

**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ и экологии
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (МИНПРИРОДЫ РОССИИ)**

ПРОТОКОЛ № 6

заседания Секции государственной политики и регулирования в области
геологии и недропользования

Москва

10 февраля 2015 года

ПРЕДСЕДАТЕЛЬСТВОВАЛ: Милетенко Н.В. - заместитель
председателя секции

ПИСУТСТВОВАЛИ: члены секции: 19 чел. (приложение 1).

ПОВЕСТКА ДНЯ:

О внедрении результатов исполнения Государственного контракта от 17.12.2012 № ДХ-11-23/69 по базовому проекту 12-М1-01 «Разработать научно-методическое обеспечение изучения, учета и экспертизы запасов полезных ископаемых» и Государственного контракта от 17.12.2012 ДХ-11-23/71 по базовому проекту 12-М1-03 «Разработать рекомендации к составу и содержанию проектов геологического изучения недр».

СЕКЦИЯ ОТМЕТИЛА:

В рамках Государственного контракта от 17.12.2012 № ДХ-11-23/69 по базовому проекту 12-М1-01 «**Разработать научно-методическое обеспечение изучения, учета и экспертизы запасов полезных ископаемых**» (исполнитель ФБУ «ГКЗ») разработаны методические документы:

рекомендации к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию кондиций и подсчету запасов твердых полезных ископаемых с использованием блочного моделирования на месторождениях различного морфологического типа;

рекомендации к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения газа и конденсата;

рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья.

Использование разработанных методических документов позволит повысить управляемость процессом изучения и освоения недр, их экономическую эффективность, достоверность оценки запасов месторождений ТПИ и УВС, усилить контроль качества опробования с

учетом международных требований (QA/QC), расширить возможности применения современных компьютерных технологий в практике моделирования месторождений полезных ископаемых.

В рамках Государственного контракта от 17.12.2012 ДХ-11-23/71 по базовому проекту 12-М1-03 «Разработать рекомендации к составу и содержанию проектов геологического изучения недр» (исполнитель ФБУ «Росгеолэкспертиза») разработаны рекомендации к составу и содержанию проектов геологического изучения недр, в которых конкретизированы требования к содержанию проектной документации на проведении работ по геологическому изучению недр использование которых направлено на обеспечение качества проведения работ по геологическому изучению недр, и создание эффективной системы управления государственным фондом недр.

ПОСТАНОВИЛИ:

1. Одобрить разработанные ФБУ «ГКЗ» рекомендации для использования их в качестве методических документов, направленных на совершенствование экспертизы запасов полезных ископаемых.

2. Одобрить разработанные ФБУ «Росгеолэкспертиза» рекомендации для использования при подготовке, согласовании и проведении государственной экспертизы проектной документации по геологическому изучению недр.

3. ФБУ «ГКЗ» и ФБУ «Росгеолэкспертиза» использовать разработанные методические документы в практической деятельности; информировать Минприроды России об эффективности их применения в сфере недропользования.

4. Считать целесообразным распространение разработанных ФБУ «ГКЗ», ФБУ «Росгеолэкспертиза» методических документов согласно прилагаемому списку рассылки (приложение 2).

Заместитель председателя секции

 - Н.В. Милетенко

Ответственный секретарь секции

 М.С. Куденко

РЕКОМЕНДАЦИИ
К МЕТОДИКЕ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
МОДЕЛЕЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения и область применения	5
2. Последовательность процедур (операций), предусматривающих полноту использования всех имеющихся геолого-геофизических данных	6
3. Данные сейсморазведки, используемые при моделировании (создание сейсмогеологической модели)	7
3.1. Геологическое значение сейсмических отражений	7
3.2. Общие сведения об обработке данных сейсморазведки	9
3.3. Использование сейсмических данных при моделировании	10
3.4. Увязка сейсмической информации с геологическими границами	12
3.5. Корреляция сейсмических отражающих горизонтов	14
3.6. Выделение и трассирование тектонических нарушений	15
3.7. Скоростная модель среды	17
3.8. Структурные построения и оценка точности	17
3.9. Особенности структурной интерпретации материалов 2D сейсморазведки	19
3.10. Качественная интерпретация. Геологический анализ данных сейсморазведки	20
3.11. Динамическая интерпретация. Количественный прогноз подсчетных параметров	24
4. Детальная корреляция разрезов скважин	32
4.1. Литостратиграфическая корреляция	32
4.2. Сиквенс-стратиграфический метод	35
5. Данные керн, испытаний и ГИС, используемые при моделировании	40
5.1. Два подхода к интерпретации данных ГИС	40
5.2. Два подхода к литологическому расчленению разреза	41
5.3. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС	41
5.4. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород	42
5.4.1. Определение коэффициента пористости	44
5.4.2. Выделение эффективных толщин	44
5.4.3. Оценка характера насыщения и определение положения контактов между пластовыми флюидами	45
5.4.4. Выделение эффективных нефте-газонасыщенных толщин	46
5.4.5. Определение коэффициента нефте-газонасыщенности	47
5.4.6. Определение проницаемости	47

5.5. Учет результатов интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах	52
6. Палеотектонический анализ	53
7. Фациальный анализ	54
8. Флюидная модель, геометризация залежей	55
8.1. Неоднозначность исходных данных	55
8.2. Возможные причины негоризонтальности поверхностей флюидных контактов	57
8.3. Обоснование разделения резервуаров на блоки с различными контактами флюидов	58
9. Выходные данные для геологического моделирования	60
9.1. Результаты построения сейсмогеологической модели	60
9.2. Результаты построения петрофизической модели	61
9.3. Результаты детальной корреляции, сиквенс-стратиграфического, палеотектонического и фациального анализа	61
9.4. Результаты построения флюидной модели и геометризации залежей	62
10. Построение геологических моделей	62
10.1. Особенность построения модели на различных стадиях изученности	62
10.2. Представление модели	62
10.3. Обоснование принятой методики моделирования	65
10.3.1. Использование детерминистического подхода при построении геологических моделей залежей с трудноизвлекаемыми запасами	65
10.3.2. Использование стохастического (вероятностного) подхода при построении геологических моделей залежей с трудноизвлекаемыми запасами	65
10.4. Основные этапы построения геологических моделей	66
10.4.1. Минимизация информационных потерь при использовании результатов исследований природных объектов различных масштабных уровней (керна-ГИС-ГДИ-сейсморазведка и др.)	66
10.4.2. Построение структурных поверхностей	68
10.4.3. Обоснование размерности и внутреннего строения сетки геологической модели	69
10.4.4. Литолого-фациальное моделирование	71
10.4.5. Петрофизическое моделирование	76

10.5. Подсчет начальных геологических запасов нефти и газа и определение подсчетных параметров залежей	91
10.6. Оценка достоверности построения геологической модели	95
11. Экспертиза моделей	98

РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДИКЕ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

1 Основные положения и область применения

Цель создания данных Методических рекомендаций – повышение качества создания и экспертизы цифровых геологических моделей, представляемых на рассмотрение в ГКЗ Роснедр при подсчете геологических и извлекаемых запасов углеводородов, а также унификация представления моделей.

Настоящие Методические рекомендации являются продолжением и развитием Методических указаний по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть I, Геологические модели, 2003 г.) в области геологического моделирования применительно к подсчету запасов углеводородов. Вопросы моделирования, подробно рассмотренные в Методических указаниях (2003 г.), излагаются в сокращенной и ссылочной форме.

Создание 3D геологических моделей в составе работ по подсчету (пересчету) геологических и извлекаемых запасов углеводородов в обязательном порядке осуществляется для месторождений углеводородов с остаточными извлекаемыми запасами более 1 млн. т условного топлива (с учетом категории С2) и долей запасов высших категорий более 20%.

Трехмерные геологические модели месторождений углеводородов, созданные сервисными организациями и проектными институтами по договорам с недропользователями в составе работ по подсчету (пересчету) геологических и извлекаемых запасов, передаются в ГКЗ Роснедр вместе с отчетом по подсчету запасов на цифровых носителях.

Передается один, наиболее вероятный с точки зрения авторов, вариант структурного каркаса, распределения литотипов и ФЕС пластов месторождения.

3D геологические модели месторождений углеводородов используются для подсчета начальных геологических запасов и как цифровая основа для гидродинамического моделирования. По 3D модели определяются границы залежей, объемы нефте- и газонасыщенных пород, поровые объемы нефте- и газонасыщенных пород, объемы углеводородов в пластовых условиях, строятся двумерные (2D) карты и геологические профили (графические приложения).

В исключительных случаях («старые» месторождения с ограниченным комплексом ГИС, нетрадиционные коллектора) допускается построение модели на основе

предшествующего двумерного картопостроения. В таких случаях в отчете по подсчету запасов приводится обоснование выбранной схемы работ.

Геологическая модель создается на основе геолого-геофизической и промысловой информации, накопленной на дату создания отчета по подсчету запасов.

Экспертиза модели проводится в рамках экспертизы отчета по подсчету (пересчету) запасов специалистами – экспертами ГКЗ в области компьютерного геологического моделирования.

По результатам экспертизы создается экспертное заключение о надежности и достоверности созданной модели в рамках имеющегося количества информации и возможности ее использования для подсчета начальных геологических запасов и как цифровой основы для гидродинамического моделирования.

2 Последовательность процедур (операций), предусматривающих полноту использования всех имеющихся геолого-геофизических данных

На начальном этапе построения трехмерной геологической модели продуктивных отложений с целью оценки начальных геологических запасов углеводородов, рекомендуется проводить обобщение и систематизацию данных региональной геологии, палеогеографии, общих региональных условий осадконакопления продуктивных пластов, а также изучать закономерности формирования осадочных пород изучаемой территории и их изменения во времени и пространстве.

Анализ общегеологической информации и знания геологических наук рекомендуется учитывать и использовать при создании цифровой геологической модели. Например, при обосновании способа нарезки слоев при создании структурного каркаса трехмерной геологической модели или, на более раннем этапе, при определении возраста и типа отложений с целью выделения границ подсчетного объекта.

Создание геологической модели начинается с создания базы данных проекта, включающей в себя данные бурения и другие априорные материалы, вместе с сейсмической информацией. Весь собранный объем данных должен находиться в единой системе координат и иметь единый уровень начала отсчета глубин и времен.

Создание 3D геологической модели осуществляется по результатам геологического обоснования процессов осадконакопления (построения концептуальной модели), корреляции разрезов скважин, создания петрофизической, сейсмогеологической и флюидной моделей. Затем выполняется построение собственно цифровой 3D модели.

В том случае, если построение 3D геологической модели выполняется повторно (пересчет запасов), в тексте отчета по построению модели (главе пересчета запасов) приводятся сведения об изменениях в объеме и качестве исходных данных, концептуальной

модели осадконакопления, сейсмической и петрофизической основе, методике и технологии построения модели, кратко излагается сравнение основных результатов моделирования.

Концептуальная модель строится на базе определения фациальных ассоциаций, типичных для той или иной области условий осадконакопления, с учетом тектонического развития района. Она описывает и предсказывает геометрию, размеры и распределение типов пород, закономерности распределения ФЕС в объеме резервуара.

Детализация и проработанность концептуальной модели зависит от стадийности проведения геологоразведочных работ и освоения месторождения, то есть от различной плотности геолого-геофизической и промысловой информации о резервуаре. На поисково-разведочном этапе и этапе освоения месторождения обязательно создание и описание полноценной концептуальной модели. На этапе эксплуатационного разбуривания месторождения допускается создание упрощенной концептуальной модели.

В следующих разделах будут рассмотрены как последовательность процедур, предусматривающих использование геолого-геофизических данных так и технологии моделирования на различных этапах создания трехмерных геологических моделей.

3 Данные сейсморазведки, используемые при моделировании (создание сейсмогеологической модели)

Объединение данных бурения, получаемых в процессе разведки и разработки залежей, с сейсмическими материалами, освещающими межскважинное пространство, позволяет повысить информативность исследований строения продуктивных объектов. Использование современных данных сейсморазведки в построении геологических моделей, позволяет не только уточнить структурные особенности межскважинного пространства, но и дает возможность получить информацию о распределении ФЕС среды.

Представленные в настоящем документе разделы по сейсморазведке не указывают на определенные алгоритмы и методические приемы обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных исследований, а дают представление о сейсморазведке как об одном из инструментов, который необходим для создания геологической модели. Данные разделы рассматривают возможности сейсмического метода в получении геологической информации об объекте исследования, а также дают представление о сейсмических материалах, используемых при формировании геологической модели и о способах их истолкования в комплексе с данными бурения.

3.1 Геологическое значение сейсмических отражений

Основным методом сейсмической разведки, на сегодняшний день, является метод отраженных волн общей глубинной точки. В результате полевых сейсморазведочных работ регистрируются сейсмограммы, которые формируются во временные сейсмические разрезы

либо сейсмические кубы. Каждая сейсмическая трасса, несет в себе информацию об упругих волнах, образовавшихся в результате отражений от последовательности геологических границ.

Главный кинематический параметр, характеризующий отраженную волну, помимо амплитуды и частоты, это время ее регистрации. Времена прихода волн на дневную поверхность характеризуют глубины границ, на которых они образуются, что является основой применения сейсморазведки для решения структурных задач.

Кроме структурной информации, отраженные волны несут, хотя и в неявном виде информацию о петрофизических параметрах среды. При этом проводится анализ как кинематических, так и динамических характеристик волнового поля в комплексе с данными ГИС.

Отраженные сейсмические волны формируются на границе сред с различными значениями акустических жесткостей (импедансов), т.е. в пределах поверхностей, на которых скачкообразно изменяются значения скорости распространения упругих колебаний и плотности (рисунок 1). Амплитуды отражений на каждой из отражающих границ в случае вертикального падения, определяются величинами коэффициентов отражений на соответствующей границе:

$$R_i = \frac{G_{i+1} - G_i}{G_{i+1} + G_i}, \quad (1)$$

где i и $i+1$ - индексы сред, залегающих выше и ниже границы,

G - акустические импедансы (акустические сопротивления), равные произведению плотности пород (ρ) на скорость (V) распространения волны в ней, $G_i = \rho_i * V_i$.

Не следует, однако полностью отождествлять особенности отражений на сейсмическом разрезе с поведением границ в геологической среде и характеристиками пород. Этому препятствует ряд физических и технических ограничений сейсмического метода. Главным физическим ограничением является разрешающая способность метода по вертикали и горизонтали, которая обусловлена ненулевой длительностью сейсмического волнового импульса во времени и явлениями интерференции в пространстве. Толщины изучаемых геологических пластов обычно меньше длины сейсмической волны. Из-за малых толщин сейсмическая трасса представляет собой не последовательность разделенных во времени отраженных волн, а результат наложения (интерференцию) таких волн друг на друга. При этом свойства отраженной волны зависят от параметров всей совокупности акустических границ, участвующих в ее формировании.

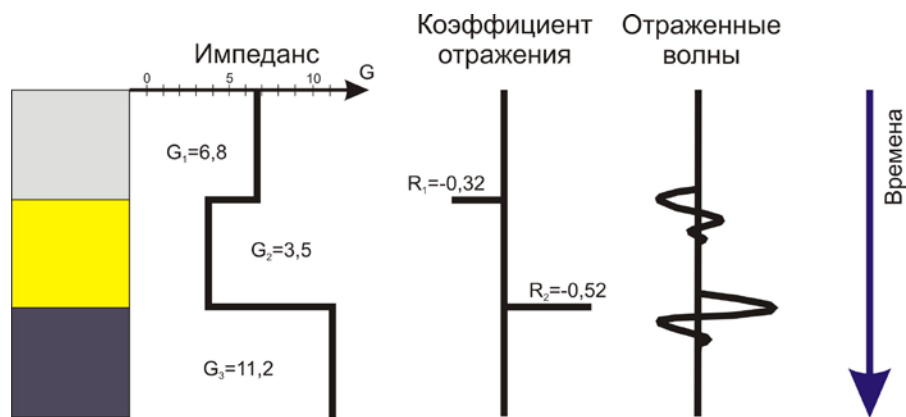


Рисунок 1 – Отражения от границ

Отраженные волны на временных разрезах часто отображают не поведение конкретных стратиграфических границ, а общие особенности строения слоев пород толщиной порядка нескольких десятков метров: наличие выклиниваний, изменчивость свойств и формы геологических тел. Иными словами, не все отражения следует воспринимать как геологические границы. Анализ конфигураций, прослеживаемости отражений и их взаимного положения указывает на системные особенности напластования, которые в свою очередь, обусловлены седиментационными и постседиментационными закономерностями. Вследствие неоднозначности соотношений между геологическими границами и отраженными волнами важно знать типичные соответствия между геологическим строением и его сейсмическим отображением (сейсмостратиграфия).

В силу ряда ограничений, интерпретация сейсмических материалов всегда носит прогнозный характер. Однако, несмотря на погрешности в определении параметров геологической среды по сейсмическим данным, рекомендуется использовать результаты интерпретации сейсморазведки при построении трехмерной геологической модели. Сейсморазведочные данные позволяют заполнить информационные пробелы в межскважинном пространстве, что в свою очередь исключает погрешности простой интерполяции.

3.2 Общие сведения об обработке данных сейсморазведки

Процесс обработки данных сейсморазведки крайне важный этап, необходимый для приведения полевых сейсмических данных к кондиционному виду и наилучшим образом отвечающему потребностям геологического истолкования волнового поля. Вопросы и проблемы, связанные с обработкой данных сейсморазведки, не будут рассмотрены в рамках данного документа. Отметим лишь то, что необходимо проведение анализа качества обработки сейсмических данных. Оценка качества выполнения обработки будет являться, в своем роде, показателем информативности данных для последующего этапа их интерпретации.

В процессе обработки обычно контролируется изменение двух параметров в целевом интервале разреза: отношения сигнал/помеха и разрешенности. Контроль динамики повышения уровня сигнала к уровню помех осуществляется при расчете и сопоставлении карт распределения данного параметра по площади. Получение на тех же этапах амплитудно-частотных характеристик целевого интервала разреза позволяет оценить расширение частотного спектра и повышение разрешенности сейсмических материалов. По ширине частотного спектра определяется возможность изучения характеристик тонких продуктивных пластов.

В случае использования динамических характеристик отраженных волн для прогноза подсчетных параметров нефтяных и газовых залежей граф обработки обязательно должен быть ориентирован на решение следующих задачи:

- сохранение динамических особенностей отраженных волн от целевых горизонтов - сохранение истинного соотношения амплитуд;
- увеличение отношения сигнал/помеха с целью превышения, примерно на порядок амплитуд полезных отражений над уровнем помех в целевом интервале;
- повышение разрешенности сейсмических сигналов, обеспечиваемое расширением амплитудно-частотного спектра записи;
- миграция сейсмической записи во временной или глубинной области с обеспечением наиболее точного отображения реальной среды.

3.3 Использование сейсмических данных при моделировании

Извлечение из сейсмических данных информации, характеризующей геологическое строение изучаемого месторождения, выполняется в процессе интерпретации этих данных. Понятие интерпретации включает также отображение результатов и оценку их надежности.

Результаты интерпретации данных сейсморазведки при создании трехмерных геолого-технологических моделей используют в следующих основных целях:

- а) Уточнение геометрической структуры продуктивной толщи и вмещающих пород:
 - корреляция пластов в межскважинном пространстве;
 - выявление и трассирование разломов;
 - картирование стратиграфических границ;
 - уточнение пространственного положения контуров залежей.
- б) Уточнение литолого-петрофизической модели месторождения:
 - выявление особенностей внутреннего строения продуктивной толщи, включая картирование выклиниваний, зон литологических замещений и т.п.;
 - прогноз петрофизических параметров: эффективной толщины, полной пористости и т.п.

При решении каждой из задач используют различные сочетания и последовательности процедур интерпретации сейсмических данных. При этом последовательность процедур интерпретации сочетает в себе два взаимосвязанных подхода к анализируемым материалам:

- геофизический, направленный на определение параметров и особенностей волнового поля, подлежащих геологическому истолкованию (карт времен прихода отражений, карт амплитуд, положение зон деструкции волнового поля и т.п.);

- геологический, заключающийся в прогнозе по сейсмическим материалам структурных, литолого-петрофизических, генетических и иных характеристик геологического строения среды. Данный подход предполагает комплексирование материалов сейсморазведки и ГИС.

Это комплексирование начинается с создания структурного каркаса.

Создается структурная модель всего месторождения, на основании комплексной интерпретации материалов сейсморазведки (предпочтительно 3D) и данных бурения. На основании анализа структурного строения основных отражающих горизонтов, выделения и трассирования дизъюнктивных нарушений и общих толщин определяется история развития региона и основные закономерности накопления и развития продуктивных пластов, и формирование ловушек углеводородов. На этом же этапе производится стратиграфическая привязка, корреляция и уточнение структурного каркаса по данным сейсморазведки и бурения.

На этапе заполнения структурного каркаса свойствами данные сейсморазведки выступают в качестве трендовых («мягких») данных для определения ФЕС на скважинах («твердых данных»). После завершения корреляции осуществляется обработка и интерпретация промыслово-геофизических данных. Определяются петрофизические параметры и характер насыщения продуктивных пород. Анализируются материалы по разработке залежей углеводородов. На основании изучения промыслово-геофизических и геологических данных, результатов интерпретация сейсморазведки определяется изменчивость положений водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов, петрофизических параметров пород целевых горизонтов и свойств флюидов. В случае необходимости следует привлекать материалы, полученные в результате интерпретации данных по грави- и магниторазведки, дешифрирование аэро- и космических фото снимков и т.д.

Стандартная последовательность процедур интегрирования сейсмических материалов при создании геологической модели представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Последовательность процедур интегрирования сейсмических материалов при создании геологической модели

Стадия создания модели	Процедуры интегрированной интерпретации
1. Структурная модель	1.1 Увязка данных бурения и сейсморазведки 1.2 Определение скоростной модели среды 1.3 Трассирование стратиграфических границ, выявление и трассирование разломов 1.4 Построение структурных карт кровли и подошвы на основе сейсмических структурных карт
2. Литофациальная модель	2.1 Построение палеосейсмических разрезов 2.2 Расчет атрибутов и импедансов 2.3 Расчленение пласта на литофации по данным бурения (ГИС) с учетом особенностей рисунка сейсмической записи, палеорельефа, зональности атрибутов и импедансов 2.4 Картирование литофаций, зон выклинивания коллекторов
3. Модель ФЭС	3.1 Изучение количественных связей Кп, Нэф между скважинными данными и сейсмическими атрибутами и/или импедансами. Выбор наиболее информативных и надежных связей 3.2 Построение прогнозных карт ФЕС 3.3 Прогноз положения барьеров проницаемости, высоко- и низкопроницаемых зон
4. Модель флюидонасыщения	4.1 Картирование контуров залежей по структурным картам
5. Подсчет запасов	5.1. Оценка удельных объемов 5.2. Оценка общих и удельных запасов

3.4 Увязка сейсмической информации с геологическими границами

Чтобы определить какая геологическая граница вносит наибольший вклад при формировании отраженной волны, наблюдаемой на сейсмическом временном разрезе, выполняют стратификацию сейсмических горизонтов.

Стратификация сейсмического горизонта означает его увязку с геологической границей известного возраста и определенного литологического состава контактирующих пород (рисунок 2). В качестве геологической границы рассматривается акустически контрастная граница раздела слоев горных пород по упругим свойствам, при этом она может являться некой стратиграфической границей, либо совпадать с кровлей продуктивного слоя.

Задачей увязки является установление:

- значений времен (t_0), соответствующих стратиграфическим границам и пластам изучаемой среды;
- интервалов глубин и относящихся к ним геологических границ, отвечающих за формирование определенных отраженных волн.

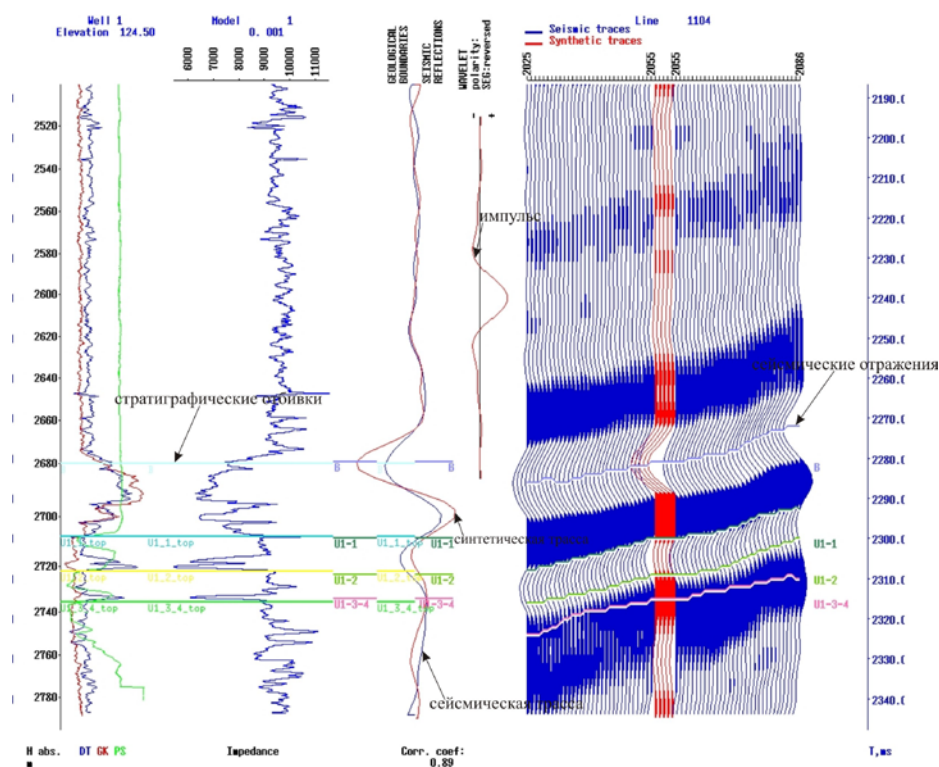


Рисунок 2 – Пример стратиграфической привязки отражений

Результатами увязки должен быть обоснован выбор осей синфазности на временных разрезах для прослеживания и построения стратиграфических границ, и выбор интервалов волнового поля для определения в них сейсмических "атрибутов", статистически наиболее тесно связанных с импедансами продуктивных пород.

Для задач структурной интерпретации может быть выполнена предварительная привязка. При этом находят геологическое соответствие лишь реперным (опорным) отражающим горизонтам. Если материалы сейсморазведки позволяют лишь получить информацию о конфигурации опорных геологических границ (очень редкая сеть сейсмических профилей либо крайне некондиционный материал), то можно ограничиться результатами такой привязки для использования сейсмических данных при построении геологической модели.

