

**Министерство природных ресурсов Российской Федерации
ОАО “Центральная геофизическая экспедиция”**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (2D, 3D)
ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

**В. Б. Левянт, Ю. П. Ампилов, В. М. Глоговский,
В. В. Колесов, М. Б. Коростышевский, С. Н. Птецов**

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

Москва · 2006

Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. Авторы: В. Б. Левянт, Ю. П. Ампиров, В. М. Глоговский, В. В. Колесов, М. Б. Коростышевский, С. Н. Птецов. - Москва, 2006.

В “Рекомендациях” кратко изложены основные методы и параметры проведения на современном уровне полевых работ, обработки и интерпретации сейсмических (2D, 3D) данных с целью использования их результатов при подсчете запасов.

На основе анализа и обобщения большого объема данных, представленных недропользователями, по подтверждаемости последующим бурением прогнозов, полученных с использованием сейсморазведки, оценены реальные уровни погрешностей в основных нефтегазоносных районах. При этом для Западной Сибири выявлены их устойчивые “ типовые ” значения.

Проанализирован опыт и максимально учтены недостатки, выявленные в процессе трехлетней апробации “ Временного руководства по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов ”.

Рекомендации рассчитаны на специалистов-сейсморазведчиков геофизических сервисных компаний, а также геофизиков и геологов компаний недропользователей - заказчиков сейсморазведочных работ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
I. Рекомендации по параметрам полевых сейсмических работ (сбору данных) на этапе разведки и доразведки	5
II. Рекомендации по методике обработки данных сейсморазведки (2D, 3D)	8
II.1. Стандартные процедуры обработки сейсмограмм	8
II.2. Определение и ввод корректирующих поправок. Многоканальные процедуры до суммирования	8
II.3. Получение суммарных и мигрированных разрезов для 2D-сейсморазведки и кубов для 3D-сейсморазведки	9
II.4. Процедуры обработки суммарных кубов немигрированных трасс и кубов мигрированных данных	9
II.5. Количественный контроль качества обработки	9
III. Состав процедур интерпретации данных сейсморазведки (2D, 3D) и ГИС. Рекомендации и ограничения по использованию материалов (2D, 3D) при подсчете запасов	11
III.1. Структурная интерпретация - геометризация залежей	11
III.2. Динамическая интерпретация	20
III.3. Качественный анализ надежности прогноза параметров залежи при использовании данных сейсморазведки 3D	27
IV. Протокол итоговой оценки подсчетных параметров залежи, определенных по данным сейсморазведки 3D и ГИС, для использования их при подсчете запасов	29
V. Рекомендации по текстовой части отчета “Результаты обработки и интерпретации материалов сейсморазведки (2D, 3D) с целью уточнения подсчетных параметров, используемых при оценке запасов нефти и газа”	30
VI. Рекомендации по содержанию, форме и порядку представления подаваемых на экспертизу материалов сейсморазведки 3D (2D), используемых для подсчета запасов нефти и газа	32
Приложение. Количественная оценка степени уточнения запасов (объемов) при использовании данных сейсморазведки 3D по сравнению с интерполяцией скважинных данных	33
Список литературы	38

ВВЕДЕНИЕ

Рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа разработаны в ОАО “Центральная геофизическая экспедиция” в соответствии с Государственным контрактом №АТ-03-28/845 от 17/12 2004 и дополнительным соглашением № 1 от 15 апреля 2005.

При подготовке Рекомендаций анализировался и обобщался опыт интерпретации данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов, накопленный в первую очередь в ОАО “ЦГЭ”, а также в СК “ПетроАльянс”, ООО “Парадайм Геофизикал”. Для оценки возможностей сейсморазведки (2D, 3D) в уточнении подсчетных параметров использован обширный материал по подтверждаемости прогнозных параметров модели, предоставленный недропользователями: НК “Роснефть-Пурнефтегаз” (В. А. Агарков, В. Г. Чихунов), ОАО “Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз” (В. И. Логовской, В. В. Корсунь), ОАО “Сибнефтегеофизика” (Г. В. Ведерников, С. А. Варламов), ОАО “Краснодарнефтегаз” (З. Х. Малаев, В. В. Гайдук), ООО “Нарьянмарнефтегаз” (В. Д. Мотрук), ОАО “Саратовнефтегеофизика” (В. Н. Селенков, И. О. Шаталов), ОАО “Татнефтегеофизика” (В. А. Екименко), ФГУП “Нижневолжскгеология” (Н. Д. Лихой), ОАО “Руснефть” (С. Ю. Бахир), ЗАО “Лукойл-Пермь” (А. Ф. Катошин, Е. В. Пятунина), ОАО “Лукойл-ЗапСиб” (Ю. В. Морозов), УдмуртНПНИПИ (Н. Ф. Фурман) и др.

В “Рекомендациях” кратко изложены основные методы и параметры проведения на современном уровне полевых работ, обработки и интерпретации сейсмических (2D, 3D) данных с целью использования их результатов при подсчете запасов.

На основе анализа и обобщения большого объема данных, представленных недропользователями, по подтверждаемости последующим бурением прогнозов, полученных с использованием сейсморазведки, оценены реальные уровни погрешностей в основных нефтегазоносных районах. При этом для Западной Сибири выявлены их устойчивые “ типовые ” значения.

Проанализирован опыт и максимально учтены недостатки, выявленные в процессе трехлетней апробации “Временного руководства по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов” [28].

Рекомендации рассчитаны на специалистов-сейсморазведчиков геофизических сервисных компаний, а также геофизиков и геологов компаний недропользователей - заказчиков сейсморазведочных работ.

Текст документа “Рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа” составлен начальником отдела 103/14 ОАО “ЦГЭ” В. Б. Левянт при участии Ю. П. Ампилова, В. М. Глоговского, В. В. Колесова, М. Б. Коростышевского, С. Н. Птецова.

Авторами Приложения к Рекомендациям являются: Н. Л. Иванова, В. Б. Левянт (разделы 1 и 2.1) и А. М. Шурыгин и В. Б. Левянт (разделы 2.2 и 2.3).

В процессе работы над документом были учтены замечания А. Г. Авербуха, С. И. Билибина, Ю. М. Закариева, З. С. Воцалевского, И. Н. Керусова, Е. А. Копилевича, Е. А. Козлова, А. В. Куклина, А. С. Лаврика, В. И. Логовского, В. А. Мишина, И. А. Мушина.

Большая работа по сбору и анализу данных выполнена сотрудниками отдела 103/14 ОАО “ЦГЭ” И. Ю. Антоновой и В. Л. Шустером.

I. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПАРАМЕТРАМ ПОЛЕВЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ РАБОТ (СБОРУ ДАННЫХ) НА ЭТАПЕ РАЗВЕДКИ И ДОРАЗВЕДКИ

Площадные съемки 3D Рекомендуемые показатели плотности и равномерности сейсмических наблюдений:	Ед. измер.	Уровень качества сейсмической информации		
		Высокий (C ₁)	Средний (C ₂) (допустимый)	Низкий (D ₁)
1. Кратность (N) на целевых горизонтах*	-	60 > N > 32	48 = N > 24	24 = N > 16
2. Размер бина (пространственная разрешенность) (M)	м	M ≤ 25X25	25X25 < M ≤ 25X50	M ≥ 25X50
3. Плотность трасс (число трасс на 1 км ²) (PT)	трасс км ²	120·10 ³ - 50·10 ³	60·10 ³ - 20·10 ³	20·10 ³ - 10·10 ³
4. Равномерность освещения (за счет программного расчета схемы "отстрела"). Доля ОСТ с количеством сейсотрасс в каждом бине (m) не менее, чем	%	> 90% ОСТ должны иметь кратность N > m > 0,9N	> 80% ОСТ должны иметь кратность N > m > 0,8N	> 70% ОСТ должны иметь кратность N > m > 0,7N

Площадные системы с *нерегулярным* расположением линий наблюдений и источников типа АМОС [42]. "Экономичные" системы [19] площадных наблюдений с бином 100 × 100 м и более могут использоваться для определения структурной модели объекта на этапе детальных поисковых исследований. Однако применение их для прогноза подсчетных параметров с целью оценки запасов не рекомендуется.

Площадные съемки 2D	Ед. измер.	Уровень качества сейсмической информации		
		Высокий (C ₁)	Средний (C ₂) (допустимый)	Низкий (D ₁)
1. Плотность наблюдений (P) (при плотности P ≥ 4 работы 2D дороже 3D)	км/км ²	P ≥ 4	4 > P > 2	P < 2
2. Кратность N перекрытий*	-	N ≥ 48	48 > N ≥ 30	30 > N ≥ 16
3. Шаг между точками центров наблюдений	м	12,5 - 25	25 - 50	> 50
Общие требования для 3D и 2D				
Регистрация телеметрическая с разрядностью	-	24	24	24
Высокий уровень точности топогеодезических работ	-	Должен базироваться на использовании спутниковых геодезических (навигационных) систем типа GPS для опорной сети и электронных тахеометров для съемки		
Погрешность в плане и по высоте должна быть не выше (2D/3D)	м	1,5/1	2/1,5	> 2/1,5

* При использовании вибрационного возбуждения кратность (N) может быть в 1,5 - 2 раза выше

Предложенные выше параметры ориентированы на районы средней сложности (например, Ханты-Мансийский округ). Для съемок 3D различной степени детальности и достоверности, ориентированных на подсчет запасов нефти и газа, они характеризуют примерные значения кратности (N), пространственной разрешенности (M) и плотности трасс на км² (PT).

На этапе проектирования полевых работ 2D, 3D рекомендуется в каждом конкретном случае проводить расчет основных параметров систем наблюдения, исходя из задач съемки, ключевых приемов обработки и интерпретации и специфики сейсмогеологических условий.

Определяются:

1. Максимальное значение выноса (взрыв-прибор) X_{\max} с учетом *потребностей* скоростного анализа, подавления кратных волн, применения AVO и *ограничений*, связанных с цугами прямых и поверхностных волн, растяжением сигнала из-за кинематических поправок. Возможно использование соответствующих формул [38] или (при сложном строении среды) моделирования, основанного на решении волнового уравнения.

2. Кратность перекрытия (N), определяющая статистическое подавление случайных помех в \sqrt{N} раз, оценивается как

$$N = \left(\frac{P}{qm} \right)^2,$$

где P - уровень сигнал/помеха, необходимый для интерпретации; q - увеличение отношения сигнал/помеха в результате обработки; m - исходное значение отношения сигнал/помеха при регистрации единичного возбуждения (оценивается по материалам прошлых съемок или опытных работ).

В реальных условиях остаточный фон помех может отличаться от случайного шума, и его подавление может оцениваться как $a\sqrt{N}$, где $a < 1,0$.

При регистрации целевых отражений в значительном временном диапазоне *реальная кратность* для неглубоких горизонтов из-за мьютинга будет существенно меньше номинальной кратности перекрытия N , выбранной для самого глубокого горизонта с максимальным расстоянием взрыв-прибор (X_{\max}).

Оценка этих двух параметров (X_{\max} и N) одинакова и для 2D и для 3D.

3. Параметры, специфичные для 3D:

3.1. Общая кратность съемки 3D определяется произведением кратностей по линиям приема (n_x) и линиям возбуждения (n_y):

$$N = n_x n_y \quad \text{или} \quad N = \frac{\pi X_{\max}^2}{4 SL \cdot RL}, \quad SL \cdot RL = \frac{\pi X_{\max}^2}{4N},$$

где SL - расстояние между линиями источников; RL - расстояние между линиями приема.

Системы наблюдения с $SL = RL$ (но допустимы и $2/3 \leq SL/RL \leq 3/2$), обеспечивающие высокую равномерность как по распределению кратности в бинах, так и по наборам удалений взрыв-прием и азимутов трасс, являются оптимальными.

3.2. Плотность трасс (PT) рекомендуется задавать исходя из экспертных оценок:

6000 - 18000 трасс/км² - для сред простого строения с хорошим соотношением сигнал/помеха;

18000 - 25000 трасс/км² - для более сложных сред с хорошим соотношением сигнал/помеха;

25000 - 100000 трасс/км² - при сложном строении коллектора и увеличенном уровне помех.

3.3. Конфигурация контура съемки 3D должна учитывать требования глубинной миграции в части учета сейсмического сноса. При пологом залегании горизонтов край съемки должен быть удален от края исследуемого объекта не менее, чем на половину радиуса апертуры, что примерно оценивается половиной глубины объекта.

В случае сложнопостроенных сред с большими углами падения глубокозалегающих целевых горизонтов рекомендуется выполнять простейшее моделирование волнового поля путем трассирования нормальных лучей. Поскольку на этапе разведки контуры объекта примерно известны, моделирование позволит фиксировать точки выхода лучей на поверхность и тем самым определить границы съемки 3D и обеспечит полноценную миграцию.

3.4. Проектирование схемы отстрела должно в обязательном порядке выполняться с использованием специализированных программных комплексов, обеспечивающих максимально равномерное покрытие всего поля съемки 3D однородными по числу трасс и по спектрам удалений и азимутов наборами трасс ОСТ. Это особенно актуально при проведении работ на разведываемых и особенно эксплуатируемых объектах. В итоге должна быть подготовлена компьютерная программа отстрела для регистрирующей системы.

На этапе проведения полевых работ необходимо обеспечить:

1. Выбор оптимальных условий возбуждения и приема, чтобы обеспечить возможность последующего анализа динамических характеристик целевых отражающих горизонтов.

2. Супервайзерский контроль выполнения методики и технологии проведения работ, предусмотренных проектом. Принятие оперативных мер при необходимости корректировки проведения работ. Повторная отработка некачественных элементов наблюдений.

3. Предварительную оперативную обработку в поле, позволяющую оценить качество полевых сейсмограмм и предварительного суммарного разреза. Контроль соотношения сигнал/шум и разрешенности целевых отражений, оцениваемой шириной рабочей части спектра.

Следует иметь в виду, что эффективное использование динамических характеристик сейсмических сигналов возможно при превышении уровня сигнала над шумом не менее чем в 8 - 10 раз.

Вопросы проектирования полевых сейморазведочных работ 2D достаточно известны. Они рассмотрены в ряде регламентных документов, в частности в [36].

Контроль качества полевых работ выполняется в два этапа геофизиком подрядчика и супервайзером непосредственно в поле с использованием цифровой обрабатывающей системы, обычно смонтированной в сеймостанции.

1. *Первичная приемка* сейсмограмм, контролирующая отсутствие технических дефектов в системе регистрации и аномального понижения соотношения сигнал/помеха относительно типичного уровня. Предусматривается также определение и построение карт ряда количественных оценок: сигнал/микросейсмы, сигнал/регулярные помехи, уровень сигнала источника возбуждения, отличие амплитуды записи относительно соседней сейсмограммы и, главное, динамических характеристик целевых отражений.

2. *Предварительная обработка* совокупности сейсмограмм предусматривает выполнение поканальных процедур стандартного препроцессинга, многоканальную фильтрацию, ввод и коррекцию расчетных статических и кинематических поправок, получение предварительного суммарного разреза.

Супервайзер утверждает граф и параметры процедур предварительной обработки. Оценка геофизиком подрядчика и супервайзером отношения сигнал/помеха и спектральных характеристик целевых отражений на предварительных суммах позволяет определить приемлемость качества полевых работ для заказчика (соответствие их проекту) или необходимость принятия решения о дублировании полевых наблюдений. Соотношение сигнал-шум, равное 4 - 6, в заданном диапазоне частот для целевых горизонтов на предварительных суммах вполне достаточно, чтобы при обработке на стационарном центре выйти на значения этого соотношения, равные и большей 10, необходимые для динамического анализа.

II. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТОДИКЕ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (2D, 3D)

Использование динамических характеристик отраженных волн для прогноза подсчетных параметров нефтяных и газовых залежей ставит следующие задачи перед обработкой (на стационарном вычислительном центре).

- 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 глубинный масштаб с обеспечением наиболее точного отображения реального строения среды.

