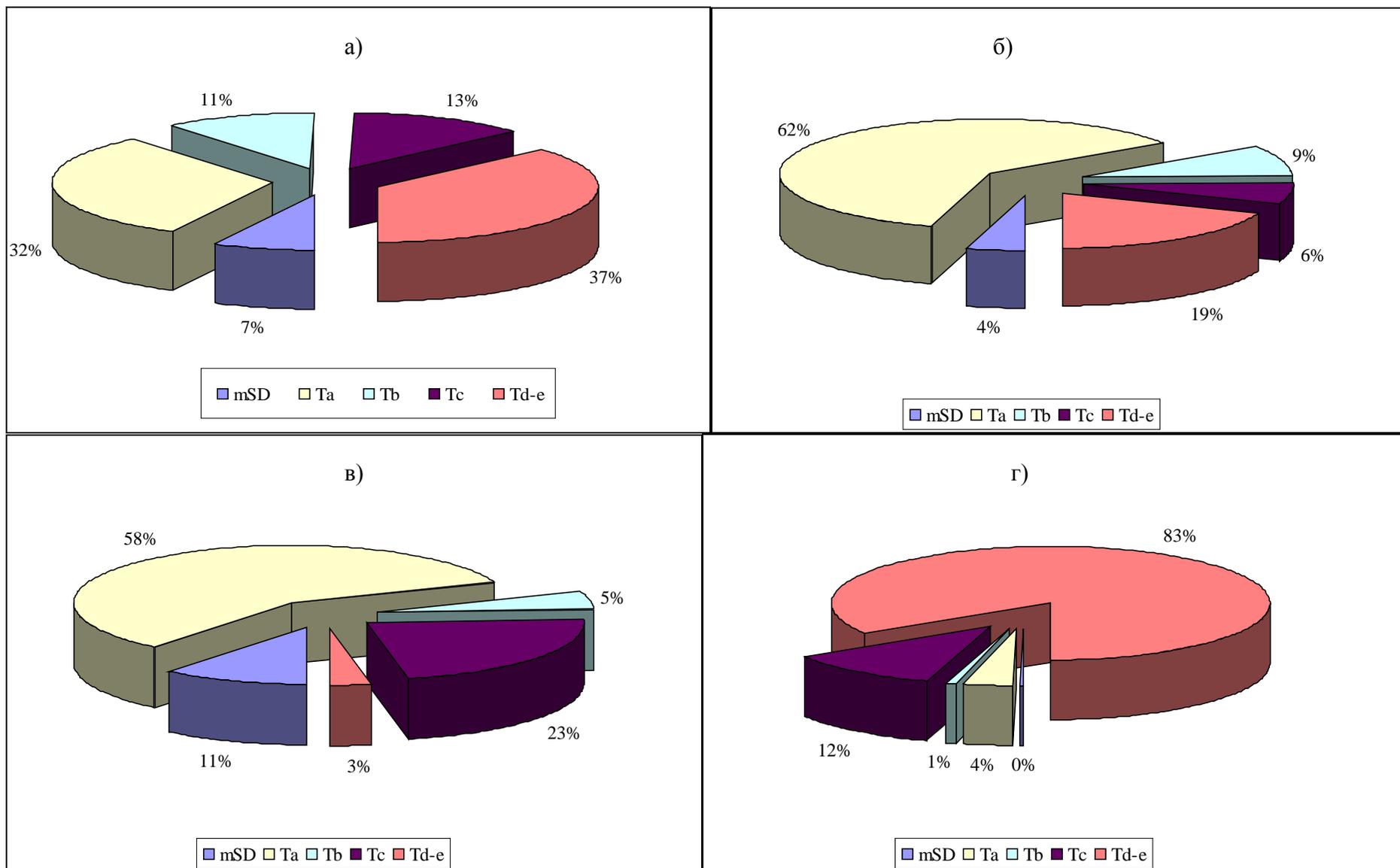


Рис. 6.10 – Диаграммы распределения суммарных толщин единиц последовательности Боума для фаций: УПК (а), ОТКВ (б), РОП (в), ПЗКВ (г)

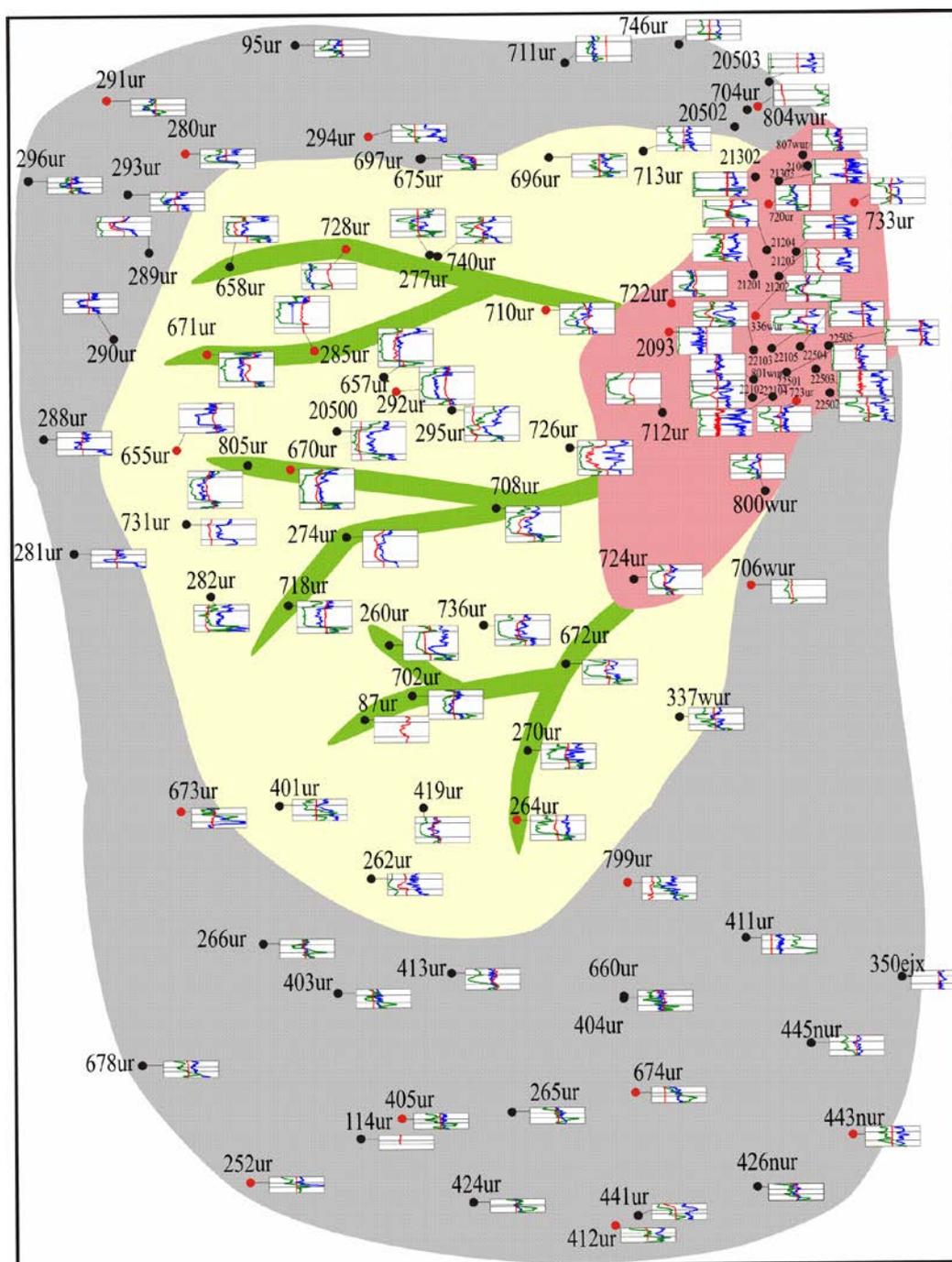
Таким образом, исходя из написанного выше, для целей наиболее полного информационного обеспечения исследований и выполнения достоверного литолого-фациального моделирования можно сформулировать следующие основные критерии и методики оценки фациальной принадлежности отложений применительно для каждого отдельного интервала каждой рассматриваемой скважины, которые основываются на отдельных источниках геологической информации:

1. седиментологический анализ – используются материалы послойного седиментологического описания всех литологических типов отложений (непосредственно по керну скважин);
2. метод подобный электрометрической геологии (по Муромцеву В.С.) – данная методика считается наиболее информативной при оценке литологической неоднородности при выделении макроциклов;
3. обобщение результатов всех проведенных исследований.

На следующем этапе исследований выполняется создание фациальных моделей. В каждой скважине определяется фациальная принадлежность пластов и строятся соответствующие карты. Для рассмотренного выше примера ачимовских отложений, установлено, что каждый пласт представляет собой совокупность трёх основных фаций – устье подводящего канала, основное тело конуса выноса и периферийные зоны конуса выноса. По ряду пластов данный набор фаций дополняется фацией русел обломочных потоков. На рис. 6.11 приведена карта распространения фаций южной линзы пласта Ач₄². Видно, что этот пласт представляет собой типичный конус выноса с закономерным распределением фаций от устья подводящего канала на востоке до периферийных зон конуса выноса с переходом через зону фации основного тела конуса выноса, которая изрезана отложениями фации русел обломочных потоков с канальной формой залегания.

6.4 Фациальная характеристика отложений методами, основанными на физических свойствах горных пород (сейсморазведка)

Сейсмическая разведка (сейсморазведка) является одним из важнейших видов геофизической разведки земных недр. Она включает в себя комплекс методов исследований геологического строения земной коры, основанных на изучении особенностей распространения в ней искусственно возбужденных упругих волн [82]. В последние годы перед сейсмическими методами, помимо традиционной задачи по изучению и картированию структурных особенностей чехла, все чаще ставятся задачи по определению внутренней структуры среды, ее физических и геологических свойств, детального прогноза геологического разреза, позволяющее изучать строение осадочных бассейнов и проводить картирование разнообразных типов неантиклинальных ловушек и залежей углеводородов.



- - 1 • - 2 ■ - 3 ■ - 4 ■ - 5 ■ - 6 ■ - 7 ■ - 8 ■ - 9

1 – скважина; 2 – скважина с отбором керна; 3 – фация устья подводящего канала; 4 – фация основного тела конуса выноса; 5 – фация русел обломочных потоков; 6 – фация периферийных зон конуса выноса;

7 – диаграмма ИК; 8 – диаграмма ГК; 9 – диаграмма ПС

Рис. 6.11 – Карта распространения фаций южной линзы пласта Ач₄²

В 1975 появился термин – «сейсмостратиграфия». Во время конгресса Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) состоялся первый симпозиум, посвященный геологической интерпретации данных сейсморазведки, или сейсмостратиграфии. Основы метода изложены в книге Е. Пейтона [82].

Использование этого метода стало возможным в связи с появлением современной вычислительной техники и внедрением в сейсморазведочном методе отраженных волн многократного суммирования сейсмических сигналов, или общей глубинной точки, что позволило фиксировать на временных сейсмических разрезах «слабые» отражающие горизонты [74].