При достаточной разрешенности волновой картины временного разреза можно более детально увязать особенности формы сейсмической записи с внутренней структурой соответствующей пачки литологического состава. В данном случае, при создании тонкослоистых моделей среды, процедура привязки должна быть выполнена на основе одномерного сейсмогеологического моделирования, с использованием данных ВСП (СК), акустического (АК) и плотностного (ГГК) каротажа. Кроме того, для уточнения литологии привлекается весь комплекс данных ГИС и бурения. Предусмотрена также технология

привязки с использованием СВАН-преобразования. В каждой из методик увязки предусмотрено создание модельной сейсмической трассы, которая при сопоставлении с реальной трассой дает возможность для определения соответствия сейсмических границ геологическим.

Качество привязки, т.е. соответствие модельных сейсмотрасс реальным трассам, оценивается функцией взаимной корреляции - ФВК. Значение коэффициента корреляции (R), больше 0.9, рекомендуется в качестве надежного и соответствует соотношению сигнал/шум более 2. В качестве приемлемых можно использовать значения ФВК с $0.7 < R < 0.9$, что удовлетворительно.

3.5 Корреляция сейсмических отражающих горизонтов

После стратификации отражений необходимо выполнить их прослеживание в волновом поле. В основном существуют три вида сейсмической корреляции:

- фазовая. Заключается в выделении на временных разрезах осей синфазности отраженных волн. В этом случае исследуется характер распространения в волновом поле одной фазы;
- групповая. Коррелируется и картируется граница, разделяющая два сейсмостратиграфических комплекса (ССК). Как правило, эта граница приурочена к стратиграфическому несогласию;
- комбинированная. В основном, данный вид корреляции используется в районах частичного размыва пласта или выклинивания отдельных слоев.

Корреляция выполняется на основе совокупности признаков сходства, проявляющихся на соседних сейсмических трассах: повторяемости формы колебания, постоянства или плавного изменения интенсивности, закономерного поведения отражающего горизонта по отношению соседним по глубине отражениям (рисунок 3). Однако наложение помех, а иногда и погрешности полевых наблюдений и обработки материалов могут нарушать непрерывность корреляции. Признаки корреляции могут нарушаться и по геологическим причинам, за счет появления зон деструкций, а также вследствие вариаций толщин пластов внутри отражающей пачки и/или изменений их акустических импедансов из-за литологических и петрофизических изменений. Поэтому первым этапом корреляции является прослеживание опорных отражений, наиболее устойчивых на участке исследований, характеризующих пласты с согласным залеганием границ и устойчивыми по латерали акустическими свойствами.

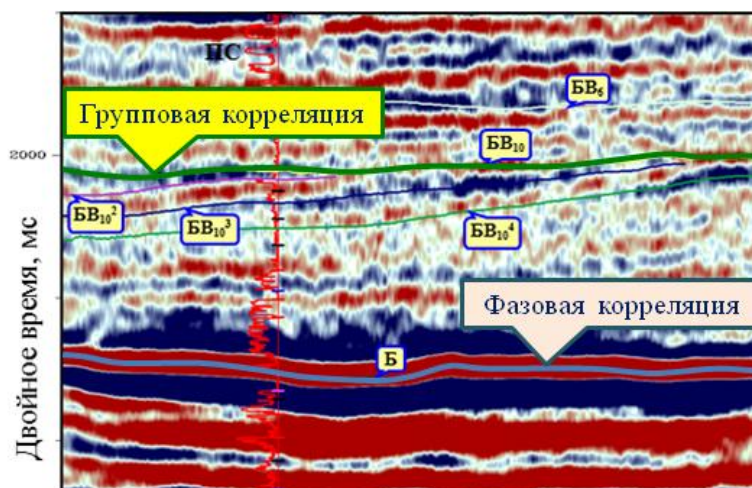


Рисунок 3 – Пример корреляции сейсмических отражений

Корреляция сложно дислоцированных границ нередко упрощается после выравнивания вышележащих границ. В условиях сильной литологической изменчивости пластов необходимо, по возможности, осуществлять корреляцию кровли и подошвы коллекторов по результатам инверсии сейсмических данных. Для корреляции сложных границ целесообразно применять приемы повышения визуальной разрешенности колебаний, основанные на переходе к корреляции по трассам мгновенных фаз, что часто оказывается весьма эффективным.

По результатам выполнения корреляции сейсмических горизонтов рассчитываются карты изохрон. Карты изохрон отображают прежде всего геометрию сейсмических границ. Особое значение этих материалов объясняется тем, что последующие структурные построения являются производными от карт изохрон, наследуя все их ошибки и искажения. Поэтому данный этап интерпретации является немало важным, при условии дальнейшего использования материалов сейсморазведки в построении геологической модели.

3.6 Выделение и трассирование тектонических нарушений

Обнаружение и прослеживание тектонических нарушений в геологической среде - очень важный элемент интерпретации сейсмических данных и построения геологической модели. С одной стороны, дизъюнктивная тектоника определяет основные черты строения разреза и условия формирования месторождения полезных ископаемых. С другой стороны, эту тектонику трудно исследовать только по скважинным данным.

На сейсмических материалах разрывные нарушения, в большинстве случаев, проявляются характерными изменениями кинематических и динамических параметров волновой картины, которые рассматриваются как прямые и косвенные признаки дизъюнктивной тектоники.

Выделение и картирование тектонических нарушений и использование их при построении геологической модели необходимо для раздельного подсчета запасов при блоковом строении месторождения, а также для выделения гидродинамических экранов и флюидопроводящих каналов.

При использовании 2D сейсморазведки для более четкого выявления и площадного трассирования разломов используют наборы профилей, ориентированных вкрест простирания нарушений. Однако, по данным материалам, по сравнению с 3D сейсморазведкой, выявление и трассирование разрывных нарушений в плане менее надежно и зачастую носит неоднозначный характер.

Для 3D сейсморазведки, особенностью которой является высокая плотность сейсмических трасс на площадь исследования, а также возможность правильно восстановить пространственное положение отражающих границ, существует ряд методических приемов, позволяющих более уверенно картировать разломы. На основе материалов 3D используют временные и глубинные сейсмические разрезы, карты градиентов (углов наклона), горизонтальные сечения куба когерентности, седиментационные слайсы, разрезы и кубы классификаций, а также спектрально-временные атрибуты, особенно для малоамплитудных тектонических нарушений. Точность и надежность выделения разломов существенно выше по разрезам и срезам куба глубинной миграции (рисунок 4).

Критерием надежности выделения нарушения является проявление этого нарушения по нескольким признакам на сейсмических разрезах и погоризонтных срезах. При этом целесообразно использование в геологической модели тех тектонических нарушений, которые наиболее надежно выделяются по материалам сейсморазведки и могут оказывать влияние на формирование залежи.

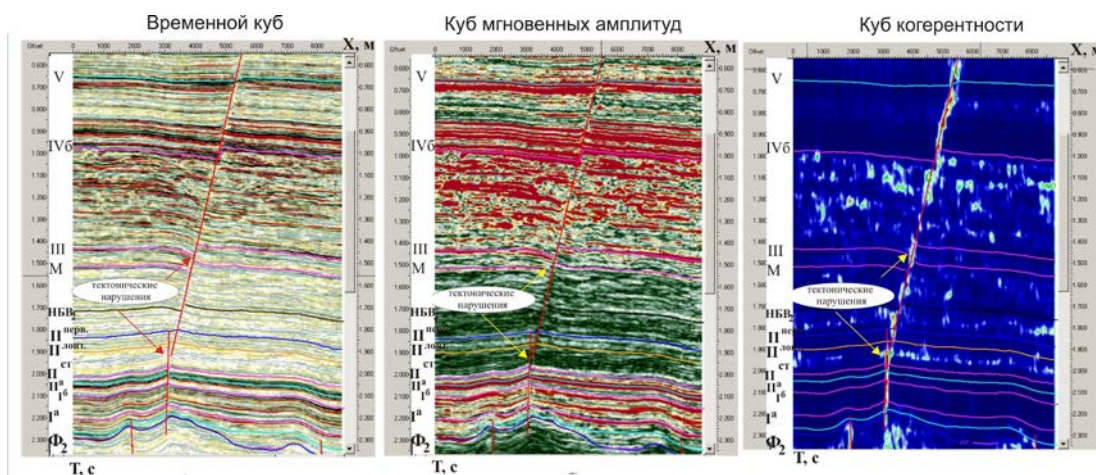


Рисунок 4 – Пример выделения тектонического нарушения

3.7 Скоростная модель среды

Модели скоростного строения среды необходимы для структурных построений, перевода временных разрезов и кубов из масштаба времен в масштаб глубин, а также совмещения данных бурения и сейсморазведки, для прогноза состава и свойств пород.

Данные ВСП (СК) являются первоочередной и опорной информацией о скоростной характеристике разреза. При обработке данных ВСП и СК значения уровня приведения и скорости, используемой для приведения к этому уровню, должны быть согласованы со значениями, используемыми в том же районе при обработке полевых сейсмических материалов; выбор границ при определении средних, пластовых и интервальных скоростей должен быть согласован с положением границ, по которым проводятся структурные построения при интерпретации материалов сейсморазведки.

Для площадей с большим числом скважин и относительной равномерностью их распределения, при построении скоростной модели информацию о скоростях получают из отметок глубин в скважинах и значений t_0 (Δt_0) времен соответствующих горизонтов.

При ограниченном числе скважин или существенной неравномерности расположения их на площади исследования, скоростную модель рассчитывают путем пересчета эффективных скоростей, найденных по горизонтальным спектрам скоростей сейсмограмм ОСТ, которые обычно сглаживаются и используются в качестве трендовых. Полученные данные привязываются к имеющимся скважинам.

Если имеется несколько источников информации о скоростях, необходимо для идентичных границ и интервалов разреза согласовывать данные с учетом их надежности, а также возможного влияния анизотропии и неоднородности на результаты различных способов определений скорости.

Результаты построения скоростной модели представляются в виде зависимостей средней скорости от глубины и/или времени t_0 , в виде карт средних скоростей до границ, карт пластовых(интервальных) скоростей между границами, а также в виде одно, двух и трехмерных скоростных моделей изучаемой среды. Полученная скоростная модель позволяет перейти к построениям структурных карт по опорным и целевым горизонтам.

3.8 Структурные построения и оценка точности

Структурные построения выполняются с целью определения особенностей рельефа поверхности коллекторов и уточнения планового положения контуров залежей. Границы, по которым строятся структурные карты, должны отображать наиболее существенные черты геологического строения всей площади или наиболее важных ее участков.

Главной задачей на этапе структурных построений, является наиболее точный и надежный прогноз глубин залегания той или иной границы в межскважинном пространстве.

Существующие способы оценки погрешности структурных построений позволяют судить о точности прогноза глубин, определенных по различным методикам.

Количественные характеристики ошибок структурных построений можно получить следующими способами:

– способ вычисления стандартного отклонения глубин ($\sigma_{\Delta Z}$), определенных по сейсмической карте, в точках скважины от скважинных отметок глубин горизонта.

$$\sigma_{\Delta Z} = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta Z_i - \Delta Z_0)^2}{n-1} \right)^{1/2}, \quad (2)$$

где ΔZ_i - значение невязок в точках скважин;

ΔZ_0 - среднее значение невязок со скважинными данными;

n - число скважин.

– способ, использующий регрессионные зависимости $Z(t_0)$ и/или $\Delta Z(\Delta t_0)$ для структурных построений, и в частности множественную регрессию. Оценкой погрешности в этом случае является среднеквадратичное значение отклонения от линии регрессии. Целесообразно также построение карт этих отклонений;

– метод валидации ("выколов") или эталонной скважины, оценки погрешности прогноза, основан на вычислении ошибки прогноза при последовательном исключении одной скважины. Данный способ может дать достоверную оценку погрешности прогноза при равномерном распределении скважин по площади и эффективен, как показывают модельные исследования, при наличии 15 и более скважин;

– метод скользящего экзамена предусматривает разделение всего набора данных на обучающую (70-90%) и контрольную (10-30%) выборки. Построение глубинно-скоростной модели среды с использованием только контрольной выборки и последующая оценка погрешности построений в точках контрольной выборки. Далее все повторяется на следующих контрольных выборках, так что в конечном счете охватываются все скважины.

На основе статистического анализа результатов проверки последующим бурением точности структурных построений с использованием комплекса сейморазведки 3D можно отметить средние типовые уровни среднеквадратичных ошибок. Для продуктивных горизонтов юры и мела Западной Сибири уровни среднеквадратичных погрешностей находятся в пределах от 8 ± 3 м до 4.5 ± 1.5 м. В условиях карбонатного разреза Русской и Восточно-Сибирской платформ уровень среднеквадратичных погрешностей колеблется в широких пределах. Для выдержанных терригенных горизонтов верхнего и нижнего карбона он достаточно стабилен и составляет в среднем 5 ± 1 м. Для более глубоких горизонтов, нижнего карбона и девона, отмечается широкий диапазон погрешностей - от 5 до 20 м и более.

На основании результатов оценки точности структурных построений определяется шаг изолиний. В соответствии с основными положениями метрологии, величина сечения структурной карты (Δ) при сейсмических построениях выбирается равной приблизительно половине ошибки измерения и кратной 5 м ($\Delta \approx 0.5\sigma_{об}$).

Структурные карты по опорным и целевым границам являются результатом структурной интерпретации материалов сейсморазведки и, в то же время, служат основой при построении структурного каркаса геолого-технологической модели месторождения.

3.9 Особенности структурной интерпретации материалов 2D сейсморазведки

При интерпретации 2D-наблюдений (сейсмических профилей) ситуация существенно отличается от выше рассмотренной, применимой к съемкам 3D. Если для последних в каждой точке планшета картопостроения время отражающего горизонта определено, то для 2D это условие внутри контуров не выполняется. Так как сеть достаточно редкая, расстояния между профилями измеряются от сотен метров до километров. Также при построении карт по данным сейсморазведки 2D предварительно должны быть определены и, по возможности, исключены или предельно уменьшены величины невязок на пересечениях профилей. Значения времен в точках скважин могут быть получены интерполяцией и относительно исходных (истинных) значений содержать дополнительные погрешности. В связи с этим при использовании сейсморазведки 2D при подсчете запасов необходимо учитывать следующие ограничения:

Во-первых, чтобы уменьшить погрешности межпрофильной интерполяции $t_0(x,y)$, необходимо использовать только съемки с достаточной плотностью профилей, при относительно высоком числе скважин на объекте и с пологим залеганием целевых горизонтов.

Во-вторых, целесообразно использовать данные 2D только для прогноза структурных форм кровли и подошвы залежи. Эта рекомендация основана на том, что относительная погрешность структурных построений, как правило, в несколько раз меньше, чем для подсчетных параметров $N_{эф}$ и $K_{п}$. Поэтому потеря точности за счет интерполяции делает нецелесообразным прогнозирование $N_{эф}$ и $K_{п}$, более чувствительных к ошибкам.

Таким образом, использование данных 2D сейсморазведки для прогнозирования подсчетных параметров ($N_{эф}$ и $K_{п}$) и включение результатов такого прогноза в модель не рекомендуется. Структурные построения, выполненные по данным 2D при плотности профилей не ниже 2 км/км^2 , могут использоваться при подсчете запасов.

3.10 Качественная интерпретация. Геологический анализ данных сейсморазведки

Интерпретацию сейсмических данных можно условно разделить на две большие группы: интерпретацию качественную и количественную. Важны и качественные, и количественные методы интерпретации, так как они решают разные задачи, и на разном этапе интерпретации. Часто качественные методы, например, картирование сейсмofаций, предшествуют количественной интерпретации, позволяя выполнить ее более точно.

К методам и возможностям качественной интерпретации можно отнести:

- выделение сейсмокомплексов;
- типизацию волновых полей с картированием разных фаций, литологии - сейсмofациальный анализ;
- анализ карт амплитуд, с выделением по ним фациальных обстановок и тел разной литологии - седиментационный анализ;
- выделение прямых признаков присутствия углеводородов.

Таким образом, в результате качественного анализа сейсмической информации возможно получить сведения об относительных различиях, а также о распределении свойств геологической среды в пространстве. На данном этапе происходит формирование концептуальной геологической модели месторождения. Поэтому результаты проведения качественной интерпретации зачастую являются крайне важной информацией для использования ее при создании геолого-технологической модели месторождения.

Сейсмofациальный анализ

Изменение физических параметров сейсмического сигнала отражается в изменении формы сейсмической трассы. Процесс разделения на сейсмofации основан на определении изменения формы сейсмической трассы, тех или иных ее особенностей и отнесения этого изменения к тому или иному классу. При этом считается, что изменения формы записи часто более существенны, чем изменения величин амплитуд.

Таким образом, в процессе выделения сейсмofаций определяется ряд типовых форм сейсмотрасс (интервалов сейсмотрасс) и каждая реальная трасса относится к одной из этих форм. Анализ карт классов сейсмического сигнала по горизонтам позволяет предполагать районирование территории на различные фациальные области осадконакопления.

Метод выделения типов сейсмofаций является достаточно быстрым и полезным, позволяющим картировать по площади разные типы волновой картины, связанные с фациальными особенностями строения геологического разреза, его литологией или иными характерными чертами (песчанистостью, толщиной песчаного пласта) (рисунок 5). Метод

малочувствителен к графу обработки и в случае разнородности сейсмических материалов применим, в отличие от других методов.

С другой стороны метод относительный - сходное волновое поле может быть получено за счет разных геологических разрезов. Поэтому и связь с фациями, литологией тоже достаточно относительная. Не всегда ясна точная природа той или иной сейсмofации, поэтому никогда нельзя гарантировать полученную эмпирическим путем взаимосвязь между волновым полем, геологическим строением и использованными параметрами. Метод чувствителен к кратности наблюдений и плохой стыковке кубов разных лет наблюдений.

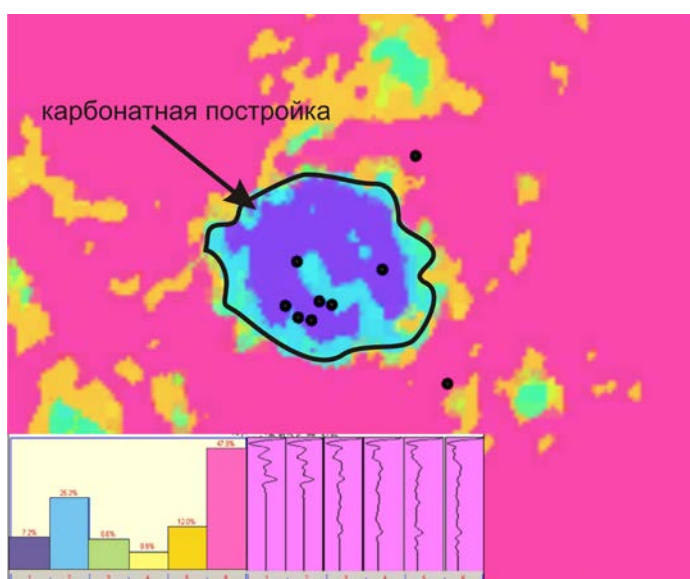


Рисунок 5 – Фрагмент карты сейсмofаций, отображающей местоположение карбонатной постройки

Седиментационный анализ

Одним из методов, способствующих построению корректной геологической модели, наряду с сейсмofациальным, является седиментационный анализ. Седиментационный анализ служит для определения фациальной приуроченности геологических объектов и условий седиментации на момент образования исследуемого пласта. В рамках седиментационного анализа существует такое понятие как седиментационный, или пропорциональный, срез, который в отличие от классического горизонтального среза позволяет отображать литологические особенности вдоль горизонтального распространения пласта. Исходной информацией в данном случае являются конечно же данные 3D сейсморазведки в виде суммарных временных кубов после стандартной обработки.

Седиментационные срезы позволяют четко выделить не только источники транспортировки песчаного материала, но и положение так называемых "бровок" шельфа, конусов выноса, меандрирующих палеорек и других объектов. Кроме того,

седиментационные срезы могут быть полезны при выявлении зон литологической неоднородности в карбонатных разрезах (рисунок 6).

Первый этап применения седиментационного анализа должен начинаться на стадии построения двухмерной геологической модели после сейсмической корреляции основных реперных отражающих горизонтов. Необходимо провести «седиментационную нарезку» по всему сейсмическому кубу 3D. Это позволит выявить геологические объекты разной фациальной природы по всему разрезу.

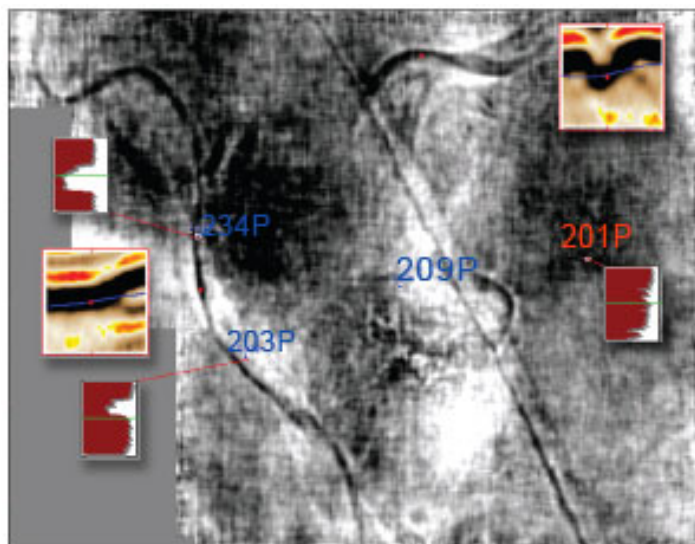


Рисунок 6 – Пример картирования русловых тел на седиментационном слайсе

На втором этапе необходимо выполнить фациальную классификацию данных геофизических исследований скважин по методике В.С. Муромцева или Барабошкина Е.Ю. и увязать полученные результаты с седиментационными срезами для всех геологических объектов.

Третий этап позволяет с помощью полученных данных сфокусировать динамический и сейсмофациальный анализ на конкретном геологическом объекте и после этого выполнить прогноз его коллекторских свойств.

Применение рассмотренной методики позволяет на стадии интерпретации данных сейсморазведки 3D обнаружить перспективные объекты во всем интервале геологического разреза, провести экспресс-оценку геологической ситуации (фациальной обстановки) на изучаемом участке и построить более точную и корректную геологическую модель месторождения.

Прямой прогноз нефте-газоносности

Методы сейсмофациального и седиментационного анализа применимы лишь к данным 3D сейсморазведки. Тогда как прямой прогноз нефтегазоносности выполним в ходе анализа материалов 2D.

Как отмечалось ранее, при газо- и нефтенасыщении уменьшаются значения скорости, плотности и акустического импеданса породы. Снижение тем сильнее, чем выше пористость, чем меньше жесткость минерального скелета и чем больше отличие упругих свойств углеводородного заполнителя от свойств пластовой воды.

Улавливаемые сейсморазведкой эффекты углеводородного насыщения связаны чаще всего с газовыми залежами на глубинах до 1,5-2 км или залежами легкой нефти на глубинах до 1-1,5 км.

Наиболее контрастно такие залежи проявляют себя в виде резкого возрастания интенсивности отражений внутри контура насыщения ("яркое" пятно). Эта аномалия обусловлена возрастанием значений коэффициентов отражения до границ продуктивного пласта за счет уменьшения импеданса в зоне углеводородного насыщения, но в основном – за счет AVO эффекта.

По той же причине при переходе через контур залежи может происходить смена полярности волн (знака амплитуды), отраженных от границ пласта. Кроме того, в результате уменьшения скорости волн в зоне залежи ниже ее образуются псевдопрогибы, связанные с возрастанием времен прихода волн без изменения конфигурации геологических поверхностей.

В случае мощных (десятки метров) залежей возможно также появление субгоризонтальных отражений от контактов флюидов, несогласных с наклонами волн, отраженных от границ напластований. Особенно эффектно отражения от контактов проявляются в случае водоплавающих залежей.

Наличие на сейсмической записи всей совокупности перечисленных признаков является достаточно уверенным критерием для прямого обнаружения залежи и для ее оконтуривания по материалам сейсморазведки.

Эффективность детального анализа волновой картины возрастает при раздельном изображении ее мгновенных динамических характеристик. Их вычисление основано на комплексном представлении сейсмической трассы. Пересчитанные на основе Гильберт преобразований трассы исходного временного разреза могут быть представлены в виде разреза мгновенных амплитуд, разреза мгновенных фаз и разреза мгновенных частот, на каждом из которых акцентирован соответствующий динамический параметр волновой картины. Эти материалы, анализируемые совместно с исходным разрезом, увеличивают информативность волновой картины.

AVO анализ

Для определения геологической причины возникновения амплитудной аномалии проводят анализ изменения интенсивности отраженной волны от угла ее падения на границу. Таким направлением интерпретации данных сейсморазведки является AVO или AVA анализ.

Коэффициенты отражения лежат в основе регистрируемых сейсмических амплитуд, а они меняются вместе с углом отражения (AVA) или, что идентично углу, удалению взрыв-прибор (AVO). Изменения амплитуд видны на первичных сейсмограммах ОПВ или на сейсмограммах общей глубинной точки (ОГТ) - но только до суммирования. После ввода кинематических поправок и суммирования, изменения амплитуд теряются. Для выделения аномалий AVO необходима специальная обработка до суммирования и обработка с сохранением амплитуд.

Метод AVO-анализа дает чаще всего качественные результаты, не позволяя прогнозировать количественную величину нефти или газонасыщенности, но поскольку при его использовании применен количественный расчет относительного изменения коэффициентов отражения, возможно считать его от части и количественным методом интерпретации сейсмических данных. Однако, AVO анализ, даже в сочетании с моделированием, не всегда эффективен, в связи с чем, правильное истолкование аномалий амплитуд нередко затруднительно, а иногда просто невозможно. Основное ограничение в использовании метода связано с проявлением реально наблюдаемых на практике волн-помех и неоднородностью поверхностных условий. Несмотря на это использование AVO-эффекта является одним из эффективных средств современной сейсморазведки при изучении месторождении УВ и создании их геологических моделей.

3.11 Динамическая интерпретация. Количественный прогноз подсчетных параметров

Главной целью динамической интерпретации сейсмических данных, является установление количественных связей между динамическими параметрами сейсмической записи и геологическими параметрами среды.

На основании закономерностей, выявленных при проведении литологических исследований керна, а также результатов анализа ГИС-фаций, необходимо разработать модель возможных геологических ситуаций, которые как уже определены, так и могут быть еще выявлены. Например, глинизация пород-коллекторов всего пласта или одной из его частей (верхняя, средняя или нижняя), изменение пористости, появление в целевых отложениях слоев с аномально-высокими (низкими) значениями акустического импеданса, выявлением зон повышенной трещиноватости и т.д. На этом же этапе необходимо адаптировать графы получения синтетических кривых скоростей и плотностей с учетом

выявленных закономерностей строения исследуемого пласта в пределах полигона создания геологической модели. Из рассчитанного синтетического волнового поля извлекаются и анализируются псевдосейсмические атрибуты. В результате выделяется группа наиболее информативных атрибутов для прогнозирования петрофизических свойств целевых отложений.