Ниже приводится примерный состав основных групп процедур обработки

II.1. СТАНДАРТНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ ОБРАБОТКИ СЕЙСМОГРАММ		Дополнения и ограничения
<p>Для решения кинематических задач:</p> <p>Редакция сейсмограмм и трасс. Учет геометрического расхождения с целью восстановления амплитуд. Полосовая фильтрация, переменная по времени и удалениям, с сохранением фазовых характеристик. Потрассная деконволюция в нескольких окнах, учитывающая изменение формы отраженного сигнала с глубиной. Потрассная нормализация.</p>	<p>Для решения динамических задач:</p> <p>Редакция сейсмограмм и трасс. Учет геометрического расхождения для AVO по закону V^2t. Полосовая широкополосная фильтрация. Поверхностная деконволюция, как правило, в одном окне. Q-фильтрация (деабсорбция). Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.</p>	<p>Приемы и особенности обработки при согласовании (сшивке) разнородных сейсмических материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> полученных в разные годы; <input type="checkbox"/> со взрывным и вибрационным возбуждением; <p>2D и 3D рассматриваются в работе [33].</p>
<p>II.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ВВОД КОРРЕКТИРУЮЩИХ ПОПРАВOK. МНОГОКАНАЛЬНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ ДО СУММИРОВАНИЯ</p> <p>Сортировка по ОСТ. Расчет статических поправок за рельеф и ЗМС (в т. ч. и по преломленным волнам). Предварительный анализ скоростей (первая коррекция кинематических поправок). Многократная коррекция остаточных статических и кинематических поправок. Подавление кратных волн. Учет низкочастотной компоненты статических поправок (ММП и др.) Окончательная коррекция кинематических и статических поправок.</p>		

<p>Спектральное отбеливание с целью расширения спектра в область высоких частот. Амплитудная балансировка с учетом поверхностных условий. Коррекция остаточных фазовых сдвигов с получением сейсмограмм ОСТ с введенными остаточными поправками.</p>	<p>Дополнения и ограничения</p>
<p>II. 3. ПОЛУЧЕНИЕ СУММАРНЫХ И МИГРИРОВАННЫХ РАЗРЕЗОВ ДЛЯ 2D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И КУБОВ ДЛЯ 3D-СЕЙСМОРАЗВЕДКИ</p> <p>Полученные суммированием трасс ОГТ или ОСТ с вводом кинематических поправок на основе куба $V^{ОГТ}(x, y, t)$ суммарные разрезы и кубы имеют в основном технологическое значение контроля качества обработки. Основным этапом обработки является миграция, реализуемая в следующих модификациях:</p> <p><i>Миграция суммарного куба</i> (или суммарных разрезов в 2D-сейсморазведке) с определением куба (или разреза - для 2D) скоростей миграции $V^{mig}(x, y, t)$ - путем коррекции куба скоростей суммирования, $V^{ОГТ}(x, y, t)$ - на основе тестирования по критерию оптимального суммирования однократных отражений (обычно скорости изменяются на $\pm 3, \pm 5, \pm 8\%$).</p> <p><i>Миграция сейсмограмм во временной области (PSTM)</i> с использованием куба скоростей $V^{ОГТ}(x, y, t)$ и последующей докоррекцией кинематических поправок и вводом остаточных фазовых сдвигов и суммирование мигрированных сейсмограмм с получением мигрированного суммарного куба.</p> <p><i>Глубинная миграция сейсмограмм до суммирования (PSDM)</i> с использованием массива $V(x, y, z)$, полученного путем коррекции пластовых скоростей.</p> <p>Основным преимуществом PSDM является учет преломления лучей, обеспечивающий наилучшее качество фокусировки суммарного изображения. При использовании PSDM формирование глубинно-скоростной модели (ГСМ) можно проводить по разным методикам, выбор которых обосновывается конкретными сейсмогеологическими условиями и результатами тестирования. Однако общая схема, если остаточные сдвиги велики, предусматривает после расчета первоначального варианта ГСМ выполнение нескольких итераций миграции PSDM по полному кубу или по тестовому фрагменту с определением кинематических доправок, необходимых для доспряжения мигрированных осей синфазности. Если недоспряжение осей незначительно, то можно их доспрянуть вводом остаточной кинематики, не корректируя ГСМ и не повторяя миграции. В сложных случаях желательно миграцию по Кирхгофу продублировать миграцией по волновому уравнению.</p>	<p>Вопросы подготовки скоростной модели для процедуры глубинной миграции рассмотрены в разделе “Структурная интерпретация”, пункт III.1.2.ж.</p>
<p>II. 4. ПРОЦЕДУРЫ ОБРАБОТКИ СУММАРНЫХ КУБОВ НЕМИГРИРОВАННЫХ ТРАСС И КУБОВ МИГРИРОВАННЫХ ДАННЫХ</p> <p>Нуль-фазовая деконволюция или гармонизирующая деконволюция. Полосовая, переменная по времени, фильтрация. Спектральная балансировка (спектральное отбеливание) обеспечивает повышение вертикальной разрешенности, компенсирует неравномерность окончательных сумм, в первую очередь из-за неодинакового поглощения в ЗМС. FX (или для 3D - FXY)-деконволюция с целью ослабления нерегулярных помех. FK-фильтрация во временной области с режекцией остатков регулярных помех. Все этапы обработки должны сопровождаться качественным контролем - просмотром сечений кубов inline и crossline на экранах рабочих станций. Необходим также количественный расчет карт сигнал/помеха по целевым горизонтам и амплитудно-частотных спектров для оценки расширения полосы частот.</p>	

II. 5. КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ОБРАБОТКИ

Обычно контролируется изменение в процессе обработки двух параметров в интервале целевого отражения: отношения сигнал/помеха (S/N) и амплитудно-частотных характеристик ($A(f)$). Для контроля динамики повышения уровня сигнала к уровню помех рекомендуется проводить расчет и сопоставление карт распределения параметра S/N по всей площади съемки 3D на ключевых этапах обработки.

Получение на тех же этапах амплитудно-частотных характеристик целевого отражения в нескольких фиксированных точках съемки позволяет оценить расширение частотного спектра и повышение разрешенности в результате применения тех или иных процедур или их комплекса. Рекомендуется проведение таких контрольных оценок изменения указанных характеристик на 4 - 6 основных этапах обработки. Например:

1. По предварительной сумме после препроцессинга.
2. После коррекции статических и кинематических поправок.
3. По окончательному суммарному кубу (с оценкой эффекта коррекции остаточных сдвигов, с подавлением кратных и с другими процедурами).
4. По мигрированному кубу.
5. По окончательному мигрированному кубу после применения процедур постмиграционной обработки.

Отсутствие положительной динамики рассматриваемых показателей может быть основанием для анализа причин низкой эффективности отдельных процедур и принятия мер по их повторению со скорректированными параметрами. Опыт получения контрольных карт сигнал/помеха (S/N) в условиях Западной Сибири говорит о возможности повышения S/N от исходного суммарного куба после препроцессинга до окончательного суммарного куба мигрированных сейсмограмм до 10 раз и более. Целью, как говорилось выше, является десятикратное и более превышение сигнала над помехой [22], что является условием использования динамических характеристик отражений для прогнозирования подсчетных параметров в межскважинном пространстве.

Расширение частотного спектра определяет возможность изучения характеристик тонких продуктивных пластов. Согласно исследованиям И. К. Кондратьева [24], для этого при толщинах 5 - 6 м в условиях Западной Сибири необходима ширина рабочей части спектра (Δf) не менее 50 - 60 Гц. Опыт современной обработки в условиях Западной Сибири при высоком качестве полевого материала и оптимальном выборе графа и параметров процедур обработки говорит о достижимости этих требований.

Стремление повысить чувствительность к изменениям пористости и газонасыщенности коллекторов определяет тенденцию ко все большему использованию сейсмических атрибутов, рассчитанных по мигрированным сейсмограммам при использовании AVO-анализа. Это предъявляет еще более высокие требования к технологии выполнения полевых работ, особенно к выбору оптимальных условий возбуждения, по сравнению с рассмотренными выше требованиями к качеству суммарных трасс, результативных разрезов и кубов.

III. СОСТАВ ПРОЦЕДУР ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (2D, 3D) И ГИС. РЕКОМЕНДАЦИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МАТЕРИАЛОВ 2D, 3D ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

В предлагаемом варианте “Рекомендаций” рассматриваются только разделы интерпретации, связанные с количественными оценками характеристик, используемых для подсчета запасов. Сейсмофациальный, седиментационный и палеотектонический анализы не рассматривались, чтобы не перегружать объем документа.

Специфика применения сейсморазведки на поисково-оценочном этапе и начальных этапах эксплуатации (доразведки), когда стоит задача подсчета или уточнения запасов, заключается в наличии большего или меньшего числа скважин на площади съемки, которыми было подтверждено наличие залежи и частично изучено ее строение.

На возможность уточнения строения залежи (резервуара) в межскважинном пространстве за счет применения сейсморазведки 3D существенно влияют плотность скважин (их число на квадратный километр), распределение их по площади, качество методов ГИС, параметры целевых горизонтов. Следует отметить, что даже при большой плотности скважин на этапе эксплуатации применение сейсморазведки 3D может быть геологически и экономически эффективно при необходимости трассирования тектонических и литологических экранов, значительной изменчивости коллекторов, больших погрешностях инклинометрии.

Можно выделить три основные группы месторождений с точки зрения совместного использования сейсморазведки 3D и скважинной информации:

- крупные и средние месторождения Западной Сибири, Волго-Урала, Восточной Сибири, на которых пробурено более 20 - 50 скважин;
- малые месторождения как в старых районах нефтедобычи - Татарии, Башкирии, Перми, Саратовском и Волгоградском Поволжье, Предкавказье, так и в Западной Сибири - с числом скважин в среднем меньше 10;
- крупные и средние по площади месторождения на шельфе с ограниченным (меньше десяти) числом скважин, но с существенно лучшим, чем на суше, качеством сейсмического материала.

III.1. СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ - ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ	Дополнения и ограничения
<p>Наибольшее влияние на точность структурных построений в межскважинном пространстве, как показывает практика, оказывает скоростная модель и, в частности, адекватный реальной среде учет локальных изменений скоростей.</p>	
<p>III.1.1. Перечень материалов, необходимых для структурной интерпретации данных сейсморазведки 3D</p>	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Сейсмограммы на выходе полного цикла обработки, подготовленные к окончательному суммированию и миграции. 2. Куб скоростей $V_{OГТ}$. 3. Предварительный временной куб суммотрасс ОГТ. 4. Предварительный временной мигрированный куб (по суммарным трассам). 5. Материалы ВСП, имеющиеся на площади съемки. 6. Таблица глубин и координат пластопересечений опорных горизонтов по материалам ГИС. 7. Полный объем (база данных) материалов геофизических исследований всех скважин в пределах съемки 3D (в первую очередь АК, НГК, ГГКП, инклинометрии для наклонных скважин). 	

III.1.2. Основные элементы и методы структурной интерпретации

Дополнения и ограничения

III.1.2.a. Интерпретационные приемы учета скоростных неоднородностей в верхней части разреза (ВЧР)

Это весьма ответственный этап, поскольку недоучет ВЧР является одним из основных источников погрешностей структурных построений.

Учет скоростных неоднородностей, связанных с зоной малых скоростей (ЗМС), при тщательном выполнении двух-трех циклов коррекции статических и кинематических поправок и исключении остаточных сдвигов современными обрабатываемыми комплексами, как правило, устраняет статику, связанную с ЗМС.

Основными источниками ошибок этого этапа являются низкочастотные скоростные изменения в интервале разреза между подошвой ЗМС и зоной стабилизации осадконакопления. На Русской платформе они обычно связаны с неоднородностями первой жесткой сильно преломляющей и часто изрезанной границы, в Западной Сибири - с многолетнемерзлыми породами (ММП). Недоучет этого фактора приводит к существенному искажению на временных разрезах глубоких целевых горизонтов.

Наиболее широко используются для устранения этих негативных факторов следующие приемы:

1. Способ “замещения слоя” [21].
2. Способ, реализующий алгоритм сейсмической томографии [25].
3. Палеотехнология [5]

Первый предусматривает детальный скоростной анализ по самому неглубокому горизонту ниже зоны скоростных неоднородностей, тем самым позволяя учесть скоростные аномалии в ВЧР.

Второй на основе расчета горизонтальных спектров $V_{\text{инт}}(x)$, $V_{\text{ОГТ}}(x)$ по опорным горизонтам и применения технологии глубинной миграции до суммирования предусматривает определение скоростных аномалий, в максимальной степени уточняющих глубинно-скоростную модель по критерию соответствия наблюдаемому полю.

Палеотехнология предусматривает: раздельную максимальную неискажающую обработку верхней части разреза и обработку части разреза ниже репера после ее трансформации на спрямленный реперный горизонт вводом статистических псевдопалеопоправок; совместную интерпретацию с восстановлением глубинной модели первой жесткой границы и реперного горизонта; использование палеовременного мигрированного куба для снятия значений ΔT между реперным горизонтом и целевыми отражениями, свободными от негиперболичности.

III.1.2.b. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов

Эта процедура выполняется с использованием данных ВСП (СК), акустического (АК) и плотностного (ГГК) каротажа. Кроме того, для уточнения литологии привлекается весь комплекс данных ГИС и бурения.

1. *Грубая привязка* - сопоставление волновых полей ВСП с нанесенными на них годографами удвоенных вертикальных времен, трассами однократных отражений и фрагментами временных разрезов МОГТ. Эти материалы обычно хорошо сопоставимы по динамике и фазовым характеристикам и используются для привязки реперных (опорных) отражающих горизонтов.
2. *Уточненная стратиграфическая привязка* целевых продуктивных горизонтов выполняется на основе сейсмического моделирования. Тонкослоистые скоростные модели рассчитываются по кривым АК и ГГК и калибруются с использованием вертикального годографа ВСП или положением опорных отражающих границ.

Форму импульса для свертки выбирают на основе перебора импульсов Берлаге, Пузырева, Риккера и др. с учетом спектра функции автокорреляции ближайших сейсмических трасс.

Синтетическую трассу рассчитывают путем свертки акустической модели с выбранным импульсом. Качество подбора импульса и качество привязки, т. е. соответствия синтетической сеймотрассы выбранной модели реальным трассам, оценивают функцией взаимной корреляции - ФВК.

3. *Использование СВАН-преобразования*. Модельные синтетические сеймотрассы сопоставляются с реальными путем оценки подобия их СВАН-разверток (спек-

В условиях сложной ЗМС целесообразно предусмотреть необходимый объем МСК и исследований с малым шагом между приемниками.

Приемлемые значения ФВК. Рекомендуется в качестве “надежной” корреляции значения коэффициента корреляции (R), большие 0,9, что соответствует соотношению сигнал/шум более 2,0. В качестве “приемлемых” можно использовать значения ФВК с $0,7 < R < 0,9$, что соответствует c/n , равному 1,0 - 2,0. Использована зависимость,

$$R = \frac{1}{\sqrt{1 + \rho^2}}, \text{ где } \rho - \text{отношение}$$

сигнал/шум. Однако по мнению некоторых исследователей, высокие значения ФВК могут быть связаны с использованием нормированных СВАН-колонок и максимального значения ФВК при сравнении каждой трассы СВАН-колонок с полевой трассой.

трально-временных декомпозиций этих трасс). Это обусловлено тем, что СВАН-развертки являются более инвариантными к воздействию различных фильтрующих факторов, в том числе к флуктуациям поверхностных условий, к неконтролируемым влияниям на спектры записей методики наблюдений и обработки, к неточности выбора формирующего импульса и т.п. [34, 35]. Вследствие этого при сопоставлении СВАН-разверток обеспечиваются более высокие значения ФВК, а следовательно, - надежность увязки.

III.1.2.в. Корреляция

Технология корреляции по кубу 3D

I этап. Отражающий горизонт коррелируется по каждому (2-му или 5-му, или 10-му) inline, а также по crossline с контролем правильности корреляции на пересечениях. При хорошем качестве сейсмического материала корреляция осуществляется в автоматическом режиме, при низкой динамической выраженности применяется ручная корреляция. Потери корреляции после восстановления контролируются в точках скважин.

II этап. Автоматическая корреляция по всему кубу, опирающаяся на сеть не менее 5×5 inline и crossline. Места разрывов перекрываются интерполяцией.

III этап. На картах изохрон области с ненадежной корреляцией должны выделяться условным обозначением (например, штрих-пунктиром).

IV этап. В зонах, осложненных тектоническими нарушениями, и в зонах ограниченной разрешенности может применяться метод "схождения" (с использованием поверхности ближайших, устойчивых отражающих горизонтов).

V этап. Применяется процедура сглаживания значений $T_0(x,y)$ с получением карты изохрон или временных поверхностей в трехмерном изображении.

III.1.2.г. Выделение и трассирование тектонических нарушений

Необходимы для раздельного подсчета запасов при блоковом строении месторождения, а также для выделения гидродинамических экранов и флюидопроводящих каналов. Для выделения и картирования разрывных дислокаций используются временные и глубинные сейсмические разрезы, карты градиентов (углов наклона) с подсветкой, горизонтальные сечения куба когерентности, седиментационные слайсы, разрезы и кубы классификации, а также спектрально-временные атрибуты, особенно для малоамплитудных тектонических нарушений [10]. Точность и надежность выделения нарушений существенно выше по разрезам и срезам куба глубинной миграции по сейсмограммам (PSDM) с качественно выполненным построением глубинно-скоростной модели.

III.1.2.д. Расчет глубинно-скоростной модели среды - построение структурных карт по опорным отражающим горизонтам

Данные сейсмокаротажа (ВСП) являются первоочередной и опорной информацией о скоростной характеристике разреза.

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 $T_0(\Delta T_0)$ времен соответствующих отражающих горизонтов.

При ограниченном числе скважин или существенной неравномерности расположения их на площади исследования сейсмическую информацию (вертикальные и горизонтальные спектры скоростей) используют для расчета скоростной модели по всему объекту. Полученные данные привязываются к имеющимся скважинным данным.