Разработанные авторами сейсмостратиграфии [82] методологические подходы и теоретические представления о расшифровке геологического строения осадочных бассейнов по сейсморазведочным данным требуют уточнения и переосмысления на материалах по конкретным бассейнам и регионам. В этом плане Западная Сибирь, осадочные комплексы которой слабодислоцированы, является уникальным полигоном сейсмостратиграфических исследований [74].

Согласно авторам *Seismic Stratigraphy* [82], сейсмостратиграфия - изучение стратиграфии и осадочных фаций путем интерпретации данных сейсморазведки. Сейсмостратиграфия оперирует рядом основных понятий, среди которых наиболее важными являются сейсмофация (сейсмическая фация) и сейсмокомплекс (сейсмический комплекс).

Сейсмофация, или сейсмофациальная единица – это картируемое трёхмерное пространство сейсмического волнового поля, характеризующееся определенными параметрами (конфигурация отражающих границ или осей синфазности, непрерывность, амплитудные, частотные характеристики или интервальные скорости), отличающимися от параметров соседних сейсмофациальных единиц, или от соседних объемов волнового поля.

Сейсмический комплекс (*Seismic sequence*) – это изображение на сейсмическом разрезе осадочного комплекса, или последовательности (*Sequence*). Последний представляет собой последовательность согласно залегающих генетически связанных пластов, ограниченных сверху и снизу поверхностями несогласий либо коррелирующимися с ними поверхностями согласного залегания слоев. К границам сейсмокомплексов приурочены наиболее устойчивые и динамически выраженные отражающие горизонты. Сейсмокомплексы имеют различные размеры и ранжируются на: региональные, субрегиональные, зональные и локальные [74].

Использование этих понятий позволяет также оперировать терминами сейсмофациальный анализ (*Seismic facies analysis*) и анализ сейсмических комплексов (*Seismic sequence analysis*).

Так, Дж.Б. Сангри и Дж.М. Уидмайер в своих работах рассматривали возможность изучения песчано-глинистых осадочных фаций по данным сейсморазведки МОВ с помощью методики интерпретации, которую они назвали сейсофациальным анализом или анализом сейсмических фаций. Суть его состоит в установлении и истолковании конфигурации осей симфазности, их непрерывности, амплитуды, частоты и интервальной скорости, а также в изучении пространственных форм, образуемых группами отражений и ассоциациями этих групп. Описание характерных для сейсмофаций рисунков отражений и их картирование позволяют восстанавливать обстановку и процессы осадконакоп-

ления, что повышает надежность прогноза литологического состава. Такой подход применим при изучении как терригенных, так и карбонатных пород [82].

Сейсмофациальный анализ – описание и геологическая интерпретация параметров сейсмических отражений, включая их конфигурацию, непрерывность, амплитуду, частотный спектр и интервальные скорости.

Анализ сейсмокомплексов – выделение, прослеживание и изучение осадочных комплексов на сейсмических разрезах МОГТ путем разделения их на специфические группы отражений. Эти группы обычно включают в себя пачки согласных отражений, ограниченных ОГ, приуроченными к несогласиям, или связанными с последними (переходящими в них по латерали) поверхностями согласного залегания.

Таким образом, сейсмостратиграфическое изучение осадочных толщ включает в себя сейсмофациальный анализ и анализ сейсмокомплексов.

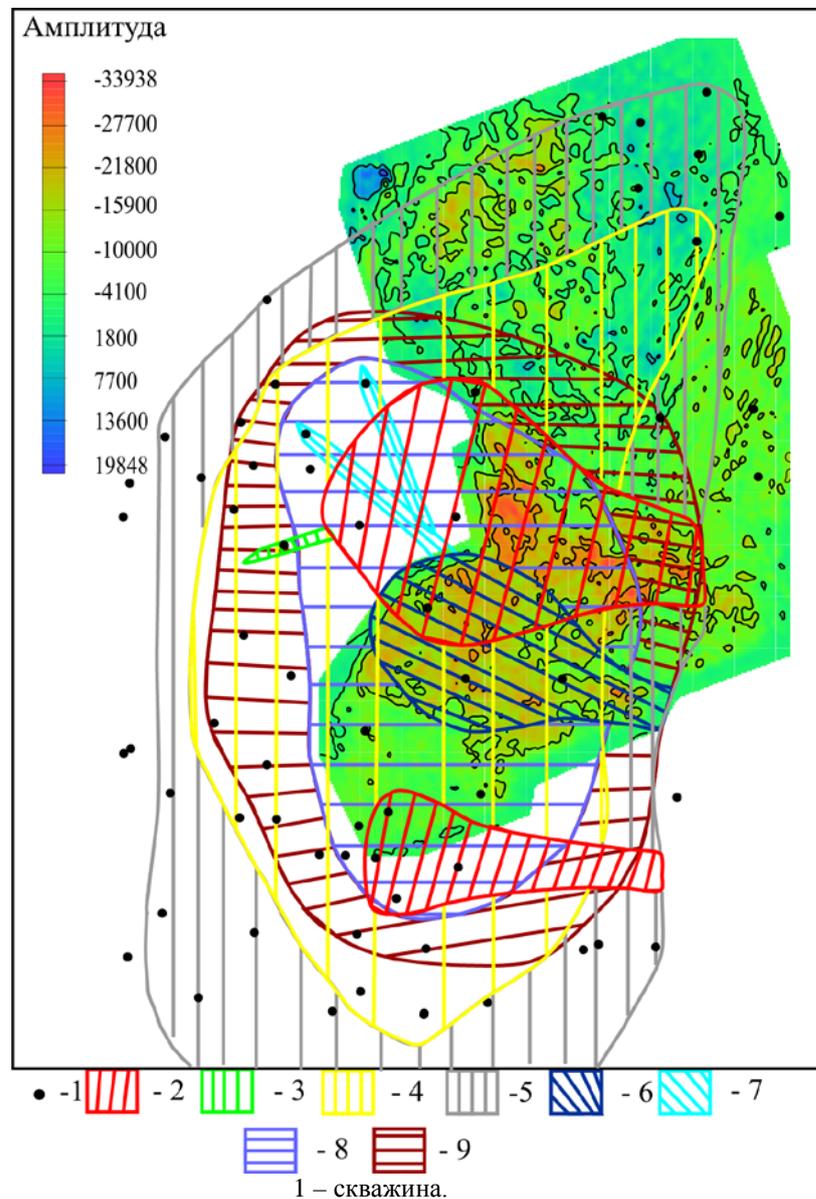
Возможности использования сейсморазведки для целей восстановления обстановок осадконакопления, палеотектонических и палеогеографических реконструкций посвящены работы многих отечественных ученых А.А. Нежданова, В.В. Огибенина, С.А. Горбунова, В.Н. Бородкина, В.И. Кислухина, А.Л. Наумова, О.М. Мкртчяна, Р.М. Бембея, В.А. Конторовича, Ю.Н. Карагодина, В.А. Казаненкова, С.А. Рылькова, С.В. Ершова, Н.Б. Вассоевича, В.В. Меннера и др. [18, 28, 55, 65, 66, 76-78, 100, 104] и зарубежных исследователей Л. Брауна, У. Фишера, Ч. Стюарта, Ч. Каугхея, Р. Ваймера, Т. Девиса, Дж.Б. Сангри, Дж.М. Уидмайер и др. [82].

В связи с тем, что разрешающая способность даже современной сейсморазведки МОВ ОГТ в большинстве случаев недостаточна для уверенного картирования неантиклинальных ловушек УВ, а вопросы технологического повышения качества работ и разрешающей способности метода решаются очень медленно [74], данные сейсморазведки могут использоваться только в качестве косвенной информации, с целью анализа возможности выявления фациальных зон или подтверждения границ, уже выделенных по материалам ГИС и керна.

Рассмотрим возможность выявления фациальных зон для ачимовских отложений по данным 3D сейсморазведки [90, 92, 109]. На рассматриваемом месторождении сейсморазведкой 3D изучен практически весь район построения моделей. При этом следует отметить, что качество данных сейсморазведки 3D значительно отличается на различных участках. Так, атрибутный анализ объединенного куба сейсмических данных на одном из участков показал невозможность использования этих данных для выделения различных сейсмофациальных зон в разрезе ачимовской толщи. Качество сейсморазведочных работ, проведенных на других площадях значительно выше.

На рис. 6.12 представлено сопоставление карты распространения фаций, диагностированных по ГИС, с картой средних амплитуд отраженных волн (ОВ) в пределах пластов Ач₄² и Ач₄³. Из рисунка видно, что использование данных сейсморазведки в ряде случаев позволяет уточнить распространение фациаль-

ных зон, относящихся только к устью подводящего канала (оранжевый цвет на карте амплитуд). Выделить четкое соответствие границ других фаціальных, выделяемых по ГИС, и сейсмофаціальных зон в настоящее время не представляется возможным. Таким образом, проведенный атрибутивный анализ на рассматриваемой площади позволил подтвердить направление сноса обломочного материала и уточнить границы для фации УПК.



Фации пласта $Aч_4^2$: 2 – Устье подводящего канала; 3 – русла обломочных потоков; 4 – основное тело конуса выноса; 5 – периферийные зоны конуса выноса.

Фации пласта $Aч_4^3$: 6 – Устье подводящего канала; 7 – русла обломочных потоков; 8 – основное тело конуса выноса; 9 – периферийные зоны конуса выноса.

Рис. 6.12 – Сопоставление карты распространения фаций пластов $Aч_4^3$, $Aч_4^2$ с картой амплитуд ОВ в интервале пласта $Aч_4$ по данным сейсморазведки 3D

Такое несоответствие при выделении фациальных зон может быть вызвано как различной корреляцией пластов, использованной при интерпретации сейсморазведочных данных и в данной модели, так и тем фактом, что полученная сейсмическая картина приурочена к большему диапазону толщин, чем выделенные по скважинным данным линзы. Таким образом, разрешенности сейсморазведки по вертикали не всегда достаточно для адекватного отражения строения изучаемых отложений, поскольку небольшие по толщине (по сравнению с толщинами сейсмокомплексов) тела, уверенно выделяемые по скважинным данным, не дают четких отражений в сейсмической картине. При этом следует также учитывать эффект интерференции волн, отраженных от различных геологических тел в составе сейсмокомплекса, который вносит дополнительные искажения в волновую картину.

Таким образом, выполненные исследования показали, что использование данных сейсморазведки в ряде случаев позволяет уточнить или подтвердить направление сноса обломочного материала. Выделить четкое соответствие границ других фациальных, выделяемых по ГИС, и сейсмофациальных зон в настоящее время не представляется возможным.

