

П.Н. Страхов
А.В. Лобусев
М.А. Лобусев

НАУЧНЫЕ
ПОСОБИЕ

Методика
комплексной
интерпретации
сейсморазведки 3Д
и бурения с целью
построения
геологических
моделей залежей
углеводородов



РГУ нефти и газа
им. И.М.Губкина

**P.N. Strakhov, A.V. Lobusev,
M.A. Lobusev**

**TECHNIQUES OF
JOINT INTERPRETATION OF
3D SEISMIC AND DRILLING DATA
FOR THE PURPOSE OF
HYDROCARBON DEPOSITS
GEOLOGICAL MODELING**

A Textbook



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2012

**П.Н. Страхов, А.В. Лобусев,
М.А. Лобусев**

**МЕТОДИКА
КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ЗД И БУРЕНИЯ
С ЦЕЛЬЮ ПОСТРОЕНИЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Учебное пособие

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений, обучающихся по направлению
подготовки магистров 13100 «Нефтегазовое дело»,
по представлению Ученого совета
Российского государственного университета
нефти и газа имени И.М.Губкина*



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2012

УДК 550.83.05:622.24
ББК 26.2
С83

Рецензенты:

Заведующий кафедрой полезных ископаемых РУДН,
доктор геолого-минералогических наук, профессор *В.В. Дьяконов*;
Генеральный директор ОАО «ИГ и РГИ»,
доктор геолого-минералогических наук *С.Л. Барков*

Страхов П.Н., Лобусев А.В., Лобусев М.А.

С83 Методика комплексной интерпретации сейсморазведки 3D и бурения с целью построения геологических моделей залежей углеводородов: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 111 с.: ил.
ISBN 978-5-91961-065-6

Рассмотрены основные этапы интерпретации материалов сейсморазведки 3D при построении геологических моделей залежей нефти и газа. Приведены методы перевода времен в глубины и способы определения надежности структурных построений на основе сейсмических данных. Описаны особенности получения информации, необходимой для построения геологических моделей, при отсутствии или крайне ограниченном объеме скважинных данных.

Большое внимание уделяется методикам исследований продуктивных отложений на основе комплексирования материалов сейсмической съемки 3D и бурения. Рассматриваются основы динамического анализа волнового поля, которые необходимы при геологической интерпретации материалов сейсморазведки 3D.

Для аспирантов, магистрантов и студентов старших курсов по специальности «Нефтегазовое дело».

ISBN 978-5-91961-065-6 © Страхов П.Н., Лобусев А.В., Лобусев М.А., 2012

© Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012

© Голубев В.С., оформление серии, 2007

● ПРЕДИСЛОВИЕ

Создание геологической модели месторождения является неотъемлемым этапом при подготовке его к разработке. Именно на ее основе рассчитывают гидродинамические модели залежей с последующим созданием нормативных документов, регламентирующих разработку месторождений. В связи с этим от точности расчета трехмерной геологической модели и ее адекватности природному объекту зависит эффективность освоения месторождения.

Не утрачивает свою актуальность и трехмерное геологическое моделирование для старых месторождений, интенсивная разработка которых уже способствовала истощению их недр. В ряде случаев при эксплуатации месторождений углеводородов использовались технологии, не в полной мере учитывающие геологические особенности объектов разработки. Как правило, это способствовало уменьшению коэффициента извлечения нефти. В настоящее время, вследствие существенного естественного сокращения сырьевой базы, продолжение такой практики недопустимо.

Особенно это актуально для нефтегазоносных провинций, в которых добыча углеводородного сырья осуществлялась наиболее активно. Одним из таких регионов, безусловно, является Западная Сибирь. Большая часть нефти и газа, добываемого в бывшем СССР, а затем и России, приходится именно на данную нефтегазоносную провинцию. Большинство открытых месторождений эксплуатируются давно, и в настоящее время их текущие запасы значительно сокращены. Применяемые методики воздействия на продуктивные отложения во многих случаях способствовали их преждевременному обводнению. В сложившейся ситуации необходимо как создание оптимальной технологической схемы для новых залежей, так и выявление зон в пределах старых залежей, не вовлеченных в разработку и характеризующихся относительно повышенным насыщением углеводородами. Осуществление данных

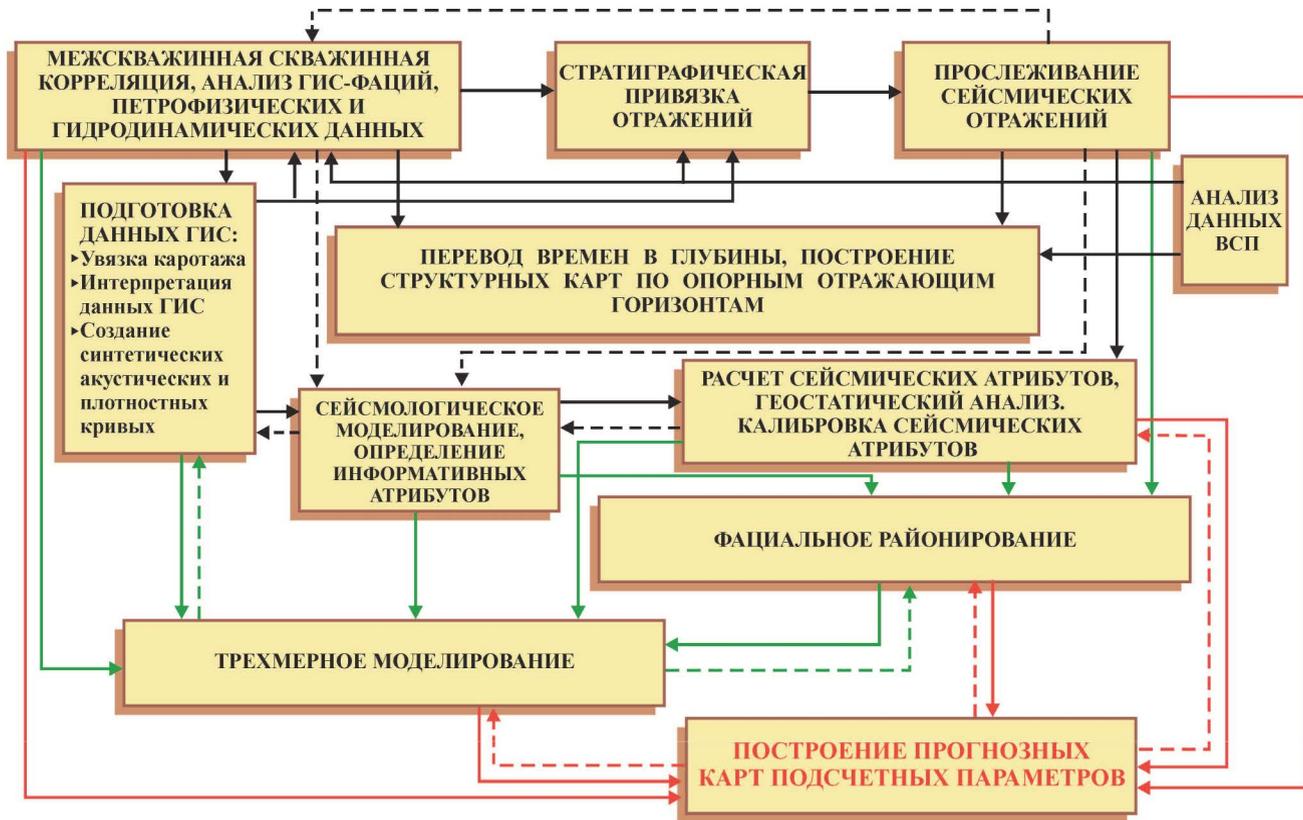


Рис. 1. Принципиальная схема построения геологической модели в процессе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и бурения

мероприятий без построения трехмерной геологической модели практически не представляется возможным. В свою очередь, моделирование залежей должно базироваться на результатах комплексной интерпретации данных сейсморазведки 3D и бурения.

Наряду с этим, сейсморазведка 3D также не утратила свою актуальность при выявлении новых залежей углеводородов. В первую очередь это относится к залежам структурно-литологического и структурно-тектонического типов. Использование данного геофизического метода позволяет получить важную информацию о строении глубокопогруженных горизонтов, практически не освещенных бурением.

В настоящей работе рассматривается ряд методических приемов, используемых при геологической интерпретации сейсмических данных, которые эффективно применяются в ходе изучения строения продуктивных отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Отметим, что многие методические приемы, рассматриваемые в данной работе, с успехом могут применяться при геологической интерпретации сейсмических данных в других регионах.

В основу технологии геологической интерпретации сейсмических данных положен общеизвестный комплекс операций, который с успехом используется многими отечественными и зарубежными сервисными компаниями (рис. 1). Вначале изучают геолого-геофизические данные, полученные в результате бурения. Осуществляют межскважинную корреляцию, определяют предварительную геологическую модель на основании материалов предыдущих работ.

Затем выполняется привязка целевых горизонтов и сейсмических отражений. С этой целью используют специализированные программы, позволяющие сравнить реальное и синтетическое волновые поля в точках опорных скважин, в которых выполнен полный комплекс промыслово-геофизических исследований (в том числе обязательно исследованы плотностные (метод ГГК) и акустические (метод АК) свойства пород). Для повышения надежности привязки отражений также возможно привлечение сква-

жин, по которым был выполнен усеченный комплекс ГИС. С этой целью на основании теоретических и стохастических работ создаются синтетические кривые ГГК и АК. После стратификации отражений выполняется их прослеживание в волновом поле. В основном, выделяются три вида сейсмической корреляции:

➤ **Фазовая.** В этом случае исследуют характер распространения в волновом поле одной фазы.

➤ **Групповая.** Картируют границу, разделяющую два сейсмостратиграфических комплекса (ССК). Как правило, эта граница приурочена к стратиграфическому несогласию.

➤ **Комбинированная.** Как правило, данный вид корреляции используют в районах частичного размыва пласта или выклинивания отдельных слоев.

Необходимо иметь в виду, что в ряде случаев в ходе сейсмической корреляции выясняется некорректность прослеживания определенного целевого пласта по скважинным данным. В первую очередь это относится к отложениям ачимовской толщи и пластам, залегающим в верхней части неокомского надъяруса. В обоих случаях происходило нарушение параллельности залегания стратиграфических границ пластов вследствие формирования клиноформ. В данной ситуации учет строения волнового поля крайне важен при редактировании межскважинной корреляции, так как в разрезе отсутствуют надежные реперы, выделяемые по промыслово-геофизическим данным. Кроме этого, материалы сейсморазведки оказывают значительную помощь при осуществлении межскважинной корреляции вблизи дизъюнктивных нарушений.