Существуют следующие способы расчета глубинно-скоростной модели среды:

1. Использование куба скоростей $V_{\text{ОГТ}}(x,y,t)$, полученного в результате редактирования и объемного сглаживания скоростных зависимостей $V_{\text{ОГТ}}(t_0)$ по вертикальным спектрам скоростей, определенным по сеткам от $2,0 \times 2,0$ до $0,5 \times 0,5$ км. С использованием этого куба скоростей карты $T_0(x,y)$ пересчитываются в карты $Z(x,y)$. Полученные структурные карты поверхности увязываются с глубинами соответствующих горизонтов в скважинах, с построением карт схождения.

Дополнения и ограничения

Корреляция сложно дислоцированных границ нередко упрощается после выравнивания вышележащих границ, если оно геологически применимо. В условиях сильной литологической изменчивости пластов необходимо по возможности осуществлять корреляцию кровли и подошвы коллекторов по результатам инверсии в куб импеданса или песчаности. Для корреляции сложных границ целесообразно применять кубы классификации по набору атрибутов (или, что то же самое, по форме сейсмической записи), позволяющие одновременно осуществлять и кинематическую и динамическую корреляцию.

Критерием надежности выделения нарушения является проявление этого нарушения по нескольким признакам на сейсмических разрезах и погоризонтных срезах.

2. Детальный расчет пластовой скоростной модели среды с использованием массива вертикальных спектров скоростей и вычислением по опорным отражающим горизонтам интервальных скоростей между ними по формуле Дикса-Урупова. Построение карт интервальных скоростей $V_{\text{инт}}(xy)$ и получение из карты $T_0(xy)$ карт глубин $Z(xy)$. Набор структурных поверхностей $Z(xy)$ и карт $V_{\text{инт}}(xy)$ формирует толстослоистую глубинно-скоростную модель (ГСМ).

Увязка карт скоростей и глубин со скважинными данными с применением фитинга (“посадки” на скважинные значения глубин), предусматривающего интерполяцию невязок и подсуммирование значений карт невязок к карте глубин $Z(xy)$.

Расчет куба средних скоростей $V_{\text{ср}}(xyz)$.

На выходе: карты $Z(xy)$, $V_{\text{инт}}(xy)$, $V_{\text{ср}}(xy)$ для опорных отражающих горизонтов.

3. Расчет последовательно сверху вниз горизонтальных интервальных скоростей с трассированием лучей с учетом преломления на вышележащих границах.

Построение карт интервальных скоростей выделенных пластов.

Лучевая миграция карт $T_0(xy)$ и получение карт глубин $Z(xy)$.

Увязка результатов скоростного анализа сейсмических данных со скважинными данными (фитинг).

Расчет средних скоростей и построение карт средних скоростей по основным горизонтам.

В случае необходимости значения скорости рассчитываются с учетом вертикального градиента.

В результате получают карты интервальных скоростей $V_{\text{инт}}(xy)$, значение вертикального градиента для каждого пласта. На основании этих карт строится глубинно-скоростная модель объекта.

4. При значительном числе скважин, равномерно покрывающих площадь съемки, интервальные скорости определяются в каждой скважине.

$$V_{ij}^{\text{инт}} = 2\Delta Z_{ij}/\Delta T_{0ij}.$$

Далее значения $V_{ij}^{\text{инт}}$ интерполируются по площади с получением карт интервальных скоростей $V_{\text{инт}}(xy)$. На их основе с использованием карт $T_0(xy)$ и $\Delta T_0(xy)$ рассчитываются карты $Z(xy)$ и $\Delta Z(xy)$, которые еще раз “сажаются” на скважины. Лучевая миграция карт $T_0(xy)$ и получение карт глубин $Z(xy)$.

Построение единой толстослоистой глубинно-скоростной модели для всей площади съемки и увязка карт скоростей и глубин со скважинными данными.

Расчет карт средних скоростей.

5. Использование регрессионных зависимостей $Z = F(T_0)$ и $\Delta Z = F(\Delta T_0)$.

Оно предусматривает построение кросс-плотов $Z = F(T_0)$ и $\Delta Z = F(\Delta T_0)$ для устойчиво коррелируемых и жестко привязанных по скважинам отражающих горизонтов. В условиях достаточно устойчивых характеристик толщин в пределах локальной структуры альтернативой методике структурных построений с использованием интервальных скоростей может быть технология многомерной регрессии [39]. При этом в качестве атрибутов выступают времена (T_0 и ΔT_0) распространения волн до опорных горизонтов, а также глубина первого опорного горизонта $Z_{\text{о.г.1}}$ (если она известна)

$$Z_i = a + b | Z_{\text{о.г.1}} | + \sum_{i=2}^n k_i T_{0i}.$$

Полученная карта глубин $Z(xy)$ уточняется подсуммированием проинтерполированных невязок $\Delta Z(xy)$.

В ряде случаев целесообразно привлечение данных потенциальных полей для учета трендов [39].

6. В условиях Русской платформы, где сильно влияние скоростных неоднородностей верхней части разреза, обусловленных неогеновыми врезами или неровностями первой жесткой границы, применяют следующую последовательность процедур: сначала строят, используя скважинную информацию или сейсмическую томографию (см. пункт III.1.2.а.), первый опорный внутрипалеозойский горизонт. От него более глубокие горизонты строят последовательно разностным методом, ис-

Объективно существует значимое отличие скоростей миграции (суммирования), обеспечивающих максимальное фокусирование суммируемых сигналов, от скоростей в среде. Этот эффект увеличивается с глубиной и усложнением сейсмогеологических условий и приводит к существенным невязкам в глубинах между данными скважин и прогнозными глубинами сейсмо-разведки.

пользуя карты разности времен $\Delta T_0(x,y)$ и карты интервальных скоростей $V_{\text{инт}}(x,y)$, определенные по скважинным данным или по результатам расчета горизонтальных (интервальных) спектров скоростей.

7. В условиях мощных газонасыщенных меловых отложений шельфа Карского моря (уникальные месторождения Русановское и Ленинградское и др.), Приамальского шельфа, а также в других районах на месте положительных антиклинальных структур на временных разрезах могут наблюдаться “временные ямы” за счет существенного снижения скорости в газонасыщенных породах. То есть на картах изохрон данные образования воспринимаются как синклиналильные складки. В связи с отсутствием достаточных данных ВСП (0-2 скважины на площадь) структурные построения выполняются последовательно с использованием пп. 1, 2, 3 и выбором результата, наиболее согласованного со всеми данными. При дальнейшем разбуривании такого месторождения применяются обычные приемы, описанные выше, с акцентом на получение максимально разрешенной модели скоростей, с тем чтобы в последующем при благоприятных условиях использовать зоны инверсии скорости для прогноза газонасыщенности.

8. Специальная методика построения глубинных изображений сложнопостроенных сред и сложнодислоцированных сред (сложная ВЧР, мерзлота, пластовая соль, солянокупольная тектоника и т. п.), основанная на интерпретационной обработке сейсмических данных, включает следующие основные процедуры:

1. Построение глубинно-скоростной модели среды одновременно двумя способами (метод взаимных точек и R -способ) и контроль качества определения параметров среды с помощью специального критерия, основанного на особенностях этих двух способов [46].
2. Погружение сейсмограмм ниже уровня уверенно построенных отражающих границ. В случае когда эти границы имеют сложную форму, погруженные сейсмограммы содержат годографы более простой (более гиперболической) формы, и поэтому использование методов, упомянутых в пункте 1, позволяет существенно точнее построить глубинно-скоростную модель среды ниже уровня погружения [8].
3. Миграция сейсмограмм (или временных разрезов) отдельно выше и ниже уровня приведения в своих глубинно-скоростных моделях и “сшивка” результатов в окончательный динамический глубинный разрез.
4. В очень сложных условиях, когда не удается восстановить верхнюю часть разреза, применяется методика аппроксимации неоднородного слоя. Она заключается в использовании априорной отражающей границы для восстановления среды выше нее методом томографического типа и погружения сейсмограмм в этой модели. Это позволяет получить надежные результаты ниже априорной границы (типичная ситуация - изучение разреза ниже первой подсолевой границы).

III.1.2.e. Построение структурных карт опорных и целевых отражающих горизонтов

При построении пластовой скоростной модели, когда интервальная скорость пластов между опорными отражающими горизонтами изменяется по латерали, а вертикальный градиент скорости постоянен, целевые пласты строятся с использованием горизонтального градиента скорости всего пласта. Если месторождение разбито тектоническими нарушениями на блоки, то структурные построения выполняются или а) независимыми построениями при наличии скважин в каждом блоке, или б) путем реконструкции залежи - приведением к опорному блоку интерполяцией по всему объекту и возвращением к исходному уровню с учетом амплитуд нарушений. Структурные карты целевых пластов строят с использованием карт интервальных скоростей и карт $T_0(x,y)$. Определяют невязки с отбивками скважин и строят карты схождения. После привязки к скважинам получают структурные карты глубин $Z(x,y)$.

Пространственно сглаженные карты интервальных скоростей пересчитывают в карты средних скоростей для каждого горизонта. Окончательные структурные карты строят с использованием карт изохрон и соответствующих им карт средних скоростей.

III.1.2.ж. Получение куба глубинных изображений сейсмической записи (глубинная миграция до суммирования - PSDM)

Решение задачи построения кубов для визуальной интерпретации: сейсмостратиграфического и фацеального анализа, трассирования нарушений и т. д.

Максимально детальное и четкое изображение среды обеспечивается подбором оптимальной скорости миграции V_{mig} по критерию наилучшего качества фокусировки суммарного изображения на результирующем разрезе. Иначе, говоря по критерию “спрямленности” осей синфазности однократных отраженных волн.

В настоящее время наиболее распространены два методических подхода к определению глубинно-скоростной модели на основе PSDM:

1. Рассчитываются интервальные скорости $V_{инт}$ между опорными отражениями пересчетом $V_{огт}$ вертикальных спектров по формуле Дикса-Урупова. Наборы карт $T_0(xy)$ и $V_{инт}(xy)$ пересчитываются в карты структурных поверхностей $Z(xy)$, которые вместе с $V_{инт}(xy)$ формируют толстослоистую пластовую глубинно-скоростную модель (ГСМ). Далее с ее использованием выполняется миграция по сейсмограммам (PSDM). Определяются кинематические допоправки, необходимые для доспрямливания мигрированных осей синфазности. Поправки либо вводятся непосредственно в мигрированные сейсмограммы, либо используются для коррекции ГСМ на основе томографии.

При необходимости выполняются несколько итераций с томографией. В результате получают куб $V_{инт}^{mig}(xyz)$, обеспечивающий синфазное суммирование полезных отражений.

2. Выполняется последовательно сверху вниз расчет горизонтальных спектров интервальных скоростей миграции для выделенных поверхностей $T_0(xy)$ с учетом преломления на вышележащих горизонтах. Выполняется PSDM и определяются кинематические допоправки, спрямляющие оси синфазности. Далее, как указывалось в п. 1.

Построение карт структурных поверхностей с целью геометризации залежи

В основерешения задачи лежит коррекция скоростей, времен и глубин с целью жесткой привязки их к скважинным данным. При этом применяется иная технология, и результирующая скоростная модель может заметно отличаться от предыдущей, обеспечивающей оптимальную фокусировку энергии. Для ее решения полученные выше кубы $Z(xyz)$ (или разрезы $Z(xz)$) с использованием построенной для первой задачи ГСМ, пересчитываются в кубы $T_0(xyz)$ (или разрезы $T_0(xz)$). Погоризонтные значения глубин, времен и скоростей результируемых кубов $Z^{mig}(xyz)$; $T_0^{mig}(xyz)$; $V_{инт}^{mig}(xyz)$ увязываются со скважинной информацией. Это предусматривает возможность неоднократной “посадки” соответствующих полей на скважинные данные с интерполяцией невязок. Таким образом обеспечиваются формирование глубинно-скоростной модели с минимальными ошибками в абсолютных глубинах и корректное выполнение структурных построений.

III.1.3. Интерполяция в процессе структурной интерпретации

Процедура интерполяции используется на ряде этапов структурной интерпретации данных 3D и 2D. Она является ключевым приемом определения скорости и глубин (а для 2D и времен) в межскважинном пространстве, когда требуется “посадка” соответствующего поля на скважинные данные (интерполяция невязок). Наиболее известные методы интерполяции: “кригинг”, итерационное масштабируемое сглаживание (ИМС) [19], кубические сплайны. Первый из них наиболее широко применяется, хотя требует стационарности поля данных, за что подвергается суровой критике [6]. Кригинг [14] - детерминированное решение, основанное на случайной модели среды. Он дает единственный результат, относительно которого гарантируется минимальное отклонение от неизвестных реальных значений интерполируемых величин. Исключить опасение относительно нестационарности поля невязок в точках скважин можно или подтверждением на гистограмме этих данных нормальным (Гаусовым) распределением и/или идентичностью азимутальных вариограмм. При наличии тренда геостатистика предлагает усложненное решение - “универ-

сальный кригинг" - включающее итерационную оценку тренда. Процедура кригинга реализована как в западных, так и в отечественных интерпретационных пакетах. Модельные исследования известных методов интерполяции по точности восстановления поверхности [19] показали, что для стационарной модели кригинг превосходит все остальные методы. Но он уступает методу итерационного масштабируемого сглаживания (ИМС) при нестационарных данных (наличие неучтенного тренда) и при погрешностях в исходных данных.

Дополнения и ограничения

Пока этот вывод не подтвержден значительным практическим опытом.

III. 1.4. Способы оценки погрешностей структурных построений, определенных по внутренней сходимости данных 3D и ГИС

Оценки погрешностей, полученные непосредственно из данных 3D и ГИС в процессе интерпретации, можно назвать "погрешностями, оцененными по внутренней сходимости 3D и ГИС". Традиционная расчетная оценка погрешности σ_Z прогноза глубин горизонтов, выполняемая по формуле $\sigma_Z = \sqrt{V^2 \sigma_T^2 + T^2 \sigma_V^2} / 2$ при использовании 3D, представляется нецелесообразной, поскольку методы корректной оценки величин σ_T и σ_V проблематичны.

Возможные погрешности глубин в межскважинном пространстве (количественные характеристики ошибок структурных построений) можно получить следующими способами:

Способ, основанный на вычислении стандартного отклонения глубин ($\sigma_{\Delta Z}$), определенных по сейсмической карте, в точках скважины от скважинных отметок глубин горизонта по формуле

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

где ΔZ_i - значения 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 [30]. Оценкой погрешности является среднеквадратичное значение отклонения от линии регрессии.

Метод валидации ("выколов"), или эталонной скважины, оценки погрешности прогноза, основанный на вычислении ошибки прогноза при последовательном исключении одной скважины, может дать достоверную оценку погрешности прогноза при равномерном распределении скважин по площади.

Метод скользящего экзамена (jack-knife) предусматривает разделение всего набора данных на обучающую (70 - 90%) и контрольную (10 - 30%) выборки. Построение глубинно-скоростной модели среды с использованием только обучающей 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.

При использовании для интерполяции метода "кригинга" имеется возможность построения карты ошибок, точнее, карты оценок ошибок - стандартных отклонений, получаемых в результате расчета большого числа реализаций, соответствующих априорной модели среды и значениям невязок в точках скважин [14].

Целесообразно также построение карт этих отклонений.

Эффективен, как показывают модельные исследования, при наличии 15 и более скважин.

III. 1.5. Типовые уровни точности структурных построений

На основе статистического анализа результатов проверки последующим бурением точности структурных построений с использованием комплекса сейсморазведки 3D и скважинных данных установлены типовые уровни среднеквадратичных ошибок для основных нефтегазоносных районов России с применением принципа 90%-й достаточности, т. е. при исключении 10% максимальных погрешностей [30]. При этом желателен анализ причин каждой из них.

Дополнения и ограничения

Для продуктивных горизонтов юры и мела Западной Сибири обеспечиваются следующие достаточно стабильные уровни среднеквадратичных погрешностей структурных построений ($\sigma_{\Delta Z}^{\text{факт}}$):

для горизонтов группы ПК, Т - $4,5 \pm 1,5$ м

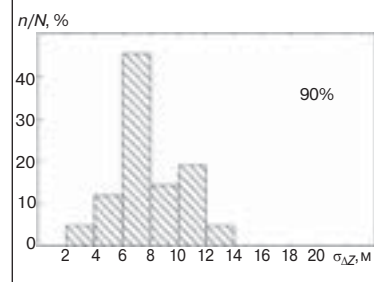
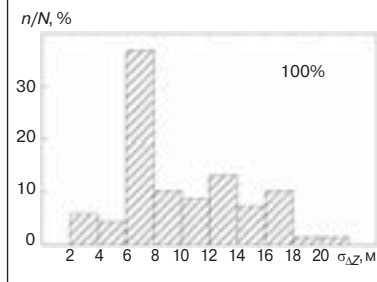
для горизонтов группы БВ, БС (БП) - $5,0 \pm 2,0$ м

для горизонтов группы АВ, АС - $6,0 \pm 2,5$ м

для горизонтов группы Ю - 8 ± 3 м.