Атрибутный анализ

В ходе выполнения динамического анализа сейсморазведочной информации используются различные атрибуты сейсмической записи. Сейсмический атрибут подразумевает под собой всю информацию, которую можно получить из сейсмических данных прямыми измерениями, логическим или опытным путями. Иными словами, атрибут - это определяемое по волновому полю значение, характеризующее какое-либо свойство колебаний. Величины атрибутов зависят от способа их оценки, от технических особенностей обработки сейсмических данных и от величины временного интервала, в пределах которого вычисляется значение атрибута.

Сейсмические параметры рассчитываются на основе исходных сейсмических амплитуд, либо во временной области, либо в частотной. При этом для анализа применимы следующие атрибуты:

- объемные атрибуты (рассчитываются для каждого сейсмического отсчета амплитуда, мгновенная фаза, мгновенная частота, акустический импеданс, когерентность или подобие);
- атрибуты горизонта (частный случай интервала – параметры рассчитываются по горизонту и связаны с горизонтом, к ним относятся: наклон, азимут, производные и т.д.);
- атрибуты интервала (параметры, такие как: среднеквадратичная амплитуда, сумма амплитуд, средняя энергия, ширина частотного спектра, преобладающая частота и т.д., рассчитываются по части трассы во временном окне).

Исходя из физических соображений в качестве атрибутов чаще всего используют параметры, характеризующие интенсивность отраженных колебаний - амплитуду и энергию. Находят применение и атрибуты, характеризующие форму и частотный состав отраженных волн. Наряду с этим, получает все большее распространение использование в качестве атрибутов величин сейсмических импедансов. Для геологической интерпретации из разнообразия возможных атрибутов выбирают наиболее информативные для целевого пласта, то есть те, для которых получается достаточно тесная для целей прогноза корреляционная связь со значениями ФЕС по скважинам.

Инверсия сейсмических данных

Одним из инструментов прогноза физических свойств разреза, который можно выполнить количественно, является инверсия. Это группа процедур, осуществляющая по разным алгоритмам обратное динамическое преобразование данных, то есть восстановление распределения упругих параметров среды по зарегистрированному волновому полю.

В дальнейшем найденные параметры используются для прогноза свойств среды и, прежде всего, подсчетных параметров: пористости, насыщенности, эффективной мощности.

Инверсионные преобразования выполняют как минимум три главных функции: переводят волновые поля в квазипластовые разрезы, более пригодные для геологической интерпретации; увеличивают разрешенность за счет учета длительности сейсмического импульса; локализуют по времени аномальные объекты. Спектр видов и алгоритмов сейсмической инверсии крайне широк: от "цветной" инверсии до синхронной азимутальной. Некоторые инверсионные преобразования можно выполнять как в детерминистическом режиме, так и в стохастическом. Существующая классификация видов инверсии позволяет выбрать вид и алгоритм для решения любых задач: от поискового этапа до этапа оптимизации разработки месторождения. Отсюда вытекает вывод о том, что инверсионные преобразования являются обязательным этапом, завершающим процесс цифровой обработки сейсмических данных.

Можно рекомендовать следующие простые правила по выбору вида инверсии:

1. В случае малой изученности площади работ съемкой 2D и практического отсутствия скважинных данных (акустический и плотностной каротаж) возможно использование либо "цветной" инверсии, либо акустической, опирающейся на сейсмическую скоростную модель.

2. При наличии сейсмических съемок 3D и замеров упругих свойств в скважинах возможно применение акустической либо синхронной инверсии. Возможно применение вероятностной классификации полученного результата.

3. Стохастические разновидности инверсии могут применяться при наличии съемок 3D и множественных надежных скважинных данных в случае дальнейшего построения вероятностных геологических моделей.

При расчете сейсмической инверсии надо помнить, что основными параметрами в наибольшей степени влияющими на результат являются начальная модель и сейсмический импульс. Поэтому следует подходить к выбору этих параметров с большой ответственностью: и используемый импульс (импульсы), и начальная модель должны иметь убедительное геолого-геофизическое обоснование. В любом случае при наличии неопределенностей предпочтительнее будет использование простых решений.

При наличии нескольких скважин с акустическим и/или плотностным каротажом привязку и извлечение импульса рекомендуется выполнить для всех. При наличии переменной по площади форме импульса необходимо выявить причины его изменчивости. В качестве таких причин могут быть различные сейсмические съемки, изменение строения ВЧР, погрешности в привязке. Необходимо классифицировать имеющиеся различия и на этом основании принять решение о выборе импульсов для инверсии. Естественно, в случае наличия погрешностей в привязке надо устранить их. При выполнении привязки обязательным элементом надо считать контроль за получаемыми интервальными скоростями. Резкое изменение скорости для одноименных толщ, а также их выход за пределы реальных значений является сигналом о необходимости пересмотреть привязку.

Начальная модель инверсии (импеданс, плотность, сдвиговый импеданс) должна опираться на скважины с надежными данными, но может использовать поле сейсмической скорости, полученное в процессе обработки. Совсем не обязательно использовать все имеющиеся на площади скважины в построении начальной модели. Напротив, использование каждой скважины должно быть целесообразным. Этап построения начальной модели может быть итеративным, обычно идущем по пути постепенного усложнения модели, хотя возможны и шаги в обратном направлении. В идеале, начальная модель инверсия должна быть согласованной с глубинно-скоростной моделью, используемой для структурных построений.

Таким образом, инверсионные преобразования как минимум позволяют уточнить сейсмическую корреляцию, как максимум позволят выполнить прогноз ФЕС, литологии, типа флюида, а также выполнить оценку геомеханического состояния горных пород, порового давления, сейсмической анизотропии.

Инверсионные преобразования повышают разрешенность сейсмических данных, но тем не менее даже после этого ее может оказаться недостаточно для выделения целевых объектов. В этой ситуации прямой прогноз упругих параметров, когда значения соответствуют истинным, становится невозможен. Тем не менее сейсмический прогноз все равно возможен с использованием эффективных упругих параметров, которые могут использоваться в регрессионном анализе для определения ФЕС как в обычном атрибутом анализе. Как правило, при этом надежность прогноза все равно превышает возможности атрибутом анализа.

Мощным инструментом сейсмического прогноза результатов синхронной инверсии является выделение литотипов - некоторых групп горных пород, отличающихся общностью упругих характеристик. Выделение литотипов ценно само по себе и может использоваться

напрямую в геологическом моделировании. Кроме того, выделение литотипов позволяет выполнять отдельный прогноз, что значительно повышает его точность.

Результаты сейсмического прогноза ФЕС, литологии и типа флюидонасыщения могут быть получены как в варианте 2D (гриды, горизонты), так в варианте 3D (куб данных). Зачастую только пластовые осреднения данных позволяют найти корреляционные связи между сейсмическими упругими параметрами и ФЕС.

Для выполнения контроля качества инверсии выполняется сравнение восстановленных упругих параметров с замеренными в скважинах как по набору скважин, участвующих в построении начальной модели, так и в проверочных скважинах. Здесь существует только одно правило - для контроля можно использовать только те скважины, в которых имеется высококачественный комплекс ГИС, включающий в себя акустический и плотностной каротаж. Кроме того, анализируется разница синтетического волнового поля, полученного решением прямой задачи по результатам инверсии, и реального волнового поля. Эта разница в идеале должна содержать в себе только случайный и регулярный шум, но никак не энергию однократно отраженных волн.

Количественный прогноз подсчетных параметров

Кроме геометрии залежи, контролирующей ее объем, основными подсчетными параметрами являются эффективные толщины, коэффициент пористости и коэффициент нефте-газонасыщенности. Первые два параметра возможно прогнозировать в межскважинном пространстве по сейсмическим данным.

Существует большое количество методик решения этой задачи и все они основаны на нахождении как количественных связей между петрофизическими параметрами (определенными по ГИС) и сейсмическими параметрами, так и с применением количественных оценок на основе статистической обработки. Исходной информацией для прогноза ФЕС являются как результаты атрибутного анализа, так и материалы полученные в результате инверсии и AVO-анализа.

На основе анализа между динамическими атрибутами и петрофизическими параметрами (по материалам ГИС), устанавливаются зависимости, позволяющие прогнозировать распределение свойств пласта в межскважинном пространстве. Следует отметить, тот факт, что общепринятые динамические атрибуты, дающие наиболее точную информацию о пласте, могут принести и наибольшие ошибки, поскольку являются чувствительными к изменению насыщения пласта - такая ситуация наблюдается при расчете амплитудных параметров пласта.

В методах вычисления количественных связей между динамическими характеристиками сейсмических данных и скважинными значениями подсчетных параметров используют следующие способы расчета:

– *Многомерная регрессия.* Технология наиболее эффективно реализуется, если программные средства анализа обеспечивают одновременное получение погоризонтного среза значений куба атрибутов и кросс-плота корреляции сейсмического и скважинного параметра. Число атрибутов при множественной регрессии не должно превышать трех - четырех. При этом отбираются атрибуты:

- с наилучшим визуальным качественным отображением геологического строения пласта;
- имеющие наиболее высокий коэффициент корреляции со скважинными значениями Нэф, Кп или Кг;
- имеющие наибольшую значимость вклада в уравнение множественной регрессии;
- дающие в комбинации с другими атрибутами максимальное значение коэффициента множественной корреляции и наилучшее количественное отображение строения пласта;
- слабо коррелируемые между собой.

Следует учитывать, что область решения должна соответствовать области определения исходных данных.

– *Кластерный анализ.* В ряде случаев существенное улучшение корреляции может быть достигнуто путем разделения области моделирования на отдельные зоны (кластеры), связанные с различными условиями седиментации. Условием применения кластеризации является повышение коэффициента корреляции в разделенных совокупностях по сравнению с обобщенным полем точек.

– *Нейросетевые алгоритмы.* Применение нейронных сетей обеспечивает улучшение корреляционной связи прогнозного значения подсчетного параметра с его скважинными значениями. Несмотря на увеличение коэффициента корреляции и уменьшение расчетных погрешностей, устойчивого повышения точности прогноза по данным последующего бурения не отмечено. Недостатком нейросетевых алгоритмов является проблема переобучения и неустойчивость результатов относительно параметров запуска программ, зато имеется возможность учета нелинейных связей.

– *Прямое сопоставление и анализ вдоль траектории ствола скважины* подсчетных параметров плотности, пористости и песчанистости, полученных по комплексу методов ГИС с учетом литологии и связанной воды, с кривыми параметров, производных трасс

сейсмической записи, экстрагированных из куба. Применяются два варианта их использования: с кривыми прогнозного акустического и упругого импеданса, либо параметрами Ламе; с параметрами мгновенных характеристик сейсмического разреза, которые несут в себе информацию, полностью эквивалентную форме сейсмической трассы. Анализ связей параметров ГИС и сейсморазведки вдоль ствола скважины позволяет осуществлять прогноз по ограниченному числу скважин, даже всего по одной.

– *Технология комплексного спектрально-временного прогнозирования* типов геологического разреза, удельной емкости, качественной оценки нефтепродуктивности пористых и трещинных коллекторов в межскважинном пространстве разработана на основе количественного трехмерного спектрально-временного и псевдоакустического преобразования сейсмической записи и кривых ГИС. Осуществляется с помощью нейронных сетей и спектрально-корреляционных способов.

Оценка достоверности прогноза

Показателем качества корреляционной связи является коэффициент корреляции - R , между расчетным параметром N_z или K_p и скважинным значением этой величины. При этом приводятся кросс-плоты связей сейсмических параметров и данных бурения и дается количественная оценка тесноты связей и погрешностей зависимостей.

Однако, следует также учитывать еще один параметр статистической совокупности - число данных N . При значительном числе скважин ($N > 30$) вероятность наличия связи, как показывает практика, возможна даже при $0.6 < R < 0.7$. Ситуация обостряется наличием продуктивных пластов, где количество скважин, вскрывших пласт ($N < 10$), резко уменьшается, что значительно увеличивает риск получения недостоверной информации. При этом требования к коэффициенту корреляции существенно возрастают. Но и сам прогноз в данной ситуации мало надежен и зачастую нецелесообразен, поскольку исключение хотя бы одной из скважин приведет к изменению линии тренда, что в свою очередь придет в противоречие с существующей геологической моделью.

Ситуация редактирования кросс-плотов, с целью улучшения зависимости, предполагает анализ причин значительного отклонения отдельных точек от наметившейся линии регрессии и по его результатам коррекцию положения их на графике, исключение или сохранение на прежнем месте. В данной ситуации проверяются корреляция ГИС, данные инклинометрии, а также правильность трассирования сейсмического отражения, наличие аномалий в сейсмической записи.

Оценки погрешностей подсчетных параметров, полученные непосредственно из данных 3D сейсморазведки и ГИС в процессе интерпретации, можно назвать расчетными. Фактические погрешности прогноза определяются по данным последующего бурения.

Атрибутный анализ, предполагающий оценку количественной связи параметров сейсмической записи, а также инверсии и AVO-анализа, со скважинными значениями подсчетных параметров методом многомерной регрессии, является основным приемом их прогноза в межскважинном пространстве по данным 3D. Отклонение от линии регрессии в точках скважин характеризуют порядок возможных ошибок прогноза. Их среднеквадратичное значение и среднеквадратичное отклонение является общепринятой расчетной оценкой вероятной погрешности, которую можно рассматривать как минимально возможную. Также качество выполнения прогноза возможно оценить методами скользящего экзамена и способом валидации.

На основе статистического анализа результатов проверки последующим бурением точности прогнозирования подсчетных параметров с использованием сейсморазведки 3D, возможно установить некие типовые уровни абсолютных значений среднеквадратичных ошибок для основных нефтегазоносных районов России.

Для групп продуктивных пластов мела и юры Западной Сибири, при исключении 10% максимальных погрешностей, уровень среднеквадратичных погрешностей оценки эффективных толщин равен $\pm 1,5$ м. При среднеквадратичных погрешностях, превышающих 5-6 м, прогнозирование на подобном объекте можно считать недостоверным.

В регионах с карбонатным разрезом среднеквадратичные значения погрешностей прогноза Нэф для выдержанных терригенных горизонтов верхнего карбона Перми, Удмуртии, Татарии, Волгоградского и Саратовского Поволжья в основном варьируют от 2 м до 4 м, а для нижнего карбона этих регионов - от 2 м до 6 м. В то же время для горизонтов нижнего карбона и девона на значительной части площадей Волго-Урала, а также Тимано-Печерского НГП и Восточной Сибири отмечается достаточно большой разброс, и во многих случаях уровень погрешностей исключает возможности прогнозирования. Для карбонатных коллекторов в этой части разреза проблема прогноза Нэф коллектора обусловлена не только ограниченными возможностями сейсморазведки, но и большой изменчивостью коллекторских свойств. Во многих случаях выделение кровли и подошвы продуктивного пласта представляет большие сложности и для ГИС. Точность прогноза Кп достаточно хорошо коррелируется с точностью определения Нэф.

Результатом динамической интерпретации является набор карт, отображающих геометрию коллектора и распределение по площади залежи подсчетных параметров: эффективной толщины коллектора и пористости, которые являются основой для построения параметрических моделей целевых объектов. При достаточной надежности прогноза данных параметров, рекомендуется их использование в количественном виде. В случае невысокого

качества прогноза, полученные карты следует использовать в виде трендов, но при условии их непротиворечивости геологическому представлению о строении месторождения.

4 Детальная корреляция разрезов скважин

В настоящее время используются два основных подхода к расчленению разрезов скважин – **литостратиграфическая корреляция**, основанная на данных ГИС и **сиквенс-стратиграфия**, основанная на фундаментальных положениях стратиграфии и литологии.

При подсчете запасов допускается использование того и другого подхода к расчленению разреза. Обоснованием принятой методики корреляции и выбора стратиграфических границ продуктивных пластов, а также выделения этих границ в скважинах могут служить типовые (эталонные) скважины, результаты сопоставления стратиграфических, электрических, радиоактивных реперов, изучения шлама, микрофауны, механического каротажа и др.

Следует понимать, что различные методы корреляции в ряде случаев могут дать различные представления о геометрии залежей, которые определяют величину запасов и повлияют на принятие технологических решений при разработке залежей.

4.1 Литостратиграфическая корреляция

Корреляцией (увязкой) разрезов скважин называется сопоставление разновозрастных пород, вскрытых этими скважинами. Наилучшие результаты при корреляции разрезов скважин достигаются благодаря комплексной увязке геофизических материалов с данными изучения образцов керна и шлама.

Различают следующие виды корреляции: общую локальную, общую региональную и детальную.

Общая локальная корреляция представляет собой сопоставление всего разреза скважин в пределах одной разведочной площади или месторождения. Цель ее — выделить и проследить по площади опорные реперы, разновозрастные стратиграфические комплексы пород.

Общая региональная или межплощадная корреляция выполняется по всему разрезу скважин для прослеживания указанных выше подразделений разреза в пределах зон нефтегазоаккумуляции, нефтегазоносных областей и т. п.

Перед *детальной корреляцией* стоит задача выделения и прослеживания в разрезе продуктивной толщи или продуктивного горизонта разновозрастных реперов, проницаемых и непроницаемых прослоев, установления их изменения вследствие выклинивания, литолого-фациального замещения по площади и разрезу с целью детального изучения геологического строения залежей нефти и газа.

Детальная корреляция является основой для подсчета запасов углеводородов и построения модели продуктивного пласта. От качества выполнения детальной корреляции зависят: точность подсчета запасов, обоснованность технологических решений при разработке залежей углеводородов, надежность прогноза конечной нефтеотдачи.

В основу детальной корреляции положены следующие положения:

1. Выявление и учет последовательности напластования отложений. Разрезы, сложенные осадочными породами, представляют собой чередование пластов разного литологического состава, возраст которых последовательно уменьшается снизу-вверх по разрезу, т.е. каждый вышележащий пласт моложе нижележащего.

При *согласном* залегании пластов их чередование представляет собой закономерную последовательность, которая в разрезах, вскрытых разными скважинами, одинакова, т.е. не нарушена. Многим продуктивным горизонтам с согласным залеганием свойственна параллельность и веерообразность границ между слагающими их пластами и прослоями.

При *несогласном* залегании пластов последовательность напластования нарушена в результате перерывов в осадконакоплении, размывов, тектонических нарушений с нарушением сплошности пластов, что проявляется в постепенном изменении толщины отложений, в выпадении или повторении пластов или больших интервалов разреза в разрезах соседних скважин.

2. Выделение реперов и реперных границ. Репером называют пласт, выдержанный по площади и толщине, литологически отличающийся от выше и ниже лежащих отложений. Если пласт имеет характерную, ярко выраженную на диаграммах ГИС поверхность ее называют реперной границей. Следует отметить, что реперы в зависимости от их выдержанности и распространения по площади подразделяются на категории: региональные и локальные или местные.

Таким образом, детальная корреляция разрезов скважин по данным ГИС начинается с нахождения в разрезах скважин региональных и локальных реперов и выделения продуктивных частей разреза. В качестве реперов наиболее удобно выбирать пласты глинистых или плотных карбонатных пород. Следует выявлять реперные элементы по всему разрезу скважины, а не только в пределах продуктивной части.

После предварительного выполнения расчленения разрезов всех скважин, выбирают эталонную скважину - с наиболее полным, четко дифференцированным разрезом, содержащим все продуктивные пласты и реперные элементы, и, желательно, расположенную в центре объекта. На эталонном разрезе отмечают выявленные реперы и производят индексацию продуктивных пластов. С разрезом эталонной скважины поочередно сравнивают разрезы соседних скважин, т.е. выполняют парную корреляцию разрезов скважин. Для этого

в паре скважин совмещают выявленные реперы, и сопоставляют разрезы скважин, обращая внимание на изменение толщины между реперами и последовательность напластования. Затем снизу-вверх коррелируют отложения, залегающие между одноименными реперами, в первую очередь, обращая внимание на непроницаемые (глинистые) разделы, а затем на пласты-коллекторы между ними. При нарушении напластования сопоставление скважин проводят также и сверху вниз. В случаях, если скважина не вскрывает основной репер, используют дополнительные реперы, которые не столь выдержаны по площади, но имеют характерную конфигурацию кривых ГИС и расположены рядом с основным. Сопоставление разрезов скважин завершается индексацией одноименных пластов согласно эталонному разрезу.

Затем последовательно производят парные корреляции скважин, расположенных в непосредственной близости от прокоррелированных скважин и т.д. По мере просмотра каротажа разрезы скважин по возможности группируют, выделяя определенные типы разрезов. При наличии нескольких типов разрезов для каждого типа выбирают опорную скважину. Корреляцию выполняют отдельно для каждого типа разреза, впоследствии связывая их между собой.

На следующей стадии выявляют общие закономерности строения уже продуктивной части разреза и примечательные черты напластования.

Выполняют расчленение продуктивной части в разрезах скважин, т.е. разделяют ее на однородные по ГИС интервалы и производят их качественную литологическую интерпретацию. При наличии достаточных данных производят количественную интерпретацию, т.е., используя кондиционные пределы, в разрезах скважин выделяют пропластки коллекторов и неколлекторов.

В качестве альтернативного варианта, вместо выделения интервалов по признаку «коллектор-неколлектор», рекомендуется выделять по разрезу различные литотипы, основываясь на минералогическом составе пород.

Также, выполняя детальную корреляцию продуктивной части разреза, рекомендуется, в зависимости от выделенных литотипов, палеогеографических условий и обстановок осадконакопления, разбивать разрез на участки различных отложений, то есть на фации. Далее, выделенные фации необходимо учитывать при построении трехмерной геологической модели и подсчете запасов.

Проверка детальной корреляции осуществляется по пересекающимся профилям, а также путем построения карт общих и эффективных толщин, как по продуктивным пластам, так и по отложениям между реперными поверхностями.

Корреляция разрезов скважин может осуществляться как в ручном, так и в автоматическом режиме (Гутман И.С.).

Выходными данными для построения трехмерных геологических моделей будут а.о. границ реперных поверхностей, продуктивных пластов, фаций, а также интервалы пропластков коллекторов/неколлекторов и выделенных литотипов пород.

4.2 Сиквенс-стратиграфический метод

Сиквенс-стратиграфия – это раздел геологии, занимающийся хроностратиграфической корреляцией и выявлением седиментационной структуры циклических последовательностей, ограниченных несогласиями и коррелятивными им согласными поверхностями, связанных с периодическими изменениями уровня моря.

Сиквенс-стратиграфический метод наиболее эффективно применяется для детальных стратиграфических, литолого-фациальных и палеогеографических исследований в пределах стабильных (пассивных) шельфов и некомпенсированных впадин платформ. В нефтяной геологии он активно используется при прогнозе распространения и качества продуктивных толщ, а также при поисках литологически экранированных углеводородных залежей. Значительный экономический эффект от применения метода достигается на стадии разработки месторождений, когда особое значение приобретают знания о седиментационной структуре нефте-газосодержащих резервуаров. Стратиграфические подразделения, применяемые в сиквенс-стратиграфии относятся к группе специальных подразделений. Они выделяются как в терригенных, так и в карбонатных отложениях.

Терминология и иерархия подразделений сиквенс-стратиграфии в настоящее время еще не устоялись. Наиболее часто принимается следующий порядок (по нисходящей): мегасиквенс, суперсиквенс, сиквенс и парасиквенс. Как правило, группировки сиквенсов (мега-, супер-) образуют крупные подразделения, разделенные несогласиями регионального значения.

Парасиквенс (parasequence) — последовательность слоев, гранулометрический состав которых закономерно увеличивается снизу-вверх по разрезу и по направлению от открытого моря к береговой линии. Подошва (и кровля) парасиквенса формируется за счет резкого изменения уровня моря.

Синонимы парасиквенса - мелеющая снизу-вверх последовательность слоев, регрессивный циклит.

Серия парасиквенсов (parasequence set) — ряд парасиквенсов, сформированных на определенной части цикла колебания уровня моря.

Серии парасиквенсов

Выделяют три типа таких серий парасиквенсов: проградационный или регрессивный (море отступает), ретроградационный или трансгрессивный (море наступает), и аградационный с относительно стабильным положением ландшафтных обстановок.

Сиквенс (sequence англ. - последовательность) — основная единица, которая представляет собой более или менее согласную последовательность генетически связанных слоев, образованную за один цикл колебаний уровня моря. Друг от друга сиквенсы, как правило, отделяются несогласиями. Это региональные подразделения, распространенные обычно в пределах всего бассейна седиментации. Они отчетливо выделяются в краевых (мелководных) частях бассейнов и часто плохо различимы в глубоководных разрезах.

Итак, сиквенс образуется в результате заполнения осадками дна бассейна за один цикл колебания относительного (в пределах данного бассейна) уровня моря. Причина этого колебания заключается в трех главных факторах: эвстазии, вертикальных тектонических движениях дна бассейна (эпейрогении) и количестве поступающего осадочного материала. Роль каждого из этих факторов в конкретном районе может быть различной.

Значительная роль в образовании последовательностей слоев (так называемых сиквенсных подразделений) отводится эвстатическим колебаниям уровня моря. Так, для фанерозоя выделяют циклы эвстатических колебаний пяти порядков продолжительностью от сотен миллионов до десятков тысяч лет.

Образование сиквенсов (в узком смысле) связано с циклами эвстазии третьего и иногда (значительно реже) с циклами четвертого порядка. Продолжительность циклов третьего порядка оценивается в 1 – 5 млн. лет, четвертого — 0,25 – 1 млн. лет. Таким образом, сиквенс формируется в среднем за 2 – 3 млн. лет.

Обычно при сиквенс-стратиграфических исследованиях оперируют либо непосредственно самими сиквенсами, либо с более крупными их группировками (суперсиквенсами). Формирование суперсиквенсов связывается с циклами эвстазии второго порядка, охватывающими около 10 – 80 млн. лет.

Выделение и работа с суперсиквенсами облегчается тем, что они отделяются, как уже было отмечено выше, региональными несогласиями.

Системные тракты сиквенсов

Сиквенсы состоят из *трех системных трактов* (systems tract). Тракты представляют собой латеральные фациальные ряды (осадочные системы), образовавшиеся в различных условиях седиментации, контролируемой (в этом случае этот контроль - определяющий) положением уровня моря.

Тракт низкого уровня моря (lowstand systems tract - LST) связан с потоками подводных каньонов, активно действующими только при снижении уровня моря ниже бровки шельфа. Он сложен в основном турбидитами и подстилающими их подводными конусами выноса. Это так называемый седиментационный клин (lowstand wedge) отступающего моря (или наступающей суши), а иначе говоря — проградационный клин.

Трансгрессивный системный тракт (transgressive systems tract - TST) образуется при подъеме уровня моря над бровкой шельфа. Полоса представлена «наступающей на сушу» серией парасиквенсов, характеризующей трансгрессию на осушенный шельф и приморскую низменность. В зашельфовой области вследствие дефицита осадков образуется глинистый конденсированный разрез (condensed-section deposits).