После увязки скважинных и сейсмических данных осуществляется пересчет времен в глубины по опорным горизонтам. Таким образом, формируется структурно-стратиграфический каркас исследуемой территории. Структурные карты для большей части продуктивных и перспективных пластов строятся методом схождения от опорных горизонтов.

На следующем этапе комплексировются результаты интерпретации данных ГИС и сейсмических материалов. На основании проведенного анализа возможных вариантов строения каждого пласта, имеющих зависимости для формирования синтетических кривых плотности и акустической скорости и информации о свойствах сейсмического сигнала проводится сейсмогеологическое моделирование.

Из рассчитанного синтетического волнового поля извлекаются и анализируются псевдосейсмические атрибуты. В результате выделяется группа информативных атрибутов для прогнозирования петрофизических свойств целевых отложений.

Затем атрибуты, список которых определен на предыдущем этапе, извлекаются из реального волнового поля и исследуются в геостатистическом пакете. Они сопоставляются со скважинными данными (анализ интерпретации промыслово-геофизических данных, ГИС-фаций, петрографических и петрофизических исследований керна), а также с рассчитанными вариантами карт прогнозных параметров и материалами аналогичных работ по сопредельным территориям. На этом этапе осуществляется предварительное фациальное районирование. В случае подтверждения хорошей сходимости теоретических и наблюдаемых зависимостей выполняется калибровка волнового поля на скважинные данные и осуществляется первая итерация построения карт прогнозных параметров.

Если априорные зависимости не подтверждаются, то интерпретаторы возвращаются к сейсмогеологическому моделированию. Необходимо выявить причины расхождений теоретических и наблюдаемых данных, а также провести ревизию списка атрибутов и/или окон их расчета. Отметим, что в ряде случаев изменение акустических свойств вмещающих пород может определить изменение информативности сейсмических атрибутов в различных участках полигона съемки. Тогда необходимо вычислить еще и зоны действия различных зависимостей.

Наряду со стандартными сейсмическими атрибутами при определении динамических характеристик волнового поля очень часто используются результаты инверсии и AVO-анализа.

Инверсия – это технология, которая на основании сейсмических и скважинных данных позволяет выполнить расчет характера распространения в пространстве акустических жесткостей (произведение плотности пород на скорость прохождения через нее сейсмической волны). По существу, это метод используют для перевода масштаба грубых сейсмических данных к более детальному масштабу данных, получаемых в скважинах. Для получения хороших результатов инверсии необходимо обеспечить высокое соотношение сигнал/помеха и регистрацию сигналов в широкой полосе частот.

Технология AVO (зависимость амплитуды отражения от удаления) определяет изменения амплитуд отраженных волн в зависимости от расстояния между пунктами возбуждения и приема. AVO-анализ позволяет геофизикам лучше определять свойства горных пород, включая пористость, плотность, литологию и содержание флюидов.

Если все данные в целом увязываются в генетически единый ряд палеоэкологических обстановок, то выявленные зависимости и сейсмические атрибуты используются при трехмерном геологическом моделировании. При отрицательном результате требуется корректировка ареалов применения и, если необходимо, и самих атрибутов.

Объемная геологическая модель строится в одном из специализированных пакетов. При этом необходимо использовать выявленные сейсмические атрибуты в качестве весового аргумента при интерполяции петрофизических свойств продуктивных горизонтов в межскважинном пространстве.

Полученная модель подвергается серьезному анализу соответствия геолого-геофизической информации. Вызвано это, в первую очередь, тем, что существует достаточно широкий спектр алгоритмов счета, а также в ряде случаев требуется оптимизация и основных параметров построений. Кроме этого, достаточно часто возникают проблемы с определением положений водонефтяного, газонефтяного или газоводяного контактов и, следовательно, границ залежей. В этом случае также следует обращать внимание на надежность инклинометрии, межскважинной корреляции и интерпретации данных ГИС в проблемных скважинах.

Когда получается трехмерная геологическая модель, которая отвечает всем экспертным требованиям, из нее извлекают соответствующие карты прогнозных параметров. Сама же модель в последующем используется для построения гидродинамической модели, на базе которой создается проект разработки залежи.

В настоящем пособии описываются особенности использования ряда методических приемов при построении геологических моделей месторождений углеводородов Приобскокой нефтегазоносной области.



Глава 1

ИССЛЕДОВАНИЕ ОПОРНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Изначально основной задачей сейсморазведки являлось определение структурных планов опорных горизонтов. Собственно говоря, именно из-за этого и создавался данный геофизический метод. И сегодня, несмотря на то, что спектр задач, решаемый сейсморазведкой, существенно расширился, эта операция по-прежнему остается первоочередной.

Перед изучением особенностей изменений петрофизических свойств пласта необходимо построение стратиграфического каркаса. В дальнейшем он будет положен в основу привязки и структурных построений продуктивных и перспективных горизонтов. От правильности выполнения данной процедуры во многом зависит надежность создаваемой геологической модели.

1.1. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ (ВСП) ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ОГТ

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) – это геофизический метод, синтезирующий в себе возможности и достоинства скважинных исследований и сейсморазведки [2]. Данный метод следует рассматривать как ключевой при стратификации исследуемых отражений и построении глубинной модели изучаемого объекта (рис. 2).

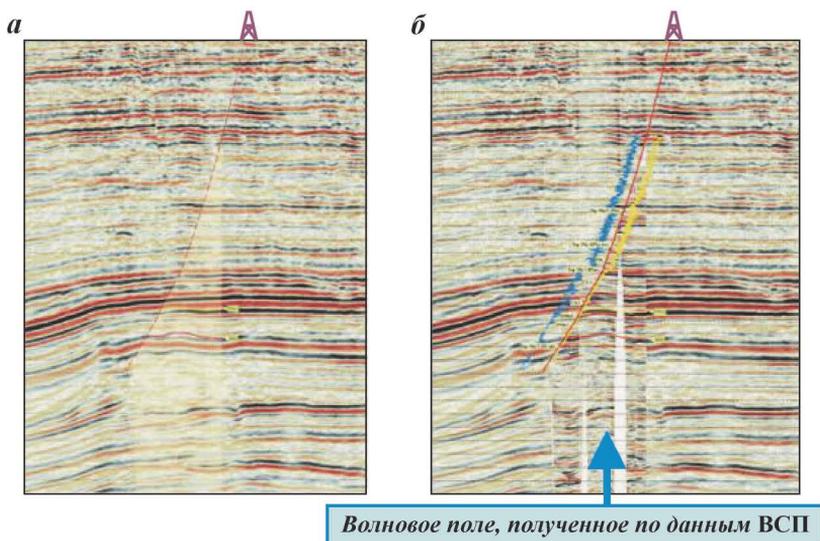
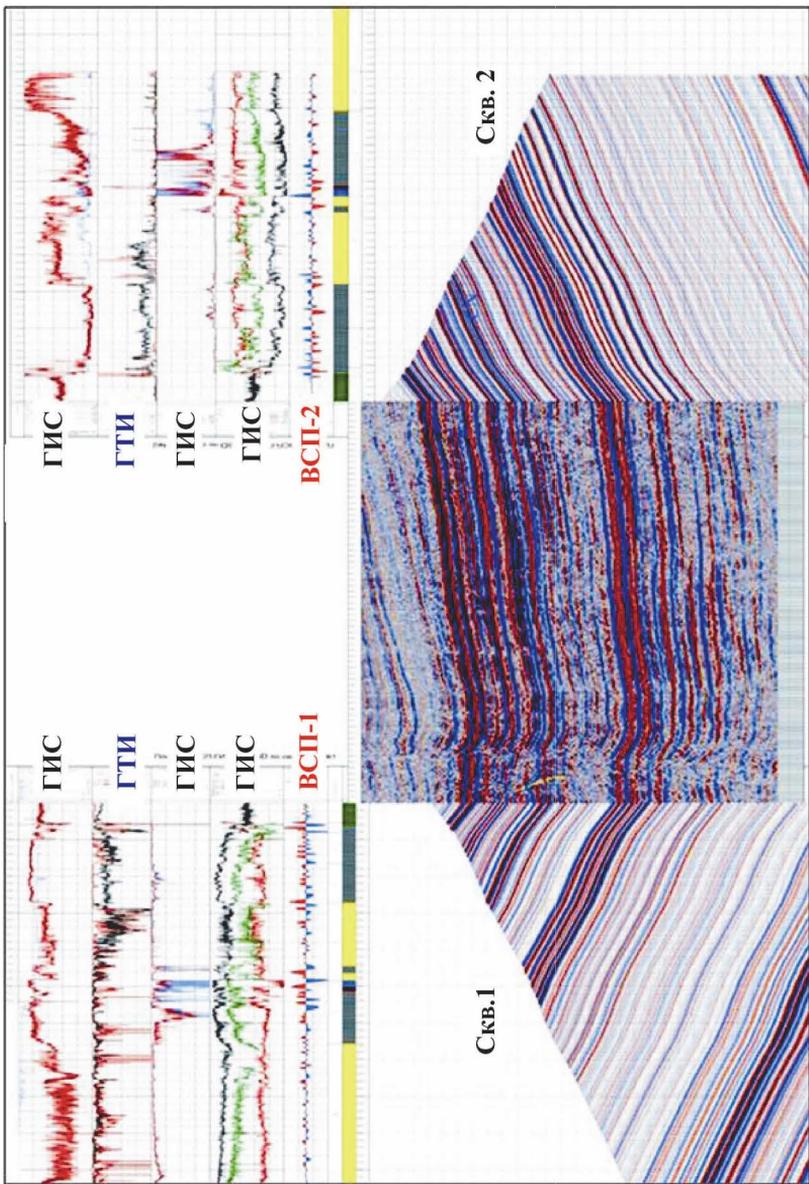


Рис. 2. Пример стратегической привязки целевых отражений с помощью метода ВСП.
 Волновое поле: *а* – без данных ВСП; *б* – совмещенное с данными ВСП

Задача идентификации отражений ОГТ материалам ГИС является одной из основных задач структурных построений. Последующий динамический анализ материалов ОГТ при корректно сделанной привязке отражений к целевым пластам позволяет извлечь массу полезной информации. Обработка материалов ВСП совместно с данными ГИС и ГТИ позволяет полностью привязать все акустически контрастные отражения, а в случае наличия двух скважин проверить надежность фазовой корреляции [19]. На рис. 2 в левой его части желтым цветом показан разлом кручения. Разлом четко фиксируется (по обоим скважинам) только на границе перехода карбонатов на терригенные отложения (рис. 3).