Эти уровни можно считать типовыми

Это погрешности в межскважинном пространстве с наличием на площади нескольких десятков и более скважин.

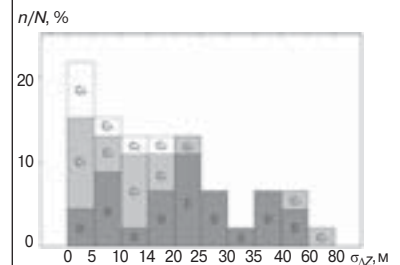


Из анализа гистограмм фактических погрешностей по 28 площадям (68 пластам) можно считать показателем высокого уровня точности (условно соответствующий категории запасов C_1) среднеквадратичный уровень погрешностей $\sigma_{\Delta Z} \leq 6$ м. Показателем допустимого уровня погрешности (соответствующего категории запасов C_2) можно считать среднеквадратичное ее значение $6 \text{ м} \leq \sigma_{\Delta Z} \leq 10$ м. При больших погрешностях ($\sigma_{\Delta Z} > 10$ м) следует отметить низкий уровень прогнозирования структурных поверхностей. Подобный уровень отмечен в 29% случаев.

В условиях карбонатного разреза Русской и Восточно-Сибирской платформ уровень среднеквадратичных погрешностей колеблется в широких пределах. Для выдержанных терригенных горизонтов верхнего и нижнего карбона Пермской, Удмуртской, Саратовской и Волгоградской областей он достаточно стабилен, составляет в среднем 5 ± 1 м и может использоваться для контроля качества структурных построений. Для более глубоких горизонтов Волго-Урала (нижнего карбона и девона), для Тимано-Печорской НГП и Восточной Сибири отмечается широкий диапазон погрешностей - от 5 до 20 м и более. Это практически исключает типизацию уровней точности структурных построений. Можно предположить, что случаи с высоким уровнем погрешности связаны с неадекватностью примененной методики обработки и интерпретации, и в первую очередь с недостаточным учетом искажающего влияния ВЧР и/или первой жесткой границы на волновое поле глубоких целевых горизонтов, а также локальных изменений скоростей в толще девона.

При проведении 3D на этапе доразведки эксплуатационные криволинейные скважины при больших удлинениях из-за ошибок инклинометрии могут вносить дополнительные погрешности в прогнозные оценки глубин по данным 3D. В подобных условиях предлагается [44], учитывая плавную низкочастотную форму реальных поверхностей, исключать из структурных построений резкоотличающиеся отметки глубин существенно криволинейных скважин.

В этом же направлении при статистическом анализе погрешностей действует упомянутый принцип 90%-й достаточности, предусматривающий исключение 10% максимальных погрешностей.



III.1.6. Определение внешних границ залежей (структурных, литологических, тектонических)

Площадь залежи, одна из важнейших ее характеристик для подсчета запасов, контролируется ее внешними границами.

Для структурного объекта внешний контур залежи определяется пересечением структурной поверхности кровли коллектора (продуктивного пласта) с поверхностью водонефтяного контакта (ВНК). Пересечение с ним структурной поверхности подошвы коллектора дает внутренний контур залежи. При пологой форме структуры даже при выдержанном пластовом характере коллектора однозначное определение границы залежи в краевых ее зонах представляет собой непростую задачу.

По экспертным оценкам погрешность определения внешнего контура нефтяной залежи может составлять 200 - 300 м и более. Использование динамических характеристик сейсмических записей для устойчивого решения этой задачи возможно пока только для газовых месторождений. Отдельные положительные примеры прослеживания края нефтяной залежи по смене фаз на разрезах параметров AVO при морских работах и относительно небольших глубинах целевых горизонтов (Кравцовское месторождение (Д-6), в Калининградской области) позволяют надеяться на прогресс в этом вопросе в будущем.

Структурно-литологические залежи с замещением коллектора плотными или глинистыми разностями характеризуются сочетанием структурного и литологического фактора, когда в пределах структурного поднятия происходят изменения литологии с замещением коллектора плотными разностями пород. Подобного типа объекты со сложными и изменчивыми условиями седиментации, проявляющимися в смене песчаников на глинистые отложения широко распространены в Западной Сибири.

Для определения зон распространения коллектора и границ глинизации целесообразно использовать как прогнозные карты эффективных толщин, так и карты пористости, построенные по данным сейсморазведки 3D и скважинной информации (при наличии достаточного числа скважин). Замещение песчаника на глины проявляется обнулением прогнозного параметра $H_{эф}^*$ (при мощности пласта H , не обращающейся в ноль) и прогнозными значениями коэффициента пористости $K_{п}^*$ ниже принятого порога, разделяющего коллектор и неколлектор, например $K_{п} = 0,12$. При числе скважин менее 10 построение литологической модели на основе данных сейсморазведки возможно только с применением технологий инверсии в кубы импеданса или псевдокаротажа. При подсчете запасов на месторождениях Широного Приобья хорошо зарекомендовал себя метод инверсии куба сейсмических данных в кубы альфа ПС (кубы песчанности) по технологии многомерной интерпретации. Эти кубы позволяют уверенно трассировать линии замещения и выклинивания коллекторов, трассировать кровлю и подошву коллектора, а также строить трехмерные модели и карты $H_{эф}$.

Следует отметить, что для терригенных разрезов Западной Сибири для разделения песчаников и глин эффективно использование высокой корреляционной связи акустического импеданса (по результатам инверсии) с плотностью и пористостью по ГИС (плотностной каротаж в скважинах) [37], если имеются достаточный объем кондиционных данных ГГК в скважинах и хорошая петрофизическая связь между импедансом и пористостью.

Литологически-экранированные залежи характеризуются резким замещением коллектора на неколлекторские породы (песчаника на глины) или выклиниванием коллектора. Это связано со значительными изменениями в плане условий седиментации. И обычно находит свое отражение на седиментационных (погоризонтных) слайсах. К их числу могут быть отнесены русловые песчаники (хорошо проявляющиеся в виде меандрирующих каналов), баровые и пляжные песчаные образования, барьерные острова и т. д. Их выделение и оконтуривание базируются на использовании многомерной регрессии при атрибутивном прогнозировании мощности коллектора и уровня его пористости (при числе скважин более 10). Другим инструментом является сейсмофациальное районирование по форме записи с использованием мигрированного куба и куба акустического импеданса [7] с применением программных пакетов, использующих технологии искусственных нейронных сетей.

К тектонически экранированным залежам могут быть отнесены все выше перечисленные типы залежей, ограниченные тектоническим нарушением, а также блоковые структуры, сформированные несколькими нарушениями. Надежность выделения нарушения должна подтверждаться несколькими признаками: разрывом фаз на разрезах и горизонтальных срезах, линией больших значений градиента на карте углов наклона, линией прерывания на сечениях куба когерентности и др.

Для решения этих задач может быть привлечен новый “спектрально-временной метод картирования типов геологического разреза” [11], пока имеющий ограниченное применение.

III.1.7. Особенности структурной интерпретации данных 2D

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 километрами или долями километра. Значения времен в точках скважин могут быть получены интерполяцией и относительно исходных (истинных) значений содержать допол-

Следует иметь в виду, что стоимость съемки 3D становится близкой стоимости съемки 2D при плотности последней 2,5 - 3,5 км/км² (по оценкам 2005 г. И. А. Мушина) или плотности съемки 4,0 км/км² (по оценкам 2000 г. В. Б. Левянта).

нительные погрешности. В связи с этим при использовании сейсморазведки 2D при подсчете запасов необходимо учитывать следующие ограничения:

Во-первых, чтобы уменьшить погрешности межпрофильной интерполяции $T_0(x,y)$, использовать только съемки с высокой плотностью профилей (не ниже 2 км/км²), 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 (среднеквадратичная ошибка по отношению к диапазону измеряемых величин $\sigma_{\Delta Z}/Z^{\max} - Z^{\min}$), как правило, в несколько раз меньше, чем для подсчетных параметров $H_{эф}$ и $K_{п}$ (это показано статистикой реальной подтверждаемости больших объемов работ 3D - раздел III.2.6). Поэтому потеря точности за счет интерполяции делает нецелесообразным прогнозирование $H_{эф}$ и $K_{п}$, более чувствительных к ошибкам.

Таблица сравнения диапазонов изменения значений глубин, эффективных толщин и коэффициентов пористости

Диапазон изменения	Измеряемый параметр		
	Z, м	$H_{эф}$, м	$K_{п}$, %
Диапазон изменения измеряемого параметра	50 - 20	20 - 0	5,5 - 2,5
Диапазон изменения среднеквадратичной погрешности σ	8 - 5	5 - 3	2,5 - 1,5
Относительная погрешность	0,10 - 0,25	0,20 - 0,50	0,3 - 1,0

Структурные построения по сети профилей 2D могут быть выполнены по способам, приведенным в разделе III.1.2.д., пункты 1 - 4.

Способы оценки погрешностей структурных построений при плотной сетке 2D те же, что и перечисленные в разделе III.1.4.

Анализ значительного объема статистических данных по подтверждаемости структурных построений объектов 3D и 2D дал следующие цифры по Западной Сибири: 3D - $\sigma_{\Delta Z} = 8,2$ м, 2D - $\sigma_{\Delta Z} = 12,2$ м. Таким образом, отличие в пользу 3D в 1,5 раза.

Выводы: Использование данных 2D для прогнозирования подсчетных параметров ($H_{эф}$ и $K_{п}$) при подсчете запасов нефти и газа не рекомендуется. Структурные построения, выполненные по данным 2D при плотности профилей не ниже 2 км/км², могут использоваться при подсчете запасов.

Дополнения и ограничения

Практику заказа некоторых недропользователей съемок 2D для изучения строения месторождения можно объяснить только инерцией представлений.

Тем не менее выбор типа съемки должен учитывать конкретные условия проведения работ.

При требуемой для прогноза подсчетных параметров высокой плотности профилей 2D (порядка 0,5 × 0,5 км или 4 км/км²) стоимость съемки 2D сопоставима со стоимостью съемки 3D при более низкой информативности, и поэтому применение 2D для этих задач нецелесообразно.

III. 2. ДИНАМИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

III.2.1. Перечень материалов, необходимых для динамической интерпретации данных сейсморазведки 3D

1. Временной и глубинный кубы сейсмической записи после миграции с сохранением амплитуд, с привязкой отражающих горизонтов к разрезам скважин и корреляцией целевых границ.

2. Полный набор данных ГИС по всем скважинам в пределах съемки 3D. Особое внимание должно быть уделено акустическому (АК) и плотностному (по нейтронным методам или синтезированным кривым плотности) каротажу.

3. Данные об эффективных толщинах ($H_{эф}$), полученные при обработке и интерпретации материалов ГИС.

4. Данные о коэффициенте пористости в скважинах, полученные в результате обработки и интерпретации материалов ГИС и керна.

5. Литофациальные попластовые модели (зональные карты фаций) по данным ГИС.

6. Петрофизические уравнения для коллекторов целевых горизонтов.

Целесообразно при необходимости в работах по динамической интерпретации предусматривать детальную обработку каротажа.

III.2.2. Упругие параметры продуктивных пластов и методы их расчета

Дополнения и ограничения

Для анализа отражений наиболее широко применяются следующие атрибуты (параметры) продуктивных пластов:

- волновые сейсмические атрибуты, рассчитанные *непосредственно по мигрированному кубу сейсмической записи*, в т. ч. мгновенные и поинтервальные оценки параметров волн;
- волновые сейсмические атрибуты, рассчитанные *по мигрированным сейсмограммам* в результате AVO-анализа сейсмических отражений;
- пластовые петрофизические прогнозные параметры, полученные на основе инверсии сейсмической записи, включая псевдоакустический каротаж (относительные акустические жесткости - импеданс), акустический импеданс по продольной волне и упругий импеданс по атрибутам AVO, в т. ч. прогнозные упругие параметры Ламе (λ , μ) и плотности ρ ;
- инверсия в кубы и разрезы псевдокаротажа на основе многомерной интерпретации (без применения сверточной модели) с получением кубов песчанистости, пористости, литологии, позволяющих получить как объемные, так и пластовые характеристики параметров резервуара;
- расчетные пластовые характеристики резервуаров и залежей, полученные из совокупности нескольких атрибутов пересчетом (сейсмических жесткостей, скоростей, амплитуд в коллекторские свойства резервуаров) - эффективные толщины, пористость, глинистость, проницаемость, трещиноватость, нефтегазонасыщенность;
- кинематические атрибуты - временные мощности ΔT , градиенты и азимуты карт изохрон T_0 ;
- спектрально-временные характеристики сейсмических записей и каротажных кривых, используемые для увязки волн и пластов.

К волновым атрибутам отражений относятся:

- *мгновенные динамические параметры сигналов*, которые основаны на преобразовании Гильберта с представлением сейсмического сигнала как комплексной функции, имеющей действительную и мнимую части. Это - мгновенная амплитуда, мгновенная фаза, униполярная фаза, мгновенная частота и производные от них;
- *поинтервальные динамические параметры*, которые, как правило, вычисляются в скользящем вдоль горизонта окне по форме сигнала во временной или спектральной областях. К их числу относятся: максимальная или средняя амплитуда, энергия волнового поля, когерентность волнового поля и т. д.

Помимо выше перечисленных основных групп параметров дополнительно могут использоваться и такие атрибуты, как сейсмическое поглощение, затухание, спектральная изменчивость и т. д., а также кинематические характеристики - интервальные времена, производные поля изохрон - углы и азимуты.

AVO-преобразование предусматривает анализ параметров зависимости амплитуды A от угла отражения (падения) и аппроксимацию этой зависимости уравнением Шуи и Аки Ричардса. При этом рассчитывают кубы значений параметров: R_0 , имеющего смысл амплитуды нормального отражения при нулевом выносе источника, и градиента амплитуд G_p - углового коэффициента зависимости амплитуд от угла падения волн на границы скоростей V_p и V_s , а также λ , μ , ρ . Основное их преимущество в том, что они рассчитываются по сейсмограммам, а не по суммотрассам и, следовательно, более чувствительны к изменениям пористости и газонасыщенности коллекторов, но требуют более высокого ослабления помех.

К пластовым прогнозным сейсмическим параметрам относятся параметры, полученные на основе решения обратной динамической задачи (инверсии) для исходных волновых полей с применением следующих способов:

а) псевдоакустического каротажа (ПАК), обеспечивающего расчет акустических импедансов по продольной волне. Настройка и калибровка сейсмических трасс в трассы акустических жесткостей выполняется с использованием данных акустического каротажа в близко расположенных скважинах;

Основные ограничения в использовании AVO-эффекта связаны с проявлением реально наблюдаемых в практике волн-помех [26] и неоднородностью поверхностных условий.

Условия применения:

1. Хорошее качество сейсморазведочных данных (полевого материала и обработки).
2. Достаточное для статистического анализа число скважин - более 20 - 25.

б) расчета акустического импеданса (V_p , ρ) по продольной волне и упругого импеданса (V_s , ρ) по атрибутам AVO, в т. ч. прогнозных упругих параметров Ламе (λ , μ) и плотности ρ , которые рассчитаны на основе инверсии с калибровкой сейсмических отражений по фоновой модели акустической жесткости в объеме по данным АК и ГК, интерполированных между скважинами с учетом структурного каркаса по данным корреляции отражений вдоль опорных горизонтов, в свою очередь, увязанных с отметками горизонтов по скважинам.

в) стохастической инверсии, которая обеспечивает подбор моделей среды для каждой точки ОГТ с уточнением начальной акустической модели по скважинам за счет перебора значений скорости, плотности, толщины каждого пласта на основе обеспечения максимального подобия синтетической и реальной трасс по всему объему данных, оставаясь в рамках априорных геологических ограничений. Синтетические параметры - эффективные толщины, пористость - полученные в результате стохастической инверсии, могут рассматриваться как сейсмические атрибуты для оценки корреляционных связей с коллекторскими свойствами, определенными по данным ГИС [17].

III.2.3. Методы выявления количественных связей между динамическими характеристиками (атрибутами сейсмических записей) и скважинными значениями подсчетных параметров: эффективными толщинами ($H_{эф}$), коэффициентами пористости (K_p) и коэффициентами газонасыщенности (K_r).

Кроме геометрии залежи, контролирующей общий ее объем, основными подсчетными параметрами являются эффективные толщины, коэффициент пористости и коэффициенты нефте(газо)насыщенности. Первые два параметра чаще всего пытаются прогнозировать в межскважинном пространстве по сейсмическим данным. Что касается нефтенасыщенности, то из-за несущественных различий в физических свойствах водо- и нефтенасыщенных пород с одинаковой пористостью объективно отметить этот эффект в сейсмическом диапазоне частот не представляется возможным. При газонасыщении *мощных* коллекторов заметные изменения происходят даже в кинематических параметрах (аномалии изохрон из-за дефицита скоростей), не говоря уже о динамических характеристиках. Положительный опыт прогноза газонасыщенности имеется только для мощных (первые десятки метров) залежей.