Тракт высокого уровня моря (highstand systems tract - HST) начинается обычно аградационной серией парасиквенсов, которая по мере снижения темпов подъема уровня моря сменяется серией клиноформ «наступающей суши». Этот седиментационный клин высокого стояния уровня моря (highstand wedge) в глубоководной части бассейна превращается в тончайший глинистый покров, наращивающий конденсированный разрез трансгрессивного тракта.

Кровля трансгрессивного системного тракта представляет собой поверхность максимального затопления территории (maximum flooding surface - MFS). Осадки максимального затопления шельфа, приморской низменности и отвечающий им глубоководный конденсированный покров *служат маркирующими горизонтами при сопоставлении разрезов.*

Надежность выделения поверхностей максимального затопления по данным сейсморазведки, в обнажениях, керне скважин и при каротаже, а также их присутствие во всех типах сиквенсов послужили основанием для проведения по этим поверхностям границ сиквенсов в одной из модификаций сиквенс-стратиграфии — генетической стратиграфии (genetic stratigraphy).

Типы сиквенсов и их границы

Выделяются *два типа сиквенсов* и соответственно *два типа их границ.*

Сиквенс первого типа содержит (снизу-вверх): полосу осадков низкого уровня моря, трансгрессивную полосу осадков и полосу осадков высокого уровня моря. Нижняя граница сиквенса четкая, что обусловлено значительным снижением уровня моря, приводящего часто к субаэральному размыву шельфа и сдвигу седиментации в за-шельфовую (глубоководную) часть бассейна.

Сиквенс второго типа формируется при медленном подъеме уровня моря и его стабилизации. Резкого отступления моря, осушения шельфа и перемещения седиментации в

зашельфовую часть бассейна в этом случае не наблюдается. В связи с этим в сиквенсе второго типа отсутствует типичный тракт низкого стояния уровня моря. Вместо него при наиболее низком положении уровня моря формируется седиментационная полоса окраины шельфа (окраинно-шельфовый тракт; shelf-margin systems tract), представленная серией проградационных и аградационных парасиквенсов. Она мало отличается от нижележащего верхнего тракта, подстилающего сиквенс, и граница между ними не всегда отчетлива.

Форма сиквенсов

Форма сиквенсов разнообразна — от плоскопараллельных и линзовидных тел до сравнительно крутонаклонных линзовидных тел — клиноформ.

Клиноформы — термин свободного пользования для клиновидных седиментационных тел с отчетливыми первичными наклонами слоев; они формируются в склоновой части сиквенса и сложены терригенными породами. Различаются клиноформы трактов низкого и высокого стояния уровня моря.

В крупных платформенных бассейнах (сотни тысяч и миллионы квадратных километров) клиноформы протягиваются вдоль окраин бассейна на сотни и даже тысячи километров при ширине в первые десятки километров. В таких бассейнах углы седиментационных наклонов слоев достигают 5° . Наиболее ярким примером области распространения клиноформ является Западно-Сибирский бассейн, где развиты неокомские клиноформы.

Клиноформные серии — это группировки клиноформ, свойственные этапам заполнения некомпенсированных впадин. В этом случае клиноформы (при боковом наращивании) последовательно сменяют друг друга, омолаживаясь от областей питания к центру бассейна.

Картирование клиноформ имеет важное значение, так как они обычно содержат главные нефтегазовые резервуары. Приоритетна при таких работах сейсморазведка методом отраженных волн (МОГТ) с обязательным использованием каротажа, материалов по керну и биостратиграфических методов.

Значение сиквенс-стратиграфического метода как одного из важнейших видов бассейнового анализа заключается в получении и анализе результатов сопоставления сиквенс-стратиграфических схем различных осадочных бассейнов и глобальной эвстатической кривой колебаний уровня Мирового океана позволяет выявить влияние региональных причин образования сиквенсов и эвстатические и эпейрогенические события разного порядка. Корреляция сиквенс-стратиграфических схем требует био-, а иногда и магнито-стратиграфического контроля.

Прослеживание сиквенсов по данным сейсморазведки, керна и каротажа скважин, а также по наблюдениям в обнажениях позволяет создать детальную корреляционную схему, определить последовательную смену латеральных рядов фаций и воссоздать эволюцию осадочного бассейна или его крупных частей с достоверностью, превосходящей возможности других методов внутрибассейновой корреляции.

При корреляции сиквенсов роль палеонтологических методов, помимо определения возраста слоев и их стратиграфического положения, особенно важна при анализе отложений мелководного шельфа и глубоководных частей бассейна, где границы и геометрия слоев не столь очевидны, как на склоне. Экологический анализ бентосных сообществ обеспечивает большую надежность разделения сиквенсов на седиментационные полосы и выделения маркирующего уровня максимального затопления.

Наименования сиквенс-стратиграфических подразделений образуются из географического названия и термина, указывающего ранг единицы. Для сиквенса и его подразделений применяются также цифровые или буквенные обозначения.

Примеры. Саукский суперсиквенс; ивановский сиквенс; пимская клиноформа; S-1 - первый (снизу) сиквенс силура; K2 gb-1 — первый (снизу) сиквенс рыбновского стратиграфического горизонта.

Процедура установления, прослеживания и описания сиквенс-стратиграфических подразделений, помимо требований, предъявляемых к другим категориям стратиграфических подразделений, должна базироваться на данных по распространению и особенностях несогласий и седиментационных поверхностей (максимального затопления, конденсации и др.), а также на седиментационной структуре и геометрии осадочных тел. Описание подразделений желательно сопровождать обсуждением природы выделенных границ, седиментационными моделями сиквенсов, хроностратиграфическими схемами изученных разрезов и возможным вариантом их сопоставлений с глобальной сиквенс-стратиграфической шкалой.

Преимущества и ценность сиквенс-стратиграфии заключается в следующем:

1. Сиквенс-стратиграфия расчленяет осадочный разрез хроностратиграфическими границами и поверхностями несогласий, которые обеспечивают надежный каркас для корреляции и картирования отложений. Правильная идентификация осадочных генетических образований позволяет с опорой на данные хроностратиграфии с высокой разрешающей способностью определить строение пласта, что очень полезно для его изучения, так как в этом случае почти всегда прослеживается тесная связь между хроностратиграфическим строением фаций и движением флюидов в пласте.

2. Выделение системных трактов и входящих в него парасиквенсов позволяет предсказать распределение фаций и облегчает детальную корреляцию и картирование отложений. В рамках регионального применения роль сиквенс-стратиграфии оказывается связанной с восстановлением литологических особенностей геологических тел, скрытых от непосредственного наблюдения.

3. В пределах сиквенса возможно предсказать непрерывность, сообщаемость и протяженность песчаных/карбонатных тел и определить представительные параметры для стохастического моделирования.

Результаты хроностратиграфической корреляции приводятся также в виде схемы, как и при литостратиграфической корреляции, а значения а.о. границ сиквенсов используются для построения структурного каркаса при геологическом моделировании.

5 Данные керна, испытаний и ГИС, используемые при моделировании

В данном разделе настоящего документа не приводятся указания на определенные алгоритмы и методические приемы обработки и интерпретации материалов ГИС, а дается представление об использовании данных керна, испытаний и ГИС, как исходной информации для создания геологической модели.

В качестве рекомендаций отмечаются способы и возможности создания петрофизической модели от подхода к интерпретации данных ГИС и выделения литотипов и фаций до определения подсчетных параметров.

5.1 Два подхода к интерпретации данных ГИС

В интерпретации данных ГИС существуют два подхода к её реализации - интерпретация поточечная и поинтервальная.

В *поточечной* интерпретации фильтрационно-емкостные свойства рассчитываются последовательно для каждой точки всего интервала обработки – результатом интерпретации являются непрерывные кривые, не приуроченные к пластам ввиду нерасчлененного заранее разреза.

При *поинтервальной* интерпретации прежде выделяются интервалы, затем внутри них снимаются значения параметра и вычисляются ФЕС для интервала - результатом интерпретации являются кусочно-непрерывные кривые полученных характеристик.

Оба подхода к интерпретации имеют равные права на существование. При построении 2D и 3D моделей продуктивных пластов для подсчета запасов по одному месторождению, необходимо использовать параметры, рассчитанные одним и тем же способом интерпретации данных ГИС (либо по поинтервальной, либо по поточечной интерпретации).

Нельзя выделить преимущества одного подхода над другим. В случае применения различных подходов, следует учитывать, что результаты поточечной и поинтервальной интерпретации должны быть согласованы между собой.

5.2 Два подхода к литологическому расчленению разреза

Существуют два подхода литологического расчленения разреза – выделение интервалов по признаку «коллектор-неколлектор» и построение литологической модели компонентного состава пород.

При построении трехмерной литологической модели в первом случае – ячейки будут содержать признак «коллектор - неколлектор», несмотря на их возможное литологическое различие (глина, карбонатизированный песчаник). То есть в каждой ячейке содержится одно значение, характеризующее лишь один тот или иной литотип: коллектор или неколлектор (набор 1 и 0). В то же время, в нефтегазопромысловой геологии нет понятия «неколлектор», а есть слабопроницаемые и малопористые породы, то есть пропластки, которые в вышеописанной модели литологии имеют значение 0 и в пределах которых не восстанавливаются фильтрационно-емкостные свойства, физически являются проницаемыми.

Выделение различных литологических типов пород, слагающих геологический разрез, продиктовано не только необходимостью идентификации геологического разреза по комплексу геофизической информации, но и тем, что различные литологические типы пород-коллекторов обладают различным коллекторским потенциалом. Их выделение и количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств позволяют более надежно определять углеводородный потенциал месторождения и их распределение в объеме резервуара, что, безусловно, повышает эффективность их извлечения.

При определении характеристик коллектора следует выявлять основные разновидности минералов и понимать их взаимозависимости.

При расширенном комплексе ГИС возможно выделение следующих литотипов: алевролит, аргиллит, глины, песчаник, уголь, известняк, доломит, гипс, ангидрит, мергель, сланцы и др.

Не следует создавать слишком многокомпонентную модель, желательно ограничиться наиболее характерными литотипами для конкретного типа разреза.

5.3 Диагностика фаций по комплексу методов ГИС

Для создания достоверных 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. Дальнейшее изучение ряда свойств этого объекта выполняется не в целом, а для каждой фации в отдельности.

Для изучения продуктивных пластов, в идеале конечно, лучше использовать керновый материал. Однако сплошной отбор керна из продуктивных интервалов пробуренных скважин и дальнейшие его исследования – это сложное и дорогостоящее мероприятие.

Совершенствование методов ГИС позволило отказаться от большого количества отбора керна и проводить его в единичных (поисковых и разведочных) скважинах. Диагностика фаций с использованием комплекса каротажных диаграмм, с целью уточнения строения продуктивных пластов, должна включать:

- анализ лабораторных исследований керна для обоснования фациальной принадлежности изучаемых отложений;
- анализ информативности отдельных диаграмм ГИС для диагностики фаций;
- обоснование методов ГИС, которые будут использованы для выделения фаций для определенного типа отложений;
- выбор статистических и аналитических способов изображения результатов гранулометрического анализа при обосновании фаций, выделенных по ГИС;
- выявление закономерностей изменения в распределении петрофизических параметров коллекторов для разных фаций изучаемых отложений.

Так, обоснование информативного комплекса ГИС может осуществляться сопоставлением конфигурации каротажных диаграмм с керновыми данными. Например, для ряда отложений наиболее информативными являются методы гамма-каротажа (ГК) и самопроизвольной поляризации (ПС), которые опосредованно, через радиоактивность и адсорбционную способность пород и флюидов позволяют судить о зернистости пород. Методы ГК и нейтронного гамма-каротажа (НГК) позволяют наиболее надежно разделить в разрезе скважины карбонатные и терригенные породы.

В результате совместной работы специалистов петрофизиков и геологов по каждой скважине определяется принадлежность интервалов разреза к той или иной фации.

5.4 Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород

Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, которые являются основой геолого-технологической модели (ГТМ), производится по материалам геофизических исследований скважин (ГИС). Естественно, что основное внимание при этом уделяется потенциальным породам-коллекторам. Однако, практика моделирования показала, что необходима оценка ФЕС и литотипов-неколлекторов. Очень часто эти литотипы, не

содержащие запасы УВ, участвуют в процессе фильтрации флюидов и перераспределения давления в резервуаре.

Выбор алгоритмов оценки подсчетных параметров по данным ГИС зависит от полноты информации двух видов: литологических, петрофизических исследований керна и выполненного комплекса ГИС.

Данные ГИС содержат косвенную информацию о подсчетных параметрах, поэтому они должны настраиваться на прямую информацию: результаты исследования керна и испытания скважин.

Результаты исследований керна используются для оценки подсчетных параметров, разработки петрофизической основы комплексной интерпретации данных ГИС, а также для обоснования достоверности определения подсчетных параметров.

Таблицы со сведениями о выносе керна, объемах его исследования, представительностью керна по каждому подсчетному объекту являются необходимыми исходными данными для построения цифровых геологических моделей. Эти сведения необходимы для установления верности прямой информации о коллекторе и разрезе при построении связей типа «кern-кern» и «кern-ГИС». Образцы таблиц со сведениями о выносе керна регламентированы Инструкцией ГКЗ.

Детальное описание керна, петрофизические и литологические исследования керна являются основой для создания модели коллектора, получения основных петрофизических зависимостей и связей типа «кern-кern» для уточнения граничных значений «коллектор-неколлектор» и определения параметров пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$), начальной нефтенасыщенности ($K_{нн}$), коэффициента вытеснения ($K_{вт}$).

В случае, если строится литологическая модель компонентного состава пород, то граничные значения «коллектор-неколлектор» по пористости и проницаемости определяются для каждого литотипа. В дальнейшем, при построении трехмерной геологической модели, данные граничные значения будут учитываться для преобразования куба распределения литотипов в дискретный куб «коллектор-неколлектор».

В результате анализа литологических исследований керна, т.е. вещественного состава скелета, глинистой фракции и примесей, гранулометрического состава, содержание $C_{гл}$, $C_{ал}$, $C_{песч}$, $C_{карб}$, растворимых компонент делается вывод о сложности строения коллектора по минеральному составу скелетной фракции и глинистой составляющей.

Это означает, что должно быть сделано заключение о моно - или полимиктовости твердой части коллектора и о степени гетерогенности цементирующей компоненты.

Статистические характеристики основных петрофизических свойств рассчитываются для коллекторов каждого подсчетного объекта в случае литологического расчленения разреза на «коллектор-неколлектор» и для каждого литотипа подсчетного объекта в случае построения многокомпонентной модели. Характеристики представляются в таблице и включают в себя диапазоны изменения параметров, средние значения, а также на рисунках в виде распределений. Анализируются следующие петрофизические параметры – коэффициенты пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), остаточной водонасыщенности ($K_{во}$), объемной плотности (δ_p), карбонатности ($C_{карб}$). Обосновываются возможные минимальные значения $K_{во}$, δ_p , $C_{карб}$ и максимальные значения K_p , $K_{пр}$ в коллекторах/литотипах.

Петрофизические зависимости типа «керн-керн» строятся между основными параметрами: $K_p = f(K_{во})$, $K_{пр} = f(K_p)$, $K_{пр} = f(K_{во})$. В итоге должны быть получены уравнения регрессии с характеристикой тесноты связи. Петрофизические зависимости строятся для каждого выделенного литотипа, в случае построения многокомпонентной модели.

5.4.1 Определение коэффициента пористости

Определение коэффициента пористости производится по результатам количественной интерпретации данных ГИС при наличии соответствующих петрофизических зависимостей.

Методика оценки K_p выбирается, исходя из типа (модели) коллектора, установленного на основе анализа всей имеющейся геологической и геофизической информации. В любых геолого-технических условиях предпочтение должно отдаваться результатам интерпретации методов ГИС, чувствительных к пористости пород: СП, НК, АК, ГГКП.

Петрофизическую основу для определения пористости составляют корреляционные связи типа «керн-керн» или «керн-ГИС» между пористостью и геофизическими характеристиками ΔT , σ_p , $\alpha_{сп}$, ΔJ_p , ΔJ_x .

Их устанавливают для пород конкретного месторождения (горизонта, залежи) с тем, чтобы учесть вещественный состав скелетной части, тип и распределение глинистой компоненты, тип, количество и вещественный состав цементирующего вещества.

Используются в основном петрофизические связи «керн-ГИС» $K_p = f(\Delta T)$, $K_p = f(\sigma_p)$, $K_p = f(\Delta J_p, \Delta J_x)$, $K_p = f(\alpha_{сп})$ и др. Получаемые связи должны сопровождаться уравнениями регрессии, коэффициентами корреляции и оценкой погрешности определения коэффициента пористости. Коэффициент пористости определяется во всех литотипах как продуктивной, так и водоносной частях разреза с толщиной прослоев не меньше 0,8 м.

5.4.2 Выделение эффективных толщин

Выделение эффективных толщин по данным ГИС производится в соответствии с установленными кондиционными пределами параметров продуктивных пластов. В случае построения модели «коллектор-неколлектор» разрез продуктивного пласта в скважине будет

разделен на интервалы «коллектора», которые и будут представлять интервалы эффективных толщин, и интервалы «неколлектора». В случае построения многокомпонентной модели, сначала выделяются литотипы, для каждого из которых должны быть определены кондиционные пределы для дальнейшего разделения их на «коллектор-неколлектор». Как и в первом случае, в разрезе продуктивного пласта в скважине будут выделены интервалы «коллектора», которые и представляют интервалы эффективных толщин.

5.4.3 Оценка характера насыщения и определение положения контактов между пластовыми флюидами

Оценка характера насыщенности коллекторов заключается в их разделении на водоносные и нефте-газосодержащие. В общем случае поровые нефте-газонасыщенные коллекторы находят сопоставлением удельных электрических сопротивлений пластов $\rho_{\text{п}}$ ($\text{УЭС}_{\text{п}}$) со значениями этих сопротивлений для условий 100 %-ной насыщенности породы пластовой водой $\rho_{\text{вп}}$, которые рассчитываются через коэффициент пористости коллектора.

Для оценки характера насыщения сравнивают значения $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{вп}}$. Если $\rho_{\text{п}} \approx \rho_{\text{вп}}$, то коллектор является водоносным. При $\rho_{\text{п}} > \rho_{\text{вп}}$, коллектор относится к продуктивным.

Статистический способ оценки $\rho_{\text{п}}$ связан с построением распределений значений УЭС по интервалам, давшим при испытании притоки нефти или газа и пластовую воду. Точка пересечения интегральных распределений для продуктивных и водоносных коллекторов дает значения $\rho_{\text{п,кр}}$.

Более надежным статистическим способом оценки $\rho_{\text{п,кр}}$ является сопоставление значений УЭС по прослоям с притоками нефти и пластовой воды со значениями коэффициента пористости ($K_{\text{п}}$) или с показаниями метода ГИС, отражающими изменение коэффициента пористости, например, с относительной амплитудой СП ($\alpha_{\text{сп}}$).

Петрофизический способ оценки характера насыщения основан на расчете величин $K_{\text{в}}$ и $K_{\text{п}}$ и сравнения их для определенных величин пористости с критическими значениями $K_{\text{в}}^*$ и $K_{\text{в}}^{**}$, полученными из капилляриметрических исследований или по кривым относительных фазовых проницаемостей. Если в коллекторе $K_{\text{во}} < K_{\text{в}} < K_{\text{в}}^*$, то пласт является продуктивным; если $K_{\text{в}}^* < K_{\text{в}} < K_{\text{в}}^{**}$, то коллектор при испытании отдает нефть (газ) с водой; если $K_{\text{в}}^{**} < K_{\text{в}} < 1$, то пласт является водоносным. Пересчет величин $K_{\text{в}}^*$ в удельные сопротивления позволяет получить граничные значения $\rho_{\text{п,кр}} = \rho_{\text{п}}^*$.

Обоснование положения контактов между пластовыми флюидами выполняется по тем же геофизическим методам, по которым делают оценку характера насыщения коллекторов. Критерием положения ВНК, ГНК и ГВК являются критические значения $\rho_{\text{п,кр}}$.

Определение насыщающего флюида по стандартному комплексу ГИС часто затруднительно, особенно в случаях с нефтегазоконденсатными месторождениями, либо с

месторождениями, имеющими блоковое строение, где положения флюидных контактов в разных блоках находятся на разных уровнях.

Установленные по материалам ГИС положения ВНК, ГНК и ГВК должны быть подтверждены результатами испытаний изучаемых объектов. Работы по испытанию пластов приборами на кабеле проводят после обязательного комплекса ГИС с целью исключения неоднозначной геологической интерпретации данных комплекса ГИС в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, определения положений межфлюидных контактов и пластовых давлений в продуктивных интервалах.

Использование, например, результатов работы динамического испытателя пластов на кабеле (MDT) позволяет наряду с уточнением характера насыщения в сложных коллекторах, определить положения флюидных контактов и зеркала свободной воды. Во время исследований на кабеле (MDT) отбираются качественные пробы флюида, флюид анализируется в пластовых условиях, в том числе и для выявления изменений свойств пластовых флюидов с глубиной, поточно производятся замеры давлений.

5.4.4 Выделение эффективных нефте-газонасыщенных толщин

Выделение эффективных нефте-газонасыщенных толщин по данным ГИС производится в соответствии с установленными граничными значениями параметров, отделяющими водонасыщенные и нефте-газонасыщенные пропластки коллектора.

Для подсчета начальных геологических запасов эффективные нефте-газонасыщенные толщины в добывающих скважинах, пробуренных на участках залежи, в пределах которых начался подъем ВНК, ГНК или ГВК, учитываются до уровня первоначального положения контактов. Другими словами, скважины, пробуренные в районе залежи, охваченном влиянием разработки (полностью обводненные или с изменившимся насыщением в результате капиллярной пропитки), не участвуют в обосновании положения флюидных контактов. Для исключения таких скважин из обоснования необходимо провести оценку состояния разработки залежи, а обводненные интервалы эффективных толщин (выделяющиеся гипсометрически выше принятого уровня флюидного контакта) в этих скважинах считать первоначально нефте-газонасыщенными и учитывать при построении карт начальных эффективных нефте-газонасыщенных толщин.

Значения коэффициентов нефте-газонасыщения в интервалах разреза подверженных влиянию разработки (полностью обводненные или с изменившимся насыщением в результате капиллярной пропитки) определяются, но не учитываются в расчете средневзвешенных значений и при геологическом моделировании куба насыщения.

5.4.5 Определение коэффициента нефте-газонасыщенности

Определение коэффициентов нефте-газонасыщенности (K_n , K_g , $K_{нг}$) производится двумя способами:

- по данным ГИС с использованием метода сопротивления и петрофизических зависимостей $P_n = f(K_v)$, $P_n = f(K_p)$;
- по связям «кern-ГИС», построенным по данным исследования керна из скважин, пробуренных на безводных ПЖ $\rho_n = f(W_v)$, где $W_v = K_v \times K_p$, – объемная влажность. Этот подход применяется на месторождениях, где затруднена оценка сопротивления пластовой воды.

Петрофизические зависимости $P_n = f(K_p)$ и $P_n = f(K_v)$ строятся по результатам исследования керна для конкретного месторождения с тем, чтобы учесть тип коллектора и особенности его строения.

Зависимость $\rho_n = f(W_v)$ является более обобщенной и может использоваться для однотипных отложений группы месторождений одного нефтегазонасного района.

Коэффициент нефте-газонасыщенности определяется в коллекторах с толщинами не менее 0,8 м из-за трудностей оценки удельного электрического сопротивления в прослоях меньшей толщины. Необходимо определять значения нефте-газонасыщенности во всех коллекторах как продуктивной, так и водонасыщенной частях разреза.

В коллекторах с $H < 0,8$ м коэффициент нефте-газонасыщенности оценивается через K_v по данным капилляриметрии с учетом положения прослоя над уровнем ВНК/ГНК/ГВК или по модели переходной зоны, построенной для изучаемой залежи.

Специалистам-геофизикам следует разделять нефте-газонасыщенные интервалы коллекторов с начальным низким нефте-газонасыщением и интервалы коллекторов, в которых низкое нефте-газонасыщение обусловлено влиянием разработки.

Значения коэффициентов нефте-газонасыщения в интервалах разреза подверженных влиянию разработки (полностью обводненные или с изменившимся насыщением в результате капиллярной пропитки) определяются, но не учитываются в расчете средневзвешенных значений и при геологическом моделировании куба насыщения.

В дальнейшем данную информацию необходимо учитывать при обосновании положения флюидных контактов и построении геологической модели насыщения.

5.4.6 Определение проницаемости

Проницаемость относится к числу наиболее сложных для определения параметров при изучении коллекторских свойств пласта. Существует множество методов, которые позволяют получить информацию о проницаемости как прямо, так и косвенно. Следует отметить, что данные полученные из разных источников зачастую, не согласованы. Тем не

менее, они все характеризуют единую среду, в связи с чем, должны быть учтены и взаимоувязаны. При этом, следует принимать в расчет масштаб и тип измерений, а также условия окружающей среды, влияющие на данные в момент измерений.

Измерения с помощью скважинных приборов

Проницаемость в скважине можно определить с помощью методов ГИС. Стандартные измерения осуществляются при помощи испытателя пластов на кабеле (ИПК) и приборов ядерного магнитного резонанса (ЯМР). В обоих случаях получаемые данные относятся к косвенным измерениям при пластовых давлении и температуре.

Лабораторные измерения на образцах керна

Анализ керна позволяет напрямую измерить в лаборатории абсолютную проницаемость при различных условиях эксперимента. Точность и достоверность лабораторных измерений обычно достаточно высока. Тем не менее, перед использованием этих данных необходимо учесть часть моментов:

- Методы очистки не всегда позволяют удалить все тяжелые углеводородные фракции, что может привести к занижению результатов;

- При традиционных измерениях образцы керна обычно отбираются через каждые 30 см, при этом считается, что они дают представление обо всем объеме данной секции керна. Однако, если бы образец был отобран немного в другом месте, для того же самого объема керна было бы получено другое значение проницаемости, в особенности при наличии мелкомасштабных неоднородностей;

- Результаты измерений следует корректировать с учетом влияния проскальзывания газа, которое также называется эффектом Клинкенберга. Это явление связано с различной физикой потока жидкостей и газов в сети пор. Когда диаметр пор приближается к длине свободного пробега газа, молекулы газа имеют конечную скорость у стенок пор, тогда как с жидкостями такого не происходит. Влияние проскальзывания газа сводится к увеличению объемной скорости потока, что более явно проявляется в породе с низкой проницаемостью и с теми газами, которые имеют малый молекулярный вес.

- Результаты измерений должны корректироваться с учетом давления вышележащих пород. Когда керн извлекается на поверхность, воздействие сжимающих сил исчезает, и порода расширяется во все стороны. В свою очередь, это расширение ведет к изменению геометрии порового пространства, что может сильно влиять на проницаемость породы, в зависимости от разницы давлений, степени консолидации этой породы и содержания глины.