Максимальное приближение сейсмоприемника к изучаемому геологическому объекту, отсутствие влияния на

Рис. 3. Пример использования данных ОГТ и ВСП при уточнении межскважинной корреляции



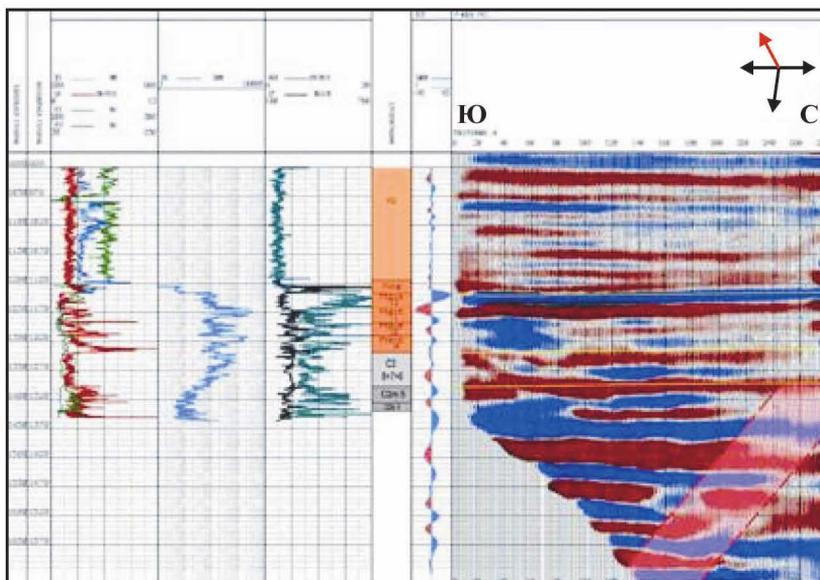
качество данных неоднородностей верхней части разреза позволяет использовать ВСП не только как метод параметрической поддержки сейсморазведки 2D и 3D, но и как самостоятельный высокоразрешающий метод для изучения геологического строения околоскважинного пространства. Метод ВСП дает возможность с достаточно высокой точностью экспериментально изучать весь процесс формирования волнового поля, позволяет понять, что возбудилось в источнике, как повлияли на волновое поле различные элементы разреза, определить природу регистрируемых волн, осуществить их надежную стратиграфическую привязку (см. рис. 2).

При использовании метода ВСП необходимо учитывать некоторые особенности. Во-первых, изучается не только волновое поле разреза, но и сам процесс его формирования. Одновременно выделяются, прослеживаются и изучаются волны разных типов и классов (прямые, отраженные, кратные, преломленные, продольные, поперечные и обменные), возбуждаемые в источнике и образовавшиеся на неоднородностях среды (рис. 4) [3].

Во-вторых, в отличие от большинства традиционных геофизических (электрических, акустических и др.) измерений в скважинах, изучающих разрез только в ближайшей окрестности ствола скважины, ВСП позволяет исследовать околоскважинное и межскважинное пространство на значительных расстояниях. При этом изучается разрез не только в интервале глубин, вскрытых скважиной, но и на глубинах ниже забоя (рис. 5).

На рис. 5 изображена технология прогноза строения ниже текущего забоя скважины по данным ВСП-ГТИ-ГИС-ОГТ. Основой технологии служат измерения ВСП с ближнего пункта взрыва с последующей эксклюзивной обработкой отраженных волн с целью получения суммотрассы однократных отражений с нуль-фазовой формой сигнала. Это достигается применением нуль-фазовой деконволюции, настраиваемой по падающим волнам с последующей оптимизацией отраженных волн. Скоростной закон ниже забоя скважины задается априорно (строение района работ) и контролируется по данным ГТИ с коррекцией скоростей по мере поступления информации (описание шлама, скорость проходки и т.д.). Применение подобной

a



б

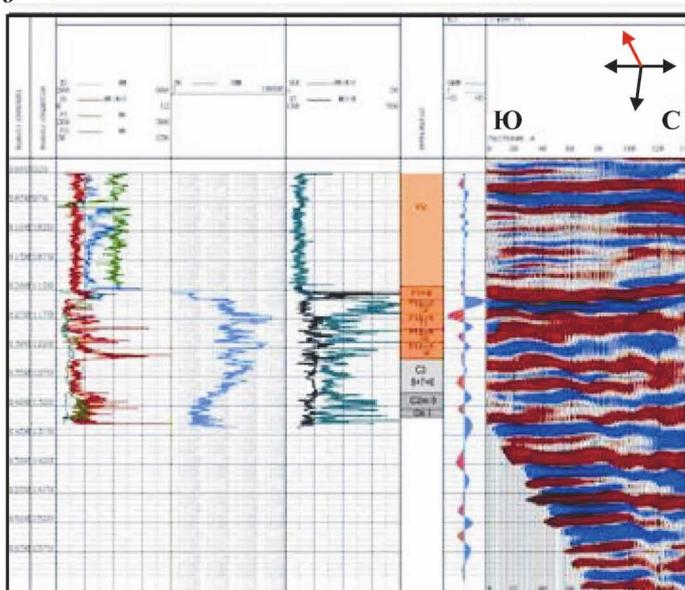


Рис. 4. Пример глубинных мигрированных разрезов ВСП: *a* – продольные волны; *б* – обменные волны

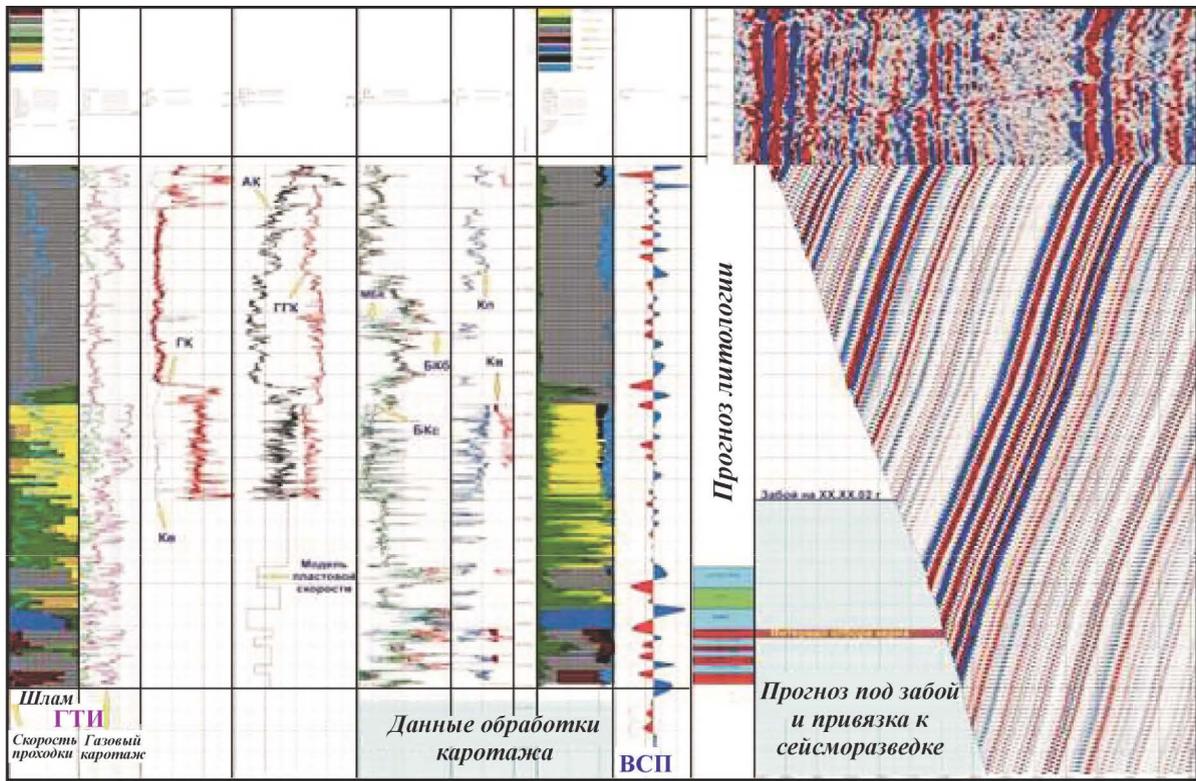


Рис. 5. Комплекс ГИС-ВСП-ГТИ-ОСТ

технологии позволяет прогнозировать целевые интервалы и оптимизировать места отбора керна (или испытаний в открытом стволе) при бурении скважины [17].

Геологические задачи, решаемые методом ВСП можно разделить на три основные группы:

1) задачи, связанные с изучением параметрических характеристик геологического разреза, используются в основном для повышения точности обработки и интерпретации данных поверхностной сейсморазведки;

2) задачи по построению локальных геологических моделей среды в ближайшем к скважине пространстве;

3) комплексирование в реальном времени скважинных сейсмических измерений по методу ВСП с поверхностными сейсмическими наблюдениями.

Моделирование сейсмического волнового поля является одним из этапов интерпретации сейсмических данных (рис. 6). На созданной модели можно изучать зависимость между физическими параметрами модели и сейсмическим волновым полем, т.е. наблюдать за изменениями волнового поля, обусловленными изменением параметров исходной модели среды. Необходимость моделирования возникает в условиях сложного геологического строения, когда требуется посмотреть, как будет влиять на волновую картину заданный геологический объект. Проводя такие исследования, мы получаем возможность корректно размещать систему наблюдений, снижать влияние волн-помех и создавать геологические модели околоскважинного пространства, максимально приближенные к действительности [20].

Существует три основных способа построения скоростной модели среды: на основе интерпретации данных акустического каротажа, ВСП и метода ОГТ. Совокупность трех перечисленных ранее методов дает возможность сравнивать и корректировать данные о скоростях распространения упругих волн в разрезе. Все три метода обладают различной разрешающей способностью и точностью. При этом именно метод ВСП позволяет соотнести между собой разномасштабные данные АК и ОГТ не только без потерь полезной информации, но и с привнесением дополнительных данных о геологической среде в области наблюдений.