6.5 Использование результатов фациального анализа при создании литолого-фациальной модели

Детальное, геологически корректное, моделирование фаций важно как для оценки запасов и планирования геологоразведочных работ, так и для построения 3D ГМ и фильтрационной модели. Как отмечалось выше, для создания более точных моделей сложнопостроенных залежей геологические объекты целесообразно рассматривать не как единое целое, а выделять в них составные части. Дискретизацию сложных объектов часто осуществляют методами классификационных построений, в частности фациального анализа. При этом изучение ряда свойств (коэффициента пористости, проницаемости и т.п.) этого объекта выполняют не в целом, а для каждой фации в отдельности. Т.е. моделирование ФЕС в этом случае проводится с учетом фациальной зональности. Это позволяет построить отдельные зависимости пористости и проницаемости для разных фациальных обстановок и проанализировать возможные варианты их пространственной взаимосвязи. Построенные по такой методике распределения открытой пористости, коэффициента проницаемости являются дискретно-непрерывными моделями. Как показано в работах [9, 90, 92, 94, 96, 97, 98], переход от дискретных или непрерывных моделей к ДНМ повышает точность модели, а значит и точность прогноза на основе этой модели.

6.6 Понятие о дискретно-непрерывных моделях

Для оценки значений одних свойств объектов по известным значениям других используются методы регрессионного анализа. Известно [2], что точ-

ность и надежность оценок по уравнениям регрессии зависят от того, насколько исходные данные удовлетворяют условиям, на которых основан регрессионный анализ. Эти условия: 1) равноизменчивость целевого признака; 2) нормальность распределения отклонений эмпирических данных от линии регрессии; 3) однородность выборки, т.е. принадлежность выборочных данных одной генеральной совокупности; 4) независимость наблюдений. Невыполнение хотя бы одного из этих условий ухудшает точность прогноза уравнения регрессии и делает невозможным получение оценки дисперсии.

Пусть неоднородная выборка представляет собой смесь двух или нескольких однородных выборок, для каждой из которых можно создать простую и достаточно точную регрессионную модель. Модель, построенная по обобщенной совокупности, дает менее точный прогноз, чем по однородной выборке.

Примеры улучшения точности прогноза регрессионной модели для однородных выборок можно найти в ряде публикаций. Следовательно, практическую значимость приобретает задача формализованного построения прогнозных моделей с предварительным анализом однородности изучаемых совокупностей. В учебном пособии рассмотрим подход решения этой задачи, основанный на ДНМ.

ДНМ позволяет опосредованно (через дискретную часть модели) учитывать влияние на уравнение регрессии качественных признаков, которые не могут быть введены в явной форме в уравнение, построенное по исходной выборке. Однако, как показывает опыт, разбиение геологических объектов на группы по отдельным классификационным признакам не приводит к выделению однородных совокупностей, поэтому при построении дискретной части моделей для прогноза свойств геологических объектов наряду с качественными признаками необходимо привлекать комплекс количественных признаков. В таких условиях разграничение совокупности можно осуществить только с использованием математических методов классификации (методов распознавания образов).

При восприятии явлений внешнего мира человек всегда производит их классификацию, разбивая их на группы “похожих” явлений. В результате выделения таких групп явлений (“образов”) создаётся возможность “узнавать”, т.е. относить к сформированным образам новые, ранее не встречавшиеся объекты. В 60-е-70-е годы нашего столетия возникли и получили широкое распространение во всех отраслях знаний математические методы распознавания образов [22, 86, 108].

Не составила исключения и геологическая наука. Большой вклад в развитие распознавательного подхода в геологии внесла Новосибирская школа под руководством Ю.А. Воронина. Им и его учениками созданы теоретические основы построения прогнозных моделей в рамках методологии распознавания образов [22].

В общем случае дискретная модель прогноза свойства Y по комплексу косвенных признаков $X = (X_1, X_2 \dots X_m)$, представляет собой две классификации объектов, одна из которых, суть, градации свойства Y , а другая - классифика-

ция по комплексу X [22, 86]. Эта модель позволяет, зная класс объекта в классификации по X , с той или иной точностью определить значение Y .

Качество такой прогнозной модели определяется двумя критериями: во-первых, теснотой связи классификаций, во-вторых, четкостью классификаций, т.е. четкостью решающего правила при определении классовой принадлежности нового объекта.

Для обобщённой характеристики качества дискретной модели в [86] предлагается использовать коэффициент детерминации:

$$R^2 = 1 - S^2_{ост} / S^2_y \quad (6.1)$$

где

$$S^2_{ост} = \frac{1}{n - k - 1} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (6.2)$$

где n – объём выборки,
 k – число независимых переменных,
 \hat{y}_i – значение регрессионной поверхности в точке x_i .

Для проверки статистической значимости коэффициента детерминации используется критерий Фишера:

$$F = (R^2 / (1 - R^2)) \cdot (n - 2) \quad (6.3)$$

Для проверки гипотезы $H_0: R^2 = 0$ необходимо вычислить $F_{набл}$ и по таблице критических точек распределения Фишера-Снедекора найти $F_{крит}(\alpha/2, k, n-2)$. Если $F_{набл} < F_{крит}(\alpha/2, k, n-2)$ – нет основания отвергать нулевую гипотезу.

Наилучшим вариантом дискретной модели является тот, для которого R^2 имеет наибольшее значение, что соответствует наименьшему значению $S^2_{ост}$.

Оценка средних и дисперсий по классам снимает недостаток непрерывной модели (оценка “в среднем”), но и не учитывает возможную зависимость целевого признака от классификационных признаков внутри классов, что снижает качество прогноза.

Дискретно-непрерывные модели позволяют преодолеть недостатки как дискретных, так и непрерывных моделей, и представляют собой серию уравнений регрессии для каждого из классов дискретной модели.

Качество этой модели может оцениваться как по критериям дискретных, так и непрерывных моделей.

В частности, коэффициент детерминации оценивается на основе средней остаточной дисперсии по всем классам в сравнении с общей дисперсией:

$$R^2 = 1 - \bar{S}^2_{ост} / S^2_y \quad (6.4)$$

$\bar{S}^2_{ост}$ рассчитывается по формуле:

$$\bar{S}^2_{ост} = (N_1 \cdot S^2_{1\text{ост}} + N_2 \cdot S^2_{2\text{ост}} + \dots + N_k \cdot S^2_{k\text{ост}}) / (N_1 + N_2 + \dots + N_k), \quad (6.5)$$

где N_i – количество объектов в i -ом классе $i=1, \dots, k$.

Например, для условий ачимовских отложений такой подход использовался для уточнения прогноза проницаемости продуктивных пластов ачимовской толщи по эффективной пористости. Дискретная составляющая этой моде-

ли основана на результатах фациального анализа (см. раздел 4.4.2). Непрерывные составляющие ДНМ представляют собой совокупность уравнений регрессий, построенных для каждой из выделенных фаций [80, 90, 92, 96-98, 109].

Качество полученной модели может оцениваться по показателям регрессии, т.е. на основе сравнения среднеквадратичных отклонений и коэффициентов детерминации, полученных для отдельных уравнений регрессий. Для дальнейшего анализа выбираются те модели, которые обеспечивают наилучшее качество прогноза [24]. Качество прогнозной модели тем выше, чем выше R^2 . Таким образом, используя методику создания ДНМ, можно построить прогнозную модель, которая позволяет получать более точные флюидодинамические характеристики, чем средние значения по всей изучаемой совокупности объектов.

Выявленное различие фильтрационных характеристик для фаций устье подводящего канала, основное тело конуса выноса, русла обломочных потоков и периферийные зоны конусов выноса (см. раздел 4.4.2) подтверждается и различием уровней взаимосвязи остаточной водонасыщенности с эмпирическими значениями J-функции Леверетта (рис. 6.13), которая используется для нормализации данных капилляриметрии с различными значениями пористости и проницаемости:

$$J = K \frac{P_k}{\gamma \cdot \cos\theta} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (6.6)$$

где $K=3,162$; P_k – капиллярное давление, атм; γ – поверхностное натяжение газ-вода, дин/см; θ – угол смачиваемости; K_{np} – проницаемость, мД; K_n – пористость, д.ед.

Как видно из рис. 6.13, зависимости $J=f(K_v)$ резко различаются для разных фаций ачимовских горизонтов Ач₃ и Ач₄.

Исходя из вышесказанного, следует вывод, что переход от прогноза флюидодинамических характеристик коллекторов ачимовских отложений по эффективной пористости с использованием единых петрофизических зависимостей к прогнозу с применением ДНМ, построенных на основе фациального анализа, позволил повысить его точность. В большей степени прогностические свойства модели улучшились для фации периферийной зоны конуса выноса.

Полученные результаты, позволяют рекомендовать использование при гидродинамическом моделировании флюидодинамических характеристик коллекторов, определенных по ДНМ. В конечном итоге, это позволит повысить эффективность разработки.

Дискретно-непрерывные модели могут быть использованы для выделения интервалов разреза (фаций) с повышенными или пониженными коллекторскими свойствами и выявления закономерностей их площадного распределения. Так для отложений верхней части танопчинской свиты месторождений севера полуострова Ямал, сформировавшихся в континентальных условиях, и для отложений яронгской свиты, осадконакопление которых происходило в прибреж-

но-морских и переходных от континентальных к прибрежно-морским условиям, установлено, что наибольшие эффективные толщины и коллекторы с улучшенными свойствами приурочены к отложениям русловых фаций (пласты ТП), а также к отложениям фаций дельтовых каналов и фаций русловых отмелей реки формирующей дельту (пласты группы ХМ). Значит, для повышения эффективности геологоразведочных работ бурение новых скважин необходимо осуществлять в границах зон развития этих фаций [99].

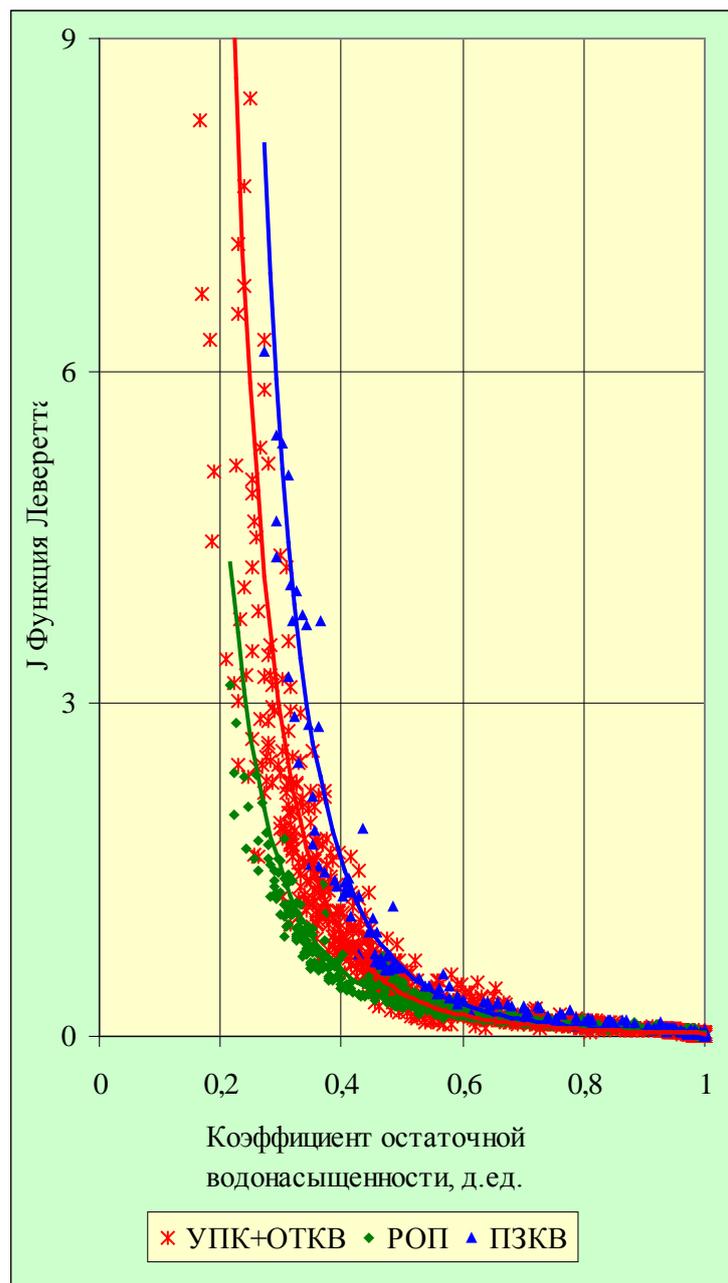


Рис. 6.13 – Зависимость функции Леверетта от коэффициента водонасыщенности по различным типам фаций для горизонтов Ач₃ и Ач₄