В результате проницаемость по керну в лучшем случае является точной только для определенного образца и только в особых лабораторных условиях, поэтому непосредственное использование этого показателя в расчетах, связанных с разработкой

пластов, может привести к серьезным ошибкам. Поэтому, когда в распоряжении имеется информация из других источников, её всегда следует сопоставлять с данными керна, а также объяснять все возникающие несоответствия.

Еще один метод, который часто применяется в лаборатории на распиленном керне, предполагает использование пермеаметра. Устройства такого типа используются в лаборатории для расчета профилей проницаемости с большим количеством измерений. Эти данные оказываются особенно полезными, если предполагается присутствие мелкомасштабных неоднородностей. В большинстве случаев результаты, полученные с применением пермеаметров, сопоставимы с данными обычных замеров проницаемости на образцах керна.

Эмпирические зависимости

Наиболее распространенным способом оценки профиля проницаемости в скважине, пробуренной без отбора керна, является использование прогнозов проницаемости, обычно в виде эмпирического уравнения. Как правило, это требует набора эталонных данных по одной или нескольким ключевым скважинам, для которых имеется исчерпывающая информация по керну и каротажу. Этот набор эталонных данных применяется для построения функции и для проверки достоверности полученных результатов.

Любые эмпирические зависимости, в частности соотношение пористость-проницаемость, могут быть использованы для оценки трехмерной трендовой составляющей. При этом важно понимать, что в большинстве случаев созданная модель распределения проницаемости вполне может оказаться слишком сглаженной по сравнению с реальным распределением.

Зависимость пористость-проницаемость

Безусловно, наиболее часто используемым методом расчета проницаемости является использование зависимости пористость-проницаемость. Давно известно, что для большинства коллекторов характерна достаточно линейная зависимость между этими параметрами в полулогарифмическом масштабе, что позволяет определить проницаемость при наличии профиля пористости. На рисунке 7 представлен типичный пример графика проницаемости от пористости, описывающий аллювиальный терригенный коллектор.

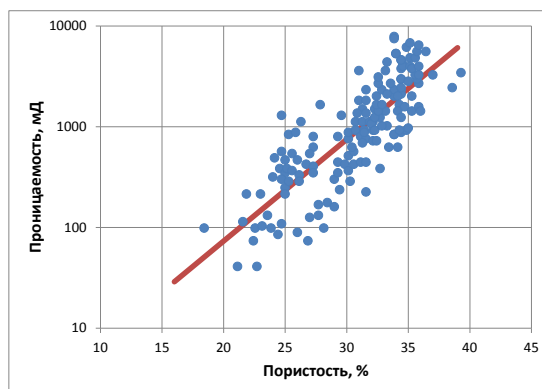


Рисунок 7 – Соотношение K и ϕ для аллювиальных отложений

Следует отметить, что фактическая изменчивость проницаемости для определенного значения пористости значительна и может составлять более одного порядка. Кроме того, если сравнить гистограммы распределения фактической и рассчитанной проницаемости (рисунок 8), можно увидеть эффект сглаживания, который в общем случае обратно пропорционален коэффициенту корреляции.

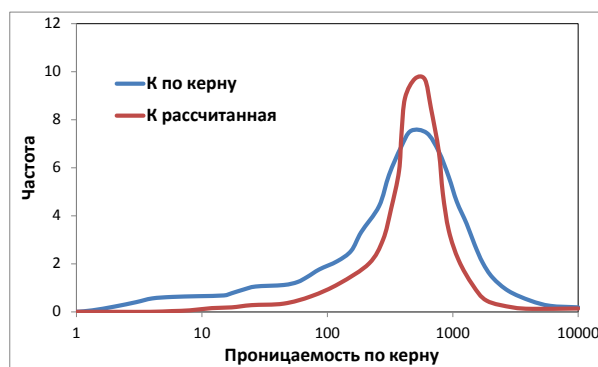


Рисунок 8 – Гистограммы рассчитанной и фактической проницаемости

В некоторых отложениях, например, в однородных терригенных пластах, зависимости пористости от проницаемости отличаются очень низкой дисперсией. В этом случае, полученные зависимости рекомендуется использовать для расчетов проницаемости. В других случаях, как это не редко имеет место в карбонатных породах, эта зависимость является очень неоднозначной и не позволяет применять регрессию. Хорошим методом при оценке проницаемости по зависимости такого типа является разбиение совокупного множества данных $K=f(\phi)$ на ряд подмножеств, для которых характерно более однородное поведение. Самым простым путем, безусловно, является построение различных зависимостей проницаемости от пористости для различных пластов или областей месторождения. Гораздо лучшие результаты можно получить в том случае, когда для исследуемого пласта проводится фациальный анализ, поскольку критерии, лежащие в основе

классификации фаций, часто связаны с петрофизическими свойствами породы. Достаточно часто наблюдается значительное улучшение коэффициента корреляции зависимости $K=f(\varphi)$ при построении его отдельно по фациям.

Также рекомендуется помнить, что по типу пустотного пространства выделяется несколько типов коллекторов (поровый, порово-каверновый, каверновый, трещинный и смешанный), которые отличаются друг от друга своими фильтрационно-емкостными свойствами. Например, трещинный тип коллектора характеризуется низкой пористостью и чрезвычайно широким диапазоном колебания проницаемости – от 0,01 мД до 1000 мД и более. Поэтому, в случае наличия в породе различных типов пустотных пространств, при построении зависимости $K_n = f(K_{np})$ (рисунок 9) по результатам исследования образцов керна, для каждого из них будет свое облако точек, которое будет аппроксимироваться в свою функциональную зависимость (рисунок 9).

Множественные линейные регрессии

Во многих случаях, даже если речь идет о терригенных отложениях, зависимости проницаемость-пористость порой имеют слишком большой разброс, не позволяя создать достоверную зависимость. Это обычно происходит тогда, когда петрологические переменные (цементация, гранулометрический состав, диагенетические изменения и т.п.) имеют большой вес в структуре пор данной породы. В этом случае необходимо применять более сложный подход, который позволит учесть влияние различных параметров, помимо пористости. Множественная линейная регрессия представляет собой более сложный метод оценки по сравнению с простыми зависимостями $K=f(\varphi)$ и обычно позволяют быстро и надежно определить проницаемость для большинства коллекторов.

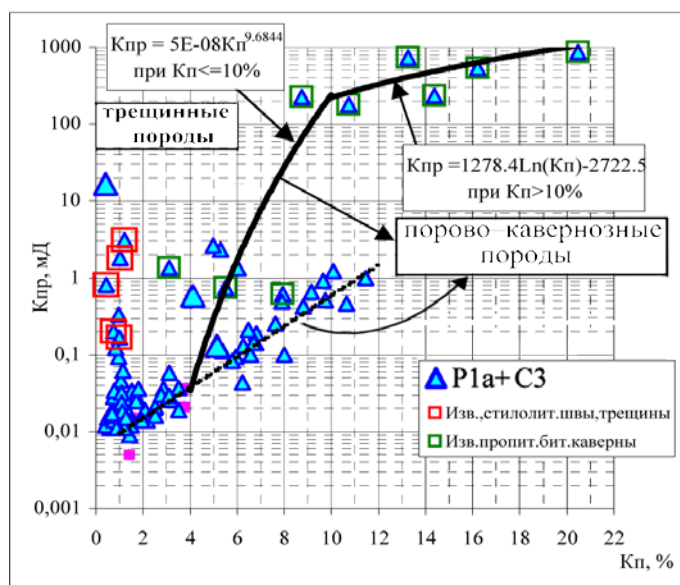


Рисунок 9 – Пример зависимости пористости от проницаемости для различных типов пустотных пространств

Эта методика основана на определении коэффициентов «с» уравнения вида:

$$\log(K) = c_0 + c_1 \times x_1 + c_2 \times x_2 + \dots + c_n \times x_n \quad (3)$$

Расчеты производятся с учетом одной или нескольких опорных скважин, для которых в распоряжении имеются профили проницаемости по керну. Полученное в результате уравнение может затем применяться в отношении любых других скважин, для которых известны независимые переменные x . Независимые переменные следует выбирать из числа тех параметров, которые оказывают сильное влияние на проницаемость. Такими, например, являются пористость, водонасыщенность и глинистость. В источнике исчерпывающе рассматривается применение множественных линейных регрессий для расчета проницаемости.

Эмпирические уравнения

В большинстве случаев эти уравнения позволяют получить только приближенную оценку проницаемости. Главная проблема в данном подходе связана с тем, что проницаемость, определенная по другим источникам, никак не участвует в расчетах. При этом нередко создаются такие профили проницаемости, которые совершенно не соответствуют имеющейся информации. В связи с этим, когда представляется возможным, настоятельно рекомендуется проверять достоверность этих результатов, сопоставляя их с данными замеров проницаемости по керну.

Объединение информации

Прежде чем прилагать какие-либо усилия по интеграции данных, важно понять природу информации, полученной из каждого источника. Согласование различных имеющихся в распоряжении данных проницаемости не является легкой задачей, при этом нет никаких абсолютных правил. Возможно, что самым лучшим способом объединения данных проницаемости является пошаговый подход, предполагающий последовательную интеграцию данных от макро- до мегамасштаба.

5.5 Учет результатов интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах

Горизонтальными принято называть скважины, ствол или часть ствола которых имеют углы наклона в вертикальной плоскости (зенитные углы) от 56° на наклоннопадающих участках и до 110° на инверсионных.

Горизонтальные скважины (ГС) делятся на собственно горизонтальные скважины, когда наклонный и горизонтальный участки являются продолжением обычных вертикальных скважин, и боковые горизонтальные стволы, бурение которых ведут из стволов ранее пробуренных скважин.

Профили горизонтальных скважин по конфигурации делятся на трехинтервальные, которые включают вертикальный участок, участок набора зенитного угла, горизонтальный участок, и пятиинтервальные, состоящие из участков вертикального бурения, набора зенитного угла (угол меньше, чем у трехинтервальных скважин), прямолинейного наклонного, еще одного участка набора зенитного угла и горизонтального.

Комплекс ГИС для скважин с горизонтальным окончанием ствола содержит ГТИ, ПС (градиент ПС), БК, ИК или ВИКИЗ, ГК, НК, резистивиметрию и инклинометрию. В дополнительные исследования включены АК, ГГК-П (или ГГК-ЛП), спектральный ГК, ЯМК. В горизонтальных скважинах возможно также проведение специальных исследований со сменой условий геофизических работ (минерализации или плотности промывочной жидкости и т.п.).

При оценке коллекторских свойств и насыщения пород по данным ГИС горизонтального участка ствола скважины следует помнить, что глубинность исследований может превышать толщину пласта на горизонтальных участках и результаты могут быть искажены. В связи с этим рекомендуется при интерпретации либо ограничиваться набором методов с низкой глубинностью исследований, либо в большей степени доверять результатам интерпретации ГИС в той части ствола, которая имеет угол наклона в вертикальной плоскости до 60° .

Величины эффективных толщин, полученные при интерпретации горизонтальных участков ствола, не используются при построении карт эффективных толщин пласта, а также не учитываются при расчете среднего значения эффективной толщины по скважинам в целом по пласту.

При построении структурных поверхностей по стратиграфическим или подсчетным границам кровли продуктивного пласта (на который пробурена горизонтальная скважина) рекомендуется учитывать значения а.о. соответствующих границ, определенные в горизонтальных скважинах.

При построении трехмерной модели изучаемого объекта рекомендуется учитывать данные результатов литологической интерпретации ГИС горизонтального участка ствола. Если в горизонтальных скважинах по результатам ГИС определены значения пористости и на эти величины не повлияла ограниченная толщина пропластков, то их необходимо использовать при построении куба пористости.

6 Палеотектонический анализ

Палеотектонический анализ проводится с целью оценки влияния конседиментационных и постседиментационных тектонических процессов на формирование

коллекторов нефти и газа и нефтегазовых залежей. Раздел описывается в Методических рекомендациях 2003 г.

7 Фациальный анализ

Создание седиментационной или фациальной модели пласта является одной из первых задач, которую следует выполнить при моделировании изучаемого объекта, так как она закладывает концептуальные основы литологической модели пласта, а в конечном счете соответствии полученной модели реальному объекту.

Понятие фация используется часто. Для того чтобы не возникло терминологической путаницы, ниже приводится определение, которое вложено в это понятие в данной работе: обстановкой условий осадконакопления (фацией) называют область, где работают сходные процессы накопления осадков.

Фация – это часть одновозрастного слоя, характеризующаяся специфическими признаками (состав, структура, текстура и т.д.), отличающимися от соседних частей этого слоя, благодаря условиям их образования.

Примеры обстановок: дельты, побережья, периодически затапливаемые морем, дно моря и подводный береговой склон с конусами выноса.

Иногда используются переходные обстановки, если процессы в обстановках значительно отличаются. Например, центральная часть реки (поток) и пойменные отложения, склон (фронт накопления) и продельта (шлейф осадков вокруг основного конуса выноса), подводящий канал (зона транзита) и устьевой бар (зона накопления).

Фации определяют в геологической модели пространственное распределение типов пород - литотипов, которые в свою очередь влияют на распределение коллекторских свойств (ФЕС) в модели. Развитие фациальных условий при накоплении одного пласта отражается в изменении фаций снизу-вверх по скважинам. Геолог на месторождении должен принять решение, какое число фациальных карт будет наиболее адекватно описывать фациальные разрезы в скважинах. Это требует введение в детальную корреляцию дополнительных границ, которые будут определять смену фациальных обстановок.

Описание выходов на поверхность отложений имеет огромное значение для понимания строения этих отложений. Это важно, прежде всего, для получения похожего результата в цифровой модели недоступных для такого изучения отложений.

Однако, основой для фациального анализа являются данные керн, каротажа и сейсморазведки.

Обстановка осадконакопления возникает как результат сочетания рядов фаций, имеющих индивидуальную геометрию и размеры. Установив хорошо изученные объекты-

аналоги, размеры и геометрию фаций можно использовать с них. Это лежит в основе прогноза формы и размеров, моделируемых фациальных зон.

Тип породы имеет разную вероятность встречи в разных фациях. Но в тоже время меняются свойства каждого типа порода. Например, песчаник в русловой промытой зоне потока и песчаник в дистальном фронте накопления будут иметь различные параметры (прежде всего проницаемости).

Для каждой фациальной обстановки установлена латеральная и вертикальная последовательность фаций. Седиментационная модель строится на базе определения фациальных ассоциаций, типичных для той или иной области условий осадконакопления.

Геолог в процессе моделирования описывает и предсказывает геометрию, размеры и распределение типов пород. Уверенность в результате построений может дать только глубокое понимание процессов осадконакопления. В основе понимания – детальное изучение объекта. Путь детального изучения - от общего (регионального) к частному (конкретному).

8 Флюидная модель, геометризация залежей

Ещё с середины прошлого века геологи нефтяники при создании пространственных моделей залежей нефти и газа столкнулись с необходимостью их геометризации. Общеизвестно, что в пределах гидродинамически единых резервуаров межфлюидные контакты теоретически должны быть субгоризонтальными.

Однако на практике такие контакты, к сожалению, встречаются весьма редко, что обусловлено рядом причин как геологического характера, так и связанных с неоднозначностью исходной геолого-геофизической информации. Вопрос этот имеет ключевое значение, так как напрямую влияет на конфигурацию залежей в плане, а также все остальные параметры, по которым рассчитываются объемы запасов углеводородов.

При геометризации залежей и построении флюидной модели большое влияние оказывает неоднозначность исходных данных – интерпретации ГИС, испытаний скважин и др.

8.1 Неоднозначность исходных данных

Первое, что надо сделать при выявлении значимой разности уровней контактов в пределах априори единой залежи – проверить всю исходную информацию, касающуюся геометрии «проблемных» скважин (тех, где значения абсолютных отметок контактов отличаются от фоновых), пространственного положения пересеченных ими границ резервуара и характера насыщения коллектора.

Это следующие основные неоднозначности:

- ошибки в координатах скважин. Они проще всего выявляются визуальным сравнением с их положением на утвержденных ранее подсчетных планах;

– ошибки в альтитудах достаточно просто диагностируются визуальным анализом карт альтитуд и выявлением на них аномальных зон;

– ошибки в инклинометрии чаще всего связывают с инструментальной погрешностью инклинометров. Ошибка определения глубин пластопересечений этими приборами зависит от удлинения скважин и её глубины. Косвенно о таких ошибках свидетельствуют интенсивные аномалии на структурных картах, составленных по данным бурения, в случае относительно густой сети разбуривания, которые не подтверждаются другими методами исследований, в частности сейсморазведкой 3Д. Кроме того, следует учитывать также возможное наличие погрешности, связанное с растяжением кабеля, которое составляет в среднем около 1 м на 1 км глубины. В пределах значений этих погрешностей допускается введение поправок, корректирующих абсолютные отметки пластов в скважинах на сейсмические структурные поверхности, либо соответствующих значениям ВНК/ГВК, определённым по вертикальным (чаще всего разведочным) скважинам. При этом необходимо тщательно следить за тем, чтобы эти поправки по смежным пластам совпадали, или имели закономерный тренд изменения (постепенное изменение вниз по разрезу). Для каждого типа инклинометра существует возможность расчета погрешности определения абсолютной отметки, которая складывается из погрешностей аппаратуры и погрешностей методики расчета;

– петрофизические параметры, определяемые по данным ГИС, имеют некоторую погрешность, в том числе и неоднозначность по характеру насыщения. Например, в Западной Сибири насыщение обычно определяется по граничной величине параметра ρ_n , всегда имеющего переходный интервал значений. Поэтому в случаях, когда характер насыщения не подтверждён испытаниями пласта на приток, иногда возможно варьировать этим параметром. То есть для сглаживания аномальных абсолютных значений ВНК вполне допустимо менять характер насыщения в тех скважинах, где ρ_n близко к граничному;

– в случае, когда при перфорации получены притоки чистой нефти, достаточно уверенно можно говорить о вскрытии нефтеносного пласта. Однако получение воды в ходе испытания на приток, особенно небольших объёмов (первые кубометры в сутки), вовсе не всегда свидетельствует о водоносности пласта в целевом интервале. Изучение дел скважин и динамики их работы часто позволяет объяснить «высокую» воду заколонными перетоками (негерметичностью скважины), совместной работой нескольких интервалов (в случае испытаний в открытом стволе), или притоками промывочной жидкости (ФБР), которую слишком сильно «задавили» в зону проникновения при бурении. Кроме того, при испытании скважин на высоком уровне депрессии в переходной зоне, которая иногда может охватывать и весь резервуар, нередко получают приток «рыхлосвязанной» пластовой воды. При иных

(более низких) депрессиях вода в скважину не поступает. Таким образом, в этих случаях появляется возможность определить в модели залежи обсуждаемые интервалы перфорации как всё-таки нефтеносные, особенно если это подтверждается результатами интерпретации данных ГИС;

– при моделировании водонасыщенности, и анализе ВНК в частности, следует обязательно учитывать такие параметры, как дата бурения и интенсивность разработки. Как известно, в ходе разработки залежи происходит обводнение продуктивных интервалов, и уровень межфлюидных контактов со временем поднимается. Так как необходимо определить начальное состояние залежи, для построения модели должны быть использованы только те данные, которые не были подвержены влиянию процесса разработки или были исправлены на начальное состояние залежи;

– ошибки в корреляции ГИС достаточно часто выявляются именно на стадии анализа контактов, в результате чего коллектор с насыщением, противоречащим близрасположенным скважинам, переводится в другой продуктивный интервал, либо выделяется новый объект. Именно поэтому корреляция ГИС и, соответственно, зависящие от неё результаты сейсмических структурных построений, не могут считаться окончательными до завершения анализа контактов.

Рассматриваются различные возможные объяснения негоризонтальности межфлюидных контактов в пределах единой залежи, если анализ всех перечисленных неоднозначностей не принес результата, а анализируемая залежь изначально рассматривается в качестве единого объекта (резервуара).

Тогда можно попытаться объяснить наблюдаемую негоризонтальность поверхности контакта несколькими возможными причинами.

8.2 Возможные причины негоризонтальности поверхностей флюидных контактов

Как известно из теоретической основы модели переходной зоны, уровень подъёма воды за счёт действия капиллярных сил зависит от среднего диаметра пор. До некоторой граничной величины, уменьшение размерности пор приводит к повышению этого уровня. Таким образом, если изучаемый коллектор в плане литологически неоднороден (например, в пределах залежи присутствуют различные фациальные зоны), уровень ВНК будет колебаться в зависимости от литологии/пористости коллектора на данном участке.

В литературе проанализированы случаи, когда гидродинамический напор движущихся грунтовых вод оказывает давление на мигрирующие УВ, при достаточном градиенте вызывая образование однонаправленного наклона ВНК: при этом приподнятая часть поверхности находится во «фронтальной» части залежи, где это давление

максимально. Чтобы обосновать влияние на конфигурацию контактов подобного феномена, необходимы статистически представительные данные о пластовых давлениях в водоносной части резервуара, которые, к сожалению, не всегда доступны.

Физические свойства нефтей тоже оказывают влияние на капиллярные силы и ограничение подъёма пластовых вод по порам. В работах теоретически обосновано и показано, что различная плотность нефти в разных частях резервуара приводит к изменениям уровня ВНК до 10 м. В качестве физического объяснения рассматривается геотермический градиент, который приводит при разнице температур в 11°C в противоположных участках залежи к весьма существенному различию в плотности нефти в 0.25 г/см^3 , и как следствие к изменению уровня ВНК. Очевидно, что перечисленные факторы не могут резко изменяться на небольшом расстоянии, и оказывают существенное влияние на наклон контактов лишь при достаточно большой площади залежей. Для использования этой модели в качестве объяснения разности контактов, также необходимы статистически надёжные данные о свойствах нефтей.

Недосформированные залежи – это достаточно экзотическое объяснение негоризонтальных контактов, которое подразумевает неравновесность системы вода/УВ-флюид. Тем не менее, оно применимо для регионов с активным развитием неотектонических процессов, когда на основании имеющихся геологических данных удаётся доказать новейший возраст ловушек (т.е. сформировавших их тектонических процессов).

8.3 Обоснование разделения резервуаров на блоки с различными контактами флюидов

Если не удалось аппроксимировать контакт субгоризонтальной поверхностью, либо удовлетворительно обосновать причины его негоризонтальности, при моделировании обычно приходится расчленять залежь на гидродинамически изолированные блоки. Наиболее часто для этого используется структурный, тектонический и литологический факторы.

Структурный фактор

При формировании структурного каркаса модели можно осуществить искусственное разделение антиклинального поднятия на несколько смежных куполов, прогибы между которыми имеют достаточную глубину, чтобы на каждом поднятии мог быть индивидуальный уровень контакта. Такой способ иногда применим при отсутствии либо неоднозначности сейсмических данных (т.е. в рассматриваемом интервале нет надёжной фазовой корреляции отражений, либо не проводилось детальных сейсмических работ), когда погрешность структурных построений в межскважинном пространстве достигает 20-30 м и более. Для анализа возможной погрешности в межскважинном пространстве, которая

различна для разных геологических условий, используют инструменты геостатистики, либо оценку точности структурных сейсмических построений. Однако, при близких значениях абсолютных отметок продуктивного пласта в близрасположенных скважинах, т.е. при в целом ровном рельефе кровли коллектора, этот способ не может считаться приемлемым.

Тектонический фактор

Очень часто в качестве гидродинамических экранов используются разрывные нарушения. Кроме тех простых случаев, когда в сейсмическом волновом поле очевидны смещения по разломам, нарушающие связность коллектора, допустимо трассировать т.н. малоамплитудные нарушения без видимых смещений (зоны трещиноватости). Теоретически они тоже могут быть изолирующими за счёт постгидротермальных процессов в трещинах, таких, как окремнение, кальцитизация и т.п.

При этом обязательно следует иметь ввиду следующие моменты:

- эти зоны тоже должны быть каким-то образом видны в волновом сейсмическом поле, в качестве флексурных перегибов, интервалов потери корреляции отражений и т.п.;
- малоамплитудные нарушения должны уверенно прослеживаться по площади работ, образуя геологически непротиворечивые системы трещин;
- так же, как в случае разломов со смещением, каждая система малоамплитудных нарушений может быть либо изолирующей, либо проницаемой. Обычно геологически трудно объяснимо, когда нарушения одной системы, т.е. квазисинхронные, по различным продуктивным интервалам или в различных частях залежи рассматриваются то в одном, то в другом качестве.

Литологический фактор

Широко известны литологические ловушки, в которых роль флюидоупора по латерали играют зоны замещения/выклинивания коллектора. В случае, когда коллектор в целом имеет невыдержанное в плане распространение (континентальные, клиноформенные, рифовые фации и т.д.), вполне допустимым является прогнозирование зон глинизации, разделяющих залежь на части. При этом их контуры должны быть чем-то обоснованы (палеотектонические реконструкции, результаты атрибутного анализа либо инверсии сейсмического сигнала), и не противоречить имеющимся скважинным данным. Понятно, что если в скважинах на площади работ зон глинизации нигде не фиксируется, практически невозможно доказать достоверность их выделения в межскважинном пространстве.

Известны и другие механизмы разделения залежей, например, капиллярные экраны или разделение пластов на отдельные объекты со своими флюидными поверхностями.

Как было показано выше, все перечисленные стандартные способы объяснения/корректировки негоризонтальных контактов имеют вполне определённые границы применения.

На практике встречаются ситуации, когда использование всех этих способов не позволяет корректно решить проблему, т.е. получить в рамках общепринятых геологических представлений приемлемое и достаточно обоснованное объяснение имеющейся фактической информации.

Совершенно очевидно, однако, что в природе существуют разновидности гидродинамических экранов, о которых мы пока не имеем представления, а можем лишь констатировать их наличие во многих резервуарах. Таким образом, необходимы дальнейшие теоретические исследования в этом направлении, которые позволят сделать качественный прорыв в решении этого важнейшего практического вопроса.

С точки зрения наибольшей технологичности и гибкости для моделирования, когда использование всех перечисленных способов не позволяет корректно решить проблему, является способ введения на пласт плоскостей безамплитудных тектонических нарушений.

Построение флюидной модели происходит итеративно и вместе с уточнением структурно-тектонического каркаса, поскольку на каждом этапе выполняется контроль замыкания ловушек, сообщаемости залежей по площади и по разрезу (анализ толщин перемычек между пластами в скважинах и в межскважинном пространстве), согласованности положения контуров нефтеносности и газоносности результатам эксплуатации скважин.

9 Выходные данные для геологического моделирования

9.1 Результаты построения сейсмогеологической модели

В результате сейсмогеологической интерпретации данных сейсморазведки и ГИС для геологического моделирования передается следующие наборы данных:

- структурных поверхностей целевых горизонтов;
- прогнозных (трендовых) карт и кубов распространения литотипов;
- прогнозных (трендовых) карт и кубов распространения ФЕС;
- сейсмофациальных карт;
- прогнозных полигонов зон замещения и выклинивания;
- полигонов и плоскостей тектонических нарушений;
- прогнозных полигонов и плоскостей раздела коллекторов с различным характером насыщения (в большинстве случаев – газ/вода);
- корреляционных зависимостей между сейсмическими и скважинными параметрами;

– карт ошибок прогноза структурных поверхностей и коллекторских свойств пластов.