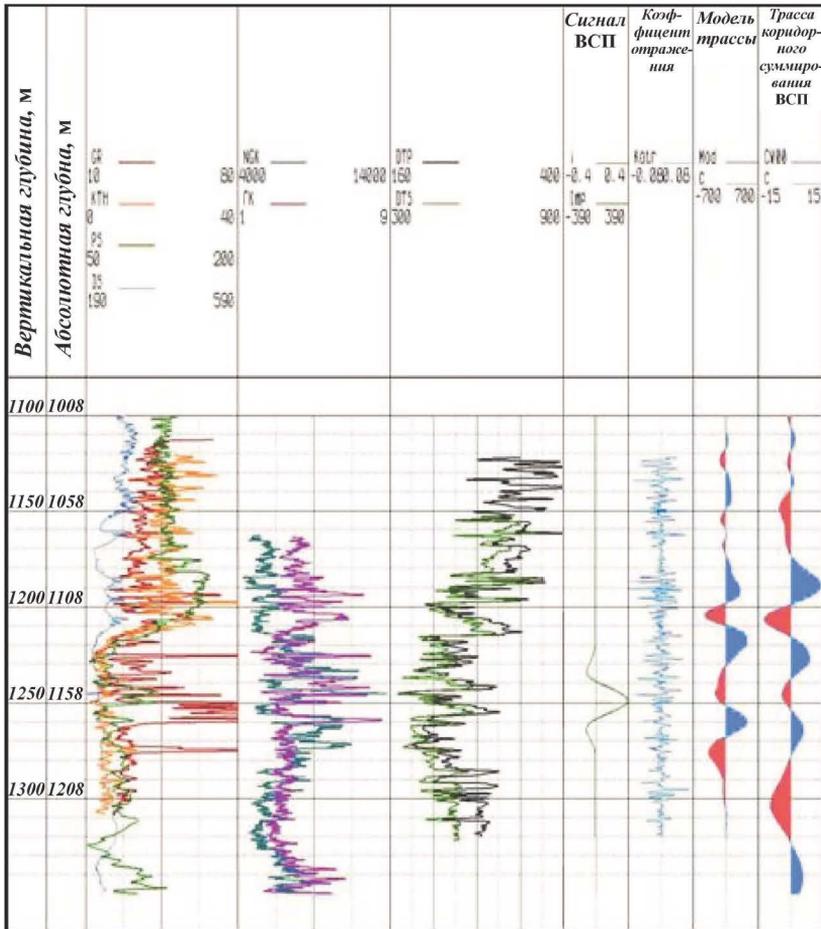


Рис. 6. Пример моделирования сейсмических трасс

Практически все осадочные толщи, за редким исключением (чистая соль, лед), имеют тонкослоистую структуру с той или иной степенью скоростной дифференциации. Наличие тонкой слоистости изучаемой среды подтверждается многими прямыми исследованиями скорости в глубоких скважинах.

Огромное число тонких слоев, слагающих осадочную толщу, не отображается на сейсмическом материале. Час-

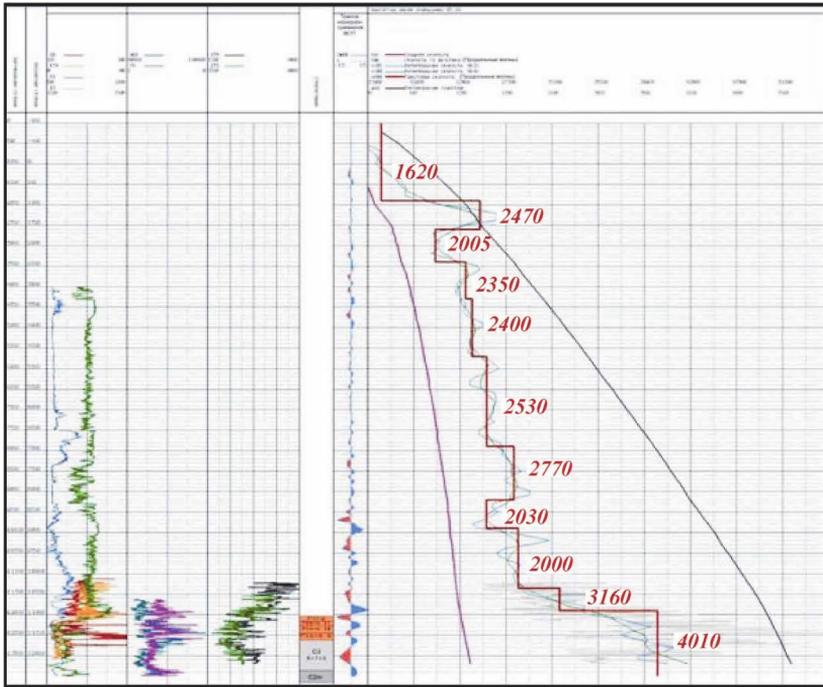


Рис. 7. Пример скоростной модели среды

точный состав сейсмической записи диктует необходимость загрублять тонкослоистую среду, объединяя реальные тонкие слои в некоторый эффективный пласт (рис. 7). Скоростная модель, построенная в сейсмическом диапазоне частот, может быть основой для построения алгоритмов решения обратной задачи.

Подбор модели среды (ПМС) – это метод, возникший при решении одномерных задач сейсморазведки. Обычно в методе ПМС требуется подобрать одномерную пластовую модель таким образом, чтобы различие модельной сейсмической трассы и наблюдаемой трассы было минимальным. Модельная сейсмическая трасса, построенная по АК, очень часто хорошо совпадает с наблюдаемой трассой коридорного суммирования ВСП. Однако для дальнейшего использования в интерпретации данных сейсморазведки требуется заглубить кривую АК и построить пла-

стовую скоростную модель с мощностью пластов порядка 1–10 метров.

Переход от акустической кривой к пластовой модели может быть выполнен различными способами. Различные алгоритмы заглубления кривой АК естественно приводят к построению неодинаковых пластовых моделей среды. Тем не менее, каждая из построенных пластовых моделей должна удовлетворять двум критериям. Во-первых, быть кинематически эквивалентной исходной тонкослоистой модели среды. То есть годографы падающей волны, рассчитанные по сравниваемым моделям, должны совпадать. И, во-вторых, динамическая эквивалентность двух моделей предполагает близость сейсмических трасс, рассчитываемых для одинакового сейсмического сигнала [19].

При стандартных работах ВСП построение пластовой скоростной модели среды выполняется на основании комплексного анализа вертикального годографа и границ пластов, определенных по каротажу. Пластовая скоростная модель, в частности, может иметь тонкие пласты, выделяемые, например, по кривой АК. При обработке выносных пунктов возбуждения ВСП требуется подобрать толстослоистую скоростную модель среды для использования в программах построения разрезов ВСП-ОГТ или мигрированных разрезов ВСП.

При изучении реальных сред обычно получают две модели – толстослоистую и тонкослоистую. Толстослоистая модель позволяет сформировать общую информацию о скоростной характеристике среды, которая извлекается из времен пробега продольных, отраженных или преломленных волн. Такое разбиение на пласты может варьироваться от одной до нескольких длин волн (порядка нескольких сотен метров).

Тонкослоистую модель получают, используя данные ГИС, которые позволяют оценить необходимость и интервал разбиения толстослоистой модели волнового поля. При отсутствии АК или ГК, а также при низком их качестве, рассчитываются синтетические кривые данных методов. В этом случае акустические свойства разреза прогнозируются на основании анализа других широко распространенных промыслово-геофизических характеристик (кажущегося сопротивления ρ_k), интенсивности первичного

(ГК) и вторичного (НГК) гамма-излучения и др.). Для приближенного задания акустических параметров тонких слоев в ряде случаев используются нормальные или обобщенные зависимости скорости и плотности от глубины для пород различной литологии.

Для нахождения скоростей по реальным данным ВСП необходимо решить обратную кинематическую задачу, состоящую в приведении непродольного годографа к вертикали. Проследив значения первых вступлений прямой волны, получаем зависимость времени пробега от глубины. Технология проведения работ ВСП не позволяет расположить пункт возбуждения ближе, чем на 50 м к скважине, а следовательно, полученный годограф не является определяющим вертикального времени пробега. Процедура пересчета наблюденного годографа в вертикальный обычно осуществляется в предположении, что лучи, распространяющиеся от источника в приемник, прямолинейные.

Средняя скорость, оцененная по годографу ВСП, несет в себе информацию о скорости распространения вертикального луча. Сравнивая среднюю скорость ВСП с эффективной скоростью, оцененной по годографу ОГТ, можно видеть разницу, обусловленную влиянием преломления луча на средние скорости ОГТ. Скорости, оцененные по годографу, обычно называются эффективными скоростями. Эффективная скорость зависит от длины годографа, используемого в вычислениях.

Стратиграфическая привязка отраженных волн – одна из основных методических задач ВСП, а также является важной компонентой комплексной интерпретации наземных наблюдений.

С помощью ВСП можно не только определить глубину того или иного отражения, но и ответить на ряд вопросов:

- является ли отражающая граница литолого-стратиграфической или хроностратиграфической;
- какие литологические границы проявляются в сейсмическом волновом поле и какие нет;
- насколько эффективно сейсмомоделирование для изучения реальных волновых полей.

Корреляция волн вдоль вертикального профиля от поверхности до отражающей границы позволяет с высокой достоверностью определить стратиграфическую привязку

горизонтов и изучить их связь с физическими свойствами разреза.

По сути, вся обработка данных ВСП направлена на повышение разрешающей способности, точности и уверенности стратиграфической привязки волн, приводящей к увеличению информативности метода для построения скоростных моделей, адекватных исследуемой геологической среде.

Указанные подходы к стратиграфической привязке сейсмических волн в основном пригодны для реперных отражений, связанных с резкими акустическими границами, а также при решении структурных задач.

1.2. ОСНОВЫ ПЕРЕСЧЕТА ВРЕМЕН В ГЛУБИНЫ

В основном при пересчете времен в глубины на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции района наиболее часто используют четыре методических приема:

А. Метод средних скоростей.

Б. Методику пересчета времен в глубины по данным ВСП (вертикального сейсмического профилирования).

В. Метод интервальных скоростей.

Г. Комбинированный метод.

Рассмотрим положительные и отрицательные свойства предлагаемых подходов к построению структурных карт по опорным горизонтам. **Метод средних скоростей** еще совсем недавно был широко распространен при проведении данной операции. Главное его преимущество заключается в простоте использования. Действительно, все очень несложно. Строится карта изохрон (времен отражения), полученная в результате сейсмической корреляции. По ней путем обратной интерполяции в точках пересечений горизонта скважинами определяют значения двойного времени пробега волны до целевого отражения. В свою очередь, межскважинная корреляция дает глубины залегания целевого горизонта (H , м). Отсюда несложно рассчитать среднюю скорость до целевого отражения (v_{cp} , м). Для этого

в точках пересечения скважинами горизонтов данный параметр рассчитывают по формуле

$$v_{срi} = \frac{2000 H_i}{T_{oi}}, \quad (1.1)$$

где $v_{срi}$ – средняя скорость в точке i -й скважины, м/с; H_i – глубина залегания в точке i -й скважины, м; T_{oi} – двойное время отражения, мс.

На основании полученных данных строится карта средних скоростей. После этого без видимых проблем рассчитывают структурную карту исследуемого горизонта по формуле

$$H = \frac{T_{oi} v_{ср}}{2000}, \quad (1.2)$$

где $v_{ср}$ – карта средних скоростей, м/с; H – структурная карта отражающего горизонта, м; T_{oi} – карта изохрон отражающего горизонта, мс.