III.2.3.а. Многомерная регрессия. Технология ее реализации предусматривает для каждого продуктивного пласта следующие этапы:

1. Выбор в интервале коллектора оптимального (погоризонтного среза) седиментационного слайса по кубу каждого атрибута. Критерием является качество корреляции значений атрибута с $H_{эф}$, K_p или K_r в скважинах.
2. Выбор оптимального временного окна расчета атрибута. Критерием также является наилучшее качество статистической связи.
3. Отбор нескольких атрибутов (карт атрибутов) с самым высоким уровнем корреляции комбинаций атрибутов с данными по скважинам и хорошим соответствием "принципиальным" геологическим моделям.

Технология наиболее эффективно реализуется, если программные средства анализа обеспечивают одновременное получение погоризонтного среза значений куба атрибутов и кросс-плота корреляции сейсмического и скважинного параметра. Для множественной регрессии отбираются атрибуты:

- с наилучшим визуальным качественным отображением геологического строения пласта;
- имеющие наиболее высокий коэффициент корреляции со скважинными значениями $H_{эф}$, K_p , или K_r и минимальные погрешности (стандартные отклонения, локальная оценка неопределенности);
- имеющие наибольшую значимость вклада в уравнение множественной регрессии;

Дополнения и ограничения

3. Средняя мощность пласта - не менее 5 - 6 м.

4. Определение параметров настройки сейсмических трасс для их пересчета в трассы акустических жесткостей проводится с использованием данных акустического каротажа в скважинах, расположенных на площади 3D.

5. Двухфазное водонефтяное строение залежи.

При наличии газовой шапки характеристики существенно искажаются.

Число атрибутов при множественной регрессии не должно превышать 3 - 4.

Следует иметь в виду, что, несмотря на получение положительных результатов, в целом ряде случаев высокоразрешенные разрезы атрибутов могут давать малодостоверные прогнозы параметров ФЕС, таких как пористость и др. [4].

- дающие в комбинации с другими атрибутами максимальное значение коэффициента множественной корреляции и наилучшее количественное отображение строения пласта;
- слабо коррелируемые между собой.

III.2.3.б. Кластерный анализ. В ряде случаев существенное улучшение корреляции может быть достигнуто путем разделения области моделирования на отдельные зоны (кластеры), связанные с различными условиями седиментации. Обязательным для такой операции является связанное группирование точек на кросс-плоте и на карте расположения скважин.

Условием применения кластеризации является повышение коэффициента корреляции в разделенных совокупностях по сравнению с обобщенным полем точек.

В современных программах, как правило, используются два способа выделения кластеров:

иерархический - на основе сравнения расстояний до центров кластеров в многомерном признаковом пространстве;

на основе нейронных сетей.

Кроме того, выделение кластеров может быть без обучения и с обучением - когда центры кластеров заданы.

III.2.3.в. Применение нейросетевых алгоритмов обеспечивает улучшение корреляционной связи прогнозного значения подсчетного параметра ($H_{эф}^*$, $K_{п}^*$, $K_{г}^*$) с его скважинными значениями $H_{эф}^{скв}$, $K_{п}^{скв}$, $K_{г}^{скв}$. Наиболее широко применяются нейросетевые алгоритмы "сеть Кохонена", обобщенно-регрессионная нейронная сеть, многослойный сейсмический перцептрон (МСП).

III.2.3.г. Прямое сопоставление и анализ вдоль траектории ствола скважины подсчетных параметров плотности, пористости и песчаности, 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, в частности:

- с кривыми прогнозного акустического и упругого импеданса либо параметрами Ламе в LMR-инверсии (λ , μ , ρ);
- с параметрами Гильберт-преобразования: мгновенные амплитуды, частоты и фазы, которые несут в себе информацию, полностью эквивалентную форме сейсмической трассы.

В том и в другом случае строятся многомерные кросс-плоты зависимости подсчетных параметров по ГИС и 3D с учетом выбора интервала глубин коллекторов, литологии и фациальной принадлежности. Благодаря детальности сопоставления кривых в каротажном масштабе с шагом глубин по ГИС достигаются более высокая корреляция при построении зависимости и наглядность влияния глинистых и высокоплотных пропластков вмещающей толщи на тесноту связи [37].

Применение мгновенных амплитуд, частот и фаз-мультиатрибутной инверсии лишено недостатков инверсии, предусматривающей расчет импедансов с использованием сверточных моделей и тщательным изучением формы импульса. Наилучшие результаты такая инверсия дает при ее применении к ограниченному по вертикали интервалам. В тоже время она требует очень точной, до одного дискрета, привязки скважинных данных к сейсмическому разрезу. Получаемые через импеданс или мультиатрибутную (по мгновенным параметрам) инверсию *кубы пористости* и других псевдокаротажных данных позволяют выделять тела, содержащие коллектора. В условиях Западной Сибири отмечается хорошая корреляция сейсмических параметров со значениями альфа-ПС, что позволяет эффективно прогнозировать *песчаность* и представлять ее в форме кубов этого параметра.

III.2.3.д. Технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КСПП) типов геологического разреза, удельной емкости, гидропроводности и нефтепродуктивности пористых и трещинных коллекторов в межскважинном пространстве разработана на основе количественного трехмерного спектрально-временного и псевдоакустического преобразований сейсмической записи и кривых ГИС [35]. Осуществляется с использованием нейронных сетей и спектрально-корреляционных способов.

Дополнения и ограничения

Условием применения кластеризации является повышение коэффициента корреляции в разделенных совокупностях по сравнению с обобщенным полем точек.

Пока опыт применения этих процедур ограничен. Несмотря на увеличение коэффициента корреляции R и уменьшение расчетных погрешностей ($\sigma_{\Delta H_{эф}}^{расч}$), устойчивого повышения точности прогноза по данным последующего бурения не отмечено. Недостатком нейросетевых алгоритмов является невозможность проверки результатов вычислений, неустойчивость результатов относительно параметров запуска программ (число слоев, число узлов), невозможность контроля погрешностей в рамках алгоритма.

Анализ связи параметров ГИС и сейсморазведки вдоль ствола скважины позволяет осуществлять прогноз по ограниченному числу скважин, даже всего по одной.

III.2.4. Оценка качества корреляционных связей сейсмических характеристик со значениями подсчетных параметров в скважинах, построение карт прогнозируемых параметров

Дополнения и ограничения

Общепринятым показателем качества корреляционной связи является коэффициент корреляции R . В нашем случае - расчетного параметра $H_{эф}^*$ или $K_{п}^*$ со скважинными значениями $H_{эф}$ или $K_{п}$. Однако в связи с выборочным характером R необходимо учитывать еще один параметр статистической совокупности - число скважин N . Значения вероятности (P) наличия существенной связи, при которой *истинный* коэффициент корреляции превышает 0,5 для числа скважин от 5 до 30, приведены на номограмме рис. 1 [29]. При значительном числе скважин ($N > 30$) вероятность наличия связи, как показывает практика, возможна даже при $0,6 < R < 0,7$. Реальное распределение коэффициентов корреляции по результатам анализа подтверждаемости $H_{эф}$ на 34 объектах Западной Сибири приведено на гистограмме при небольших значениях погрешностей ($2 \leq \sigma_{\Delta H} \leq 4$). С уменьшением числа скважин до 5, требования к коэффициенту корреляции существенно возрастают, что необходимо учитывать для месторождений групп II и III (с малым числом скважин $N < 10$).

Редактирование кросс-плотов предполагает анализ причины значительного отклонения отдельных точек от намечившейся линии регрессии и по его результатам коррекцию положения их на графике, исключение или сохранение на прежнем месте. При этом проверяются корреляция ГИС, данные инклинометрии, а также правильность трассирования сейсмического отражения, наличие аномалий в динамике записи из-за локального проявления помех.

По выбранной регрессионной зависимости строится карта значений искомого параметра, которая потом "сажается" на скважины, что предполагает интерполяцию невязок "регрессионной" карты и соответствующую ее коррекцию.

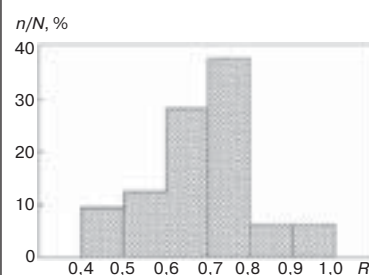
Этот прием существенно повышает эффективность атрибутивного прогнозирования, что обосновывается в работе [43] и иллюстрируется приведенным в ней графиком зависимости отношения σ''/σ' и коэффициента корреляции R , где σ'' - погрешность по данным 3D и скважин, а σ' - погрешность интерполяции только скважинных данных (рис. 2).

Подобная процедура "посадки" на скважинные отметки карт прогнозных параметров эффективных толщин ($H_{эф}^*$) и пористости ($K_{п}^*$) с последующей интерполяцией невязок реализована в широко используемой геостатистической технологии - *кокринге*.

Карты подсчетных параметров целесообразно строить, когда тренд расчетного параметра (т. е. перепад значений на крайних точках регрессии) значительно больше среднеквадратичного отклонения от линии регрессии (σ), характеризующего облако рассеяния точек.

Анализ подтверждаемости по данным последующего бурения значительного объема практического применения атрибутивного анализа и использования корреляционных связей для прогноза эффективных толщин в условиях Западной Сибири показал:

доминируют при использовании многомерной (2 - 3 атрибута) регрессии и числе скважин $N > 20$ значения коэффициента корреляции $R = 0,7 \pm 0,1$ (см. гистограмму);



следует ограничить использование зависимости $\sigma''/\sigma' = F(R)$ диапазоном значений *выборочного* коэффициента корреляции $0,6 < R < 1,0$.

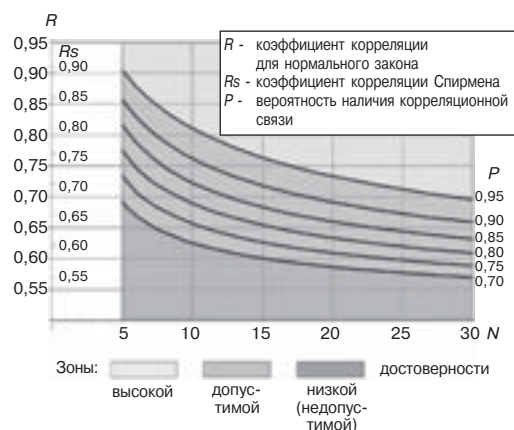


Рис. 1. Оценка вероятности наличия корреляционной связи. Номограмма взаимосвязи числа скважин (N) и коэффициента корреляции

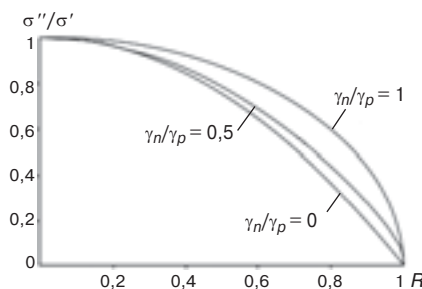


Рис. 2. Графики отношения ошибки атрибутивного прогнозирования к ошибке простой интерполяции в зависимости от коэффициента корреляции R при значениях γ_n/γ_p равных 1; 0,5; 0: отношение γ_n/γ_p выражает "интерполируемость" неизвестных параметров геологического разреза, вносящих вклад в сейсмический атрибут, по сравнению с ошибкой интерполяции прогнозируемого параметра

III.2.5. Способы оценки уровня погрешностей прогнозирования подсчетных параметров $H_{эф}$ и $K_{п}$, определенного по внутренней сходимости данных 3D и ГИС

Дополнения и ограничения

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

Атрибутный анализ, предполагающий оценку количественной связи параметров сейсмической записи (а также инверсии и AVO-анализа) со скважинными значениями подсчетных параметров методом многомерной (множественной) регрессии, является основным приемом их прогноза в межскважинном пространстве по данным 3D. Отклонения от линии регрессии в точках скважин характеризуют порядок возможных ошибок прогноза. Их среднеквадратичное

значение $\sigma_{\Delta H_{эф}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta H_{эф}^2}{n-1}}$ и среднеквадратичное отклонение $\sigma_{\Delta K_{п}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta K_{п}^2}{n-1}}$

является общепринятой расчетной оценкой вероятной погрешности, которую можно рассматривать как минимально возможную.

Метод скользящего экзамена (jat-knife test). Суть метода состоит в том, что весь набор исходных данных (скважинных значений $H_{эф}$ или $K_{п}$) случайным образом разделяется на две части: обучающую выборку (обычно 70 - 90% от общего числа) и контрольную выборку (соответственно 10 - 30%). На обучающей выборке определяют параметры регрессии, используя которые, прогнозируют подсчетный параметр в точках контрольной выборки. Среднеквадратичное отклонение дает оценку качества прогноза.

Валидальный способ (метод "выколов") оценки погрешности прогноза основан на вычислении ошибки прогноза при последовательном исключении одной скважины.

Следует отметить, что этот наиболее широко применяемый метод оценки расчетного уровня погрешностей $H_{эф}$ и $K_{п}$ как отклонения от линии регрессии дает систематически заниженный относительно фактического уровень значений погрешности. Это было установлено в результате статистически представительного (по 10 площадям и 27 пластам) сопоставления расчетных значений среднеквадратичных погрешностей

($\sigma_{\Delta H_{эф}}^{расч}$) с фактическими ($\sigma_{\Delta H_{эф}}^{факт}$) по данным последующего бурения. В среднем они различаются примерно в 1,5 раза [30]. Причина этого в том, что среднеквадратичное отклонение является не характеристикой возможной погрешности в точке бурения новой скважины, а мерой увязки параметров в уже пробуренных скважинах с регрессионной поверхностью, а также, вероятно, с повсеместно применяемой отбраковкой сильно отскакивающих точек. Эффективен, как показывают модельные исследования [42], при наличии 15 и более скважин в пределах сравнительно однородной по геологическим условиям площади

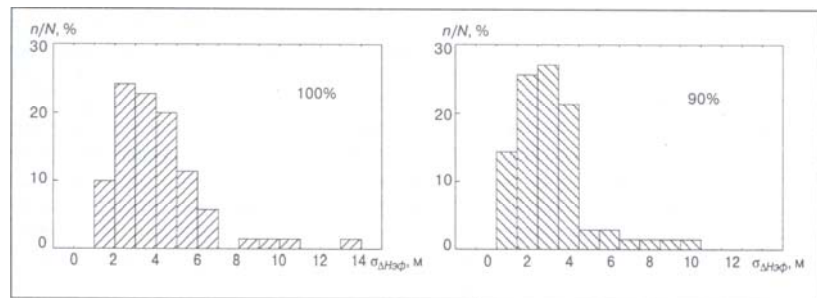
III.2.6. Оценка типовой погрешности подсчетных параметров $H_{эф}$ и $K_{п}$ по данным последующего бурения

На основе статистического анализа результатов проверки последующим бурением точности прогнозирования эффективных толщин ($H_{эф}$) и пористости ($K_{п}$) с использованием сейсморазведки 3D установлены [15] типовые уровни абсолютных значений среднеквадратичных ошибок для основных нефтегазоносных районов России (см. гистограммы).

Для основных групп продуктивных горизонтов мела и юры Западной Сибири (ПК, Т; АВ, АС; БВ, БС, БП; Ю), при исключении 10% максимальных погрешностей, четко выявляется практически постоянный уровень среднеквадратичных погрешностей оценки эффективных толщин ($\sigma_{\Delta H_{эф}}$), равный $\pm 1,5$ м.

При среднеквадратичных погрешностях определения эффективных толщин ($\sigma_{\Delta H_{эф}}$), превышающих 5-6м, прогнозирование на подобном объекте можно считать недостоверным (не отвечающем типовому уровню точности). Из 68 проанализированных объектов таких оказалось 24% [30].

В регионах с карбонатным разрезом существенно более пестрая картина. Среднеквадратичные значения погрешностей прогноза эффективных толщин $H_{эф}$ для выдержанных терригенных горизонтов верхнего карбона (C_2) Перми, Удмуртии,



Татарии, Волгоградского и Саратовского Поволжья в основном равны $2,0 \pm 2$ м, а для нижнего (C_1) карбона этих регионов - в основном 4 ± 2 м. В то же время для продуктивных горизонтов нижнего карбона и девона на значительной части площадей Волго-Урала, а также Тимано-Печорского НГП и Восточной Сибири отмечается большой разброс, и во многих случаях уровень погрешностей исключает возможность прогнозирования $H_{эф}$. Для карбонатных коллекторов в этой части разреза проблема прогноза $H_{эф}$ 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.

Статистика подтверждаемости атрибутивного прогнозирования коэффициента пористости ($K_{п}$) в терригенных коллекторах Западной Сибири оценивалась на 8 месторождениях по 17 пластам. Среднеквадратичные значения погрешности $\sigma_{Kп}$ колеблются от 1,2 до 2,5%; относительная погрешность $\sigma_{Kп}/\bar{K}_{п}$ в основном не превышает 10%. Такая "высокая" точность не должна вводить в заблуждение, так как важна точность прогноза по отношению к диапазону изменения пористости в пласте. И, действительно, значения $\sigma_{Kп}/K_{п}^{max} - K_{п}^{min}$ изменяются от 55 до 25%. То есть относительная точность прогноза пористости для условий Западной Сибири, представляющая практический интерес, существенно ниже предыдущей оценки. При этом она достаточно хорошо коррелируется с точностью прогноза эффективных толщин $H_{эф}$.