Рассмотрим еще один пример построения дискретных моделей на примере изменений распределений K_p по фациям для продуктивной части пластов групп ТП₃-ТП₁₄ (рис. 6.14, [99]). В продуктивной части рассматриваемых пластов выделены две фации: русловых отмелей спрямленных и ограниченно-меандрирующих рек (русловые фации) и внешней части речной поймы. Изучение распределений и оценка статистических характеристик K_p показало существенное их различие в выделенных фациях. Оба распределения являются одномодальными, асимметричными (рис. 6.14), но для русловых фаций максимальное количество определений K_p находится в интервале от 0,20 до 0,22 д.ед., тогда как для фации внешней части речной поймы – в пределах от 0,16 до 0,18 д.ед. Следует отметить, что среднее значение K_p для отложений русловых фаций составляет 0,20 д.ед., а для фаций внешней части поймы – от 0,17 д.ед. В дальнейшем необходимо выполнять дифференцированный подсчет запасов и при расчете использовать для каждой фации свою оценку среднего значения K_p . Выявленные закономерности следует использовать для гидродинамического моделирования.

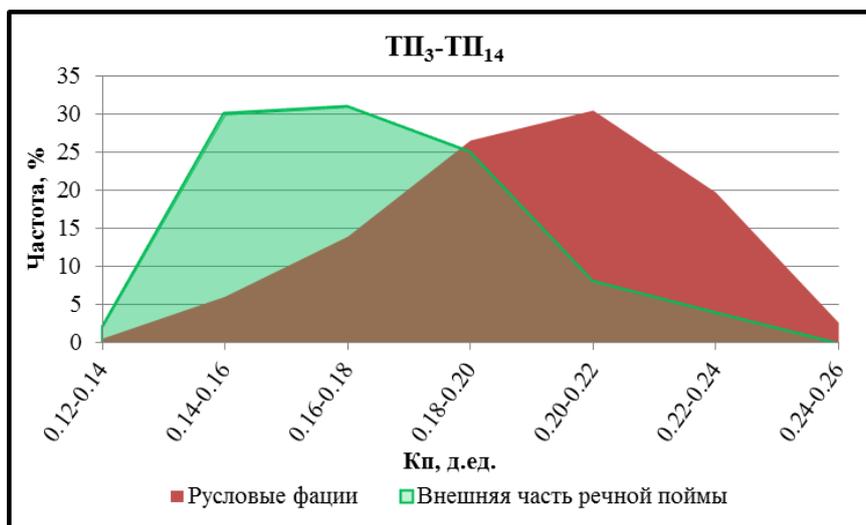


Рис. 6.14 – Распределения коэффициента пористости для русловых фаций и фации внешней части речной поймы [99]

6.7 Создание литолого-фациальной модели

Как уже указывалось, после ввода исходных данных, анализа их точности и создания концептуальной модели, начинается этап создания 3D ЛФМ. Если двухмерная ЛФМ является дискретной, то алгоритмы построения 3D ЛФМ должны это учитывать. При построении 3D ЛФМ надо учитывать, что для разных типов пород характерны разные форма и размер фациальных тел, анизотропия распределения ФЕС по латерали и разрезу, функции относительной фазовой проницаемости и капиллярные давления [44].

Повышение детализации литолого-фациальной модели требует пропорционального увеличения объема исходных данных и временных затрат.

Можно выделить шесть основных этапов создания ЛФМ:

1. подготовка и проверка качества исходных данных;
2. выбор и подготовка трендов;
3. анализ анизотропии распространения литофаций;
4. обоснование алгоритма моделирования;
5. создание куба литофаций;
6. анализ качества и соответствия полученного куба исходным данным.

6.7.1 Подготовка и проверка исходных данных

В качестве исходных данных при создании ЛФМ используются:

- результаты литологического расчленения разрезов скважин;
- детальное описание и интерпретация керна;
- качественная и количественная интерпретация данных 3D сейсмо-разведки;
- концептуальная седиментационная модель (табл. 2.1).

6.7.2 Тренды при создании ЛФМ

Тренд (англ. trend – направление, тенденция) – основная тенденция в изменении геологических характеристик по площади или по разрезу.

Существует три вида трендов:

- одномерные (1D – вертикальные);
- двумерные (2D – латеральные);
- трёхмерные (3D) [40].

В качестве 1D трендов используются геолого-статистические разрезы (ГСР), которые представляют собой дифференцированные графики распределения относительного содержания (вероятностей появления) коллекторов по разрезу. Методика построения ГСР сводится к следующему. Должна быть найдена хотя бы одна корреляционная поверхность, выделенная в результате корреляции по каротажным диаграммам ГИС, как можно ближе к продуктивному горизонту; лучше, когда это четкий репер. В условиях терригенных разрезов Западной Сибири, ввиду малочисленности настоящих реперов, за таковые часто принимаются кровля или подошва продуктивного горизонта. Строятся прямоугольные оси координат. Ордината является осью палеоглубин, на ней наносятся расстояния от репера. По оси абсцисс в произвольном масштабе откладываются доли единицы или проценты. Далее для каждого интервала разреза вычисляется доля или процент скважин, в которых этот интервал представлен коллектором. Точки с соответствующими координатами наносятся на графики. При соединении всех точек плавной или ломаной линией получается дифференциальный график распределения относительного содержания (вероятностей появления) коллекторов по разрезу или геолого-статистический разрез. Точки минимумов на графике соответствуют глинистым пластам или пачкам, доста-

точно выдержанным по площади и занимающим определенное положение в разрезе по подавляющему большинству скважин. Точки максимумов графика соответствуют проницаемым интервалам [6].

В качестве исходных данных для создания ГСР используются результаты литологического расчленения скважин. Одним из качественных признаков наличия коллекторов в разрезе скважин является наличие отрицательных аномалий на каротажных диаграммах метода ГИС собственной поляризации и гамма каротажа. Следует помнить, что разрешающая способность у ГК по вертикали значительно выше, чем у ПС. В результате этого литологическая расчлененность в скважине, интерпретация которой проводилась по каротажной диаграмме ГК, будет значительно выше. Поэтому при создании ГСР по всем скважинам необходимо избегать осреднения дискретных диаграмм литологии, полученных по результатам интерпретации различных геофизических методов.

Таким образом, ГСР представляет собой модель наиболее вероятного разреза, сформировавшегося на изучаемой территории под воздействием доминирующих факторов седиментации – эвстатические колебания уровня моря, тектоническое прогибание или воздымание территории и количество привносимого в бассейн седиментации осадочного материала. В зависимости от интенсивности того или иного процесса или их взаимной компенсации может происходить ретроградация, агградация или проградация отложений. В связи с этим соответственно выделяется три основных формы ГСР, характеризующих разрез каждого типа отложений (рис. 6.15):

- а. трансгрессивная;
- б. цилиндрическая;
- в. регрессивная.

Приведенная классификация форм ГСР является производной от классификации форм каротажных диаграмм ПС и ГК, приведенной М. Ридером (M.Rider) в работе [122].

Форма ГСР отображает общий тренд изменения песчанистости по разрезу: опесчанивание кровельной / подошвенной частей отложений (формы а и в), либо равномерное содержание песчаников по разрезу (форма б).

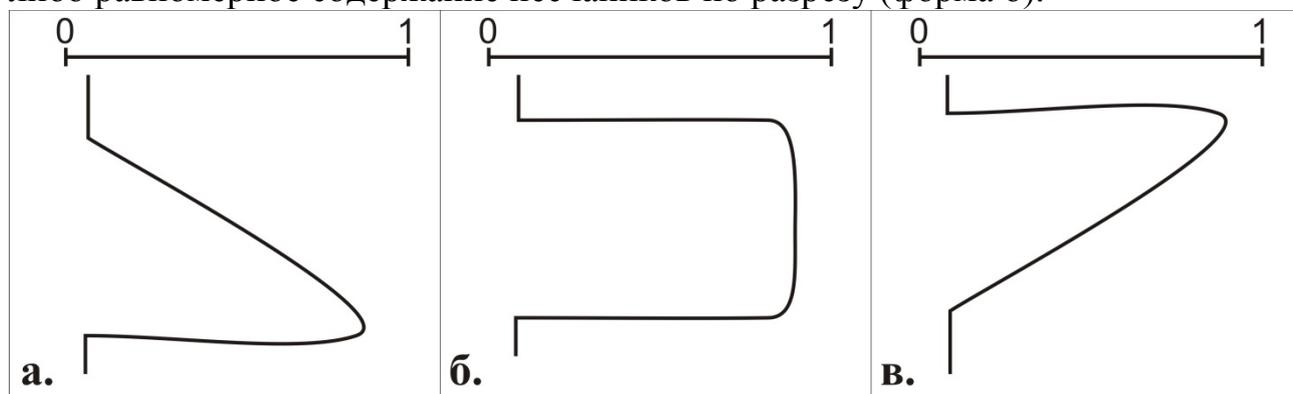


Рис. 6.15 – Классификация форм ГСР:
а – трансгрессивная, б – цилиндрическая, в – регрессивная
(с изменениями по М. Ридер [122])

ГСР моделируемых отложений может состоять из комбинации нескольких стандартных форм. Это говорит о цикличности процесса седиментации. Совокупность нескольких различных циклов также может быть описана общим трендом, который сопоставим с одной из модельных форм ГСР, приведенных ранее. Деление на отдельные циклы (полуритмы, согласно терминологии В.А. Бадьянова) производится по точкам минимальных значений графика, т.е. по глинистым отложениям. В трёхмерной модели литологии подобные границы циклов должны быть представлены выдержанными прослоями неколлекторов, распространенными на большей части площади моделируемого объекта.