Тем не менее, в настоящее время при проведении серьезных исследований эта методика в чистом виде используется значительно реже. В первую очередь, это обусловлено тем, что практически отсутствует эффективный контроль качества входящей информации. Сразу определить ошибки корреляций как межскважинной, так и сейсмической, а также погрешности инклинометрии достаточно сложно. Как правило, эти огрехи проявляются значительно позднее, на этапе построения моделей залежей.

На территории Приобской нефтегазоносной области лучше зарекомендовала себя **методика пересчета времен в глубины на основании анализа данных ВСП**. По-существу, ее можно считать усовершенствованным вариантом методики средних скоростей.

Рассмотрим данную методику. Для начала выполняется анализ годографов ВСП, полученных на территории Широкого Приобья. Практически на всех месторождениях данной области, где отсутствуют газовые залежи в верхних продуктивных горизонтах, наблюдается очень похожая картина (рис. 8). Годографы расходятся на небольших глубинах (приблизительно до 1 км). Различия времен

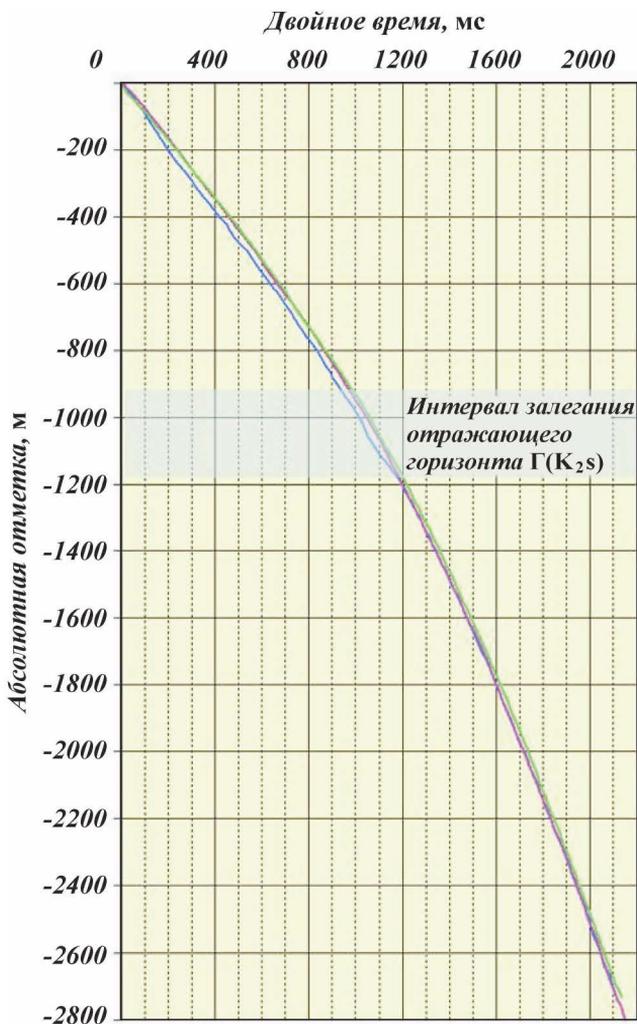


Рис. 8. Типичный пример сопоставления годографов месторождения Широтного Приобья

на одной и той же глубине могут, в ряде случаев, превышать 50–100 мс, но на больших глубинах они становятся практически параллельными. Скорость зависит, в основном, от глубины залегания отложений. Изменения скоростей по площади – незначительные.

При таких условиях для построения структурных карт достаточно иметь в пределах площади работ хотя бы одну скважину с ВСП. Если на месторождении данные исследования были выполнены в нескольких скважинах, то рекомендуется использовать усредненные годографы. Это позволит минимизировать погрешности измерений и, следовательно, повысить точность структурных построений. Существенные изменения скоростей на сравнительно небольших глубинах в первую очередь обусловлены неравномерным распространением реликтово многомерзлых пород и неоднородностью акустических свойств отложений в стратиграфическом интервале кайнозойской группы – верхней части покурской свиты. От правильности учета влияния верхней части разреза зависит надежность работы рассматриваемой методики.

Работы по построению структурных карт по опорным горизонтам начинают с анализа соотношений значений глубин и времен, определенных для исследуемых опорных горизонтов в точках скважин. С этой целью используют:

➤ годограф ВСП. Если на месторождении данными исследованиями был охвачен ряд скважин, – то усредненный годограф. Отметим, что если на данной площади ВСП отсутствует, то можно смело использовать годографы, полученные по скважинам сопредельных территорий;

➤ пары время–глубина по сейсмическим и скважинным данным соответственно.

Все структурные построения выполняются от плоскости приведения «0» (уровень моря). Значения времен для опорных горизонтов (T_0) определяются в точках пласто-пересечений скважин методом обратной интерполяции.

При проведении глубинного анализа рекомендуется исключить скважины, удлинение которых превышает 50 м, так как их использование определяет достаточно высокую вероятность искажения глубин залегания пластов [12, 14].

После подготовки данных следует оценить возможность использования рассматриваемого метода перевода времен в глубины в пределах исследуемого полигона. С этой целью анализируют соотношения временных и общих толщин между соседними опорными горизонтами (рис. 9). Если наблюдается достаточно устойчивая связь между иссле-

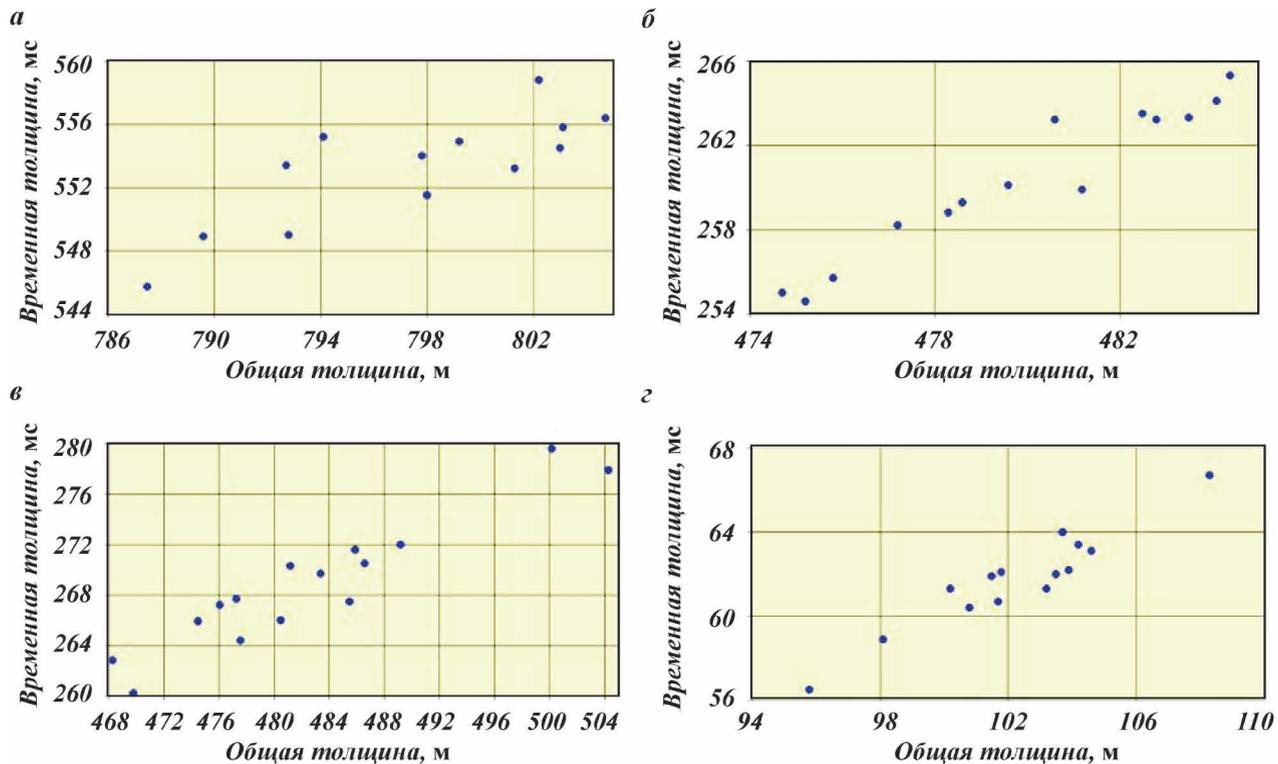


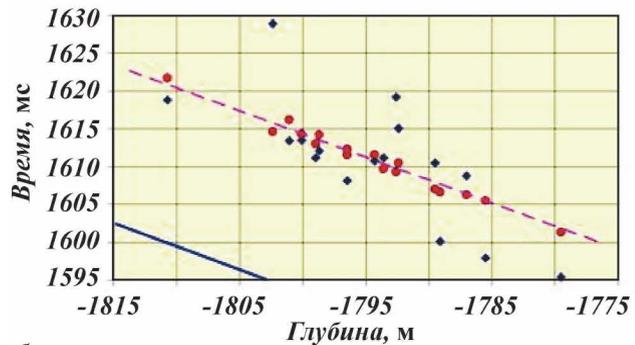
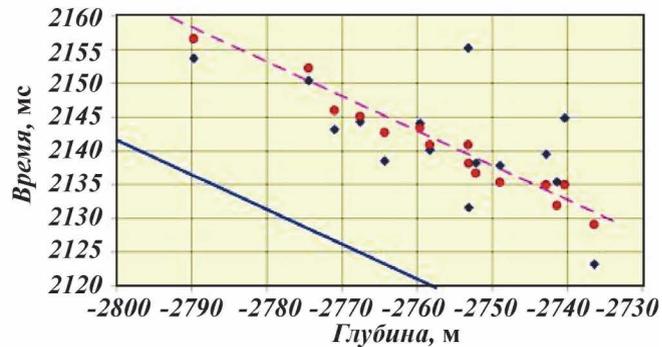
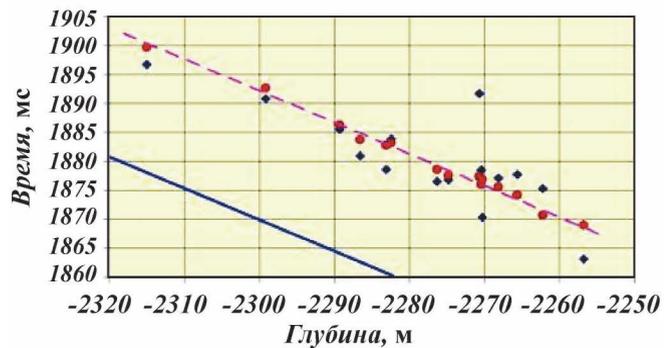
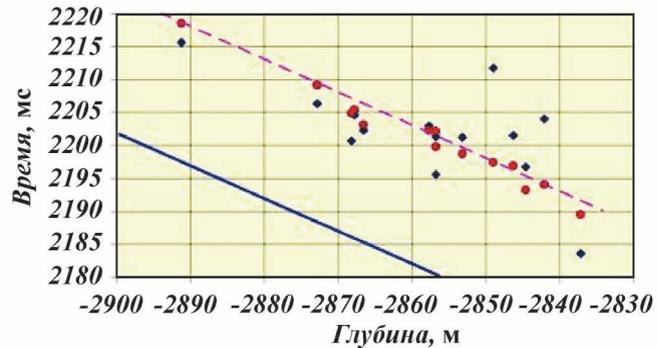
Рис. 9. Соотношение общих и временных толщин по скважинам между отражающими горизонтами:
 а – Г и М; б – М и Н; в – Н и Б; г – Б и Т

двумя параметрами (рис. 9, б-г), то можно говорить, что скорости выдержаны и, следовательно, о правомерности использования выбранного способа. В противном случае не следует применять рассматриваемый подход в чистом виде. Необходимо выявить причины плохой связи между временными и общими толщинам.