III.2.7. Относительная погрешность определения $H_{эф}$ и предельный уровень прогнозирования толщин

Значения среднеквадратичных погрешностей по отношению к средней эффективной мощности пласта ($\sigma_{\Delta H_{эф}}/\bar{H}_{эф}$) приведены на гистограммах. Для условий Западной Сибири преобладают значения $\sigma_{\Delta H_{эф}}/\bar{H}_{эф} = 0,25...0,5$.

Приведенные ранее (III.2.6) результаты статистического анализа абсолютных значений погрешностей толщин не учитывают их относительной значимости при изменении толщины пласта. Это особенно существенно при исследовании пластов клиноформного строения. Относительная погрешность (отношение средней погрешности $\Delta H_{эф}$ к толщине ($H_{эф}^i$ в конкретной i -точке пласта) будет минимальна в зонах наибольших значений мощности и максимальна в зонах залежи с минимальными их значениями, например, в краевых участках залежи. В связи с этим существенен вопрос о предельных значениях эффективных толщин, при которых правомерно прогнозирование. Для их определения необходимо задать коэффициент соотношения уровня погрешности (σ) и минимальной толщины пласта $H_{эф}^{min}$, для которой допустимо прогнозирование $K = H_{эф}^{min}/\sigma_{\Delta H}$. Если принять $K = 2$, то для Западной Сибири, где типичной погрешностью эффективных толщин является $\sigma_{\Delta H_{эф}} = 3...3,5$ м, предельным уровнем прогнозирования эффективных толщин будет 6 - 7 м. Такие оценки погрешностей и предельных значений прогнозирования $H_{эф}$, по-видимому, связаны со значительной изменчивостью условий седиментации и параметров продуктивных пластов, характерной для Западной Сибири, а также включением в общую статистику некондиционных прогнозов. Повышение качества и совершенствование технологии прогнозирования может сократить уровень погрешностей $H_{эф}$. В регионах с высокой стабильностью параметров коллекторов, например в среднем карбоне в условиях Русской платформы, погрешности определения $H_{эф}$ существенно меньше - $\sigma_{\Delta H_{эф}} \approx 2,0$ м.

Дополнения и ограничения

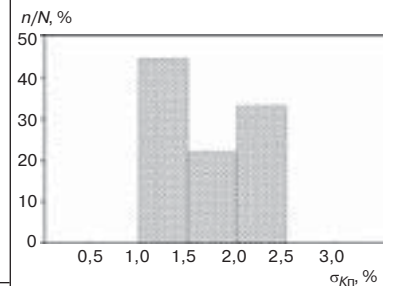
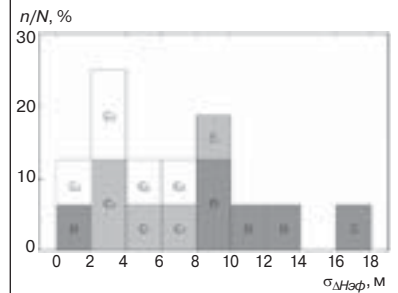
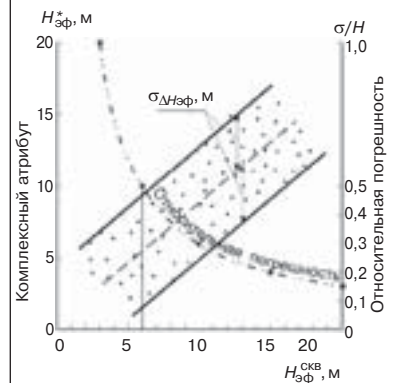


График изменения относительной погрешности в зависимости от $H_{эф}$



Результатом структурной и 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 месторождения в целом.

III.3. КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ПРОГНОЗА ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

Он предполагает анализ следующих характеристик процесса и результатов построения модели искомой залежи.

1. Характеристики корреляционных связей - регрессионных зависимостей для оценки Z , $H_{эф}$ и $K_{п}$.
2. Оценки погрешностей определения глубин, толщин и пористости - ($\sigma_{\Delta Z}$, $\sigma_{\Delta H_{эф}}$ и $\sigma_{\Delta K_{п}}$) по внутренней сходимости данных 3D и ГИС.
3. Характеристика относительных ошибок.
4. Сопоставление с типовыми уровнями погрешности прогноза в сходных геологических условиях.
5. Характеристика площадного распределения погрешностей в пределах съемки 3D - карты погрешностей.
6. Обобщенная характеристика полей ошибок глубин, толщин и пористости. Расчет вариограмм и эффективного радиуса корреляции.

III.3.1. Обобщенные характеристики точности прогнозов для объекта в целом

Для обобщенного анализа достоверности прогноза параметров: структуры поверхности, эффективной толщины и пористости, определяющих объем залежи, рекомендуется представление данных по следующей форме:

№№ пп	Измеряемые параметры залежи	Характеристики корреляции	Оценка погрешностей по внутренней сходимости	Относительные значения погрешностей	Сопоставление значений погрешностей с типовым уровнем	Качественная оценка уровня надежности (высокий, удовлетворительный, низкий) по совокупности 4 факторов
1	2	3	4	5	6	7
1	Надежность оценки структурных построений. Погрешности (ΔZ) определения глубины	R	Метод $\sigma_{\Delta Z}^{100\%} =$ $\sigma_{\Delta Z}^{90\%} =$	$\frac{\sigma_{\Delta Z}^{расч}}{A(ампл)} =$	$\sigma_{\Delta Z}^{тип}$ Отношение $\frac{\sigma_{\Delta Z}^{расч}}{\sigma_{\Delta Z}^{тип}} =$	
		$N_{исп}$				
		$N_{отб}$				
		Кол-во атрибутов				
2	Надежность оценки эффективных толщин ($H_{эф}$)	R	Метод $\sigma_{\Delta H_{эф}}^{100\%} =$ $\sigma_{\Delta H_{эф}}^{90\%} =$	$\frac{\sigma_{\Delta H_{эф}}^{расч}}{H_{эф}} = \frac{\sigma_{\Delta H_{эф}}^{расч}}{H_{эф}^{max} - H_{эф}^{min}}$	$\sigma_{\Delta H_{эф}}^{тип}$ Отношение $\frac{\sigma_{\Delta H_{эф}}^{расч}}{\sigma_{\Delta H_{эф}}^{тип}} =$	Определяется минимально прогнозируемая толщина
		$N_{исп}$				
		$N_{отб}$				
		Кол-во атрибутов				
3	Надежность оценки пористости $K_{п}$	R	Метод $\sigma_{\Delta K_{п}}^{100\%} =$	$\frac{\sigma_{\Delta K_{п}}^{расч}}{K_{п}} =$ $\frac{\sigma_{K_{п}}}{K_{п}^{max} - K_{п}^{min}}$	$\sigma_{\Delta K_{п}}^{тип} =$ $\frac{(\sigma_{K_{п}} / K_{п}^{max} - K_{п}^{min})^{расч}}{(\sigma_{K_{п}} / K_{п}^{max} - K_{п}^{min})^{тип}} =$	
		$N_{исп}$				
		$N_{отб}$				
		Кол-во атрибутов				
		P				

Обозначения в таблице:

R - коэффициент корреляции; $N_{исп}$ - число скважин, использованных в анализе; $N_{отб}$ - число скважин, исключенных из анализа; P - вероятность; $\sigma_{\Delta Z}^{100\%}$, $\sigma_{\Delta H_{эф}}^{100\%}$, $\sigma_{\Delta K_{п}}^{100\%}$ - подсчитано по всем точкам кросс-плота, участвовавшим в определении регрессии; $\sigma_{\Delta Z}^{90\%}$, $\sigma_{\Delta H_{эф}}^{90\%}$ - подсчитано с отбраковкой 10% максимальных погрешностей; $\sigma_{\Delta Z}^{расч}$, $\sigma_{\Delta H_{эф}}^{расч}$, $\sigma_{\Delta K_{п}}^{расч}$ - расчетные оценки погрешности, полученные в процессе интерпретации данных 3D и ГИС (стандартное отклонение регрессии).

III.3.2. Районирование объектов по уровням ошибок

Для оценки достоверности определения подсчетных параметров по площади объекта рекомендуется использование программных средств, реализующих способы “контрольной” или “эталонной скважины” (выкола) и “скользящего экзамена” [23]. Могут быть использованы карты оценок (вероятных значений) погрешностей на основе технологий кригинга (кокригинга) [14]. Полученные карты погрешностей глубин, толщин и пористости ($\Delta Z(xy)$, $\Delta H_{эф}(xy)$, $\Delta K_{п}(xy)$) целесообразно трансформировать в карты уровня надежности. Рекомендуется для оценки эффективных толщин следующая градация:

$$\begin{aligned} \sigma/H_{эф} \leq 0,2 & - \text{ высокая надежность;} \\ 0,2 < \sigma/H_{эф} \leq 0,4 & - \text{ удовлетворительная надежность;} \\ 0,4 < \sigma/H_{эф} \leq 0,6 & - \text{ низкая надежность;} \\ \sigma/H_{эф} > 0,6 & - \text{ прогнозирование нецелесообразно.} \end{aligned}$$

При этом оценивается граница зон возможного прогнозирования.

III.3.3. Оценка обобщенных характеристик полей погрешностей, возможная при условии их стационарности

При условии близости к нулю среднего значения погрешностей (суммы погрешностей с учетом знака), что свидетельствует о практическом отсутствии систематической составляющей, возможно предположение о стационарности с нулевым средним. В подобных условиях целесообразен расчет обобщенных характеристик поля погрешностей - *вариограмм* с их основными параметрами:

σ - среднеквадратичная ошибка,
 r - эффективный радиус корреляции.

Будем предполагать, что в точках скважин ошибка равна нулю, возрастает до значений σ вне зоны корреляции, определяемой радиусом корреляции r (в изотропной ситуации).

Расчет вариограмм выполняется с использованием компьютерных программ.

Обобщенные характеристики для полей ошибок интерполяции бурения и полей ошибок по данным сейсморазведки 3D и ГИС: глубин, толщин и пористости, - могут использоваться для оценки погрешностей запасов (объемов) залежи, способы которых изложены в *Приложении*.

IV. ПРОТОКОЛ ИТОГОВОЙ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖИ, ОПРЕДЕЛЕННЫХ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D И ГИС, ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИХ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

№№ пп	Подсчетный параметр	Методы (методики) определения параметров	Данные, сейсмические атрибуты, используемые для расчета	Критерии точности определения параметра	Оценка уточнения запасов (объемов) по сравнению с интерполяцией скважинных значений. Раздельно по параметрам и в целом	Фактическое использование в отчете
1	2	3	4	5	6	7
1	Глубина кровли и подошвы коллектора Геометрия залежи	Методика структурных построений $Z_{\text{контура}} =$ $ВНК =$ Площадь по внутреннему контуру =	В случае использования регрессии обязательно уравнение $A =$ Площадь по внешнему контуру =	$R =$ - коэффициент множественной корреляции $\sigma_{\Delta Z}^{\text{расч}} =$ - расчетная погрешность $\sigma_{\Delta Z}^{\text{расч}} / A =$ - относительная погрешность $\sigma_{\Delta Z}^{\text{расч}} / \sigma_{\Delta Z}^{\text{тип}} =$ - отношение расчетной погрешности глубин к типовому* уровню	Метод Величина	+
2	Эффективная толщина ($H_{\text{эф}}$)	Многомерная регрессия	Число и название атрибутов	$R =$ - коэффициент множественной корреляции $\sigma_{\Delta H_{\text{эф}}}^{\text{расч}} =$ - расчетная погрешность $\sigma_{\Delta H_{\text{эф}}}^{\text{расч}} / \bar{H}_{\text{эф}} =$ - относительная погрешность $\sigma_{\Delta H_{\text{эф}}}^{\text{расч}} / \sigma_{\Delta H_{\text{эф}}}^{\text{тип}} =$ - отношение расчетной погрешности эффективных толщин к типовому* уровню	Метод Величина	+
3	Пористость K_p	Метод Куб пористости Прогноз средневзвешенной пористости	Число и название атрибутов	$R =$ - коэффициент множественной корреляции $\sigma_{\Delta K_p}^{\text{расч}} =$ - расчетная погрешность $\sigma_{\Delta K_p}^{\text{расч}} / K_p^{\text{max}} - K_p^{\text{min}} =$ - относительная погрешность $\sigma_{\Delta K_p}^{\text{расч}} / \sigma_{\Delta K_p}^{\text{тип}} =$ - отношение расчетной погрешности пористости к типовому* уровню	Метод Величина	-

Итоговая оценка уточнения и погрешности

* Характерный для района уровень погрешности по данным последующего бурения

V. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕКСТОВОЙ ЧАСТИ ОТЧЕТА “РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (2D, 3D) С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА”

Материал, как правило, должен быть изложен в следующей последовательности.

1. Геологическое задание

В геологическом задании, согласованном заказчиком и исполнителем, детально определяются задачи работ и состав процедур обработки и интерпретации для их решения.

2. Введение.

Во введении обосновываются необходимость и возможность использования работ (2D, 3D) для подсчета запасов; излагаются краткие сведения об исполнителях и программных продуктах, с использованием которых выполнялись обработка, интерпретация данных и подсчет запасов.

3. Краткая геолого-геофизическая характеристика района работ.

4. Методика полевых работ (сбора данных):

4.1. Характеристики регистрирующей и навигационной аппаратуры.

4.2. Параметры системы наблюдений: кратность (полная по x и по y), число активных каналов, расстояния между линиями приема и центрами групп приемников, расстояния между линиями возбуждения и пунктами возбуждения (схемы кратностей и спектры удалений).

4.3. Условия возбуждения и приема, источники возбуждения.

4.4. Методика изучения ЗМС и ВЧР.

4.5. Характеристика полевой обрабатывающей системы.

4.6. Соответствие технических средств проектной методике полевых работ.

5. Технология обработки данных:

5.1. Характеристика процедур препроцессинга.

5.2. Состав процедур коррекции статических и кинематических поправок, многоканальных процедур до суммирования.

5.3. Суммирование и миграция с определением скоростей суммирования и скоростей миграции.

5.4. Послемиграционная обработка кубов.

6. Характеристика скважинных данных, используемых для интерпретации 3D:

Сообщаются сведения о количестве и качестве данных ГИС в соответствии с действующими требованиями. Приводится описание подготовки материалов ГИС для их использования при сейсмических исследованиях: построения вертикальной акустической модели по показаниям акустического и гамма-гамма плотностного методов или построения расчетной акустической модели по показаниям других методов ГИС. Дается краткая характеристика связей петрофизических и акустических параметров. Особое внимание уделяется данным акустического (АК) и плотностного (ГГК) каротажа, а также вертикального сейсмопрофилирования (ВСП).

Обосновывается возможность расчета данных интервальных скоростей (псевдоАК) и плотности (псевдоГГК-п) по данным других методов каротажа. Обосновывается возможность использования импеданса для расчета пористости и $H_{эф}$ (по интервалам скважин с кондиционными измерениями ГГК и АК).

7. Структурная интерпретация сейсмических материалов, включающая следующие разделы:

Стратиграфическая привязка.

Анализ сейсмического волнового поля и корреляция отраженных волн.

Выделение и трассирование тектонических нарушений.

Методика скоростного анализа и структурных построений.

Анализ точности структурных построений.