9.2 Результаты построения петрофизической модели

В результате петрофизической интерпретации данных керна и ГИС для геологического моделирования передается следующий набор данных:

- непрерывная по стволу кривая литологических типов пород;
- непрерывная кривая «коллектор-неколлектор»;
- непрерывная кривая характера насыщения для коллекторов;
- петрофизические зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ и $K_{пр}=f(K_{во})$ для разных литотипов;
- непрерывные кривые $K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в}$, $K_{нг}$, в интервалах неколлекторов они могут принимать постоянные значения, в карбонатном разрезе рекомендуется помимо кривой общей $K_{п}$ дополнительно иметь кривую $K_{п}$ вторичной пористости, для тонкослоистого разреза в интервалах приводится кривая $K_{песч}$.

9.3 Результаты детальной корреляции, сиквенс-стратиграфического, палеотектонического и фациального анализа

В результате детальной корреляции, сиквенс-стратиграфического, палеотектонического и фациального анализа для геологического моделирования передается следующий набор данных:

- описание механизма формирования отложений данного типа. Приводятся описания современных аналогов обстановок седиментации, фотографии обнажений и спутниковых снимков, характерные сейсмические разрезы и карты. Постулируются принципы выделения пластов и корреляции стратиграфических горизонтов. Описывается история формирования отложений, оценивается унаследованность развития;
- эталонные модели фаций - характерные кривые ГИС, фотографии и описания керна, набор, относительное количество и преимущественная последовательность литотипов в разрезе. В удачных случаях – сейсмические образы;
- набор карт для каждого пласта - фациальные карты с указанием источников сноса и направлений транспортировки осадков, структурные карты по кровле пласта, карты стратиграфических толщин (изохор). Карты дополняются принципами взаимоотношений фаций – закономерностями фациальных переходов;
- численные характеристики распределения литотипов в пределах фациальных зон. Для фациальных зон это – оценки вероятности наличия разных литотипов и геологических тел в разных фациальных зонах (описания, карты и ГСР), ожидаемые геометрические размеры тел, ожидаемые тренды изменения ФЕС по площади и по разрезу;

- корреляционные отбивки стратиграфических границ в скважинах, широтные и меридиональные схемы корреляции;
- кривые индекса фаций в скважинах.

9.4 Результаты построения флюидной модели и геометризации залежей

В результате построения флюидной модели и геометризации залежей для геологического моделирования передается следующий набор данных:

- положения границ флюидных контактов в скважинах;
- предварительные поверхности флюидных контактов для каждого моделируемого пласта, построенные на основе положения границ флюидных контактов в скважинах;
- полигоны и плоскости границ, на которых происходят резкие скачки флюидных контактов;
- закономерности изменения насыщения коллекторов в зависимости от их ФЕС и удаленности от поверхностей флюидных контактов - модели переходных зон (подробно рассматриваются в разделе, посвященном созданию кубов нефти, воды и газонасыщенности);
- полигоны контуров нефте- и газонасыщенности залежей.

10 Построение геологических моделей

10.1 Особенности построения модели на различных стадиях изученности

Технология построения модели зависит от изученности месторождения, поскольку на разных этапах изученности существенно различны плотность и объем геолого-геофизической информации. На стадии эксплуатационного разбуривания основные закономерности распределения ФЕС по скважинам и в межскважинном пространстве базируются на данных бурения, данные сейсморазведки их дополняют, особенно в краевых зонах.

На этапе поисково-разведочного бурения закономерности распределения ФЕС опираются в большей степени на данные сейсморазведки и концепцию геологического строения. Особняком стоят случаи, когда залежи вскрыты всего одно-двумя скважинами. Здесь приходится использовать закономерности распределения ФЕС для изучаемых пластов близрасположенных месторождений-аналогов либо принимать значения ФЕС константами.

Далее особенности распределения литотипов и ФЕС на разных этапах изученности будут рассмотрены более подробно.

10.2 Представление модели

Представление модели в ГКЗ осуществляется согласно требованиям действующего Положения ГКЗ «О порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья» (2010 г.).

Цифровые геологические модели должны сопровождаться главами в отчетах по подсчету геологических и извлекаемых запасов и пояснительными записками.

В пояснительных записках описывается содержание проектов моделирования – структура и состав электронного варианта передаваемых моделей или их отдельных фрагментов (схема индексации каталогов и файлов, идентификация представляемых параметров модели, с указанием типа и единиц измерения).

По геологической модели в отчете приводятся:

- систематизация и подготовка исходной геолого-геофизической информации;
- таблицы поправок в инклинометрию скважин;
- обоснование выбора границ модели месторождения в целом и отдельных подсчетных объектов;
- обоснование типа и размерности сетки;
- описание принятой модели тектонических нарушений и увязка тектонических нарушений по объектам моделирования;
- описание структурно-тектонического каркаса в случае моделирования многопластовых месторождений;
- сведения о величинах граничных значений ФЕС и петрофизических зависимостям (для разных литотипов);
- описание принятой модели флюидных контактов, моделей переходных зон;
- обоснование принятой технологии построения объемных сеток параметров, также указывается версия программного комплекса, использованного для моделирования;
- авторская оценка достоверности и точности построения трехмерной геологической модели. В данном разделе приводятся следующие сведения:

- отражение особенностей геологического строения (врезы, клиноформы, бары, биогермы, палеорусла, нарушения и т.д.) в трехмерной модели;
- соответствие принятой модели флюидонасыщения объемным сеткам фильтрационно-емкостных параметров и использованным трендовым закономерностям;
- табличные и графические сопоставления исходных геолого-геофизических данных с параметрами модели (распределения параметров по скважинам и по сеткам трехмерной модели, сопоставление средних, максимальных и минимальных значений параметров по скважинам и по сеткам трехмерных моделей, ГСР по скважинам и по отдельным фациальным зонам в

геологической модели, а также другие материалы, подтверждающие достоверность и точность трехмерных моделей);

- сопоставление карт параметров, полученных из трехмерной модели, и карт подсчетных параметров, представленных в отчете по подсчету запасов;
- таблицы сопоставления величин запасов и средних значений подсчетных параметров в 3D модели и в отчете по подсчету запасов.

Геологическая модель передается в виде файлов с данными (или в виде проекта), содержащих геометрию трехмерных сеток, поля параметров и результаты обработки геолого-геофизической информации. Ниже приведен перечень исходных данных и результатов моделирования, обязательных для передачи:

- наблюдаемые траектории скважин. При использовании траекторий скважин как «псевдовертикальных» в отчете по построению модели приводится обоснование невозможности использования наблюдаемых траекторий;

- кривые ГИС оптимальные для корреляции разрезов скважин (например, для Западной Сибири - ПС, ИК, БК, ГК, НК). Для крупных месторождений с числом скважин более 300 допускается загрузка кривых ГИС по тому количеству скважин, по которому приведенная информация обеспечивает возможность проверки правильности принятой модели осадконакопления;

- кривые результатов интерпретации ГИС - дискретные кривые литологии и характера насыщения, непрерывные кривые пористости, проницаемости, нефте(газо)насыщенности, песчанистости (в случае тонкой слоистости);

- стратиграфические разбивки (маркеры) в скважинах;
- структурные поверхности по стратиграфическим границам;
- отбивки положения флюидных контактов в скважинах;
- поверхности флюидных контактов;
- трендовые сейсмические поверхности и кубы свойств;
- карты (схемы) различных фациальных обстановок осадконакопления;
- полигоны зон глинизации, контуров нефтеносности (газонаосности), категорий запасов;

- цифровые двумерные карты эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин из отчета по подсчету запасов;

- кубы объемных сеток параметров (литологических, фильтрационно-емкостных, насыщенностей) по продуктивным пластам, использованных при построении модели:

- дискретный куб фаций и/или литологии;

- дискретный куб флюида (характера насыщения) - вода, нефть, газ;
- дискретный куб регионов - зон и категорий запасов;
- непрерывный куб пористости;
- непрерывный куб проницаемости;
- непрерывный куб нефтенасыщенности (при наличии газа - нефтенасыщенности, газонасыщенности и водонасыщенности).

Вышеуказанные материалы представляются в бумажной и электронной форме. Объемы и детальность проработки отчетов определяются авторами в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов.

10.3 Обоснование принятой методики моделирования

В настоящее время используются два основных подхода к прогнозированию данных – детерминистический и стохастический.

10.3.1 Использование детерминистического подхода при построении геологических моделей залежей с трудноизвлекаемыми запасами

Детерминистический подход используется, как правило, при наличии относительно равномерной сети наблюдений с высокой плотностью расположения скважин. Детерминистическое моделирование подразумевает создание единственной, наиболее вероятной, реализации параметра. В настоящий момент разработано достаточно много математических алгоритмов, реализующих этот подход: Inverse Distance to a Power, Minimum Curvature, Radial Basis Function Moving Average и т.д.

10.3.2 Использование стохастического (вероятностного) подхода при построении геологических моделей залежей с трудноизвлекаемыми запасами

Стохастический (вероятностный) подход предпочтителен на разведочной стадии бурения. Он заключается в распространении степени неоднородности коллектора, выявленной по вариограммам на разбуренном участке площади на всю изучаемую площадь. Стохастическое моделирование является случайным в том смысле, что оно воспроизводит семейство реализаций моделей, каждая из которых совместима с априорной моделью и существующими скважинами.

Этот метод используется чаще всего на неравномерно разбуренных месторождениях.

В настоящее время пиксельные (или непрерывные) и объектно-ориентированные алгоритмы представляют собой наиболее широко применяемые вероятностные модели для определения коллекторских свойств пласта.

В модели, основанном на пиксельном алгоритме, предполагается, что моделируемая переменная является реализацией непрерывной случайной функции, распределение которой (часто по Гауссу) характеризуется фиксированными пороговыми значениями, которые

идентифицируют различные фации или различные диапазоны петрофизических данных. Возможно, самыми популярными из этих алгоритмов являются усеченные гауссовы случайные функции и индикаторный кригинг.

Объектно-ориентированные алгоритмы создают модели пространственного распределения осадочных тел за счет совмещения простых геометрических форм, таких как плоскости, круги или синусоиды, которые обычно моделируются в пределах глинистых фаций. Параметры этих объектов (ориентация, извилистость, ширина, ...) могут определяться на основе предполагаемой седиментологической модели, данных сейсморазведки, аналогии с обнажениями или интерпретации данных испытаний.

Объектное моделирование отличается хорошей связью с физическим смыслом моделируемых объектов. Однако, при этом требуется трудоемкий и корректный экспертный анализ и хорошее понимание исследуемой системы, чтобы выбрать набор форм объектов. При отсутствии достаточной информации о формах исследуемых объектов результаты моделирования могут оказаться далекими от действительности.

В отдельную группу можно выделить методы, сочетающие в себе достоинства пиксельных методов (высокая скорость работы методов, сохранение свойств по скважинам) и преимущества объектно-ориентированных подходов (могут учитывать различные седиментологические модели на основе обучающих образов). Набор алгоритмов получил общее название «Многоточечная статистика» (Multi Point Statistics).

10.4 Основные этапы построения геологических моделей

10.4.1 Минимизация информационных потерь при использовании результатов исследований природных объектов различных масштабных уровней (керна-ГИС-ГДИ-сейсморазведка и др.)

Построение геологической модели начинается с систематизации исходной геолого-геофизической информации и формирования проекта геологической модели. Список данных для построения геологических моделей приводится в Методических указаниях (2003 г).

По мере поступления новых геологических и технологических данных они должны догружаться в проект геологической модели.

Данные систематизируются, анализируются с позиции контроля их качества, непротиворечивости, загружаются в программный пакет геологического моделирования.

Подготовка данных для моделирования

Подготовка данных для построения основного структурного каркаса начинается с увязки абсолютных отметок ВНК, установленных в тестовом массиве скважин, со структурными отметками кровли коллектора и абсолютными отметками ВНК по всему

массиву скважин. Технология корректировки абсолютных отметок приводится в Методических указаниях (2003 г).

Основной структурный каркас строится по выверенным достоверным данным, в которые включаются вертикальные скважины, скважины с гироинклинометрией, телеметрией.

Скважины, отобранные для структурных построений стратиграфических поверхностей, должны быть равномерно распределены в пределах площади месторождения.

Перед построением трехмерной модели рекомендуется создать набор двумерных карт, которые являются ориентировочными и позволяют избежать ошибок.

Для построения структурных карт по кровлям и подошвам коллекторов используются все скважины для стратиграфического каркаса плюс скважины, в которых по данным ГИС установлено положение кровли и подошвы коллектора.

Подробно технология построения структурных карт по кровлям и подошвам коллекторов приводится в Методических указаниях (2003 г). Там же описывается и технология создания карт нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин, а также карт ФЕС. Для удобства технология построения ориентировочных карт приводится также в Приложении У. На основе построения ориентировочных карт осуществляется предварительная геометризация залежей и оценка запасов.

Граф моделирования

Современные программные продукты для создания 3D геологических моделей помимо систематизации исходной геолого-геофизической информации и результатов моделирования позволяют хранить последовательность операций при создании геологической модели (граф моделирования/workflow). Создание и использование графа моделирования позволяет оптимизировать процесс построения моделей, их дальнейшего сопровождения при поступлении новой геолого-геофизической информации, выполнения процедур многовариантного моделирования, а также существенно повысить эффективность процесса экспертизы моделей, создаваемых при подсчете запасов месторождений.

Трехмерные геологические модели месторождений углеводородов, созданные в составе работ по подсчету (пересчету) геологических и извлекаемых запасов, при передаче на экспертизу, в своем составе должны в обязательном порядке содержать граф моделирования.

В графе моделирования должна быть отражена вся цепочка действий от процедур подготовки исходной информации, до процессов создания геологической модели и подсчета запасов. Процессы, описанные в графе моделирования должны содержать все настройки, связанные с конкретной операцией.

В создаваемый Workflow рекомендуется включать следующие процессы:

- операции с данными ГИС, РИГИС (создание, редактирование кривых, расчет петрофизических свойств);
- операции по созданию и редактированию осредненных оценок параметров РИГИС для моделируемых пластов;
- процедуры по созданию 2D карт параметров;
- процедуры, связанные с созданием структурного каркаса;
- создание сеточной области геологической модели;
- осреднение данных РИГИС на сеточную область геологической модели;
- построение фациальной модели;
- построение литологической модели;
- построение моделей ФЕС пласта;
- построение модели коллектора;
- процедуры по подсчету запасов УВС и подсчетных параметров.

10.4.2 Построение структурных поверхностей

Построение собственно модели начинается с построения основного каркаса, состоящего из структурных поверхностей по кровле и подошве пластов, циклов, а также поверхностей тектонических нарушений. Для построения структурной (-ых) поверхности (ей) пласта или цикла используется обычно массив «вертикальных» скважин. Кровли и подошвы пластов (циклов) рассчитываются конформно (согласно) соответствующим границам пластов по сейсмическим структурным картам с одновременной увязкой по контрольным точкам.

Данная операция может быть встроенной опцией в пакете программ геологического моделирования, либо выполняться последовательно следующих операций:

- по опции обратной интерполяции структурной сейсмической карты по кровле пласта на контрольные точки по скважинам определяются значения невязок;
- по значениям невязок рассчитывается карта невязок, карта ограничивается максимальным и минимальным значением невязок в контрольных точках;
- с учетом невязок структурная сейсмическая карта пересчитывается в структурную карту кровли верхнего цикла или пласта.

Аналогичные операции проводятся для кровель всех пластов (циклов), входящих в основной структурный каркас. При дальнейшем построении модели структурные поверхности могут уточняться с учетом карт общих и эффективных толщин для избегания возможных пересечений.

Таким образом, структурный каркас строится методом наращивания мощностей или сверху вниз или снизу-вверх. Обязательно проводится обратная интерполяция на значения абсолютных отметок в контрольных точках структурных поверхностей. Невязки при обратной интерполяции цифровых структурных карт на значения а.о. в контрольных точках не должны превышать ± 0.2 м.

Предельное значение невязки может быть увеличено, если скважины с существенно разными значениями а.о. находятся на расстоянии меньше 2-х ячеек цифровой сетки.

При построении модели обязательно проверяется согласованность модели во избежание возможных пересечений. Пересечения локализуются путем вычитания двух последовательно расположенных структурных поверхностей. Особое внимание к пересечениям следует уделить в тех случаях, когда для построения двух последовательных структурных поверхностей используются разные по количеству скважин массивы данных.

В случае, если поверхности нарушений пересекают траектории скважин, то плоскости нарушений увязываются к этим контрольным точкам.

10.4.3 Обоснование размерности и внутреннего строения сетки геологической модели

При обосновании 3D сетки геологической модели учитывается комплекс факторов, в числе которых условия седиментации изучаемых отложений, плановые размеры и ориентация залежей углеводородов, наличие тектонических нарушений. Размерность сеточной области может быть обоснована отдельно для каждого моделируемого объекта.

Схема разбиения сеточной области на слои

Моделируемый горизонт можно представить, как набор генетически связанных слоев, которые прослеживаются по всей площади их распространения. Опорные поверхности сеточной области разделяют различные периоды осадконакопления и формируют слои, соответствующие определенному геологическому времени.

С точки зрения стратиграфии, первостепенной задачей при создании 3D сетки является достоверное определение внутреннего строения пласта. В принципе существует две схемы разбиения сеточной области на слои:

- пропорциональное напластование. Генетические образования более мелкого масштаба (пропластки, слои) присутствуют на всей территории изучаемой области, но их индивидуальная мощность может изменяться по площади. Их совокупная мощность также варьируется, а вот вертикальная последовательность сохраняется в каждой точке.

- параллельное напластование. Мощность каждого из мелкомасштабных генетических образований остается неизменной. Однако, поскольку общая мощность пласта может изменяться, вертикальная последовательность не сохраняется. Серия пропластков

может быть параллельной подошве, кровле или иной стратиграфической поверхности пласта.

Возможны также комбинированные схемы разбиения сетки на слои, например, в современных пакетах моделирования возможно задание параллельного напластования с возможностью ограничения количества слоев сеточной области.

Выбор корректного представления стратиграфической схемы напластования слоев в значительной мере влияет на моделирование, поскольку он определяет дальнейшее пространственное распределение параметров пласта.

Соответственно, тип сеточной области необходимо выбрать такой, чтобы он соответствовал процессам тектонической эволюции и осадконакопления. Например, пропорциональная схема разбиения сеточной области на слои, как правило, используется в случаях, когда седиментация отложений пласта осуществлялась в обстановке компенсированного прогибания бассейна осадконакопления. В этом случае модель отражает равномерное изменение общих толщин всех слоев. Конформная слоистость лучше всего подходит для моделирования эрозии и зон прилегания или налегания.

Детальность сеточной области

При выборе плановых размеров ячеек сеточной области следует ориентироваться на плотность геолого-геофизических наблюдений. Рекомендуются, чтобы между забоями скважин, независимо от расстояний между ними, было не менее 3 ячеек. Исходя из этого, размеры ячеек в плане обычно варьирует от 50 м до 200 м. Выбор мелкой сетки при малом количестве скважин с большими расстояниями между ними и отсутствии кондиционных прогнозных петрофизических параметров, полученных в результате интерпретации материалов сейсморазведки, следует признать нецелесообразным. Использование ячеек, размеры которых более 200×200 м также нецелесообразно, так как при этом существенно сглаживается геологическая неоднородность. В редких случаях, при моделировании залежей небольшого размера, могут применяться более мелкие размеры ячеек (например, 25×25 м).

При обосновании размеров ячеек геологической сетки следует обратить внимание на возможность попадания нескольких скважин в одну ячейку. В результате возможно либо уточнение координат и перенос скважины в соседнюю ячейку, либо измельчение сетки. Если скважины, попавшие в одну ячейку несут идентичную геолого-геофизическую информацию, возможно исключение одной из скважин из построения геологической модели (исключается скважина, характеризующаяся более низкой информативностью и достоверностью данных).

Ориентацию ячеек необходимо согласовывать с преимущественной ориентацией структурного плана, тектонических и литологических границ, системой разработки залежей (согласовывается с гидродинамиком).

Вертикальный размер ячеек, как правило, выбирается исходя из условий корректного переноса вертикальной неоднородности разреза в скважинах на сеточную область ГМ. В большинстве случаев, оптимальным считается размерность ячеек по вертикали в диапазоне от 0,2 м до 0,5 м.

Разломы

Важным моментом построения сеточной области является принятие решения о включении тектонических нарушений в геологическую модель.

Разломы в сеточной области задаются как разрывы геометрии сетки. Ребра сетки, вдоль которых существует разрыв разлома, задаются как ребра разлома. Ребра разлома обычно соответствуют местоположению разлома в плане и характерному наклону соответствующего разлома в структурной модели.

Сетка модели, при встраивании в нее разломов, может создаваться как с условием регуляризации ячеек грида, так и без нее.

В случае создания сетки без регуляризации, геометрия ячеек, расположенных в непосредственной близости от разлома (а иногда и на значительном удалении от тектонических нарушений), может искажаться. Геометрические объемы прилегающих к разлому ячеек могут значительно отличаться от объемов ячеек, расположенных на большом удалении от нарушений.

В регуляризованной сетке, узлы ячеек располагаются таким образом, чтобы углы в ячейках были наиболее близки к прямым. При этом ребра разломов в сетке отличаются от таковых в структурной модели.

При создании сеточной области геологической модели следует помнить, что значительное количество ячеек «неправильной» формы может оказать влияние на гидродинамические расчеты в фильтрационной модели.

10.4.4 Литолого-фациальное моделирование

Фациальная модель

Исходные данные для фациального моделирования были описаны ранее.

Для каждой физико-географической обстановки, как правило, характерна латеральная и вертикальная последовательность лито-фаций. На основе анализа кернового материала и данных ГИС, а также на базе определения фациальных ассоциаций, типичных для определенных условий осадконакопления строится седиментационная модель пласта.

Подбирается аналог современной седиментационной обстановки осадконакопления в соответствии с пространственным распределением лито-фаций и с учетом принятой фациальной группы. В рамках выбранного аналога объясняется геологическая природа формирования типов разреза, проводится диагностика лито-фаций и прогнозируются

обстановки осадконакопления, предполагаемые седиментационной моделью, но не выявленные по результатам бурения.

С учетом построенной фациально-седиментационной модели, на основе интерпретации данных сейсморазведки, уточняются пространственные границы выделенных лито-фаций.

Развитие фациальных условий при накоплении одного пласта отражается в изменение лито-фаций снизу-вверх по скважинам. Это может потребовать введение в детальную корреляцию дополнительных границ, которые будут определять смену фациальных обстановок.

Построение фациальной модели

При фациальном моделировании, как правило, используются детерминистические или полудетерминистические подходы.

Полученные на стадии 2D построений карты-схемы обстановок осадконакопления используются для моделирования кубов фаций. Зачастую имеющиеся карты фаций переносятся на 3D сетку.

Тем не менее возможно использование и стохастических методов моделирования.

Моделирование куба фаций может проводиться, например, с помощью метода «Truncated Gaussian Simulation» и «Truncated Gaussian Simulation with trend». При моделировании задается карта фациальных зон для каждого моделируемого объекта (пласта или седиментационного цикла), ширина переходной области между фациальными зонами. Фациальный тренд определяется в соответствии с проградацией, которая присутствует в геологической модели. Вспомогательным параметром является переменная Variance, регулирующая степень проникновения одной фации в другую.

Результатом построения карт фаций является трехмерный куб обстановок осадконакопления. Куб фаций осадконакопления представляет собой дискретный куб, в котором каждой зоне условий осадконакопления присвоен свой индекс.

В последнее время разработаны пакеты моделирования условий осадконакопления (например, Petromod, Dionisos), позволяющие прогнозировать развитие обстановок осадконакопления на ранних стадиях изучения месторождений.

Построение литологической модели

После создания куба фаций выполняется литологическое моделирование с учетом закономерностей литотипов в каждой фациальной обстановке. Каждому фациальному комплексу соответствует свой набор литологических ассоциаций. При этом, каждый литотип характеризуется определенной вероятностью встречи для каждого фациального комплекса.

Исходными данными при построении модели являются литологические кривые, выделенные в скважинах.

При обосновании набора литологических комплексов в скважинах, используемых при геологическом моделировании, рекомендуется руководствоваться следующими критериями:

- выделенные литотипы должны отличаться распределениями значений пористости, проницаемости или функциями насыщения, в противном случае моделирование значительного количества типов пород в итоге не приведет к уменьшению неопределенности в распределении фильтрационно-емкостных свойств пласта;
- литотипы должны хорошо идентифицироваться как по керну, так и по материалам ГИС;
- выделенные литотипы должны иметь простые и объяснимые пространственные закономерности изменения.

Объектно-ориентированные методы моделирования

При ряде условий осадконакопления, особенно когда речь идет о меандрирующей реке, когда песчаные каналы в залежи представляют собой главный объект изучения пласта, эти модели могут давать очень достоверные изображения распределения присутствующих в пласте фаций. Наиболее успешным применение этого метода оказывается при низких значениях песчанистости.

Моделирование на основе объектов исходит из простого предположения, что различные фации ассоциированы с хорошо известными геометрическими формами. Предполагается также, что размеры этих форм (ширина, толщина, длина) являются случайными и что их статистические характеристики могут быть заданы геологом. При моделировании могут быть также задан ряд ограничений, касающихся взаимного расположения фациальных тел (например, пойменные прослои, появляющиеся в результате выноса осадков за границы русла, должны всегда находиться вблизи русла). Для контроля пропорций между различными объектами по вертикали или горизонтали используются тренды.

Объектные методы моделирования показывают хорошие результаты в случаях, когда расстояния между скважинами намного больше горизонтальных размеров моделируемых объектов. Однако, когда размеры песчаных тел превышают межскважинные расстояния, согласование реализаций со скважинными данными становится достаточно сложной задачей. В этом случае рекомендуется использование пиксельных методов моделирования.

Пиксельные методы моделирования

Наиболее популярным методом пиксельного литологического моделирования является индикаторный метод. В отличие от объектно-ориентированных алгоритмов, в пиксельных методах не делается никаких предположений о форме осадочных тел.

Исходными данными для индикаторного моделирования являются, так называемые, «индикаторные переменные», указывающие на присутствие или отсутствие исследуемой фации вдоль скважины. Для каждой индикаторной переменной рассчитывается ее вариограмма, которая показывает вероятность того, что значения индикаторной переменной, обнаруженные в разделенных соответствующим расстоянием двух точках будут различны. Чаще всего для индикаторных вариограмм используются сферические и экспоненциальные модели. По принятым вариограммам оцениваются значения порога вариограммы и рангов корреляции индикаторных переменных.