При анализе зависимости данных параметров, характеризующих толщину, ограниченную опорными горизонтами Г и М (рис. 9, а), отмечается относительное увеличение разброса значений, которое вызвано площадными изменениями скоростей в верхней части покурской свиты. Кроме этого, ухудшение качества графиков может быть вызвано негеологическими причинами (брак инклинометрии, ошибки сейсмической и/или межскважинной корреляции, неправильность ввода в базу данных координат и т.д.). Особо отметим целесообразность построения данных графиков вне зависимости от выбранной методики структурных построений. Несмотря на его простоту, предлагаемый способ очень эффективен при анализе качества исходных данных для построения структурных карт.

На следующем этапе определяют формулы пересчета времен в глубины. С этой целью для каждого опорного горизонта в интервале его залегания по усредненному годографу ВСП рассчитывают эмпирическую линейную зависимость время–глубина. Как правило, данное соотношение аппроксимируется для диапазона глубин 200–250 м. В принципе, соотношения между рассматриваемыми параметрами можно аппроксимировать и степенными полиномами. При больших углах падения пластов это повлечет повышение надежности построения искомым карт, так как будет учитываться фактор изменения скорости с глубиной. В частности, для подавляющей части Широкого Приобья погрешности недоучета изменения скорости с глубиной будут малы. Поэтому усложнение расчетов можно считать неоправданным.

Затем минимизируются среднеквадратические невязки между наблюдаемыми значениями времени пробега сейсмической волны до горизонта в точке скважины (T_0 , мс) и временем, рассчитанным по усредненному годографу ВСП. С этой целью отдельно для каждого горизонта совмещаются данные ВСП и реальные значения время–глу-

а**в****б****г**

бина, соответствующие точкам пластопересечений скважин. Затем итеративным путем подбирается оптимальное положение годографа ВСП, для чего осуществляется дискретное смещение исследуемой линии на 0,1 мс и для каждого шага вычисляются среднеквадратические невязки. Величина, при которой среднеквадратические невязки (разница между сейсмическим T_0 и временем, рассчитанным по данным ВСП) достигают минимальных значений, принимается как оптимальная поправка для сдвига графика ВСП (ΔT).

Далее определяются временные невязки, рассчитанные относительно скорректированных положений исследуемых графиков ВСП для каждого горизонта отдельно. Если отклонения наблюдаемых времен отражения от расчетных по данным ВСП определяются, главным образом, скоростными аномалиями верхней части разреза, то данные временные невязки для различных горизонтов по одной скважине, как правило, будут иметь близкие значения. Это указывает на то, что величина рассматриваемых отклонений определяется характером влияния верхней части разреза. В связи с этим, очевидно, необходимо, при осуществлении глубинных построений, вводить для ряда опорных горизонтов общую временную поправку, условно называемую нами региональным фоном (рис. 10).

Значения отклонений от оптимального положения годографа по скважинным данным во многих случаях целесообразно рассчитывать как средние значения для опорных горизонтов М и Н, которые, как правило, характеризуются наиболее высокой степенью надежности прослеживания.

В большинстве случаев рассматриваемая поправка хорошо коррелируется со временем отражения горизонта, прослеженного вблизи кровли березовской свиты. Наблюдается прямо пропорциональная зависимость между анализируемыми параметрами. Очень часто коэффициент

Рис. 10. Соотношение времен T_0 и глубин опорных горизонтов в точках пластопересечений скважин. Отражающие горизонты: *a* – М; *b* – Н; *в* – В; *г* – Т; время: *1* – наблюдаемое; *2* – скорректированное; годограф ВСП: *3* – приведенный, *4* – реальный

корреляции составляет 0,9–0,95. Это соотношение используется при определении общего поля временных поправок для всего разреза. Карту региональных временных поправок рекомендуется строить в геостатистическом пакете и впоследствии визуализировать с помощью картопостроительного пакета.

В дальнейшем пересчет времен в глубины осуществляется без каких-либо проблем по следующей формуле:

$$H = A(T_0 - T_{\Gamma} - T_{\text{рф}}) + B, \quad (1.3)$$

где H – структурная карта, м; T_0 – карта изохрон, мс; ΔT_{Γ} – оптимальная поправка сдвига графика ВСП, мс; $T_{\text{рф}}$ – региональный фон, мс; A , B – эмпирические коэффициенты пропорциональности, рассчитанные для каждого горизонта по годографу ВСП, мс.

Проблему локальных расхождений полученных структурных карт со скважинными данными можно решить с помощью одного из двух способов. В первом используется фильтрация расчетной карты с обязательным учетом отметок, полученных в результате межскважинной корреляции. Очень часто окончательные варианты карт, невязки для которых убираются таким способом, вызывают нарекания у геологов старой формации, так как отмечается в ряде случаев определенное затягивание изогипс к точкам скважин. На первый взгляд, это позволяет говорить о сомнительности структурных построений. Создается впечатление, что сейсмические данные дают явно ложную картину.

Однако в большинстве случаев это совсем не так. Просто на карте, построенной таким способом, очень хорошо отражается надежность структурных построений. Отсутствие кругов изогипс вокруг скважин указывает на то, что точность расчета достаточно высокая. Если наблюдается альтернативная картина, и мы имеем хотя бы одну значительную рельефную аномалию вокруг контрольной точки, то необходимо вернуться к глубинному анализу. Скорее всего, допущена серьезная ошибка, которую следует выявить и устранить. Возможно, в случае работы с заказчиком не обязательно приводить в окончательном отчете данную редакцию карты в таком виде, но строить ее в ка-

честве промежуточного, контрольного варианта просто необходимо. Она позволит сделать дополнительную проверку качества построений. Особенно это актуально при работе с большим количеством скважин (несколько сотен или тысяч и т.д.). В этом случае визуальная проверка просто необходима.

Второй способ практически в любом случае позволяет получить достаточно красивую карту, даже в случае появления значительной ошибки. Вначале в точках пластопресечений (мест пересечения ствола скважины и целевого пласта) определяются расхождение между абсолютными отметками, определенными по структурной карте и по скважинам. Затем строится карта ошибок, которая впоследствии вычитается из целевой карты.

Есть еще один вариант использования данных ВСП при структурных построениях. Существует ряд программ, которые позволяют напрямую пересчитывать карту изохрон в глубины. Однако при этом не учитывается влияние верхней части разреза. Необходимо также выполнить глубинный анализ, методика проведения которого описана выше. Данный подход целесообразно применять только при существенных перепадах глубин залегания исследуемого целевого горизонта. В пределах Приобского нефтегазонского района площади, для которых данный вариант пересчета времен в глубины был бы эффективным, имеют явно подчиненное значение.

Однако, несмотря на достоинства данного подхода, он все-таки не может претендовать на универсальность. Наличие газовых залежей, локальные изменения акустических свойств отложений сравнительно крупных стратиграфических диапазонов и т.п. могут способствовать уменьшению точности изложенного выше метода. В этом случае может быть использован **метод интервальных скоростей**.

В точках скважин значения скоростей между целевыми горизонтами определяются по следующей формуле (1.4):

$$v_{\text{инт}i} = \frac{2000 \Delta H_i}{\Delta T_i}, \quad (1.4)$$

где $v_{\text{инт}i}$ – скорость между целевыми горизонтами в i -й

скважине, м/с; ΔH_i – общая толщина между целевыми горизонтами в i -й скважине, м; ΔT_i – двойная временная толщина между целевыми горизонтами в i -й скважине, мс.

На следующем этапе строится карта скоростей между целевыми горизонтами. На территории Приобской нефтегазоносной области в основном используется два приема. Первый из-за своей простоты имеет более широкое распространения. В этом случае карту строят по результатам обычной интерполяции скважинных данных. Главный недостаток этого метода заключается в том, что априорно принимается, что в межскважинном пространстве скорости изменяются по линейному закону. В то же время известны случаи, когда данная закономерность нарушается. Как правило, это обуславливается наличием газовой залежи внутри исследуемого интервала или, в меньшей степени, литологическим фактором.

Второй прием предусматривает получение зависимости между интервальной скоростью и эффективной скоростью ОГТ. При наличии существенных скоростных аномалий в пределах исследуемого стратиграфического подразделения очень часто наблюдается хорошая зависимость между рассматриваемыми параметрами. Если изменение скоростей незначительно и находится в пределах ошибки измерения, то эффективность использования описанного методического приема существенно уменьшается.

После построения карты скоростей рассчитывается карта общих толщин целевого интервала:

$$\Delta H = \frac{\Delta T v_{\text{инт}}}{2000}, \quad (1.5)$$

где $v_{\text{инт}}$ – карта скоростей между целевыми горизонтами, м/с; ΔH – карта общих толщин между целевыми горизонтами, м; ΔT – карта двойных временных толщин между целевыми горизонтами, мс.

Заметим, что при структурных построениях на территории Приобской нефтегазоносной области метод интервальных скоростей крайне редко используется в качестве единственного. В большинстве случаев он является составной частью **комбинированного метода**. В этом случае один или несколько опорных горизонтов (преимущественно верх-

них) строятся путем пересчета времен в глубины с помощью данных ВСП (при этом учитывается скоростная неоднородность верхней части разреза) или средних скоростей. В ряде случаев самый верхний отражающий горизонт С (березовская свита) или Г (кузнецовская свита) строится по скважинам, а потом методом интервальных скоростей вычисляются структурные карты остальных отражающих горизонтов. Возможно, применение последнего способа оправдано в случае достаточно высокой плотности бурения и очень пологого строения данного горизонта. Тем не менее, использовать этот подход нужно крайне осторожно, после проведения детального глубинного анализа.