Следует помнить, что однозначно судить об условиях осадконакопления по форме ГСР, проводя аналогию с формами каротажных диаграмм ПС и ГК, нельзя. Вызвано это тем, что стандартная методика построения ГСР предполагает использования всех скважин, вскрывших исследуемые отложения, без учета какой-либо зональности распространения как самих скважин, так и фациальных обстановок осадконакопления. В случае значительной фациальной изменчивости отложений по площади, требующей дискретизации 2D модели по фациям, необходимо для каждой из фаций создавать отдельный ГСР. Форма таких ГСР уже может служить критерием для проведения фациального анализа по вновь пробуренным скважинам на основе каротажных диаграмм. Однако в случае привлечения ГСР при фациальном анализе необходимо помнить о том, что ГСР отражает вторичные, постседиментационные особенности строения геологического объекта. Тем не менее, привлечение различных ГСР для разных фаций в качестве одномерных трендов при создании 3D литолого-фациальной модели значительно повысит ее точность.

Таким образом, от надежности и качества ГСР во многом зависит качество ЛФМ.

2D или горизонтальными трендами могут служить карты песчаности ($k_{\text{песч}}$), карты сейсмических атрибутов или комбинации сейсмических атрибутов, прогнозные карты моделируемого параметра, построенные по данным сейсморазведки. При построении трендовых карт необходимо привлекать всю имеющуюся косвенную и априорную информацию о строении объекта моделирования. Например, в случае глинизации пласта при построении карт $k_{\text{песч}}$, необходимо учесть ту или иную модель глинизации – выклинивания или замещения.

В качестве 3D трендов используют кубы, полученные при обработке сейсмических атрибутов, так же возможно использование кубов, построенных на основе 1D и 2D трендов.

Остановимся на использовании данных сейсморазведки при построении ЛФМ более подробно. Наиболее часто в качестве тренда при построении ЛФМ используется куб акустического импеданса, также может использоваться двумерная карта импеданса или другого сейсмического атрибута. Данные сейсморазведки могут использоваться и на качественном уровне – для выделения границ полигонов геологических тел, например, зон глинизации или

русел. Наилучшие результаты достигаются при совместном использовании, как данных сейсморазведки, так и концептуальной седиментационной модели [45].

Возможно комбинирование трендов разного вида, например 3D с 1D или 2D. Выбор того или иного вида трендов при построении модели литофаций зависит от количества и вида исходных данных, особенностей геологического строения моделируемого объекта и конечных целей создания модели. Например, при малом количестве скважин и отсутствии сейсмических данных, позволяющих уточнить строение объекта моделирования в межскважинном пространстве, рекомендуется использовать 1D тренды. Если же существует концептуальная седиментационная модель, есть результаты интерпретации данных сейсморазведки, то необходимо создавать 2D и 3D тренды.

6.7.3 Анализ анизотропии распределения литофаций

Анизотропия – это характеристика, отображающая зависимость параметров распределения от направления. Стандартно оценка анизотропии проводится на основе вариограммного анализа. Полувариограмма – функция зависимости полудисперсии (или изменчивости параметра) от расстояния между точками наблюдения (рис. 6.16).

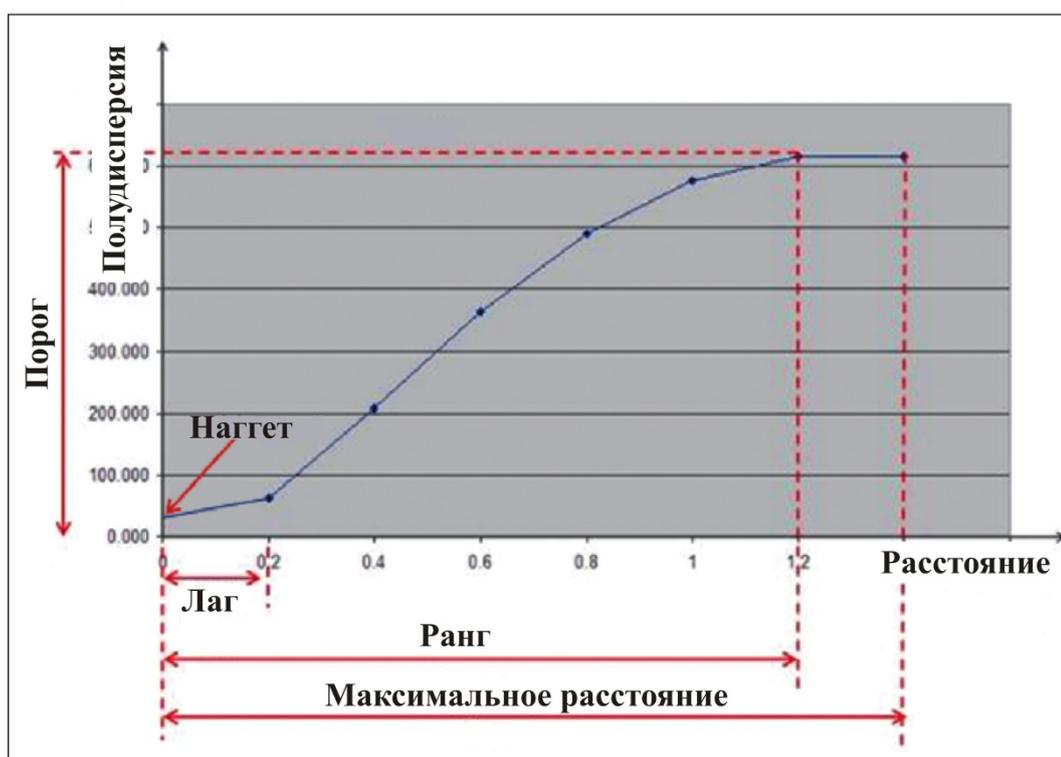


Рис. 6.16 – Элементы полувариограммы (Закревский К.Е. [45])

Вариограммный анализ проводится на основе скважинных данных, кубов или карт сейсмических атрибутов, для которых найдены корреляционные зависимости с моделируемым параметром (например, акустический импеданс – пористость).

На графике полувариограммы по оси X откладывается расстояние между парами измеренных значений (лаг), а по оси Y – степень различия между этой парой точек (полудисперсия).

Основные элементы полувариограммы [45]:

- полудисперсия – степень различия между парой точек исходной информации;
- порог – значение полудисперсии, на котором функция полувариограммы выходит на постоянное значение;
- лаг – расстояние между сравниваемыми точками;
- ранг – расстояние, в пределах которого значение параметра в рассматриваемых точках коррелируется. Когда расстояние между точками превышает ранг, то дисперсия между этими точками становится непредсказуемой. Ранг полувариограммы определяет, на каком расстоянии выбираются замеры для расчета интерполяционного значения. Следует отметить, что существенное влияние на величину моделируемого параметра в данном месте оказывают точки, расположенные на расстоянии примерно $1/3$ ранга полувариограммы;
- наггет – случайная составляющая дисперсии измерений, которая определяет насколько велико различие значений в очень близко расположенных точках.

Для использования полувариограммы при работе алгоритма моделирования, необходимо аппроксимировать ее одной из стандартных математических моделей полувариограмм – сферической, экспоненциальной, гауссовой (рис. 6.17).

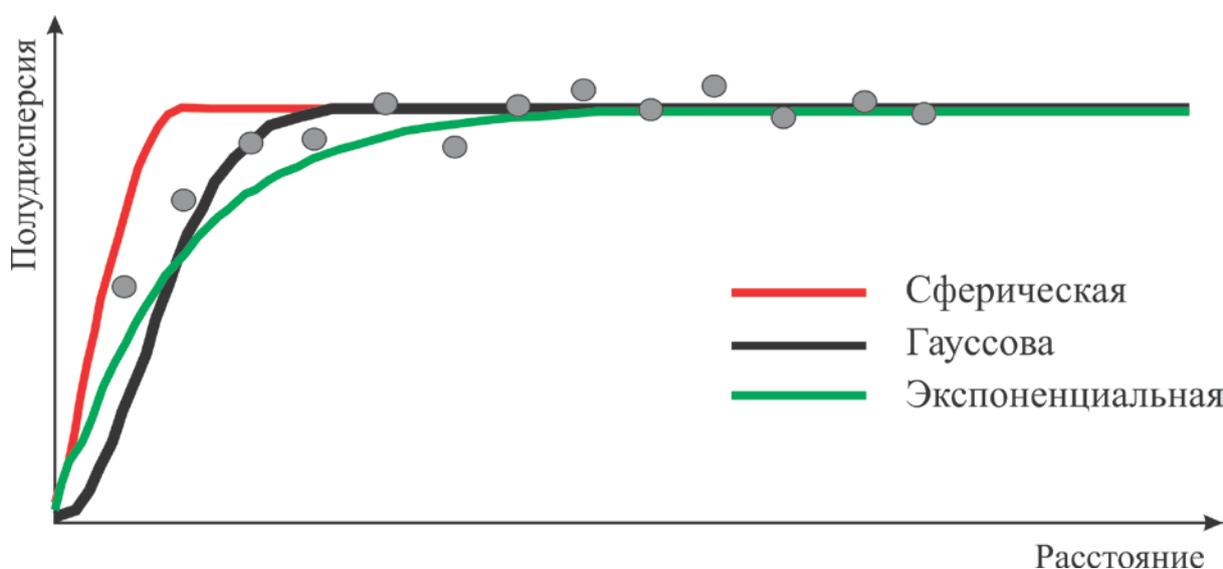


Рис. 6.17 – Виды математических моделей полувариограмм

Сферическая полувариограмма самая распространенная. Она характери-

зует плавное равномерное увеличение дисперсии между данными до определенного максимума. Экспоненциальная модель полувариограммы характеризуется быстрым нарастанием дисперсии, при этом она лишь стремится к максимальной дисперсии, никогда не достигая ее. Для гауссовой полувариограммы характерно вначале медленное нарастание дисперсии, затем ускорение и ближе к максимальной дисперсии замедление роста полувариограммы [45].

После того, как по экспериментальным точкам выбрана модель полувариограммы и определены ее характеристики, вычисляется оценки значения моделируемого параметра в каждой точке межскважинного пространства на основе алгоритма кригинга.

6.7.4 Алгоритмы моделирования

Все алгоритмы моделирования можно разделить на две группы (рис. 6.18):

1. Детерминистские – при одних и тех же настройках дают один, наиболее вероятный, при заданных условиях, результат [40]. Классическим примером детерминистского алгоритма моделирования является кригинг;
2. Стохастические (вероятностные) – позволяют получать при одних и тех же настройках различные равновероятные случайные реализации [40].

За историю развития геологического моделирования создано много алгоритмов стохастического моделирования, их можно разделить на две группы:

1. Пиксельные – основанные на последовательном поочередном (попиксельном) заполнении объема геологической сетки значениями моделируемого параметра. Основными представителями данного вида алгоритмов являются последовательное индикаторное моделирование (Sequential Indicator Simulation – SIS) и усеченное гауссово моделирование (Truncated Gauss Simulation – TGS). Используются алгоритмы SIS и TGS в основном при моделировании гетерогенных фаций, подвергшихся диагенетическим изменениям или не имеющих явно выраженной геометрической формы. Эти алгоритмы требуют:

- оценки процентного содержания каждой из фаций в объеме моделируемого объекта;
- задание модели полувариограммы.

Алгоритм TGS дает лучшие результаты, если моделируемые фации упорядочены в пространстве согласно априорной закономерности (например, когда моделируется переход от фаций мелкого шельфа к глубоководноморским).