8. **Анализ геологического строения объекта:**
 Результаты структурных построений и обоснованность выделенных тектонических нарушений.
 Палеотектонические реконструкции и история геологического развития.
 Седиментационный анализ куба (в т. ч. куба импедансов).
 Сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализы в интервале целевых горизонтов для оконтуривания седиментационных тел и трассирования линий замещения.
9. **Расчет и анализ динамических характеристик с целью прогноза подсчетных параметров:**
 Построение априорных седиментационных моделей по данным ГИС для целевых горизонтов.
 Выполнение сейсмической инверсии. Получение пластовых прогнозных параметров.
 Получение кубов импедансов и других петрофизических параметров.
 Расчет и анализ сейсмических атрибутов. Построение карт наиболее значимых атрибутов в целевых интервалах.
 Сопоставление седиментационных моделей, построенных по данным ГИС и сейсморазведки 3D - карт атрибутов.
 Оконтуривание седиментационных тел.
 Классификация кубов атрибутов.
 Установление статистической связи сейсмических атрибутов и подсчетных параметров $H_{эф}$, $K_{п}$ и $K_{г}$ по скважинным данным.
 Построение карт эффективных толщин и пористости.
 Анализ достоверности прогноза подсчетных параметров
 1. Литофациальная модель.
 2. Валидация. Обязательное наличие карт погрешностей всех параметров, полученных методом выколотой точки - при любом методе прогноза.
 3. Коэффициент множественной корреляции и стандартное отклонение - для регрессионного анализа.
10. **Построение цифровых геологических моделей для целевых продуктивных горизонтов.**
11. **Подсчет запасов** (Рекомендуется помимо детерминированных значений дать оценку запасов с вероятностью 10, 50, 90%).
12. **Заключение.**
13. **Рекомендуемый список графических приложений:**
 1. Карты изохрон по отражающим горизонтам.
 2. Структурные карты по отражающим горизонтам.
 3. Карты средних и интервальных скоростей.
 4. Карты использованных для прогноза подсчетных параметров атрибутов по целевым отражающим горизонтам.
 5. Карты углов наклона, карты когерентности, седиментационные слайсы и др. при необходимости обоснования разломов, линий выклинивания или замещения.
 6. Сейсмогеологические профили по линии скважин.
 7. Геологические профили по тем же линиям скважин.
 8. Карты временных интервальных толщин для целевых горизонтов.
 9. Изопахический треугольник.
 10. Разрезы кубов импеданса, песчанистости, пористости, литологии - использовавшихся при построении модели - с шагом не более 2 км вдоль и вкрест простираения структуры.
 11. Структурные карты по кровле и подошве коллекторов продуктивных пластов.
 12. Карты прогнозных эффективных толщин коллекторов.
 13. Карты прогнозных эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин коллекторов.
 14. Карты прогнозных значений средневзвешенного коэффициента пористости по всему пласту (общей) и в нефтенасыщенной части пластов.
 15. Карты погрешности параметров, построенных методом “выколотой точки” (валиодальным методом).

VI. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОДЕРЖАНИЮ, ФОРМЕ И ПОРЯДКУ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ПОДАВАЕМЫХ НА ЭКСПЕРТИЗУ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (2D, 3D), ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

1. Представленные материалы сейсморазведки (2D, 3D) должны содержать данные, позволяющие использовать их для уточнения объема запасов, распределения их по площади месторождения, оконтуривания зон запасов углеводородов категории C_1 и C_2^* , а также для уточненной оценки ресурсов D_1 при соответствии требованиям, приведенным в разделах I, II, III.

2. Представленные материалы должны содержать все данные, позволяющие провести проверку оценки подсчетных параметров и подсчета запасов без личного участия авторов.

3. Представленные материалы должны быть подтверждены данными бурения не менее одной поисково-разведочной скважины или не менее трех эксплуатационных скважин. В обязательном порядке представляются карты погрешностей параметров, построенные методом “выколотой точки”.

4. Материалы по использованию сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов углеводородов рекомендуется оформлять и представлять в следующем виде:

□ Самостоятельного Приложения к Отчету по подсчету запасов “Отчета по результатам обработки и интерпретации материалов сейсморазведки (2D, 3D)”, содержащего характеристику методики и результатов сбора данных (полевых работ), обработки и интегрированной интерпретации материалов (2D, 3D) и ГИС, которая обосновывает возможность прогнозирования подсчетных параметров с использованием сейсмических данных.

□ Разделов в “Отчете по подсчету запасов нефти и газа”, в которых приводятся только результаты определения подсчетных параметров по материалам сейсморазведки 3D и скважинным данным, обоснованным в вышеупомянутом Приложении, и расчет по ним (структурным картам с контурами ВНК, ГВК, ГНК; картам $H_{эф}$ и $K_{п}$ и др.) запасов нефти и газа объемным методом.

5. Материалы Приложения “Отчет по результатам обработки и интерпретации материалов сейсморазведки 3D” включают текстовую часть объемом, как правило, не более 200 страниц, текстовые, табличные и графические приложения, рекомендуемый перечень которых приведен в разделе IV, п. 13.

6. Материалы должны быть оформлены в соответствии с ГОСТом 7.63-90 “Отчет по геологическому изучению недр” и требованиями по оформлению и представлению материалов по подсчету запасов.

7. Материалы Приложения “Отчет по результатам обработки и интерпретации материалов сейсморазведки (2D, 3D)” рекомендуется представлять в виде твердых копий и в цифровой электронной форме, в соответствии требованиями Росгеофонда.

* В соответствии с новой классификацией запасов нефти и газа (согласно Приказа МПР России от 01.11.2005 г. № 298 О подтверждении классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов).

<p>КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ УТОЧНЕНИЯ ЗАПАСОВ (ОБЪЕМОВ) ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D ПО СРАВНЕНИЮ С ИНТЕРПОЛЯЦИЕЙ СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ</p>	<p>Дополнения и ограничения</p>
<p>Наиболее общая оценка преимущества атрибутивного прогнозирования при общепринятой корреляционной методике определения параметров геологического разреза относительно интерполяции скважин приведена в работе [43]. Уменьшение ошибки - отношение среднеквадратичных погрешностей атрибутивного прогнозирования σ'' к ошибке простой интерполяции σ' скважинных параметров выражается формулой</p> $\sigma'' / \sigma' = \sqrt{1 - R^2} \sqrt{(1 - R^2) + (\gamma_n / \gamma_p)^2 R^2}$ <p>или</p> $\sigma'' / \sigma' = \frac{\rho \sqrt{\rho^2 + (\gamma_n / \gamma_p)^2}}{1 + \rho^2},$ <p>где R - коэффициент корреляции, ρ - отношение сигнал/шум, отношение γ_n / γ_p выражает “интерполируемость” неизвестных параметров геологического разреза. Соответствующий график $\sigma'' / \sigma' = F(R)$, приведенный выше в разделе III.2.4 на рис. 2, показывает, что атрибутивное прогнозирование при рабочих значениях коэффициента корреляции $0,6 < R < 1,0$ и последующим фитингом точнее простой интерполяции скважинных данных. Это означает высокую вероятность уточнения объема залежи при использовании данных 3D при получении качественных корреляционных зависимостей.</p>	<p>“Интерполируемость” – это отношение ошибки атрибутивного прогнозирования к ошибке интерполяции (имеет смысл, если это отношение меньше 1,0)</p>
<p>1. ПРИБЛИЖЕННАЯ ОЦЕНКА СТЕПЕНИ УТОЧНЕНИЯ ОБЪЕМА ЗАЛЕЖИ, ОПРЕДЕЛЕННОГО ПО СКВАЖИНАМ, ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ С ДАННЫМИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D</p>	
<p>Она предусматривает использование обобщенных характеристик (σ, $r_{эф}$) полей погрешностей скважинной интерполяции и сейсмике 3D и ГИС [15]. Этот раздел, как и следующий, в связи с новизной поставленной задачи и отсутствием широкого опыта применения предлагаемых приемов может быть использован в режиме апробации. Кроме этого, он требует освоения приемов количественной оценки обобщенных характеристик (σ, r) погрешностей определения подсчетных параметров и структурных построений, как при совместном использовании данных 3D и ГИС, так и при интерполяции чисто скважинных данных.</p>	

Основным источником погрешности оценки объема залежи являются ошибки в определении структурной поверхности и эффективной толщины пласта в межскважинном пространстве.

Их характеристиками могут быть или случайные поля ошибок ($\Delta Z(xy)$, $\Delta H_{эф}(xy)$), или, при выполнении условий стационарности и отсутствии регулярной ошибки, значения среднеквадратичной ошибки ($\sigma_{\Delta Z}$, $\sigma_{\Delta H_{эф}}$) и эффективных радиусов корреляции ($r_{\Delta Z}$, $r_{\Delta H_{эф}}$).

Степень уточнения оценки объема залежи за счет использования сейсморазведки 3D определяется следующими факторами:

- погрешностями метода получения, обработки и интерпретации данных сейсморазведки, определяющими точность восстановления структурных поверхностей и карт эффективных толщин;
- уровнем изменчивости (вариабельности) реальной поверхности и эффективных толщин;
- изученностью объекта бурением.

Эти факторы характеризуются параметрами:

- $\sigma_{сейс}^Z$ - среднеквадратичной ошибкой оценки глубины кровли коллектора (Z) по сейсморазведке;
- $r_{сейс}^Z$ - эффективным радиусом корреляции погрешностей глубин (Z), определенных с использованием сейсморазведки. Определяется по вариограммам зависимости погрешности от расстояния - $\sigma_{сейс}(r)$;
- $\sigma_{скв}^Z$ - среднеквадратичное значение поля ошибок интерполяции по скважинным отметкам глубин (Z);
- $r_{скв}^Z$ - эффективный радиус корреляции погрешностей интерполяции. Определяется по вариограмме - $\sigma_{скв}(r)$.

а. Ошибки оценки объема (V) залежи за счет ошибок структурных построений:

- ошибка по данным интерполяции глубин в скважинах

$$\sigma_{V_{скв}} = \frac{\pi}{3} r_{скв}^Z \sigma_{скв}^Z \sqrt{S}, \text{ где } S - \text{площадь перспективного объекта (залежи);}$$

- ошибка данных сейсморазведки

$$\sigma_{V_{сейс}}^Z = \frac{\pi}{3} r_{сейс}^Z \sigma_{сейс}^Z \sqrt{S};$$

- степень уточнения объема за счет использования сейсморазведки 3D

$$\Delta \sigma_V^Z = \sigma_{V_{скв}}^Z - \sigma_{V_{сейс}}^Z = \frac{\pi}{3} \sqrt{S} (r_{скв}^Z \sigma_{скв}^Z - r_{сейс}^Z \sigma_{сейс}^Z);$$

- коэффициент эффективности определяет относительное уменьшение ошибки определения объема залежи за счет использования 3D. Применение сейсморазведки целесообразно при $K_{эф} > 0$

$$K_{эф} = \left(\frac{\sigma_{V_{скв}}}{\sigma_{V_{сейс}}} - 1 \right) = \left(\frac{r_{скв} \sigma_{скв}}{r_{сейс} \sigma_{сейс}} - 1 \right).$$

б. Ошибки оценки объема (V) залежи за счет ошибок определения эффективных толщин $H_{эф}$:

- по характеристикам погрешностей оценки эффективных толщин $\sigma_{сейс}^{H_{эф}}$, $r_{сейс}^{H_{эф}}$, $\sigma_{скв}^{H_{эф}}$ и $r_{скв}^{H_{эф}}$ по аналогии с ошибками глубин уточнение объема (V) залежи пишется:

$$\Delta \sigma_V^{H_{эф}} = \sigma_{V_{скв}}^{H_{эф}} - \sigma_{V_{сейс}}^{H_{эф}} = \frac{\pi}{3} \sqrt{S} (r_{скв}^{H_{эф}} \sigma_{скв}^{H_{эф}} - r_{сейс}^{H_{эф}} \sigma_{сейс}^{H_{эф}}).$$

в. Учитывая оба фактора, т. е. ошибки глубин и ошибки толщин, получаем коэффициент эффективности применения сейсморазведочных данных.

<p>Ошибка структурных построений (σ^Z) имеет определяющее значение во внешней (водонефтяной) части залежи, а ошибка эффективных толщин - во внутренней:</p> $\sigma_V = \frac{\pi\sqrt{S}}{3} \sqrt{r_{H\text{эф}}^2 \sigma_{H\text{эф}}^2 a_{\text{внутр}} + r_Z^2 \sigma_Z^2 a_{\text{внешн}}},$ <p>где $a_{\text{внутр}} = \frac{S_{\text{внутр}}}{S}$; $a_{\text{внешн}} = \frac{S_{\text{внешн}}}{S}$.</p> <p>Общая формула коэффициента эффективности применения сейсморазведочных данных:</p> $K_{\text{эф}} = \left(\frac{\sigma_V^{\text{СКВ}}}{\sigma_V^{\text{сейс}}} - 1 \right) \% = \left(\frac{\sqrt{r_{H\text{эф}}^2 \sigma_{H\text{эф}}^2 a_{\text{внутр}} + r_{Z\text{СКВ}}^2 \sigma_{Z\text{СКВ}}^2 a_{\text{внешн}}}}{\sqrt{r_{H\text{эф}}^2 \sigma_{H\text{эф}}^2 a_{\text{внутр}} + r_{Z\text{сейс}}^2 \sigma_{Z\text{сейс}}^2 a_{\text{внешн}}}} - 1 \right) \%.$ <p>При $K_{\text{эф}} > 0$ использование сейсмической информации эффективно [15].</p>	<p>Дополнения и ограничения</p> <p>Под внешней частью залежи подразумевается область между внешним и внутренним контуром, под внутренней частью - область, ограниченная внутренним контуром.</p>
<p>2. ПОДСЧЕТ ОБЪЕМОВ ЗАЛЕЖИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ЗД И ГИС (ПРИ СОВМЕСТНОМ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИИ) И ПО ИНТЕРПОЛИРОВАННЫМ ДАННЫМ БУРЕНИЯ. ОЦЕНКА И СРАВНЕНИЕ ПОГРЕШНОСТЕЙ ЭТИХ ДВУХ ВАРИАНТОВ ПОДСЧЕТА</p> <p>Для получения количественных оценок возможно использование двух технологий, реализованных в компьютерных программах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> применение аппарата имитационного моделирования [2, 16]; <input type="checkbox"/> расчет погрешностей оценки объемов залежи в модели условной случайной функции [45]. 	<p>При блоковом строении залежи оценка запасов (объемов) выполняется по каждому блоку отдельно.</p>

2.1. Применение аппарата имитационного моделирования

Метод стохастического имитационного моделирования случайных полей, позволяющий генерировать множество равновероятных реализаций структурных карт и карт толщин ($H_{\text{эф}}$), имеющих заданные пространственные корреляционные структуры и фиксированные значения в точках скважин, применяется для оценки степени неопределенности, вызванной ошибками вышеупомянутых параметров в межскважинном пространстве.

Исходными данными при определении объема для заданного объекта (пласта) являются:

- структурная карта, построенная по сейсмическим данным с учетом данных бурения;
- карта $H_{\text{эф}}$, построенная по сейсмическим данным с учетом данных бурения;
- диапазон отметок ВНК;
- положение (координаты) точек скважин, в которых ошибки структурных построений и $H_{\text{эф}}$ предполагаются нулевыми;
- вариограмма ошибок структурных построений (Z), по которой определяются среднеквадратичная ошибка σ_Z и эффективный радиус корреляции r_Z ;
- вариограмма ошибок эффективных толщин ($H_{\text{эф}}$), по которой определяются $\sigma_{\Delta H_{\text{эф}}}$ и $r_{\Delta H_{\text{эф}}}$.

Для оценки возможного разброса при определении объема залежи многократно моделируются реализации полей погрешностей структурных построений и $H_{\text{эф}}$, удовлетворяющие заданным σ_Z , r_Z , $\sigma_{H_{\text{эф}}}$ и $r_{H_{\text{эф}}}$ и принимающие нулевые значения в точках скважин. Эти ошибки накладываются на исходные структурные карты и карты $H_{\text{эф}}(x,y)$ и многократно подсчитывается объем при заданных параметрах погрешности. По полученной выборке значений объема V вычисляются:

среднее значение объема из всех полученных реализаций и погрешности определения объема ΔV :

σ_V - среднеквадратичная ошибка оценки объема залежи;

σ_V/V - относительная ошибка определения объема.

При оценке запасов, кроме перечисленных параметров, важным является моделирование неопределенностей в оценке пористости и нефте(газо)насыщенности. В упрощенном варианте они могут «имитироваться» по методу Монте-Карло, исходя из нормального случайного распределения этих параметров со стандартным отклонением, равным погрешности их определения на данном месторождении.

Для более полного учета неопределенностей в объеме залежи могут использоваться более сложные расчеты в рамках трехмерных объемных моделей месторождений.

Результатом таких расчетов будут вероятностные оценки запасов P90, P50 и P10, принятые в международной практике. В России данные величины могут приводиться в отчетах пока в качестве справочной информации.

2.2. Оценка погрешности подсчета запасов (объемов) залежей при использовании модели условной случайной функции

Решение основывается на использовании модели условного случайного поля (в точках скважин значения поля известны). В любом сечении этого поля запасы будут однотипны винеровским процессам; они будут иметь независимые нормально распределенные приращения с нулевым математическим ожиданием (МО) и дисперсией $\sigma^2\tau$ на расстоянии τ . Поле Леви хорошо описывает локальную изменчивость запасов до расстояния r , называемого радиусом корреляции.

В результате получим модель, вариограмма которой имеет вид

$$E[H(S)]^2 = \begin{cases} \sigma^2\tau & \text{при } \tau < r \\ \sigma^2r & \text{при } \tau \geq r. \end{cases}$$

При нахождении дисперсии подсчета запасов используется модель условного случайного поля, когда в точках скважин значение характеристики известно. Расчет оценки дисперсии погрешности подсчета запасов σ^2_V выполняется в следующей последовательности процедур:

Месторождение разбивается на треугольники. В вершинах каждого из них расположена скважина, и погрешность характеристики $H(\bar{S})$ равна нулю. При движении точки S к центру треугольника, погрешность увеличивается. Разбиение на треугольники не вносит существенной погрешности в результат интегрирования, к которому сводится подсчет запасов, так как приращения величины $H(\bar{S})$ по разные стороны ребра треугольника независимы. Кроме того, ограничивая количество значений, известных в треугольнике, тремя, мы избегаем определенной неустойчивости оценок, существенной для многомерной статистики.