В случае существенных перепадов абсолютных отметок залегания отражающего горизонта, может оказаться полезной методика пересчета времен в глубины, основанная на использовании эффективных скоростей ОГТ.

1.3. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ПОСТРОЕНИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА СЕЧЕНИЙ ИЗОЛИНИЙ

Это очень важный момент при проведении интерпретации. От корректности проведения данной операции во многом зависит правильность принятия геологического решения на основе проведенных исследований. Для выбора соответствующего сечения изолиний результативных структурных карт, в соответствии с «Инструкцией по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ» [7], осуществляется оценка качества структурных построений.

Количественные оценки качества структурных построений выполняются на основании сопоставления сейсмических материалов с данными бурения. При этом учитывается надежность определения глубины залегания горизонтов по промыслово-геофизическим данным. Отметим, что приходится исходить из предположения, что истинная погрешность измерения в скважинах не превышает допусти-

мую величину. Расчеты допустимых погрешностей рекомендуется выполнять по стандартной методике [7].

Дисперсия $(\sigma H^2)_r$ погрешностей определения глубин по сейсмическим данным для r -го горизонта ($r = 1, 2$) в рамках модели средних скоростей оценивается как

$$(\sigma H^2)_r = 1/4\{v^2 \sigma^2 t + t^2 \sigma^2 v\}r, \quad (1.6)$$

где v – среднее по площади значение средней (эффективной) скорости в толще, покрывающей r -й горизонт; $\sigma^2 v$ – дисперсия погрешности средних (эффективных) скоростей до r -го горизонта; t – среднее по площади значение двойного времени пробега волны от r -го горизонта; $\sigma^2 t$ – дисперсия погрешности времен для r -го горизонта; в случае съемки 3D данный параметр равен 0.

Погрешность структурных построений горизонтов, которые строятся с помощью метода интервальных скоростей, определяется двумя факторами. Во-первых, точностью определения структурной карты вышележащего горизонта. Во-вторых, точностью вычисления общей толщины между соответствующими горизонтами. Дисперсия погрешности построений карты толщин между данными горизонтами определяется по формуле

$$(\sigma h^2)_r = \frac{\sum_1^n (H_{pI} - H_{nI})^2}{(n-1)}, \quad (1.7)$$

где σh^2 – дисперсия погрешности общих толщин между горизонтами; H_{pI} – расчетная толщина между r и $r-1$ горизонтами, вскрытыми i -й скважиной; H_{nI} – измеренная толщина между r и $r-1$ горизонтами, вскрытыми i -й скважиной; n – количество скважин.

Дисперсия погрешности структурных построений r -го горизонта по сейсмическим данным определялась по формуле

$$\sigma r^2 = \sigma h^2 + \sigma_{r-1}^2, \quad (1.8)$$

где σr^2 – дисперсия погрешности структурных построений горизонта r ; σ_{r-1}^2 – дисперсия погрешности структурных построений вышележащего горизонта.

На основании результатов оценки точности структурных построений определялся шаг изолиний. В соответствии с инструкцией [7], величина сечения Δ структурной карты при сейсмических построениях выбирается равной $\Delta \approx 0,5 \sigma_{об}$.

Завершая глубинный анализ и оценку точности структурных построений, рекомендуется сопоставить глубины залегания опорных горизонтов, которые были определены по сейсмическим данным и материалам бурения скважин с удлинением больше 50 м. В случае существенных расхождений между скважинными данными и результатами интерпретации сейсморазведки необходимо повторно выполнить инклинометрию с использованием современной аппаратуры.



Глава 2

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРИ ОТСУТСТВИИ ИЛИ КРАЙНЕ ОГРАНИЧЕННОМ ОБЪЕМЕ СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ (НА ПРИМЕРЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА)

В данном разделе приводится пример получения геологической информации при явном дефиците скважинных данных [4]. Между тем вопрос крайне важен для определения направления поисковых работ. Перспективы нефтедобычи на территории Приобской нефтегазоносной области в ближайшем будущем, очевидно, будут определяться успешностью освоения доюрского комплекса, кровлю которого ряд исследователей ошибочно отождествляют с фундаментом. В настоящее время этой проблеме еще не уделяется должное внимание. В частности, на территории исследуемого района разрез доюрского комплекса плохо охарактеризован бурением. Явно недостаточна плотность сети скважин, вскрывших породы юрской системы и палеозойской группы. При этом данная часть разреза сравнительно редко разбуривается на глубину больше 100–300 м. Все это не позволяет составить целостную картину о разрезе комплекса только по скважинным данным.

В настоящее время широко распространено мнение, что на территории Приобской нефтегазоносной области доюрский комплекс представлен преимущественно эффузивными породами, среди которых эпизодически встречаются песчано-глинистые и карбонатные отложения. В свою очередь, это ставит под сомнение саму возможность обнаружения крупных месторождений углеводородов, освоение которых стало бы рентабельным в ближайшее время. Од-

нако материалы, полученные в результате проведения сейсморазведки 3D, позволяют усомниться в обоснованности пессимистической оценки перспектив нефтегазоносности рассматриваемого объекта.

В первую очередь это относится к изучению внутреннего строения самого доюрского комплекса. По данным сейсморазведки 3D прослеживаются поверхности несогласий с достаточно высокой надежностью. Кроме этого, методика наблюдений и обработки исключает необходимость увязывания профилей. Это особенно важно при изучении пластов с большими углами падения.

Полученные результаты показывают, что доюрский комплекс не представляет собой монотонную толщу. В волновом поле выделяется как минимум четыре сейсмостратиграфических комплекса (ССК), которые отделяются друг от друга поверхностями несогласия (рис. 11).

Нижней части доюрского комплекса соответствует ССК1. Кровлей комплекса является поверхность несогласия типа «эрозионный срез», к которой приурочен отражающий горизонт Φ_3 .

ССК1 отражает строение наиболее древней части разреза, которая из-за большой глубины залегания не охарактеризована бурением, поэтому о составе слагающих его пород можно высказывать предположения, только исходя из общепринятых представлений об истории геологического развития данного региона. В рассматриваемом стратиграфическом интервале, вероятно, широко распространены магматические и метаморфические породы, возраст которых, по-видимому, может интерпретироваться как раннепалеозойский – позднепротерозойский.

Волновое поле данного ССК представлено совокупностью небольших, малоамплитудных отражающих площадок, элементы залегания которых изменяются в достаточно широких пределах. Очевидно, это вызвано как резкими изменениями петрографического состава пород, так и результатами проявления активной тектонической деятельности в этом интервале разреза.

Выше выделяется ССК2 (рис. 11, 12). Он ограничен в подошве несогласием типа «подошвенное налегание» (отражающий горизонт Φ_3) и в кровле – несогласием типа «кровельное прилегание» (отражающий горизонт Φ_2).