Радиус индикаторной вариограммы часто рассматривается как примерный размер отдельных фациальных тел. Это не правильно. Принимая во внимание тот факт, что индикаторная вариограмма одновременно описывает распространение, например, «глин» и «не глин», очевидно, что ее радиус не может одновременно характеризовать размер всех литотипов.

После того, как модель экспериментальной вариограммы индикаторной переменной подобрана, выполняется ее стохастическое моделирование. Чаще всего используется алгоритм последовательного индикаторного моделирования (Sequential Indicator Simulation). Современные программные комплексы геологического моделирования позволяют использовать в качестве исходных данных при моделировании вертикальные и латеральные тренды, отражающие вероятности встречи литотипов в плане и по разрезу. При использовании SIS важно рассчитать достаточное количество реализаций для исключения «стохастического шума» и адекватного воспроизведения трендовых карт в модели. При малом числе реализаций на картах средних параметров из модели возникают вариации литологии и ФЕС, не обусловленные скважинными данными и трендовыми картами. Оценки показывают, что в зависимости от сложности литологического строения пласта требуется от 11 до 51 реализации или более.

Нередко при литологическом моделировании используется метод многоточечной статистики (Multiple Point Statistics), сочетающий в себе преимущества пиксельных методов и достоинства объектно-ориентированных подходов. Так, в методе MPS значение каждой ячейки моделируется индивидуально, при этом в явном виде используются концептуальные модели фаций, реализованные в виде обучающих образов, в то время как метод индикаторного моделирования восстанавливает лишь модель пространственной непрерывности, которая задается вариограммой.

Использование метода MPS накладывает ряд ограничений, которым необходимо следовать. Эти ограничения связаны с формированием обучающих образов:

- трехмерность – в качестве обучающего образа должен использоваться 3D куб;
- стационарность – постоянство статистических характеристик обучающего образа во всем его объеме;
- повторяемость – многократное повторение одних и тех же текстурных элементов;
- непериодичность – части обучающего образа не должны быть точной копией друг друга, текстурные элементы должны повторяться в различных комбинациях, отражая все возможные варианты;
- относительная простота – обучающий образ не должен изобиловать сложными деталями, которые не могут быть воспроизведены в реализации;
- масштаб и ориентация обучающего образа, определяемые в ячейках модели, должны быть заданы в соответствии с моделируемым полем;
- статистические параметры, такие как среднее значение, вариограммы, удельная расчлененность, приведенная на число ячеек, размеры тел должны соответствовать данным по скважинам и целевым значениям;

При моделировании залежей, вскрытых малым числом скважин, рекомендуется использовать тренды, взятые для данного пласта с близрасположенных месторождений-аналогов.

Учет сейсмической информации при пиксельном моделировании

При наличии кондиционных результатов динамического анализа волнового поля при построении литолого-фациальной модели возможен учет результатов анализа материалов сейсморазведки, как на уровне карт, так и на уровне кубов, при достаточно надежной корреляции сейсмических и скважинных данных. В этом случае наиболее информативный атрибут, который заслуживает особого внимания – это куб значений импеданса. Исходя из особенностей работы индикаторного метода моделирования, дискретный параметр (наличие или отсутствие некоторой фации или литотипа) должен задаваться непрерывным свойством (сейсмическим атрибутом).

Решение этой задачи заключается в предварительном расчете по сейсмическому атрибуту вероятности присутствия фации в каждой точке и последующем учете этой вероятности при стохастическом моделировании.

Увязка сейсмических данных с выделенными лито-фациями по скважинам позволяет построить гистограммы сейсмических атрибутов, ассоциированные с отдельными фациями. Чем больше различие между гистограммами, тем больше вероятность того, что сейсмический атрибут позволит разделить фациальные комплексы или литологические

классы. Таким образом, основываясь на значениях атрибута и построенных гистограммах можно вывести вероятность присутствия в ячейках того или иного фациального комплекса.

Особенности моделирования карбонатных залежей

Моделирование залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, имеет ряд особенностей. Если разрез представлен чередованием хорошо коррелируемых поровых и плотных разностей, то вполне реализуемы обычные методические приемы, применяемые для пластовых залежей в терригенных коллекторах.

Однако нередко карбонатные массивы представлены нерасчлененной толщей, в которых фильтрационно-емкостные свойства контролируются не условиями седиментации отложений, а степенью развития вторичных, катагенетических процессов: растрескиванием, выщелачиванием, перекристаллизацией и т.д.

В связи с тем, что основными источниками формирования пустот для залежей подобного типа служат тектонические нарушения, а также связанные с ними зоны гидротермальных изменений и выщелачивания, построение модели разломов является обязательным, поскольку с ними могут быть связаны наличия коллекторов и наибольшей продуктивности.

Зачастую результаты интерпретации геофизических исследований в карбонатных коллекторах зависят от петрографического состава пород. Поэтому создание литологической модели на основании изучения кернового материала является очень важным при моделировании карбонатных отложений. Ее результатом является распределение параметров, характеризующих состав пород, который в свою очередь может быть связан с их возрастом. Состав и возраст пород могут быть тесно связаны с изменчивостью коллектора в результате процессов образования трещин, выщелачивания, появления вторичных минералов и др. При построении литологической модели может проводиться контроль сейсмических атрибутов для установления их взаимосвязи с физическими параметрами объекта.

10.4.5 Петрофизическое моделирование

Построение петрофизической геологической модели предполагает расчет в каждой ячейке сетки пористости, проницаемости и водонасыщенности.

В некоторых случаях возможен также расчет прогнозных значений динамических петрофизических параметров (остаточная и подвижная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения, фазовые проницаемости по нефти и воде, а также другие параметры, которые могут быть рассчитаны по петрофизическим уравнениям).

Построение модели пористости

Для построения модели пористости оптимально иметь достаточно широкий набор согласованных данных, включающий:

– литологическую модель. В случае, если при построении литологической модели применялись объектные методы моделирования, то при построении пористости возможен учет типа каждого литологического объекта и его параметрические характеристики (форма и размеры);

- результаты исследований керна (зависимости, распределения, кернограммы);
- количественную интерпретацию материалов ГИС по всем скважинам. Важно, чтобы пористость по ГИС была рассчитана для всех без исключения литотипов;
- обобщенную зависимость пористости от глубины залегания;
- пределы и гистограммы изменения емкостных свойств для выделенных литотипов;
- трендовые карты пористости, построенные с учетом фаций (условий осадконакопления) и результатов интерпретации материалов сейсморазведки.

Для построения геологических моделей непрерывных петрофизических свойств, таких как пористость, часто используется подход известный как последовательное гауссово моделирование (Sequential Gaussian Simulation, SGS), а при плотной сетке скважин – kriging.

Метод последовательного стохастического гауссова моделирования предполагает совместное нормальное распределение моделируемой случайной величины в исследуемой области. Реальные геологические данные, как правило, не являются нормально распределенными, поэтому для применения метода SGS требуется их предварительная подготовка. Она заключается в преобразовании исходных скважинных данных в нормальное распределение и проверке обоснованности гипотезы о мультиномальности.

Для моделирования требуется также провести последовательный анализ нормализованных данных с позиции выполнения гипотезы о пространственной стационарности (второго порядка или внутренней). Существенная нестационарность данных должна быть предметом особого внимания. Так, области с различными статистическими характеристиками должны изучаться и моделироваться отдельно. Присутствующие тренды должны выделяться из данных с последующим добавлением по окончании моделирования. На этом же этапе важно обратить внимание на процедуру декластеризации исходных данных, если это требуется.

Следующим шагом является вариограммный анализ с оценкой значения порога вариограммы и рангов корреляции исследуемого параметра. Обычно ранги вариограмм для пористости аналогичны или меньше рангов вариограмм литологической модели.

На следующем этапе проводится собственно последовательное моделирование нормализованных значений.

С позиций изложенного выше порядка петрофизического анализа первичных данных, последовательность моделирования пористости в современных программных продуктах включает следующие этапы:

- анализ и формирование набора согласованных трендовых данных, включающих вертикальные 1D тренды (геолого-статистические разрезы), 2D латеральные тренды (карты пористости, построенные с учетом скважинных данных, фациальной модели и данных сейсморазведки), 3D тренды (кубы сейсмических атрибутов);

- трансформация скважинных данных с использованием подготовленных трендов.

На данном этапе необходимо очень внимательно подойти к заданию последовательности трансформаций с использованием подготовленных трендов. Важно понимать, что задание трендов, полученных по ограниченному числу скважин (например, кривой ГСР, построенной по двум-трем скважинам) может негативно сказаться на результатах моделирования. Тем не менее, цель данного этапа – максимально исключить из скважинных данных трендовую компоненту. После моделирования трендовая компонента добавляется в обратной последовательности. Например, при значительной высоте залежи (более 300 метров) рекомендуется проводить построение куба пористости со снятым глубинным трендом за счет уплотнения и все значения пористости приводить к одной глубине. Пористость, приведенная к одной глубине, наилучшим образом должна соответствовать фациальной и литологической модели.

- расчет экспериментальных вариограмм, описывающих пространственную корреляцию пористости в направлениях X, Y и Z;

- аппроксимация экспериментальных вариограмм модельными (чаще всего сферической, экспоненциальной, гауссовой) и оценкой основных корреляционных параметров – наггет (эффект, позволяющий моделировать, например, присутствие ошибок в измерениях или вариабельностью данных на более мелких масштабах), порога вариограммы, рангов корреляции;

- реализация трехмерного распределения пористости методом стохастического моделирования с использованием алгоритма Гаусса.

Использование метода SGS имеет и свои недостатки. Гауссово моделирование является алгоритмом максимальной энтропии – максимального беспорядка в стохастической реализации. Это означает слабую связанность предельных значений. На практике это приводит к тому, что ячейки с максимальными значениями пористости не будут иметь связи друг с другом по соседним ячейкам. Такое поведение зачастую не характерно для ряда геологических обстановок, где пласты с высокой пористостью и проницаемостью образуют связанные структуры.

Оценка результатов моделирования пористости, в частности анализу изменения значений в соседних ячейках стоит уделить особое внимание. Одним из решений этого вопроса может являться построение набора стохастических реализаций кубов пористости, с последующим их осреднением.

При моделировании пористости необходимо учитывать возможную взаимосвязь между значениями пористости и эффективной толщины коллектора. Для обоснования зависимости рекомендуется построить кросс-плот между средней пористостью коллекторов в скважинах и их эффективной мощностью. При наличии статистически значимой связи между параметрами, карту эффективных толщин необходимо учитывать при расчете прогнозной карты пористости.

Наличие корреляционной связи между значениями пористости и эффективной толщиной в скважинах, может служить основанием для снижения пористости коллекторов к зонам замещения последних. Это обстоятельство, выявленное на соседних месторождениях, может использоваться при построении кубов пористости для залежей, вскрытых 1-2 скважинами. Если же таких данных нет, то снижение пористости коллекторов к зонам замещения последних не делается. Распределение пористости осуществляется кригингом или постоянными значениями.

Характерной особенностью многих залежей углеводородов является смешанный по своей структуре тип порового пространства. В случае наличия результатов интерпретации пористости отдельно по типам пустот, моделирование необходимо осуществлять отдельно для каждого типа пустотности.

Учет сейсмической информации при построении модели пористости

При интерполяции значений пористости в межскважинном пространстве рекомендуется использовать в качестве весового параметра сейсмический атрибут, реагирующий на изменение емкостных свойств пород, или карту пористости, построенную на основании скважинных данных с учетом свойств волнового поля.

Самый простой способ объединения сейсмических данных предполагает построение и использование корреляционной зависимости для преобразования карты сейсмического атрибута непосредственно в карту пористости. Затем эту карту следует скорректировать с учетом данных пористости по скважинам. В данном случае, так как это простое линейное преобразование, полученная карта пористости будет очень похожа на исходную карту сейсмического атрибута. Далее полученная карта может быть использована в качестве трендовой при трансформации скважинных данных пористости при подготовке к моделированию.

В более сложных процедурах интеграция 3D кубов сейсмической информации может осуществляться в рамках геостатистического подхода. В данном случае основной принцип состоит в оценке интересующей переменной посредством функции корреляции, определяемой на основании скважинных данных (вариограммы), а также кросс-корреляционной функции, которая количественно выражает связь с другой связанной с ней переменной, то есть сейсмической информацией. Эта процедура называется кокригинг. Подобный подход реализован в ряде современных программных продуктах различных компаний и может быть рекомендован к использованию при моделировании пористости.

Включение сейсмической информации при прогнозировании параметров пласта может привести к значительному улучшению качества итогового распределения. Тем не менее, чтобы удостовериться, что интеграция осуществлена должным образом, необходимо учесть ряд моментов:

- выбор сейсмического атрибута. При условии, что стадия увязки проведена должным образом, выбор сейсмического атрибута является очень важным шагом в рамках всей процедуры. Как правило, выбор делается с учетом существующего отношения между результатами пористости в скважинах и показателями различных сейсмических атрибутов в тех же точках. Эту работу следует выполнять с осторожностью, так как нередко встречается ложная корреляция, то есть высокий коэффициент корреляции, который не отражает никакой физической связи между переменными. Вероятность ложной корреляции возрастает по мере увеличения количества рассматриваемых сейсмических атрибутов и является обратно пропорциональным числу точек наблюдения. Оптимальным является использование трендовых объемных кубов (импеданса);

- влияние других параметров породы и флюида. Сейсмический сигнал – это ложный сигнал, на который помимо пористости влияет целый ряд параметров, таких как литология, флюидосодержание и перекрывающие породы;

- проверка результатов моделирования. Любую оценку, полученную на основании сейсмических данных, необходимо проверять, используя в качестве эталонной информации скважинные данные. Стадия перекрестной проверки является важной составляющей работы и ей необходимо уделять должное внимание.

Построение модели проницаемости

Создание трехмерной модели распределения проницаемости является одной из главных задач при комплексном изучении коллекторских свойств пласта, так как характеристики потока флюида в гидродинамической модели пласта зависят от пространственной структуры, определяемой проницаемостью.

Прежде всего, важно заметить, что невозможно определить некоторую единую, рекомендованную методику моделирования распределения проницаемости. Как уже говорилось, в распоряжении может находиться множество источников информации. При этом нередко случается так, что в начале работы геологу приходится полагаться на данные буквально нескольких скважин с отбором керна, для которых были созданы соответствующие профили проницаемости, некоторое количество комплексных профилей, полученных по данным ГИС хорошего качества, а также иногда результаты нескольких ГДИС.

В некоторых отложениях, например, в однородных терригенных пластах, иногда удается найти эмпирическую зависимость, характеризующую проницаемость с достаточно хорошим коэффициентом корреляции. В этом случае, допускается использование таких зависимостей для прямого распространения проницаемости на всю область моделирования. Во всех остальных случаях рекомендуется применять инструменты стохастического моделирования.

Как и любая другая интерполяция, распределение значений проницаемости требует достаточного количества опорных точек для того, чтобы свести к минимуму неконтролируемые экстраполяции. Поскольку количество скважин с керном обычно оказывается слишком малым для проведения такой операции, это означает, что необходимо иметь в распоряжении некоторое количество значений проницаемости, полученных путем калибровки ГИС или другими методами в скважинах, пробуренных без отбора керна.

Исходя из некоторого количества вертикальных профилей проницаемости в скважинах, может быть создана трехмерная модель распределения путем стохастической интерполяции с применением стандартных программных пакетов для геолого-математического моделирования.

Например, возможны следующие подходы стохастического моделирования проницаемости с применением «Последовательного Гауссовского Моделирования». Первым способом является многопараметрическое моделирование, при котором параметр проницаемости моделируется одновременно с другим (одним или несколькими), уверено с ним коррелируемым, параметром. Наиболее часто таким параметром является пористость. В данном подходе, наряду с собственными функциями распределения параметров, возможно использование только значения коэффициента корреляции между моделируемыми параметрами. Второй способ позволяет учитывать и саму эмпирическую зависимость, полученную на основе данных керна и РИГИС. В этом случае, используя имеющуюся зависимость, необходимо рассчитать промежуточный куб проницаемости и задать его в качестве трендового, при однопараметрическом стохастическом моделировании. При этом

полученное распределение проницаемости, с одной стороны будет учитывать заложенную эмпирическую зависимость, а с другой – отражать отклонения от этой зависимости фактически наблюдаемых значений проницаемости.

Стохастические алгоритмы интерполяции, основаны на применении некоторой функции пространственной корреляции. Пространственная изменчивость проницаемости зачастую оказывается гораздо значительнее, чем плотность сетки скважин.

Стохастическим алгоритмам моделирования присущ недостаток, состоящий в создании бесконечного числа равновероятных реализаций распределения проницаемости, так что специалистам приходится самостоятельно справляться с проблемой выбора одного репрезентативного изображения. Теоретически не существует метода, позволяющего априори предпочесть какую-либо одну реализацию другой. Поэтому на практике часто случайно выбирается какое-либо одно изображение как дающее представление о реальном распределении проницаемости.

Для залежей, вскрытых 1-2 скважинами, проницаемость рассчитывается из пористости или задается постоянными значениями.

Построение модели водонасыщенности

Водонасыщенность является комплексным петрофизическим свойством. Расчет достоверного профиля водонасыщенности в скважинах сам по себе является сложной задачей, поскольку в процессе оценки необходимо учитывать несколько параметров. Имея дело с пространственными моделями распределения водонасыщенности, специалисты дополнительно сталкиваются с проблемой поиска модели, способной верно передать пространственную изменчивость данного свойства, когда приходится опираться на ограниченный набор скважинных данных.

На практике нефтепромысловой геологии обычно применяется целый ряд методов, которые позволяют создать модели распределения водонасыщенности. Хотя сами по себе все эти методы вполне применимы, в зависимости от количества и качества исходных данных, некоторые методы могут оказаться полезнее, чем другие.

В преддверье поиска оптимального алгоритма для моделирования водонасыщенности очень часто возникают ситуации с противоречивостью исходных данных. В связи с этим сначала необходимо определить возможные причины неоднозначностей и наметить возможные пути их решения.

Распределение водонасыщенности на основе корреляции с пористостью

Одним из методов оценки распределения водонасыщенности является прямое применение соотношения водонасыщенности от пористости. В пластах с относительно простой поровой системой часто наблюдается линейное соотношение этих параметров. Это

можно использовать в моделировании. Такой подход является простым и быстрым, а также позволяет создать последовательную схему распределения водонасыщенности, когда могут быть определены однозначные соотношения.

Главный недостаток данного метода заключается в том, что получаемая в результате модель распределения водонасыщенности не зависит от высоты над зоной контакта. Другими словами, в данном случае нельзя учесть физическое явление уменьшения водонасыщенности по мере удаления от уровня свободной воды, а также невозможно смоделировать переходную зону. Поэтому метод подходит для тех пластов, когда высота переходной зоны не имеет значения, например, когда речь идет о газовых коллекторах или карбонатных отложениях.

Использование капиллярометрии для определения коэффициента водонасыщенности

Еще в середине прошлого столетия такие исследователи как J.Amiks, D.Bass, M.C.Leverett, R.H.Brooks, A.T.Corey, J.H.M.Thomeer и др. доказали, что профиль водонасыщенности переходной зоны может быть успешно смоделирован на основе капиллярных исследований керновых данных.

Капиллярное давление возникает в тех случаях, когда в поровом пространстве коллектора находится два флюида, и определяется как разница давления, измеряемого в этих двух фазах.

Между капиллярным давлением и водонасыщенностью существует внутренняя связь, потому что вода удерживается в поровом пространстве капиллярными силами. Поэтому, зная закон распределения капиллярного давления в коллекторе, можно получить функцию вертикального распределения для водонасыщенности.

Существуют различные методы для определения капиллярного давления в лаборатории, при этом наиболее часто используется методы полупроницаемой мембраны, ртутная порометрия и центрифугирование.

Приведение данных к пластовым условиям

Применение данных капиллярного давления, измеренных в лабораторных условиях, не является таким простым, как это происходит в случае измерений пористости. Для того чтобы использовать эти данные в инженерных расчетах, необходимо привести их к пластовым условиям. Это связано с тем, что лабораторные исследования проводятся на флюидах, обладающих физическими свойствами, отличными от тех, которые характерны для пластовых условий. Наиболее часто для приведения к пластовым условиям применяют следующую формулу:

$$P_{c[\text{пл.}]} = P_{c[\text{лаб.}]} \times \frac{\sigma_{[\text{пл.}]} \times \cos \theta_{[\text{пл.}]}}{\sigma_{[\text{лаб.}]} \times \cos \theta_{[\text{лаб.}]}} \quad (4)$$

где:

P_c – Капиллярное давление

σ – Межфазное (УВ/пластовая вода) поверхностное натяжение;

θ – Угол смачивания;

подстрочные индексы [пл.] и [лаб.] обозначают пластовые и лабораторные условия.

Определение зеркала свободной воды

С теоретической точки зрения капиллярное давление зависит от свойств флюида (поверхностного натяжения), свойств породы (радиуса капилляров) и свойств взаимодействия породы и флюида (смачиваемости). В реальных пластах капиллярное давление повышается бесконечно от уровня свободной воды, где оно равно нулю. Величина его роста главным образом зависит от разности плотностей данных двух флюидов. Поэтому в промысловых единицах капиллярное давление может выражаться следующим образом:

$$P_c = \Delta \rho \times g \times h \quad (5)$$

где:

P_c – капиллярное давление (10^5Па);

$\Delta \rho$ – разница плотностей между водой и нефтью (кг/м^3);

g – ускорение свободного падения ($\approx 9,81 \text{ м/с}^2$);

h – высота над зеркалом свободной воды (м).

Используя данную формулу, можно выразить высоту над зеркалом свободной воды через значения капиллярного давления и плотности соответствующих флюидов. Учитывая привязку каждого образца исследуемого керна к глубине, можно определить абсолютную отметку зеркала свободной воды как для каждой отдельно взятой скважины, так и для всей выборки исследований в целом.

J-функция Леверетта

Помимо капиллярного давления, на образцах керна проводятся стандартные петрофизические исследования пористости, проницаемости и смачиваемости. Использование этих данных позволяет построить различные эмпирические зависимости, что позволяет значительно упростить перенос данных о насыщении с выборки керна на геологическую модель пласта.

Наиболее широко применяемая зависимость, – это J-функция – уравнение среднего капиллярного давления, предложенное Левереттом в 1940 году:

$$J = \frac{P_c}{\sigma \times \cos \theta} \times \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \quad (6)$$

где:

J – J-функция Леверетта (безразмерна);

P_c – капиллярное давление (10^5 Па);

k – проницаемость (мД);

σ – межфазное (УВ/пластовая вода) поверхностное натяжение (10^{-3} Н/м);

φ – коэффициент пористости (д.е.);

θ – угол смачивания.

J-функция Леверетта позволяет связать значения водонасыщенности с другими петрофизическими параметрами с достаточно высоким коэффициентом корреляции.

Аппроксимирующий тренд обычно ищут в виде степенной зависимости:

$$J(S_w) = a \times (S_w)^b \quad (7)$$

или, что эквивалентно:

$$S_w(J) = \left(\frac{J}{a}\right)^{1/b} \quad (8)$$

где:

J – J-функция Леверетта;

S_w – водонасыщенность (д.е.);

a, b – искомые коэффициенты.

На практике, очень часто возникают ситуации, когда в пределах одного объекта подсчета запасов флуктуациями плотности флюидов, поверхностного натяжения и смачиваемости породы можно пренебречь. В такой ситуации становится возможным использование упрощенной модели J-функции:

$$J = h \times \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \quad (9)$$

где:

J – J-функция Леверетта;

h – высота над зеркалом свободной воды (м);

k – проницаемость (мД);

φ – коэффициент пористости.

Согласование насыщенности по ГИС с J-функцией

В случаях, когда изъятием керна охвачен не весь объем скважин, практически единственным источником данных для определения водонасыщенности являются геофизические исследования скважин. Как известно, водонасыщенность можно измерить косвенно в пластовых условиях при помощи каротажа сопротивлений или импульсного нейтронного каротажа.

Полученные таким образом значения водонасыщенности можно сопоставить с результатами исследований на керне. Для этого, по данным результатов интерпретации пористости и проницаемости, а также положения относительно зеркала свободной воды можно рассчитать значения J-функции, и оценить коэффициент корреляции с полученной ранее на керновых данных зависимостью $S_w(J)$.

В случае, когда коэффициент корреляции между $S_w^{ГИС}$ и $S_w(J)$ ниже коэффициента корреляции между $S_w^{кern}$ и $S_w(J)$ напрашивается вывод об ошибочности построенной модели.

Причиной может служить как неrepresentativeness выборки исследований на керне, так и погрешности определения параметров водонасыщенности, пористости и проницаемости по ГИС, а также возможные ошибки определения уровня зеркала свободной воды.

Наиболее вероятной причиной данных расхождений может служить применение эмпирических зависимостей при определении коэффициента проницаемости. В такой ситуации возможно внесение корректировок в значения проницаемости, до достижения хорошей корреляции значений между $S_w^{ГИС}$ и $S_w(J)$.

Аналитически, значение проницаемости, удовлетворяющее коэффициенту корреляции = 1, выражается из соотношений:

$$a \times (S_w)^b = J = \frac{P_c}{\sigma \times \cos \theta} \times \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \quad (10)$$

следующим образом:

$$k^* = \left(a \times (S_w)^b \times \frac{\sigma \times \cos \theta}{P_c} \right)^2 \times \varphi \quad (11)$$

Тем не менее, недопустимо считать недостоверность определения коэффициента проницаемости единственным источником интегральной погрешности. В связи с этим, необходимо скорректировать значения коэффициента проницаемости таким образом, чтобы их использование приводило к воспроизведению коэффициента корреляции, рассчитанного на данных керна.

Для этого, значения коэффициента проницаемости могут быть получены по следующей формуле:

$$k = t \times k^{\text{гис}} + (1 - t) \times k^* \quad (12)$$

путем подбора параметра $t \in [0; 1]$.

Кроме того, необходимо провести сопоставление величин водонасыщенности, определенных по ГИС и по J-функции, с результатами испытаний. В случае, когда вследствие сложной структуры порового пространства методы оценки водонасыщенности по ГИС не согласуются с результатами испытаний, то S_w принимается по данным капилляриметрии или даже по данным керна (по остаточной воде).

Модель Брукс-Кори

Несмотря на широкое распространение, использование J -функции Леверетта для моделирования переходной зоны, имеет свои недочеты. Основным недостатком данного метода является неучет формы капиллярных кривых, что приводит в условиях изменчивой литологии к существенному разбросу кривых $S_w = f(J)$ вокруг осредняющей линии. В результате, возникает существенная погрешность определения водонасыщенности, что снижает общую информативность метода.

В такой ситуации наиболее уместно применение более сложных, но в то же время более гибких моделей, таких как Лямбда, Брукс-Кори, или Томир.