Дисперсия подсчета запасов (объемов) $\sigma^2_{V\Delta}$ в каждом треугольнике определяется вычислением однотипно.

Пусть две точки \bar{S} и t распределены в треугольнике равномерно. Условная ковариация значений $H(\bar{S})$ и $H(t)$ обозначается как \tilde{C}_{st} . Тогда квадратичная погрешность подсчета запасов (объемов) в треугольнике составит:

$$\sigma^2_{V\Delta} = \int_{\Delta} \int_{\Delta} \tilde{C}_{st} + ds dt.$$

Сумма таких дисперсий по всем треугольникам дает оценку квадратичной погрешности подсчета запасов (объемов) всего месторождения [45].

Исходные данные перечислены в разделе 2.1 Приложения. Программный комплекс, выполняющий расчет погрешности интерполяции скважинных данных, а также сейсмической и скважинной информации, реализован в ЦГЭ.

2.3. Сопоставление результатов оценки среднеквадратичной погрешности определения объема залежи, полученных на основании имитационного моделирования погрешностей структурных построений эффективных толщин с использованием экспресс-оценки, основанной на биномиальной модели, и с применением модели условной случайной функции

В качестве примера была использована модельная ситуация с заранее известным ответом. Принятые исходные данные приведены на рис. 3 при указанных ниже в таблице параметрах полей погрешностей:

Статистические характеристики полей погрешностей сейсмических построений

	Среднеквадратичная ошибка σ_0 , м	Радиус корреляции, км
Структурные построения	8	1,0
Эффективные толщины	3	0,5

На рис. 3 приведены модельные карты, максимально приближенные к реальным. Площадь залежи - 74,8 км², число скважин $N = 30$.

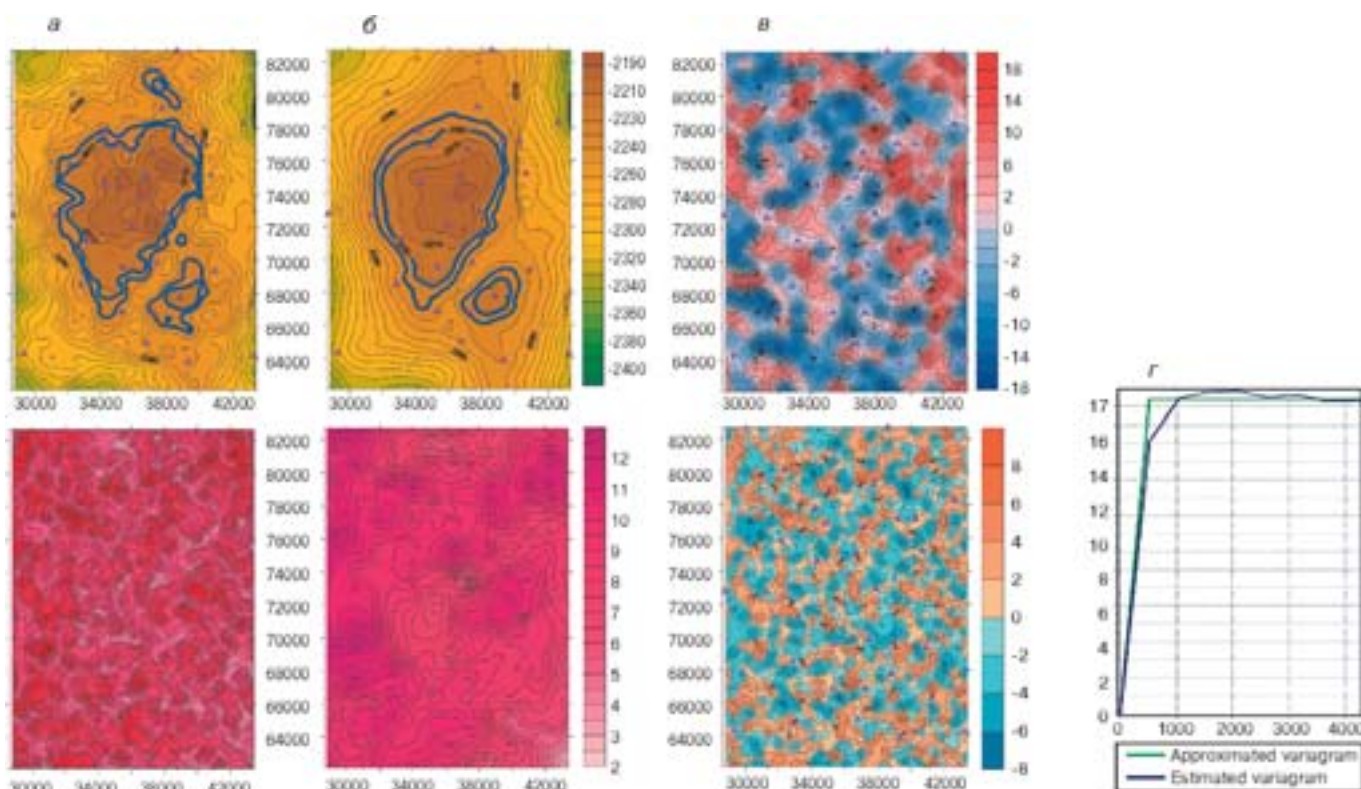


Рис. 3. Исходные данные:

а - структурная карта и (ниже) карта эффективных толщин; б - сейсмическая структурная карта и (ниже) карта эффективных толщин; в - карты ошибок (расхождений) для структурной карты и карты эффективных толщин с нанесенными внешним и внутренним контурами залежи и заданными положениями скважин; г - вариограмма ошибок $H_{эф}$ по сейсмике

Таблица результатов расчетов по пункту 2.3

Параметр	Единицы измерения	Оценка по заданной модельной карте	Результат интерполяции скважинных данных по модели условной случайной функции	Результат экспресс-оценки по сейсмической карте	Оценка имитационного моделирования по сейсмической карте	Результат оценки с использованием сейсмических данных по модели условной случайной функции
Объем залежи V_0	10^6 м^3	529,0				
Среднее значение объема \bar{V}	10^6 м^3		541,0	529,0	536,6	527,0
Среднеквадратичная ошибка $\sigma_{\Delta V}$ (млн м^3)	10^6 м^3		26,2	29,0	25,1	20,7
Диапазон $V \pm \sigma_{\Delta V}$	10^6 м^3		515,0 - 567,0	500,0 - 558,0	511,6 - 561,7	506,3 - 547,7
Диапазон уровней риска 10 - 90%					504,5 - 569,2	

Эти результаты, полученные по модели, максимально приближенной к реальным данным, позволяют сделать следующие выводы:

1. Все три методики, использующие при оценке запасов сейсмические данные, дали значения объема залежи точнее, чем вариант с интерполяцией только скважинных данных.
2. Наилучший результат дало решение с применением модели условно случайной функции - наименьшее отличие от заранее известного объема залежи и наименьшая среднеквадратичная ошибка $\sigma_{\Delta V}$.

Относительные значения погрешностей $\sigma_{\Delta V} / V \approx 5\%$ существенно меньше реально наблюдаемых в практике оценки запасов. Это может быть связано с обычно более сложным строением залежи по сравнению с использованной моделью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Авербух А. Г., Пустарникова Ю. А., Ахметова Э. Р.* Искусственная нейронная сеть как инструмент прогнозирования геологических параметров по сейсмическим атрибутам: Материалы конференции, ЦГЭ, 17 - 22.
2. *Ампилов Ю. П.*, 2002, Методы геолого-экономического моделирования ресурсов и запасов нефти и газа с учетом неопределенности и риска: М., Геоинформмарк.
3. *Ампилов Ю. П.*, 2004, Сейсмическая интерпретация. Опыт и проблемы: М., Геоинформмарк.
4. *Ампилов Ю. П., Вальковский С. Н., Семенов А. М., Холодилов В. А., Шаров С. А., Штейн Я. И.*, Применение сейсмического атрибутного анализа при построении геологических и гидродинамических моделей газовых месторождений: Геомодель-2005. Тезисы докладов: М., МГУ.
5. *Андреев Г. Н., Голиченко А. М., Шустров Е. И., Худяков Н. М.*, 2005, Повышение геологической эффективности сейсмической разведки 2D и 3D на базе специальной интерпретационной обработки: Технологии сейсморазведки, **2**.
6. *Аронов В. И., Пораскун В. И.*, 2002, К вопросу о построении карт ошибок интерполяции: Геофизика, **2**.
7. *Гатаулин Р. М., Митюков А. В., Назаров С. А.*, 2005, Трехмерный анализ фаций на основе нейронной и иерархической кластеризации: Геофизика, **3, 4**.
8. *Глоговский В. М., Лангман С. Л., Фиников Д. Б.*, 1998, Погружение волнового поля - альтернатива миграции до суммирования: Нефтегаз, **1**, 165 - 171.
9. *Городков А. В., Мушин И. А., Погожев В. М.*, 2004, Оценка точности корреляционного прогнозирования параметров геологического разреза: Геофизический вестник, **2**.
10. *Давыдова Е. А., Бакун Н. Н., Ворошилова М. С.*, 2003, Выявление малоамплитудных тектонических нарушений по спектрально-временным параметрам сейсмической записи: Геофизика, Спецвыпуск. Технологии сейсморазведки, 127 - 132.
11. *Давыдова Е. А., Копилевич Е. А., Мушин И. А.*, 2002, Спектрально-временной метод картирования типов геологического разреза: Докл. РАН, **385, 5**, 37 - 42.
12. *Денисов С. Б., Рудая В. С., Сальникова Н. В.*, 2004, К вопросу об оценке точности структурных построений: Геофизика, **4**, 3 - 6.
13. *Денисов С. Б., Рудая В. С., Сальникова Н. В.*, 2005, К вопросу оценки точности структурных построений: Геофизика, **4**.
14. *Дюбрул О.*, 2003, Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных: EAGE.
15. *Иванова Н. Л., Левянт В. Б.*, 2005, Вопросы оценки запасов углеводородов при использовании данных сейсморазведки 3D и ГИС: Технологии сейсморазведки, **2**.
16. *Иванова Н. Л., Авербух А. Г.*, 2004, Оценка геологического риска при подсчете ресурсов углеводородов: Технология ТЭК. Нефть и Капитал, **2 (15)**, 23 - 25.
17. *Кирнос Д. Г., Кащеев Д. Е., Гриценко А. М.*, 2005, Учет априорной информации при стохастической инверсии: Геомодель-2005. Тезисы докладов: М., МГУ.
18. *Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов*, 2005, под ред. Габриэлянц Г. А. и др. (проект): М., Мингео.
19. *Козлов Е., Боуска Дж., Медведев Д., Роденко А.*, 1998, Лучше сеймики 3D - только сеймика, хорошо спланированная: Геофизика, **6**.
20. *Козлов Е. А., Киселев П. В., Захарова Н. Г.*, 1984, Инструкция по оценке качества структурных построений по данным МОВ-ОГТ: М., ВНИИгеофизика.
21. *Королев Е. К., Королев А. Е., Хайретдинова Е. М.*, 2005, Интерпретационный подход к учету длиннопериодных искажений сейсмических волновых полей, вызванных зоной многолетнемерзлых пород: Технологии сейсморазведки, **1**.

22. Крамаренко С. Ю., Кусевич А. В., Дагаев И. Л., 2005, Этапы супервайзерского контроля качества сейсморазведочных работ: Геомодель-2005. Тезисы докладов: М., МГУ.
23. Коростышевский М. Б., Сахаров А. Б., Синева Д. А., Хайретдинова Е. М., 2005, Некоторые аспекты совместного использования данных глубинной миграции до суммирования (PSDM) и бурения: Технологии сейсморазведки, **1**.
24. Кондратьев И. К., Лисицин П. А., Кисин Ю. М., 2005, Детальность и точность решений в задаче сейсмической волновой инверсии: Геофизика, **3**.
25. Лаврик А. С., Геништа А. Н., 2001, Интерпретационный подход к учету ВЧР при обработке 2D- и 3D-сейсморазведки ОГТ на материалах Западной Сибири: Геофизика, **1**.
26. Левин А. Н., Логовской В. И., Харитонов А. Е., 2005, Некоторые проблемы в использовании AVO-эффекта в практике ОАО "Сибнефть": Тезисы докладов Геомодель-2005: М., МГУ.
27. Левянт В. Б., Закревский К. Е., Пораскун В. И., 2000, Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на разных этапах геолого-разведочных работ на нефть и газ: М., ЦГЭ.
28. Левянт В.Б., Билибин С.И., Денисов С.Б., Закревский К.Е., 2002, Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку представления материалов сейсморазведки 3D на государственную экспертизу запасов нефти и газов: М., ЦГЭ.
29. Левянт В. Б., Билибин С. И., Шурыгин А. М., 2002, Граничные условия, способы оптимизации и подтверждаемость атрибутивного прогнозирования параметров продуктивных пластов по данным 3D и ГИС: Геофизика. Спецвыпуск Технологий сейсморазведки - I.
30. Левянт В. Б., Шустер В. Л., Антонова И. Ю., 2005, Статистика подтверждаемости прогнозов структурных поверхностей и подсчетных параметров при использовании сейсморазведки 3D: Технологии сейсморазведки, **2**.
31. Масюков В. В., Шленкин В. И., Федоров В. Д., Масюков А. В., 2005, Методика объективного сравнения методов интерполяции: Геофизический вестник, **1**.
32. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, 2003, под ред. Петерсилье В. И., Пораскуна В. И., Яценко Г. Г.: М., Геоинформмарк.
33. Милашин В. А., Некрасова Л. А., 2005, Пример реализации глубинной миграции до суммирования по совокупности данных 3D, отработанных по разным методикам в разные годы: Технологии сейсморазведки, **3**.
34. Мушин И. А., Белоусов А. Б., Городков А. Б., 2005, СВАН-сейсморазведка (спектрально-временной анализ в технологиях сейсморазведки): Геофизика, **5**.
35. Нестеров В. Н., Копилевич Е. А., Мушин И. А., Соколов Е. П., Давыдова Е. А., Афанасьев М. Л., 2005, Технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств и нефтепродуктивности коллекторов в трехмерном межскважинном пространстве: Технологии сейсморазведки, **2**.
36. Проект технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ, 2000: Интернет.
37. Птецов С. Н., Матусевич В. Ю., 2005, Расчет и интерпретация глубинных кубов пористости на основе сейсмической инверсии: Технологии сейсморазведки, **2**.
38. Реальный мир - планирование 3D-съемки с учетом характеристик сигнала, шума и требований миграции до суммирования, 2004: E-mail: ambrosimov@seismic.ru.
39. Смирнов С. А., 2004, Применение регрессионного анализа для построения карт по данным бурения и сейсморазведки: Геофизика. Спецвыпуск, Пангея-10 лет.
40. Сысоев А. П., 2005, Внутренний критерий точности структурных построений по системе сейсмических и скважинных данных: Геофизический вестник, **6**.
41. Сысоев А. П., Новокрецин А. В., 2001, Статистические модели интерпретации по совокупности сейсмических и скважинных данных: Геофизика, **1**.
42. Тищенко И. В., 2003, Адаптируемая к условиям местности объемная сейсморазведка - АМОС: Геофизика. Спецвыпуск. Технологии сейсморазведки-II.
43. Шленкин В. И., Федоров В. В., Масюков А. В., Масюков В. В., 2004, Об оценке точности корреляционного прогнозирования параметров геологического разреза: Геофизический вестник, **4**, 19 - 22.
44. Шленкин В. И., Тюнегин С. П., Масюков А. В., Масюков В. В., 2005, Методика уточнения структурных построений для эксплуатационных площадей Широкого Приобья на основе представления о пространственном спектре ошибки сейсмического горизонта: Технологии сейсморазведки, **1**.
45. Шурыгин А. М., Левянт В. Б., Ермаков А. С., 2006, Погрешность оценивания запасов нефтегазовых залежей по данным сейсморазведки 3D со скважинами и только по скважинам: Геофизика, **2**.
46. Glogovsky V. M., Gogonenkov G. N., 1988, Study of methods for determining velocity and depth parameters in layered realistic media: Geophysical transactions, **33**, 3 - 4, 157 - 173.

**Методические рекомендации
по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D)
для подсчета запасов нефти и газа**

Авторы: *В. Б. Левянт, Ю. П. Ампилов,
В. М. Глоговский, В. В. Колесов
М. Б. Коростышевский, С. Н. Птецов*

Редактор *Л. Д. Овчининская*

Корректор *Н. В. Царева*

Компьютерная верстка *В. Г. Зайцева*

Подписано в печать 10.10.2006 г.
Формат 60 x 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Times.
Печать офсетная. Усл. печ. л. - 4,7.
Тираж 1000 экз. Заказ № 63.
Отпечатано в типографии ООО "Издательство ГЕРС".
Лицензия ПД № 5-0012 от 4.07.2000.
170000, г. Тверь, ул. Новоторжская, 12Б.
Тел.: (4822) 35-41-00.