2. Объектно-ориентированные (булевы) – моделирование параметра в резервуаре производится на основе априорной информации о геометрии геологических тел: размера, формы, ориентации в пространстве. При этом форма моделируемого объекта может быть задана уравнениями, растровыми схемами или комбинациями того и другого. Данную группу алгоритмов рекомендуется

использовать при моделировании отложений речных русел (как меандрирующих, так и спрямленных), эоловых дюн, фронтальных частей дельт, карбонатных платформ и т.д. Кроме того, при высоких значениях коэффициента песчаности (более 80 %) рекомендуется моделировать глинистые пропластки как объекты внутри песчаной матрицы.

Объектные модели, созданные объектно-ориентированными алгоритмами, визуально часто представляются довольно реалистичными, так как полученная картина распределения фаций повторяет, хотя и в идеализированной форме, геометрию объектов, которые можно встретить в обнажениях горных пород и в современных аналогах обстановок осадконакопления [1].

Основные параметры, которые задаются при объектно-ориентированном моделировании:

- форма тела и его параметры (например, длина и ширина канала в разрезе, направление, амплитуда и длина его изгиба в плане);
- распределение объектов в пространстве и их взаимодействие друг с другом. Следуя принятой седиментационной модели, объекты могут группироваться, например, создавать латеральную аккрецию или распределяться независимо, вышележащие тела могут эродировать нижележащие и т.д. Важно отметить, что пропорциональное соотношение фаций в полученном распределении не должно противоречить скважинным данным и принятой седиментационной модели;
- данные для ограничения полученных реализаций – полученные реализации должны соответствовать имеющимся прямым и косвенным данным: скважинной информации, сейсмическим данным, региональным геологическим данным и предполагаемой модели осадконакопления [1].

В настоящее время активно используется метод многоточечной статистики (MPS – multiple-pointstatistics), который, будучи пиксельным, приближается по своим возможностям учета строения геологических тел к объектно-ориентированным методам. В отличие от SIS, в методе MPS для оценки вероятности кода фации в ячейке трёхмерной сетки используется не полувариограмма, а обучающее изображение (TI – trainingimage) и коды фаций в скважинах. Основные особенности MPS:

- высокая скорость работы при большом числе скважин;
- простота задания концептуальной седиментационной модели;
- высокая реалистичность.

Фациальная модель, построенная методом MPS, остается пиксельной, что не позволяет использовать тренды для тел, и стохастической – многовариантной. Сложность использования MPS связано с тем, что TI обязательно должно быть трёхмерным. Его можно нарисовать вручную или можно создать с помощью объектных моделей без скважин. В настоящее время идет активный процесс создания библиотек TI для различных условий осадконакопления [45].

Каждая из групп алгоритмов имеет свои достоинства и недостатки. Краткий их перечень приведен в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Сравнительная характеристика детерминистских и стохастических методов моделирования

Детерминистские методы	Стохастические методы
<ul style="list-style-type: none"> • работают быстрее; • применяются при большом количестве исходных данных. 	<ul style="list-style-type: none"> • отличаются большей гибкостью при привлечении различных трендов; • дают возможность провести оценку неопределенности; • могут использоваться при малом количестве исходных данных.

Выбор того или иного алгоритма моделирования зависит от ряда факторов, которые можно разделить на две группы:

1. Объективные – те, которые будут существовать всегда:
 - полнота и качество исходных данных;
 - концептуальная модель моделируемого объекта;
 - конечная цель создания 3D ГМ.
2. Субъективные, наличие которых определяется ограничениями временных и технических ресурсов:
 - количество времени, предоставленного на создание ГМ;
 - аппаратные возможности персонального компьютера.

Как показывает опыт, более хорошие результаты моделирования получают при комбинировании различных алгоритмов [45].

Стандартные алгоритмы и методики моделирования современных программных комплексов дают широкие возможности в области реализации концептуального видения геологического строения моделируемого объекта. Однако для максимально эффективного применения стандартных возможностей программного комплекса необходимо устанавливать настройки согласно особенностям геологического строения моделируемого объекта. Для этого необходимо:

1. понимание математических основ применяемого алгоритма;
2. изучение физических и геологических основ процесса формирования объекта моделирования. Например, понимание общих и частных закономерностей процесса осадконакопления во времени и пространстве имеет огромное практическое значение для успешного прогнозирования размеров и форм природных резервуаров, распространения ФЕС, а следовательно и запасов УВС.

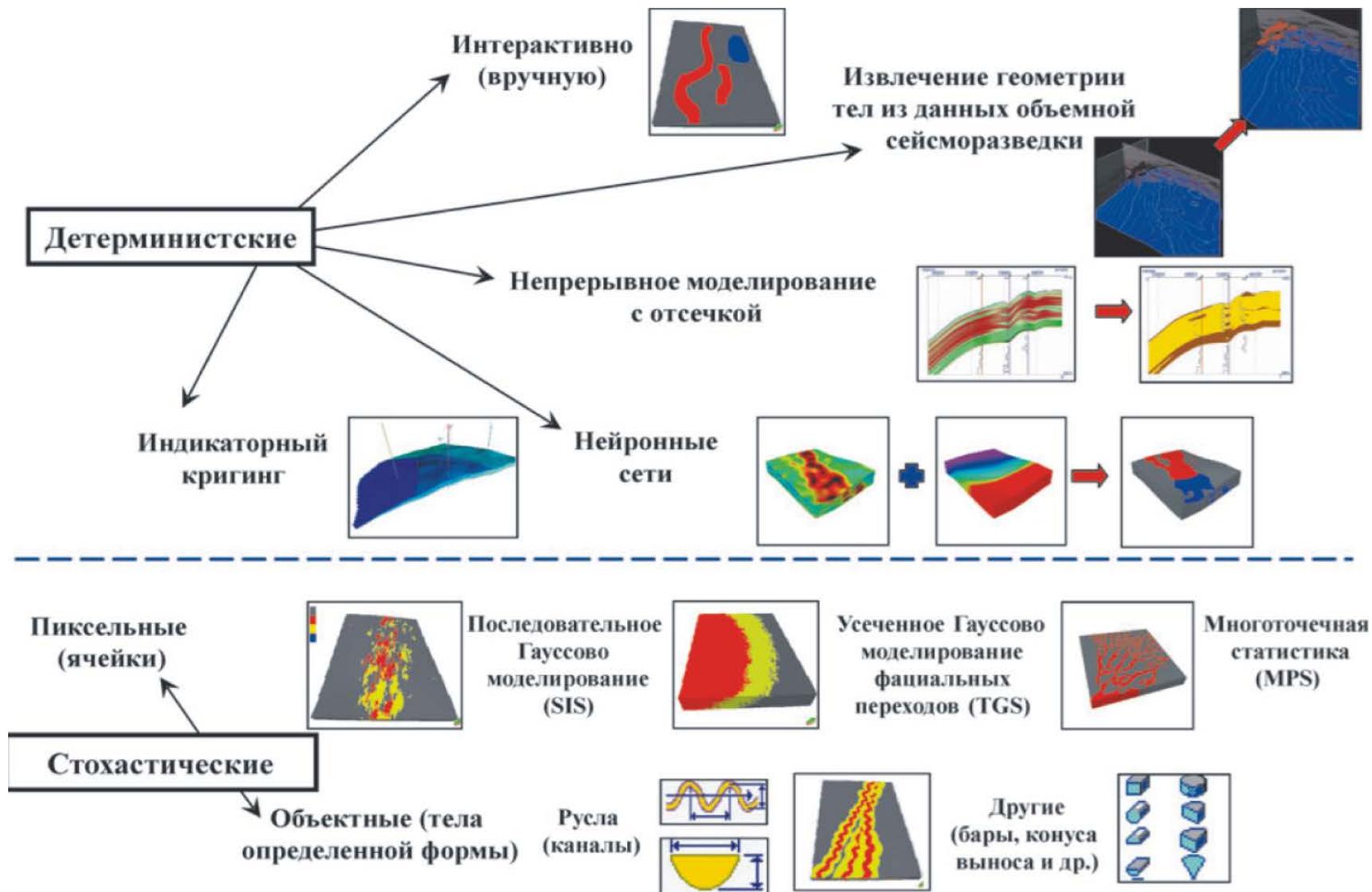


Рис. 6.18 Примеры алгоритмов моделирования (Закревский К.Е. [45])

Создание 3D ГМ объекта, характеризующегося определенными индивидуальными особенностями строения, итерационный процесс, в ходе которого подбираются, как оптимальные настройки алгоритмов моделирования, так и оптимальная последовательность этих алгоритмов.

Для более качественного создания 3D ГМ объекта выполняют многовариантное трёхмерное геологическое моделирование. Например, в работе [37] построены ансамбли равновероятных реализаций литологических моделей методами индикаторного моделирования, многоточечной статистики и методом объединения моделей речных систем. В этой работе в качестве основы для создания гидродинамических моделей рекомендованы геологические модели, построенные с помощью двух подходов: стохастического (метод SIS) и метода совмещения моделей русловых фаций и индикаторных моделей.

На рис. 6.19 представлен куб пористости сеноманских отложений одного из месторождений севера Западной Сибири, построенный с использованием ДНМ распределения коэффициента пористости по русловым фациям и фациям речной поймы.

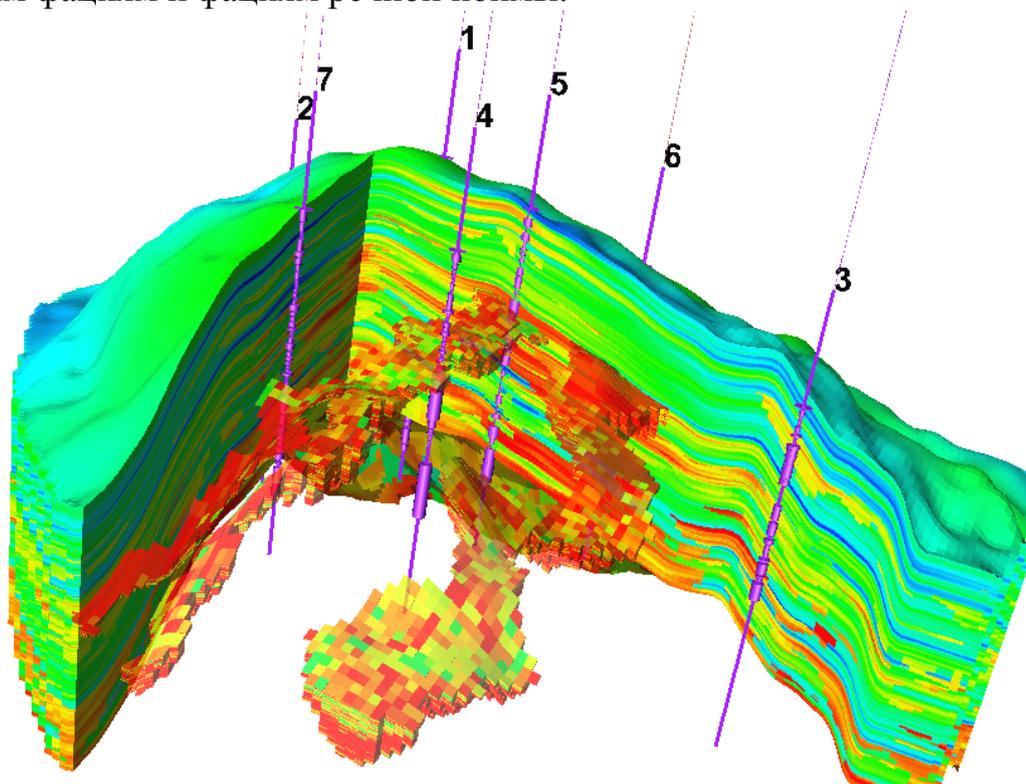


Рис. 6.19 – Куб пористости, созданный с учетом распределения русловых фаций и фаций речной поймы