Модель Брукс-Кори представлена следующим выражением:

$$S_w = S_{wcr} + (1 - S_{wcr}) \times \left(\frac{P_c^{BX}}{P_c} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (13)$$

где:

S_w – Водонасыщенность (д.е.);

S_{wcr} – Остаточная водонасыщенность (д.е.) – последняя точка капиллярной кривой;

P_c – Капиллярное давление (10^5 Па);

P_c^{BX} – Входное капиллярное давление при котором S_w становится меньше 1 (10^5 Па);

n – коэффициент кривизны капиллярных кривых.

В процессе настройки модели каждая капиллярная кривая описывается функцией Брукс-Кори со своими уникальными величинами S_{wcr} , P_c^{BX} и n для каждого образца.

Затем капиллярное давление может быть трансформировано в высоту над зеркалом чистой воды посредством уравнения

$$h = \frac{P_c}{\Delta \rho \times g} \quad (14)$$

где:

h – Высота над зеркалом свободной воды (м);

P_c – Капиллярное давление (10^5 Па);

$\Delta\rho$ – Разница плотностей между водой и нефтью (кг/м^3);

g – Ускорение свободного падения ($\approx 9,81 \text{ м/с}^2$).

В результате анализа полученной модели (рисунок 10) можно оценить вариацию величины предельного нефтенасыщения и длину переходной зоны (т.е. расстояние от зеркала чистой воды до зоны предельного насыщения).

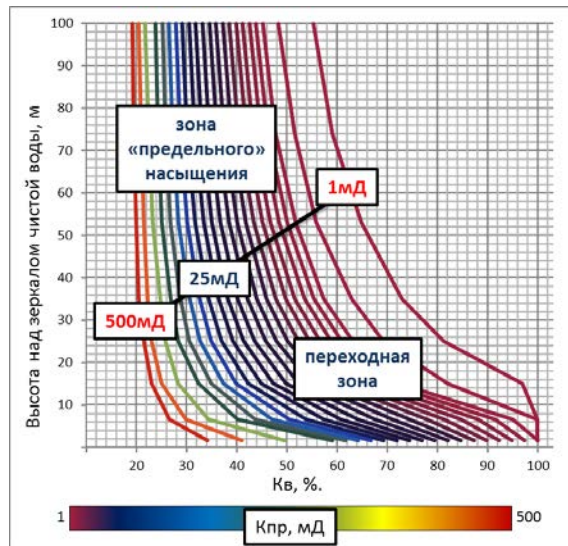


Рисунок 10 – Зависимость коэффициента водонасыщенности коллекторов от высоты над зеркалом чистой воды и ФЕС

Так, при величине абсолютной газопроводимости в 500 мД длина переходной зоны составит 30м и максимальная нефтенасыщенность $\sim 80\%$; при проницаемости 1 мД длина переходной зоны равна 60 м а максимальная нефтенасыщенность $\sim 40\%$. Анализируя поведение капиллярной модели при среднем для резервуара коэффициенте проницаемости в 25 мД можно предположить наиболее типичную для залежи протяженность переходной зоны порядка 40 м и максимальной нефтенасыщенности 60 – 65 %.

В дальнейшем полученные значения S_{wcr} , P_c^{BX} и n коррелируются с соответствующими им величинами проницаемости (k), пористости (ϕ) или $\sqrt{k/\phi}$.

После этого, рассчитав коэффициенты S_{wcr} , P_c^{BX} и n из k , (ϕ) или $\sqrt{k/\phi}$ (определенных по данным ГИС), а также пересчитав высоту коллекторов над зеркалом чистой воды в капиллярное давление, мы имеем возможность определить их водонасыщенность способом, независимым от данных электрометрии. В случае, когда данные капиллярометрии отсутствуют, зависимости изменения величины K_n от пористости и расстояния до ВНК строятся по данным РИГИС.

Трехмерное моделирование с использованием трендовых зависимостей

Описанные в предшествующих параграфах параметрические зависимости вполне могут быть использованы при трехмерном моделировании водонасыщенности. К этапу построения модели насыщения, все используемые в зависимостях параметры в модели уже определены, и подставив их в соответствующие формулы, можно рассчитать трехмерные поля водонасыщенности.

Как уже упоминалось, подобные зависимости являются осредненными оценками параметра, и совершенно очевидно, что полученные кубы не будут совпадать с результатами измерений в скважинах. В случае корректного подбора типа модели переходной зоны и верной ее настройки, эти расхождения будут незначительными. Тем не менее, устранить эти расхождения можно локально корректируя полученную модель в околоскважинной зоне.

Для решения данной задачи во многих современных программных комплексах существуют соответствующие инструменты. Основной идеей является интерполяция определенных по скважинам значений водонасыщенности в горизонтальной плоскости и совмещение результатов с полученной моделью переходной зоны. В этой ситуации радиус влияния скважинной информации подбирается экспериментально, до достижения визуального приемлемого результата.

Для залежей, вскрытых 1-2 скважинами, водонасыщенность рассчитывается исходя из зависимости между ФЕС, взятой для пласта с месторождений-аналогов, либо принимается константой.

Создание модели коллектора

Решение задачи о выделении коллекторов тесно связано с изучением поведения геолого-геофизических параметров горных пород вблизи границы коллектор-неколлектор. Основная идея заключается в существовании критических содержаний отдельных гранулометрических фракций (например, пелитовой размерности), при достижении которых петрофизические свойства, в особенности коэффициент проницаемости изменяется в значительной степени.

Для решения задач выделения в построенной петрофизической модели ячейки с признаком коллектора возможно использование количественных критериев.

Применение количественных критериев основано на отличии коллектора от вмещающих пород по пористости, глинистости, проницаемости и связанных с ними геофизических параметров. Для каждого литотипа должно быть установлено свое граничное значение (или диапазон граничных значений) параметра, которое делит породы на коллекторы и неколлекторы.

Граничное значение каждого параметра ($K_{п}^{гп}$, $K_{пр}^{гп}$) определяется отдельно для коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода) статистической обработкой данных ГИС, керна и результатов испытания, либо в результате анализа петрофизических связей, полученных по керну.

После разделения ячеек модели на коллектор-неколлектор, ячейки через которые проходят траектории скважин, следует привести в соответствие с данными по выделению коллектора, полученными по ГИС.

В условиях сложных терригенных коллекторов, представленных частым чередованием проницаемых и непроницаемых пропластков, не выделяемых по данным ГИС, возможно построение модели песчанистости (NTG), отражающего долю коллектора в определенном литотипе.

Многовариантное моделирование

Построение геологических моделей всегда происходит в условиях ограниченной исходной информации. Наши знания об объекте моделирования не являются исчерпывающими. Поэтому задачи построения геологической модели имеют множество решений, каждое из которых может привести к различным прогнозам как величины запасов, так и вариантов разработки месторождений.

Использование стохастических методов моделирования позволяет получить набор равновероятных реализаций, которые обладают общими статистическими характеристиками и воспроизводят возможные строения пласта. Изучение статистической изменчивости полученных моделей, при значительном количестве реализаций, позволяет установить меру неопределенности, присущую объекту изучения.

В силу особенностей стохастического моделирования, достоверный результат может быть получен только при построении такого количества реализаций, которое будет наиболее полно охватывать весь диапазон изменения моделируемых параметров. В качестве параметра, отражающего достаточность количества реализаций, рекомендуется использовать энтропию. Значение энтропии может быть вычислено по следующей формуле:

$$H[x]_n = - \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{n} \ln \frac{n_i}{n} \quad (15)$$

где n_i – число наблюдений, принадлежащих i -тому интервалу; k – число интервалов (каждый шириною Δx).

При малом числе наблюдений выборочная энтропия оказывается сильно заниженной по сравнению с энтропией генеральной совокупности, но по мере числа наблюдений разность между ними стремится к нулю. Существует некоторое значение $n_{пред}$, такое, что

при $n < n_{\text{пред}}$ выборочная энтропия имеет тенденцию к росту по мере роста n , а при $n > n_{\text{пред}}$ она колеблется возле уровня, отвечающего энтропии исследуемого объекта.

Иными словами, когда разнообразие совокупности наблюдаемых значений параметра достигнет уровня разнообразия, свойственного изучаемому продуктивному пласту, систематический рост выборочной энтропии $H[x]_n$ прекратится, и она станет случайным образом колебаться близ уровня, отвечающего энтропии $H[x]_n$, являющейся мерой разнообразия пласта. Произойдет стабилизация энтропии $H[x]_n$ совокупности наблюдаемых значений параметра.

При достижении стабилизации энтропии, количество реализаций геологической модели можно считать достаточным. Оценки показывают, что в зависимости от сложности строения пласта требуется от 11 до 51 реализации или более.

10.5 Подсчет начальных геологических запасов нефти и газа и определение подсчетных параметров залежей

Определение подсчетных параметров залежей

Для подготовки материалов по подсчету запасов, 3D геологическая модель может быть использована для обоснования средних параметров залежей и построения карт эффективных и эффективных нефте- и газонасыщенных толщин. Исключение составляет только площадь залежи, которая определяется по контуру ВНК (ГНК) (значение округляется до целых).

Геологическую модель рекомендуется использовать для обоснования следующих параметров залежи:

- эффективный объем нефте- и газо-насыщенной частей залежей (значение округляется до целых);
- эффективная нефте- и газонасыщенная толщина получается путем деления объема пород на площадь залежи (значение округляется до одного знака после запятой);
- среднее значение коэффициента пористости получают путем деления порового объема залежи на ее эффективный объем (значение округляется до двух знаков после запятой);
- среднее значение коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности) получают путем деления объема нефти (газа) на поровый объем залежи (значение округляется до двух знаков после запятой).

В случае выявления существенной изменчивости параметров нефтей (газосодержания, пересчетного коэффициента, конденсатосодержания и т.д.) по площади и разрезу (что часто присуще залежам с газовыми шапками, а также массивным газоконденсатным объектам) рекомендуется это учитывать при формировании трёхмерной геологической модели путем

присвоения каждой ячейке соответствующих ее положению параметров насыщающих ее флюидов. Оценка изменения параметров флюидов с глубиной может быть получена на основе создания PVT-моделей и их инициализации в гидродинамическом симуляторе. В этом случае, величины параметров, характеризующих физико-химические свойства флюида, рекомендуется принимать для подсчета запасов взвешенными на продуктивный объем.

Полученные коэффициенты сводятся в результирующую таблицу, в которой путем перемножения полученных параметров будут определены величины начальных геологических запасов УВС.

Подсчетными объектами могут быть пласты, участки различных категорий запасов, зоны различного флюидонасыщения (нефть, газ), участки с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Построенная геологическая модель может также являться основой для создания следующих 2D карт при подготовке материалов по подсчету запасов:

- карта эффективных толщин пласта;
- карта эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин залежи;
- карта средней пористости залежи;
- карты средней нефтенасыщенности (газонасыщенности) залежи;
- рекомендуется использовать геологическую модель для создания геологических разрезов.

Построение 2D карт с модели

Карта эффективных толщин

Каждый узел карты эффективных толщин, созданной с параметра 3D модели, содержит сумму значений, равных произведению высоты ячейки на ее значение. Суммирование, как правило, осуществляется по координатам I, J. Это особенно актуально для 3D сеток с наклонными разломами. Реже используется суммирование по географическим координатам X, Y.

Карта нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин

Для карт насыщенных толщин суммирование осуществляется для ячеек модели, расположенных гипсометрически выше ВНК, ГНК.

Карта средней пористости, насыщенности

Построение осуществляется, как правило, для ячеек коллекторов непрерывных 3D параметров. Рассчитывается как среднее значение ячеек сетки с одинаковыми координатами I, J (X, Y).

Двухмерные карты, полученные с трехмерных геологических моделей могут потребовать дополнительного ручного редактирования или локального сглаживания.

Используемые при оформлении подсчетных планов структурные карты по кровле и подошве коллекторов должны быть согласованы с построенной 3D геологической моделью.

Подсчет начальных геологических запасов

Оценка запасов нефти и газа производится дифференцированно по каждому подсчетному объекту. Подсчет запасов осуществляется по геологической модели, выполненной на трехмерной сетке. В основе подсчета лежит объемный метод.

Для оценки запасов используется следующая последовательность:

- вычисление 3D параметра геометрического объема пород, ограничивающего залежи;
- вычисление эффективного объема пород, как произведение параметров геометрического объема и модели коллектора;
- оценка порового объема пород, как произведение кубов эффективного объема и коэффициента пористости;
- вычисление объема нефти (газа), как произведение кубов порового объема пород и коэффициента начальной нефтенасыщенности (газонасыщенности);
- умножая полученный массив объема нефти на пересчетный коэффициент и на плотность нефти, получаем трехмерное распределение запасов нефти в поверхностных условиях;
- умножая полученный массив объема газа на разницу начального и конечного давлений в залежи и произведений температурной поправки и поправки, учитывающей отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта, получаем трехмерное распределение запасов газа в поверхностных условиях.

Уравнения для подсчета запасов нефти и газа приводятся в формулах 16 и 17.

$$Q_n = \sum_{i=0}^N \sum_{j=0}^M \sum_{k=0}^K (V_{i,j,k}^{nn} \times K_{i,j,k}^{пор} \times K_{i,j,k}^{н.нас} \times \theta \times \rho_n) \times 1000 \quad (16)$$

где: Q_n - запасы нефти, тыс.т.;

i, j, k - номера ячеек по осям OX, OY, OZ, изменяющиеся в интервалах от 0 до N, M и K соответственно;

$V_{i,j,k}^{nn}$ - объем нефтенасыщенной элементарной ячейки модели, м³;

$K_{i,j,k}^{пор}$ - пористость элементарной ячейки модели, д.ед.;

$K_{i,j,k}^{н.нас}$ - коэффициент нефтенасыщенности элементарной ячейки модели, д.ед.;

θ - пересчетный коэффициент, ед.;

ρ_n - плотность нефти, кг/м³;

$$Q_{\Gamma} = \sum_{i=0}^N \sum_{j=0}^M \sum_{k=0}^K \left(V_{i,j,k}^{\text{гн}} \times K_{i,j,k}^{\text{пор}} \times K_{i,j,k}^{\text{г.нас}} \times \frac{(P_{\text{нач}} \times \alpha_{\text{нач}} - P_{\text{кон}} \times \alpha_{\text{кон}})}{(P_{\text{ст}})} \times \frac{T_0 + t_{\text{ст}}}{T_0 + t_{\text{пл}}} \right) \times 10^6 \quad (17)$$

где: Q_{Γ} - запасы газа, млн.м³;

i, j, k - номера ячеек по осям ОХ, ОУ, ОZ, изменяющиеся в интервалах от 0 до N, M и K соответственно;

$V_{i,j,k}^{\text{гн}}$ - объем газонасыщенной элементарной ячейки модели, м³;

$K_{i,j,k}^{\text{пор}}$ - пористость элементарной ячейки модели, д.ед.;

$K_{i,j,k}^{\text{г.нас}}$ - коэффициент газонасыщенности элементарной ячейки модели, д.ед.;

$P_{\text{нач}}$ - начальное пластовое давление элементарной ячейки модели, Мпа;

$\alpha_{\text{нач}}$ - поправка за отклонение от идеального газа (начальные условия) в элементарной ячейки модели, д.ед.;

$P_{\text{кон}}$ - конечное пластовое давление элементарной ячейки модели, Мпа;

$\alpha_{\text{кон}}$ - поправка за отклонение от идеального газа (конечные условия) в элементарной ячейки модели, д.ед.;

$P_{\text{ст}}$ - величина стандартного давления, Мпа;

T_0 - абсолютная температура, равная 273 К;

$t_{\text{ст}}$ - значения стандартной температуры, 20°С;

$t_{\text{пл}}$ - температура пласта, °С;

В расчете запасов участвуют ячейки модели и их фрагменты, узлы которых расположены гипсометрически выше ВНК и ГНК.

Запасы по 3D модели сопоставляются с запасами, представляемыми к утверждению в отчете по подсчету запасов. Сопоставление проводится по залежам подсчетных объектов без распределения по категориям запасов, лицензионным участкам, водоохраным и санитарным зонам. Имеющиеся расхождения могут быть связаны с различными подходами к оценке суммарных величин начальных геологических запасов нефти и газа. Тем не менее, относительные ошибки при сопоставлении не должны превышать предельно допустимых (таблица 2).

Таблица 2 – Предельно допустимые расхождения запасов УВС рассчитанные по 3D геологической модели и представляемые к утверждению при подсчете запасов

Величина начальных геологических запасов нефти (тыс.т.) или газа (млн.м ³) по залежи	Относительные расхождения запасов по 3D модели с представляемыми к утверждению, %	
	при $K_{\text{по}} \leq 0,09$ д.е.	при $K_{\text{по}} > 0,09$ д.е.
до 5000	10	8
более 5000	8	5

Расхождения запасов, превышающих предельно допустимые величины требуют отдельного объяснения.

10.6 Оценка достоверности построения геологической модели

Оценка достоверности построенной геологической модели подразумевает анализ соответствия результатов моделирования исходным данным – скважинным данным и трендовым картам.

Оценка качества структурных построений

1. Сопоставление а.о. пересечения траектории скважин и модели с границами пластов, выделенными по данным ГИС.

Расхождения не должны превышать ± 0.2 м. Значение невязки может быть больше, если скважины с существенно разными значениями а.о. находятся на расстоянии меньше 3-х ячеек цифровой сетки.

2. Сопоставление общих толщин пласта выделенными в скважинах с толщинами по геологической модели в точках пересечения.

Расхождения не должны превышать ± 0.2 м.

3. Визуальный анализ структурного каркаса.

Осуществляется просмотром структурных карт, построением карт углов наклона горизонтов структурного каркаса. Особое внимание следует обратить на структурный каркас в зонах выклинивания, вблизи тектонических нарушений, в плотно разбуренных зонах.

Анализ сеточной области

1. Анализируется латеральная ориентированность сеточной области по отношению к направлению тектонических нарушений и литологических границ.

2. Запас ячеек законтурной области должен обеспечивать нивелирование ошибок гидродинамических симуляторов при задании водонапорных горизонтов.

3. Непротиворечивость размерности ячеек модели и плотности пробуренной сети скважин. Проверяются наличие пересечений ячеек более чем одной траекторией скважины.

4. Анализ гистограмм распределения толщин ячеек трехмерного грида и гистограммы распределения толщин проницаемых и непроницаемых пропластков по РИГИС.

Важно, чтобы толщины ячеек были меньше, чем подавляющее большинство толщин пропластков по РИГИС.

Оценка качества осреднения скважинных данных на сеточную область

Анализируются данные результатов интерпретации ГИС и ячеек модели, через которые прошли траектории скважин. При этом сопоставляется эффективная толщина, песчанистость, расчлененность, толщины проницаемых прослоев, пористость, нефтегазонасыщенность.

Анализируются минимальные, максимальные и средние значения относительных погрешностей. Относительные погрешности не должны превышать 5%.

Из анализа исключаются горизонтальные скважины, не вскрывшие пласт полностью и скважины, в которых имеются интервалы с отсутствием данных РИГИС.

Рекомендуется проводить анализ не только интегрально, но и по каждой скважине в отдельности.

Оценка качества построения модели коллектора

1. Сопоставление интегральных показателей литологических характеристик коллектора

Анализ целесообразно проводить в случае равномерной разбуренности участка моделирования и достаточности исходных данных для формирования представительных статистических оценок литологических характеристик пласта.

Сопоставляются данные результатов интерпретации ГИС и модели коллектора: эффективная толщина, песчанистость, расчлененность, средняя толщина проницаемых прослоев. Анализируются минимальные, максимальные и средние значения относительных погрешностей.

При ограниченном количестве скважин или неравномерной разбуренности участка моделирования, сопоставление эффективных толщин и песчанистости осуществляется с прогнозной 2D картой эффективных толщин и картой доли коллектора. Расчлененность и толщины пропластков при этом не анализируются.

Относительные погрешности средних значений параметров не должны превышать 5%.

2. Соответствие модели коллектора концептуальной модели пласта

Проводится визуальный анализ 2D карт эффективных толщин, разрезов геологической модели. Особое внимание уделяется распределению коллектора вблизи зон замещения и выклинивания. Оценивается согласованность распределения эффективных толщин и имеющейся фациальной модели.

Анализируются гистограммы распределения литологических характеристик пласта (толщины проницаемых прослоев, расчлененность, эффективная толщина, песчанистость) по скважинам и с куба коллектора.

3. Контроль вертикального строения пласта

Сопоставляются геолого-статистические разрезы с куба коллектора и построенные по скважинным данным. Построение геолого-статистического разреза необходимо осуществлять в соответствии с принятой схемой разбиения сеточной области на слои.

Контролируется степень подобия кривых ГСР, сохранение цикличности, наличие глинистых перемычек, сопоставляется послойная песчанистость по модели и скважинам.

4. Анализ прерывистости модели

Оценка латеральной связанности куба коллектора осуществляется путем просмотра сечений куба. Визуально оценивается степень связанности коллекторов и глинистых пропластков в межскважинном пространстве.

Раздельно анализируются и сопоставляются сечения куба по разбуренным и неразбуренным участкам модели. Анализируется согласованность связанности коллекторов с фациальной моделью пласта.

Для оценки латеральной связанности модели коллектора возможно построение характеристик прерывистости, отражающих вероятность прослеживания коллектора вдоль сечений куба.

5. Оценка «зашумленности» модели коллектора

Использование стохастических методов интерполяции зачастую приводит к появлению литологически несвязанных друг с другом ячеек («литологического шума»).

«Литологический шум» - набор геометрически не связанных между собой линз коллекторов, суммарный объем которых по отношению к основному объему коллектора незначителен.

Оценка литологического шума производится по следующей схеме:

- в анализе участвуют только ячейки коллектора;
- в пределах всего объема модели выделяются несвязанные друг с другом тела (линзы). Каждое тело представляет собой набор геометрически связанных ячеек;
- все тела сортируются по возрастанию в зависимости от суммарного объема ячеек, формирующих каждое тело;
- в качестве литологического шума индексируются первые n тел, суммарный объем которых по отношению общему объему коллектора, по мнению модельера, незначителен.

Появление большого количества несвязанных линз значительно искажает статистические характеристики (расчлененности и толщин проницаемых пропластков) и требует корректировки модели коллектора.

Анализ модели пористости

1. Контроль латеральной изменчивости

Построение карты средней пористости по проницаемой части модели и оценка ее соответствия фациальной модели. Контролируются значения пористости вблизи зон выклинивания и замещения. Карта пористости с модели сопоставляется с прогнозной картой пористости по данным сейсморазведки.

2. Анализ изменчивости параметра по разрезу

Сопоставляются геолого-статистические разрезы, полученные с модели, и построенные по скважинным данным. Построение геолого-статистического разреза необходимо осуществлять в соответствии с принятой схемой разбиения сеточной области на слои.

Контролируется степень подобия кривых ГСР.

3. Гистограмма распределения параметра

При равномерной разбуренности области моделирования скважинами, сопоставляется гистограмма распределения пористости по скважинам и модели.

Контроль построений куба флюдонасыщения

Контролируется изменение значений ячеек куба нефте-газонасыщенности с позиции соответствия модели переходной зоны. Для этих целей удобно использовать кросс-плот коэффициента водонасыщенности как функции удаленности ячеек от зеркала свободной воды. Точки на кросс-плоте можно раскрасить по значениям пористости и проницаемости.

Нанесенные на график значения по скважинам не должны противоречить принятой модели переходной зоны.

Оценка запасов по модели

По геологической модели подсчитываются начальные геологические запасы нефти и газа и оцениваются подсчетные параметры, которые сопоставляются с запасами и подсчетными параметрами, представляемыми к утверждению в отчете по подсчету запасов. Допустимые отклонения приводятся в таблице 2.

11 Экспертиза моделей

Экспертиза модели в ГКЗ осуществляется согласно требованиям действующего Положения ГКЗ «О порядке приемки и экспертизы трехмерных цифровых геологических и гидродинамических моделей, создаваемых при подсчете и пересчете запасов месторождений углеводородного сырья» (2010 г.).

Экспертное заключение по геологической модели месторождения должно содержать пять основных разделов:

- экспертиза исходных данных для построения геологической модели;
 - экспертиза технологии создания 3Д модели;
 - экспертиза достоверности 3Д геологической модели;
 - экспертиза точности построения 3Д геологической модели;
 - выводы и заключения.
- При экспертизе исходных данных для построения геологической модели оценивается:

- достаточность исходных данных;
- точность исходных данных (координат пластопересечений, результатов интерпретации ГИС, сейсмических структурных поверхностей и тектонических нарушений, результатов определения межфлюидных контактов).

При экспертизе технологии создания 3Д модели оценивается адекватность принятой технологии, методики, алгоритмов, созданной объемной сетки и т.д. реальному геологическому строению и модели осадконакопления. Указанные ниже пункты относятся как к модели единичного объекта (объекта подсчета), так и всего месторождения в целом:

- обоснование выбора границ модели;
- обоснование типа и размерности сетки с выбором схемы нарезки слоев;
- корректность технологии и алгоритмов построения структурно-тектонического каркаса модели месторождения;
- оценка параметров осреднения скважинных данных на сетку;
- обоснование метода моделирования литологических разностей и параметров ФЕС (детерминистический или стохастический);
- обоснование метода моделирования нефтегазонасыщенности в 3Д сетке;
- обоснование метода построения куба «газ - нефть - вода - неколлектор» с учетом поверхностей межфлюидных контактов.

При экспертизе достоверности геологической модели необходимо отражение:

- структурных построений;
- пространственного распределения литологии и параметров (по кубам параметров или по картам, полученным из трехмерных сеток параметров), их соответствия представлениям о геологическом строении месторождения;
- параметров, характеризующих геологическую неоднородность продуктивных пластов (прерывистость, связность, расчлененность, песчанистость);
- отметок межфлюидных контактов в скважинах и поверхностей межфлюидных контактов;
- априорных параметров при стохастическом моделировании (вариограммы, распределения параметров, тренды, ГСР и т.п.).

При экспертизе точности геологической модели рекомендуется использовать набор таблиц из «Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (приказ МПР РФ 21.03.2007). Количество таблиц, рекомендованных в данных Методических рекомендациях, можно сократить, заменив их контролем данных в графической форме, в частности:

- сопоставление карт из 3Д модели и приведенных в отчете по подсчету запасов;
- сопоставление распределений ФЕС по скважинам и по модели;
- сопоставление средних, минимальных и максимальных значений по скважинам и по модели;
- сопоставлением ГСР по скважинам и по модели;
- сопоставлением запасов и средних подсчетных параметров, предлагаемых к утверждению, и полученных в 3Д модели.

Экспертиза должна завершаться выводом о целесообразности использования трехмерной геологической модели для: а) подсчета геологических запасов, б) использования в качестве основы для гидродинамического моделирования. В заключении должны быть даны четкие рекомендации по устранению замечаний, повышению достоверности и точности построения геологической модели месторождения.