6.7.5 Анализ качества и соответствия ЛФМ исходным данным

Анализ качества и соответствия 3D ЛФМ исходным данным проводится по ряду критериев [46]:

1. сопоставление ГСР по кубу литологии и по скважинным данным – необходимо подобие ГСР-ов, а именно – цикличности, наличия перемычек, изменения песчаности по слоям. Расхождение в доле коллектора для отдельных слоев не должно превышать 20% (абсолютных);
2. сопоставление гистограмм распределения толщин проницаемых пропластков по кубу литологии и по скважинным данным, их наименьших, наибольших и средних значений;
3. сопоставление гистограмм распределения и карт коэффициента расчлененности по кубу литологии и по скважинным данным;
4. сопоставление гистограмм распределения и карт песчаности (NTG), наименьших, наибольших и средних значений NTG по кубу литологии и по скважинным данным. В случае равномерной разбуренности участка расхождение наименьших, наибольших и средних значений NTG не должны превышать 4 % (абсолютных). В случае неравномерной разбуренности – средние значения $K_{\text{песч}}$, вычисленные по двумерным картам песчаности не должны различаться более чем на 5% (абсолютных);
5. сопоставление гистограмм распределения и карт эффективных (эффективных нефтенасыщенных) толщин, наименьших, наибольших и средних значений эффективных (эффективных нефтенасыщенных) толщин по кубу литологии и по скважинным данным – на картах выявляются области расхождения толщин более чем на 25% (относительных);
6. контроль связности песчаных тел и глинистых перемычек (при $\bar{K}_{\text{песч}} > 0.65$ особое внимание следует уделить контролю связности глинистых перемычек, их протяженности и выдержанности, при $\bar{K}_{\text{песч}} < 0.35$ – связности песчаных тел). Связность тел в модели существенно влияет на дальнейший процесс адаптации фильтрационной модели к истории разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа над теорией численного анализа и его интегрирование в геологическую отрасль на фоне активного внедрения ЭВМ в научную деятельность в качестве экспериментальных установок привела к созданию пилотных симуляторов в конце 60-х – начале 70-х прошлого столетия. В это же время Ж. Матерон (G. Matheron) впервые разработал и ввел в широкое использование термин «геостатистика». Результатом его работы совместно с научно-исследовательской группой Центра геостатистики (Франция) стало решение задач интерполяции на основе алгоритма кригинга и разработка принципов условного моделирования.

Исследования Ж. Матерона (G. Matheron) дали толчок для стремительного развития геостатистического моделирования. В конце 80-х годов существовало несколько геостатистических школ, которые объединяла одна общая цель – создание трёхмерных геологических моделей, которая была достигнута к концу 80-х – началу 90-х годов.

Широкомасштабное внедрение пакетов трёхмерного моделирования началось в 1996 – 1997 гг. Последующее развитие компьютерных пакетов моделирования шло стремительно. За последние два десятилетия на рынке геологических программ появилось множество конкурентоспособных пакетов, как отечественного, так и импортного производства.

Развитие трёхмерного геологического моделирования в настоящее время направлено на снижение неопределенностей и погрешностей на отдельных этапах геологического моделирования за счет:

- комплексирования разнородной информации;
- разработки новых алгоритмов;
- настройки \ адаптации уже имеющихся в арсенале геолога стандартных алгоритмов создания модели.

Каждый из предложенных способов является отдельной научной проблемой, для решения которой требуется проведение множества вычислительных экспериментов и обобщение большого количества теоретического материала и практических результатов создания 3D ГМ в ходе производственного процесса.

Однако, не смотря на разнообразие новых методов, принципов и алгоритмов трёхмерного моделирования, следует признать, что данная дисциплина находится на начальном этапе своего развития и нуждается в значительном научно-методологическом развитии. А оно не возможно без высококвалифицированных кадров – специалистов, обладающих структурированными знаниями о полном цикле исследования месторождения на всех стадиях его жизни (от разведки и до разработки) и способных на основе всей имеющейся информации создавать геологические модели, тип и способы расчета которых, определяются конечной задачей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абабков К.В., Сулейманов Д.Д., Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Основы трёхмерного цифрового геологического моделирования: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. – 199 с.
2. Айвазян С.А., Бежаева З.И., Староверов О.В. Классификация многомерных наблюдений. – М.: Статистика, 1974. – 240 с.
3. Алексеев В.П. Литология: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. – Екатеринбург: УГГУ, 2004. – 253 с.
4. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
5. Ахияров А.В. Оценка неоднородности средне-верхнеюрских отложений Северо-Юрьевского месторождения по данным ГИС// Геофизика, №2, 1997. – С. 54-59.
6. Бадьянов В.А. Методика детального расчленения и корреляции неоднородных продуктивных горизонтов. Применение математических методов при обработке материалов нефтепромысловой геологии. Труды Гипротюменьнефтегаза. – Тюмень, 1972. – Вып. 30. – С. 3-15.
7. Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. – Тюмень. Шадринск: Изд-во «Шадринский Дом Печати», 2010 – 135 с.
8. Баранов В.Е., Куреленков С.Х., Шевелева Л.В. Прикладное моделирование пласта: Учебное пособие. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2007. – 104 с.
9. Белкина В.А., Дорошенко А.А. Оценка и прогноз эффективности методов увеличения нефтеотдачи. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2004 – 128с.
10. Белкина В.А., Забоева А.А., Санькова Н.В. Основы компьютерных технологий решения геологических и гидрогеологических задач (в среде ISOLINE). Методические указания для лабораторных работ студентов специальности 130101.65 «Прикладная геология». – Тюмень: БИК «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2014. – 44с.
11. Белкина В.А., Санькова Н.В. Основы компьютерных технологий решения геологических и гидрогеологических задач. Методические указания для лабораторных работ студентов специальности 130101.65 «Прикладная геология». – Тюмень: БИК «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2013. – 44с.

12. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ЦППС НД, 2008. – 143 с.
13. Белозеров В.Б., Брылина НА, Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск, 1991. – С. 171-180.
14. Бембель С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири. – Тюмень. Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. – 182 с.
15. Билибин С.И. Технология создания и сопровождения трёхмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений. Автореферат дисс. докт. технич.наук. – М., 2010. – 45 с.
16. Бородкин В.Н. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири: учебное пособие/ В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.В. Мельников, А.В. Храмцова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 84 с.
17. Бородкин В.Н., Дещеня Н.П., Исаев Т.Д., Храмцова А.В. Характеристика текстур турбидитов ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири// Горные ведомости. – Тюмень. – 2004. – №4. – С. 38-48.
18. Бородкин В.Н., Кислухин В.И. Сейсмогеологическое моделирование ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири /Учебное пособие для студентов геологических специальностей. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 87 с.
19. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения. – Свердловск: Изд-во Уральского университета, 1991. – 336 с.
20. Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р. Геологические основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во Казанского университета, 2011. – 356 с.
21. Булыгин Д.В., Медведев Н.Я., Кипоть В.Л. Моделирование геологического строения и разработки залежей нефти Сургутского свода. Казань: Изд-во «ДАС», 2001. – 191с.
22. Воронин Ю.А. Теория классифицирования и её приложения. – Новосибирск: Наука, 1985. – 261 с.
23. Геологический словарь /Коллектив авторов: В 2-х т. – М.: Недра, 1978. – Т.1. – 486 с. – Т.2 – 456 с.
24. Геолого-промысловые методы изучения нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами/ С.Л. Барков, В.А. Белкина, А.А. Дорошенко и др. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 1999. – 212 с.

25. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас / сост.и подгот. к изд. ГП ХМАО «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана». – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 146 с.
26. Гзовский М.В. Практическое применение структурно-геодинамического картирования для поиска тектонических нарушений и решения оползневых задач. Тектонофизика. Основы тектонофизики. – М.: Наука, 1995.
27. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 2001. – 480 с.
28. Гогоненков Г.Н., Михайлов Ю.А., Эльманович С.С. и др. Сейсмостратиграфическая модель неокома Западной Сибири // Разведочная геофизика, № 6 – М., 1989.
29. Горлов И.В., Качинская И.В., Санькова Н.В. Планирование разведки залежей в терригенных пластах венда на Оморинском лицензионном участке // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/15_2012.pdf
30. Губин В.И., Осташков В.Н. Статистические методы решения инженерных задач: Учебное пособие для студентов всех форм обучения технических вузов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 136 с.
31. Гутман И.С. Методы подсчетов запасов нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
32. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
33. Денисов С.Б. Системы моделирования месторождений и их роль в процессах освоения и разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 1998. – №12. – С. 14-19.
34. Дж. С. Дэвис Статистический анализ данных в геологии (книга 3). – М.: Недра, 1990. – 427с
35. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 400 с.
36. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966. – 387 с.
37. Дорошенко А. А. (мл.), Романов А. В., Новоженин М. А., Санькова Н. В. Многовариантное трёхмерное геологическое моделирование сеноманской залежи Северо-Каменномысского месторождения // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012. – С. 13-15

38. Драцов В.Г., Абдухаликов Я.Н., Трухин В.Ю. Литологическое расчленение разреза по данным геофизических исследований скважин// Геофизика. – 2001. – № 1. – С. 64-66.
39. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных. – EAGE, 2007. – 296 с.
40. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.
41. Дюкалов С.В., Кирсанов А.Н., Маслов В.Н. Геолого-промысловые аспекты разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири. – М.: ВНИИЭгазпром, 1986, 39 с. – Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, вып. 11.
42. Еганов Э.А., Молчанов В.И., Параев В.В. О моделировании в геологии //Философия науки. – 2006. – №3 (30). – С. 92-107.
43. Жданов А.С, Стасенков В.В. Комплексное изучение коллекторских свойств продуктивных пластов. – М.: Недра, 1976. – 136 с.
44. Забоева А.А. Методика построения трёхмерной геологической модели [Текст]: Методические указания для лабораторных работ / сост. А.А.Забоева, В.А.Белкина – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013.– 40 с.
45. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
46. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. – 272 с
47. Звездин В.Г. Нефтепромысловая геология: Учебное пособие. – Пермский государственный университет, 2007. – 83 с.
48. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Билибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа. – М.: изд-во «Нефть и газ», 2005. – 172 с.
49. Зосимов Ф.Н., Душенко И.В., Беспалова С.Н. Определение проницаемости и продуктивности пластов по геофизическим данным. //Интерпретация данных геофизических исследований скважин в Западной Сибири. – Омск. – 1992. – С. 110-118.
50. Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1993. – 176 с.
51. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами/ Авт: Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
52. Интенберг С.С. Изучение нефтегазоносных толщ промыслово-геофизическими и геологическими методами. – М.: Недра. – 279 с.
53. Карагодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность/ Под ред. Трофимука А.А. – М.: Недра, 1974. – 177с.

54. Карагодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. – М.: Недра, 1980. – 242 с.
55. Карагодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. – 1988. – №10. – С. 9-14.
56. Кашик А.С., Билибин С.И. Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №7. – С. 95-99.
57. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород./ Под ред. д.г.-м.н. проф. В.Н. Дахнова. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 490 с.
58. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа / Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовской И.Т., Ульмишек Г.Ф. М.: Недра, 1969. – 299 с.
59. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. – М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2007. – 400 с
60. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. – М.: Недра, 2007. – 511 с.
61. Курс Petrel по моделированию свойств. – Schlumberger, 2004.
62. Лидер М.Р. Седиментология. – М.: Мир, 1986. – 439 с.
63. Лусиа Ф.Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. – М., Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. – 384 с
64. Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М.: ИПМ РАН, 2009. – 460 с..
65. Мельников Н.В., Исаев А.В. Сейсмогеологические модели и перспективные нефтегазоносные объекты вендского комплекса в Байкитской нефтегазоносной области// Геология и геофизика. – Т. 45. – Новосибирск. – 2004. – С. 134-143.
66. Мельников Н.В., Исаев А.В., Константинова Л.Н. Сейсмогеологические модели строения терригенного венда Юрубчено-Тохомской зоны// Геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения нефтяных и газовых месторождений Нижнего Приангарья. – Красноярск: КНИИГГиМС, 1996. – С. 92-100.
67. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора / Мангазев В.П., Белозеров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №5. – С. 66-70.

68. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом / Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М., Тверь, 2003. – 478 с.
69. Методические рекомендации по контролю качества построения цифровых геологических моделей терригенных коллекторов. – М.: «ЛУКОЙЛ», 2006. – 138 с.
70. Методические рекомендации по созданию цифровых геологических моделей терригенных коллекторов. – М.: «ЛУКОЙЛ», ГУГР ЦГГМ, 2006.
71. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели. – М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 164 с.
72. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
73. Муромцев В.С. Электрометрические модели фаций и палеогеографические реконструкции условий формирования отложений шельфов древних морей Широкого Приобья Западной Сибири // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. – Л.: изд. ВНИГРИ, 1984. – С. 106-121.
74. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных // Курс лекций для студентов специальностей 080400 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» и 080500 «Геология нефти и газа». – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 133 с.
75. Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 60-79.
76. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 62-71.
77. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. Региональная литмостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов. – В кн. Литмологические закономерности размещения резервуаров залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 80-108.
78. Нежданов А.А., Понамарев В.А., Туренков Н.А. и др. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд. Академии горных наук, 2000. – 246 с.

79. Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник. Под редакцией М. М. Ивановой. – М.: Недра. – 264 с.
80. Петрофизические зависимости на основе фациального анализа для ачимовских отложений Самбургско-Уренгойской зоны/Дорошенко А.А, Дюкалов С.В., Зорина Л.В., Санькова Н.В.//Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабасейна [Текст]: материалы Шестой Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – С. 60-62.
81. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ. – М.: Недра, 1981. – 284с.
82. Пэйтон М. Сейсмическая стратиграфия. – В 2-х т. – М.: Мир, 1982. – Т. 1, 2. – 846 с.
83. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. – М.: Минтопэнерго, 2000. – 164 с.
84. Реддинг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х т. Пер. с англ. Т.1. – 352 с., Т.2 – 384 с. – М.: Мир, 1990.
85. Рожков Г.Ф. Дифференциация обломочного материала и гранулометрические диаграммы по косвенному счету зерен// Механическая дифференциация твердого вещества на континенте и шельфе. – М.: Наука, 1978. – С. 97-117
86. Розин Б.Б. Теория распознавания образов в экономических исследованиях. – М.: Статистика, 1973. – 224 с.
87. Романовский С.И. Физическая седиментология. – Л.: Недра, 1988. – 240 с.
88. Руководство пользователя IRAP RMS [Электронный ресурс]
89. Рухин Л.Б. Основы литологии. Учение об осадочных породах. Изд. 3-е, переработанное и дополненное. – Л.: Недра, 1969. – 703 с.
90. Санькова Н.В. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС с целью уточнения строения продуктивных пластов (на примере месторождений нефти и газа Западной и Восточной Сибири). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 – Тюмень, ТюмГНГУ, 2012. – 16 с.
91. Санькова Н.В. Методика и результаты выделения фациальных зон для отложений венда Оморинского месторождения // Трофимуковские чтения молодых ученых – 2011: Труды всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, посвященной 100-летию академика А.А. Трофимука. – Новосибирск: РИЦ НГУ, 2011. – С.262-265.
92. Санькова Н.В. Методика прогноза флюидо-динамических характеристик коллекторов ачимовских отложений // Нефть и Газ. – 2011. – №6. – С.44-49.

93. Санькова Н.В. Текстурные особенности диагностируемых по ГИС фаций ачимовских отложений //Естественные и технические науки. – 2011. – №6. – С. 267-269
94. Санькова Н.В., Дорошенко А.А., Белкина В.А. Дискретно-непрерывные модели в задаче прогноза флюидо-динамических характеристик коллекторов. // Наука и ТЭК. – 2012. – №3. С. 44-47
95. Санькова Н.В., Ершов А.В. Обоснование достоверности выявленных по ГИС фаций ачимовских отложений на основе анализа текстурных особенностей пород // Проблемы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVI науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. – С. 43-45.
96. Санькова Н.В., Ершов А.В., Зорина Л.В. Построение дискретно-непрерывных петрофизических моделей ачимовских отложений Самбургско-Уренгойской зоны / /Проблемы развития газовой промышленности Сибири: Сборник тезисов докладов XVI науч.-практич. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. – С. 45-46.
97. Санькова Н.В., Ершов А.В., Зорина Л.В. Фациальный анализ ачимовских отложений с целью уточнения геологической модели // Геология, география и глобальная энергия. Научно-технический журнал. 2009. №4 (35). Издательский дом «Астраханский университет», 2009. – С. 214-217.
98. Санькова Н.В., Ершов А.В., Зорина Л.В. Фациальный анализ ачимовских отложений с целью уточнения петрофизических зависимостей // Новые технологии – нефтегазовому региону [Текст]: материалы Всероссийской научно-практической конференции. Т.1; под ред. Д.А. Бабичева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – С. 61-65.
99. Санькова Н.В., Мазуркевич В.В., Романов А.В. Применение фациального анализа для решения задач геологоразведки и подсчета запасов на примере месторождений северной части полуострова Ямал. // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы II Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, Россия. 31 июля – 7 августа 2014 г. /Новосиб. гос. ун-т.; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: РИЦ НГУ, 2014. – С. 124-126
100. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. /О.М. Мкртчян, И.Л. Гребнева, В.П. Игошкин, М.А. Карнеев, А.А.Нежданов, С.И.Филина. – М.: Наука, 1990. – 108 с.
101. Селли Р.К. Древние обстановки осадконакопления. – М.: Недра, 1989. – 294 с.

102. Сидоренков А.И., Нежданов А.А., Валюженич З.Л. Схема циклического строения осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. // Закономерности распространения продуктивных горизонтов в мезозое центральной части Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. – С. 55-63.
103. Словарь по геологии нефти и газа. – Л.: Недра, 1988. – 679 с.
104. Соседков В.С., Сурков Ю.Н., Левченко С.А. Цикличность неокомских отложений севера Западной Сибири по данным сейсморазведки // Прикладные вопросы седиментационной цикличности и нефтегазонасности. – Новосибирск: Наука, 1987. – С. 20-23.
105. Стасенков В.В., Жданов А.С. Комплексное использование геолого-геофизических методов выделения нефтегазопродуктивных коллекторов. / Обзор по основным направлениям развития отрасли – М.: ВНИИОЭНГ, 1978. – 57 с.
106. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Закономерности состава и размещения аридных отложений. – М.: АН СССР. 1962. – 550 с.
107. Страхов Н.М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 534 с.
108. Ту Дж., Гонсалес Р. Принципы распознавания образцов. – М.: Мир, 1978. – 411 с.
109. Уточнение взаимосвязей свойств коллекторов ачимовских отложений Уренгойского месторождения на основе фациального анализа /Дорошенко А.А.(мл.), Ершов А.В., Дюкалов С.В., Санькова Н.В. и др. //Сборник научных трудов ООО «ТюменьНИИгипрогаз»: 2011 г./ ООО «ТюменьНИИгипрогаз». – Тюмень: Флат, 2011. – С. 41-45.
110. Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. – М.: Недра, 1984. – 222 с.
111. Хаин В.Е. Общая геотектоника. – М.: Недра, 1964. – 479 с.
112. Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Мир, 1983. – 327с.
113. Хафизов Ф.З. О геометризации границ распространения коллекторов // Геология нефти и газа. – 1984. – №5 – С. 30-34.
114. Хафизов Ф.З. Роль новейших тектонических движений в изменении положения ВНК залежей нефти Среднего Приобья // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1972. – Вып. 61.
115. Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность: Пер. с англ. – М.: Мир, 1983. – 328 с.
116. Чернова Л.С. Генетические модели микрофаций континентальных и прибрежно-морских отложений Сибирской платформы// Коллекторы и экраны нефти и газа в мезозойских и палеозойских отложениях Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 5-26.

117. Чернова Л.С. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1988. – 254 с.
118. Чистяков А.А., Кузнецов Ю.Я., Шолохов В.В. и др. Структурная геоморфология континентальных окраин. – М.: Недра, 1983. – 213 с.
119. Шванов В.Н. Песчаные породы и методы их изучения. – М.: Недра, 1969. – 248 с.
120. Bouma A.H. Sedimentology of some flysh deposits a graphic approach to fasies interpretation. – Amsterdam, Elsevier Pub. Co., 1962. – 168 p.
121. Gressly A. Observations geologiques sur Jura Soleurois. – Neue Denkschr. Allg. Schweiz. Ges. ges. Naturwiss., No. 2, 1838.
122. Rider M. The geological interpretation of well log. 2nd edition. Published by Rider-French Consulting Ltd., Scotland, 2006. – 281 p.
123. Stow D.A. V., Shanmugam G. Sequence of structures in fine – grained turbidites: comparison of recent deep-sea and ancient flysch sediment // Sedim. Geol., 1980. – v.25, №1. – P. 23-42.

Учебное пособие

Белкина Валентина Александровна
Бембель Сергей Робертович
Забоева Александра Александровна
Санькова Наталья Владимировна

**ОСНОВЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**
(часть 1)

В авторской редакции

Подписано к печати 21.07.2015. Формат 60x84 1/16 Уч.-изд.л. 10,5.
Тираж 100 экз. Заказ № 244

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Издательский центр
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52