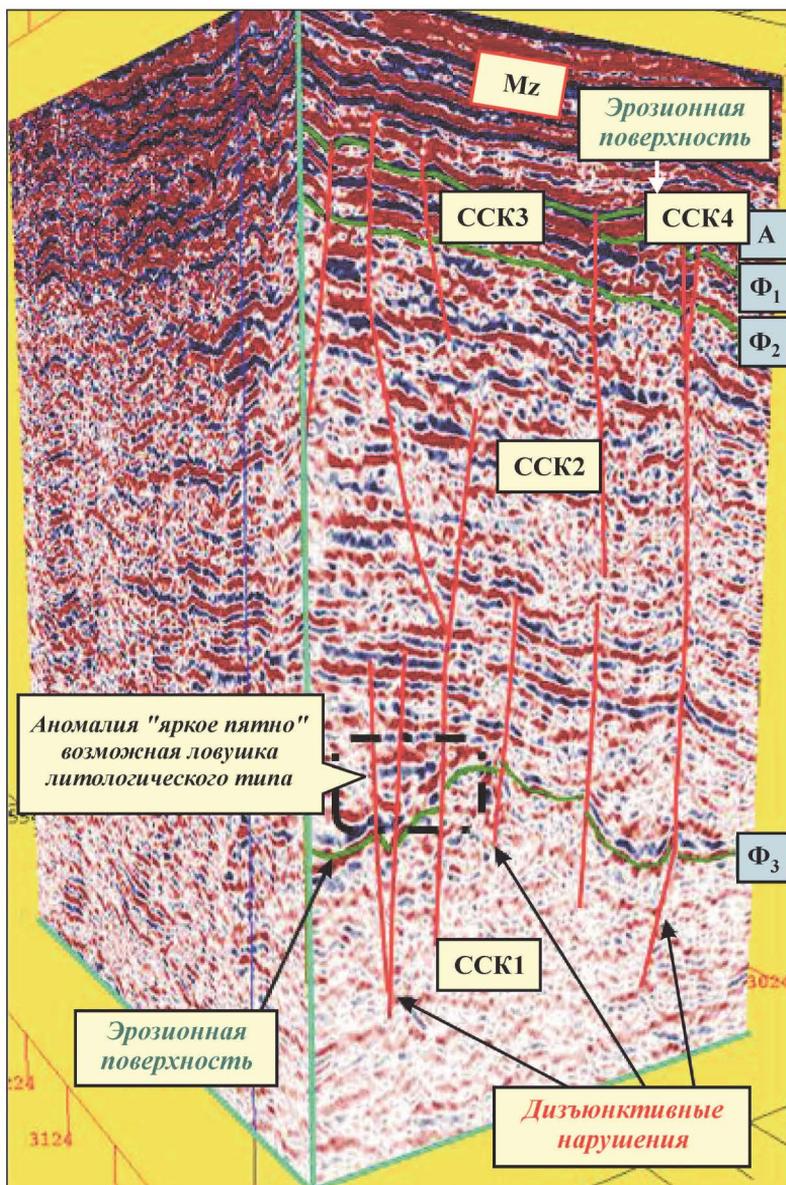


Рис. 11. Фрагмент сейсмического куба в интервале залегания доюрского комплекса

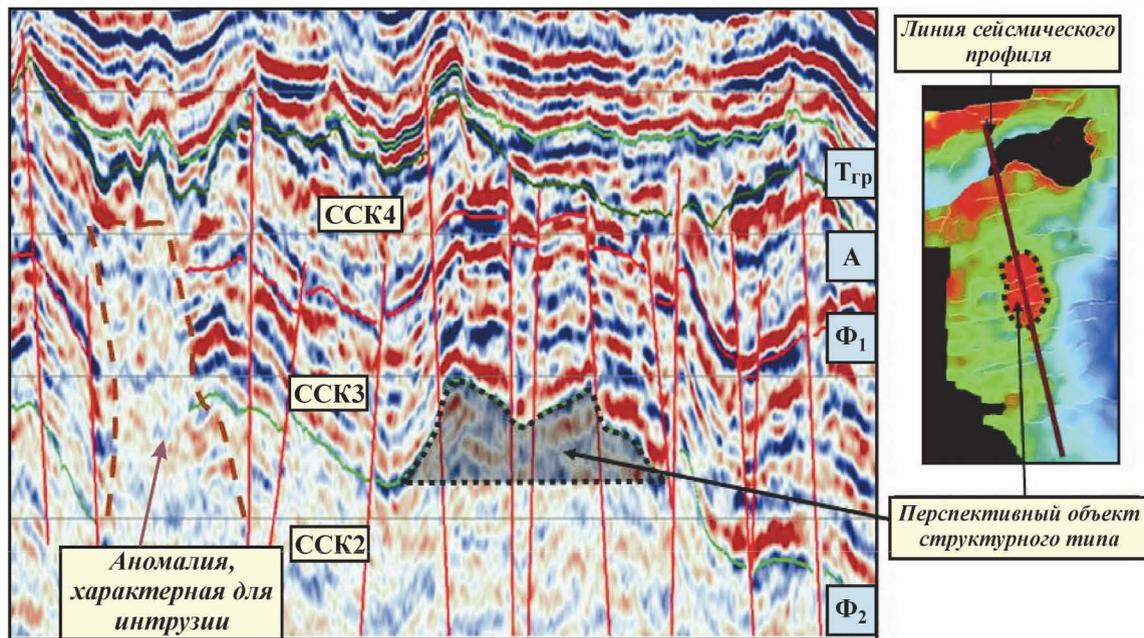


Рис. 12. Фрагмент сейсмического профиля, характеризующий верхнюю часть доюрского комплекса

Волновое поле в пределах ССК2 представлено совокупностью субпараллельных сравнительно малоамплитудных отражающих площадок. Слоистый характер строения волнового поля позволяет предположить, что ССК2 приурочен к толще, представленной преимущественно осадочными и вулканогенно-осадочными породами.

Отложения, к которым приурочена нижняя часть ССК2, сложены слоями, характеризующимися высокой контрастностью акустических жесткостей. Такой рисунок волнового поля может соответствовать переслаиванию или эффузивных и осадочных пород, или терригенных и карбонатных отложений. Достаточно высокая протяженность рассматриваемых отражений позволяют предполагать, что последнее представляется наиболее предпочтительным.

Отметим, что в нижней части ССК2 в ряде случаев на бортах выступов, закартированных по отражающему горизонту Φ_3 , фиксируются аномалии типа «яркого пятна» (см. рис. 12), которые могут быть связаны с резкими изменениями физических свойств пород. В принципе, данная аномалия может быть приурочена как к залежи углеводородов литологического типа, так и к толще пород, которые сформировались в результате действия палеовулкана. Разрез, к которому приурочен данный сейсмический комплекс, также не охарактеризован бурением, что не позволяет говорить о возрасте формирования пород. Вероятно, можно предположить, что их образование могло произойти в среднепозднепалеозойское время.

Выше по разрезу выделяется ССК3 (см. рис. 11, 12). Нижней границей сейсмокомплекса является несогласие типа «подошвенное налегание» (отражающий горизонт Φ_2). Верхняя граница сейсмокомплекса контролируется отражающим горизонтом Φ_1 . В кровле комплекса на большей части площади фиксируется несогласие типа «кровельное прилегание» (отражающий горизонт Φ_1), а там где горизонт Φ_1 выклинивается – несогласие типа «эрозионный срез» (отражающий горизонт А).

Также выделяются зоны, в пределах которых фиксируется практически хаотическая запись, в целом не характерная для данного ССК (см. рис. 12). Эти зоны могут соответствовать как интрузивному телу, так и области тек-

тонических напряжений, где процессы трещинообразования и (или) сжатия могли определить существенное изменение физических свойств пород.

По характеру волнового поля ССКЗ резко отличается от сейсмокомплексов, приуроченных как к перекрывающим, так и подстилающим отложениям. Характерной особенностью является наличие протяженных высокоамплитудных плоскопараллельных отражающих площадок (см. рис. 11, 12), обуславливающих сравнительно надежное (для доюрского комплекса) прослеживание отражающих горизонтов Φ_1 и Φ_2 . Временная мощность комплекса достаточно выдержана по площади.

Отметим, что отражающие горизонты Φ_1 и Φ_2 выделяются достаточно надежно. В отличие от большинства горизонтов, выделяемых внутри доюрского комплекса, при их прослеживании применяется фазовая, а не групповая корреляция. В связи с этим, выделяемые по их поверхностям антиклинальные структуры (см. рис. 12) заслуживают серьезного внимания при изучении перспектив нефтегазоносности.

Завершает разрез верхнего структурно-литологического этажа толща, которой соответствует ССК4 (см. рис. 11, 12). Нижней границей сейсмокомплекса является несогласие типа «подошвенное налегание» (отражающий горизонт Φ_1), верхней – поверхность несогласия типа «эрозионный срез» (отражающий горизонт А). В ряде случаев отложения, к которым приурочен сейсмокомплекс, размыты. Волновое поле сейсмокомплекса характеризуется резкой изменчивостью по площади. Фиксируются отражения различной протяженности и амплитуды.

Следует отметить, что бугристые, холмообразные отражения широко распространены в среднем и верхнем интервалах комплекса, тогда как в нижней части преобладают пологие отражения. По-видимому, это связано с изменчивостью петрографического состава толщи, характерной для пермско-триасовых пород на территории Западно-Сибирской эпигерцинской платформы. Вероятно, во время формирования рассматриваемой толщи происходило сглаживание палеорельефа в результате более интенсивного заполнения погруженных участков, где отмечаются увеличенные толщины пород изучаемой части разреза.

Материалы сейсморазведки 3D позволяют так же достаточно надежно выявлять и картировать дизъюнктивные нарушения. При этом используется ряд приемов. Во-первых, широко распространены методы визуального анализа волнового поля. При этом в качестве диагностических признаков рассматриваются разрыв и смещение или деформация осей отражающих площадок, искажение амплитуд и т.п. Отметим, что если интерпретатор не может их указать на реальном сейсмическом разрезе, вероятность того, что разломы выявлены, не следует считать высокой. В принципе, эти приемы лежат в основе выявления дизъюнктивных нарушений по данным сейсморазведки 2D. Основное отличие заключается в том, что материалы объемной сейсморазведки 3D позволяют более точно протрассировать их в плане. Особенно это актуально в районах активной тектонической деятельности.

Во-вторых, используется анализ сейсмических атрибутов (рис. 13, *а*). Вблизи дизъюнктивных нарушений фиксируются характерные аномалии. Как правило, они очень тонкие, но при этом достаточно протяженные. Их выделение не вызывает серьезных затруднений, и они могут служить надежным ориентиром при трассировании разломов.

В-третьих, при интерпретации материалов сейсморазведки 3D можно рассчитывать кубы когерентности. Выделяемые по ним неоднородности строения волнового поля также можно рассматривать в качестве одного из диагностических признаков дизъюнктивных нарушений. Они хорошо выделяются при анализе временных срезов куба когерентности (рис. 13, *б*).

Данные, полученные в результате проведения сейсморазведки 3D, впечатляют. Очевидно, по мере увеличения объемов рассматриваемых работ будут подвергнуты ревизии некоторые представления о тектоническом строении региона. Остановимся на некоторых из них.

В целом по поверхности отражающего горизонта Φ_3 выделено пять групп нарушений (рис. 14). Наиболее древняя – А ориентирована в субмеридиональном направлении (практически параллельно границам Западно-Сибирской эпигерцинской плиты). Данные нарушения являются наиболее протяженными, вдоль них фиксируются смещения отражающего горизонта Φ_3 в среднем на 50–

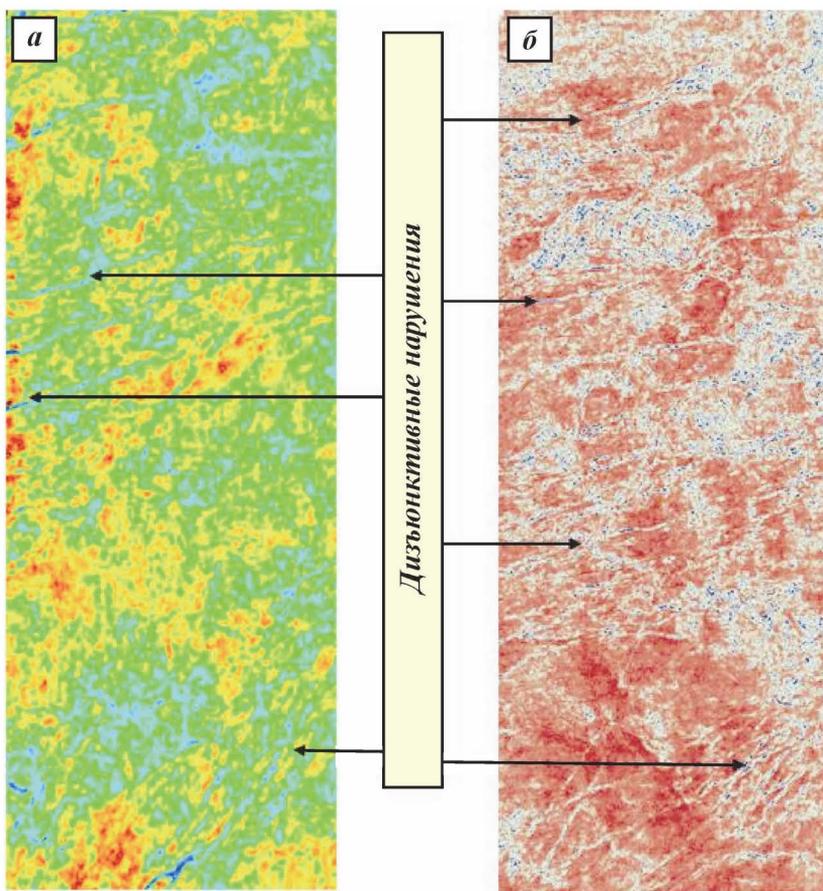


Рис. 13. Трассирование дизъюнктивных нарушений по сейсмическим атрибутам:

а – мгновенная амплитуда отражения, рассчитанная по горизонту, залегающему внутри доюрского комплекса; *б* – горизонтальный срез куба когерентности внутри доюрского комплекса

100 м (иногда превышают 400 м). Очевидно, они являются глубинными и имеют региональное значение.

Дизъюнктивные нарушения группы Б ориентированы субпараллельно рассмотренным выше нарушениям. В основном, амплитуда смещений по ним составляет около 10–20 м. Вероятно, их формирование было вызвано акти-

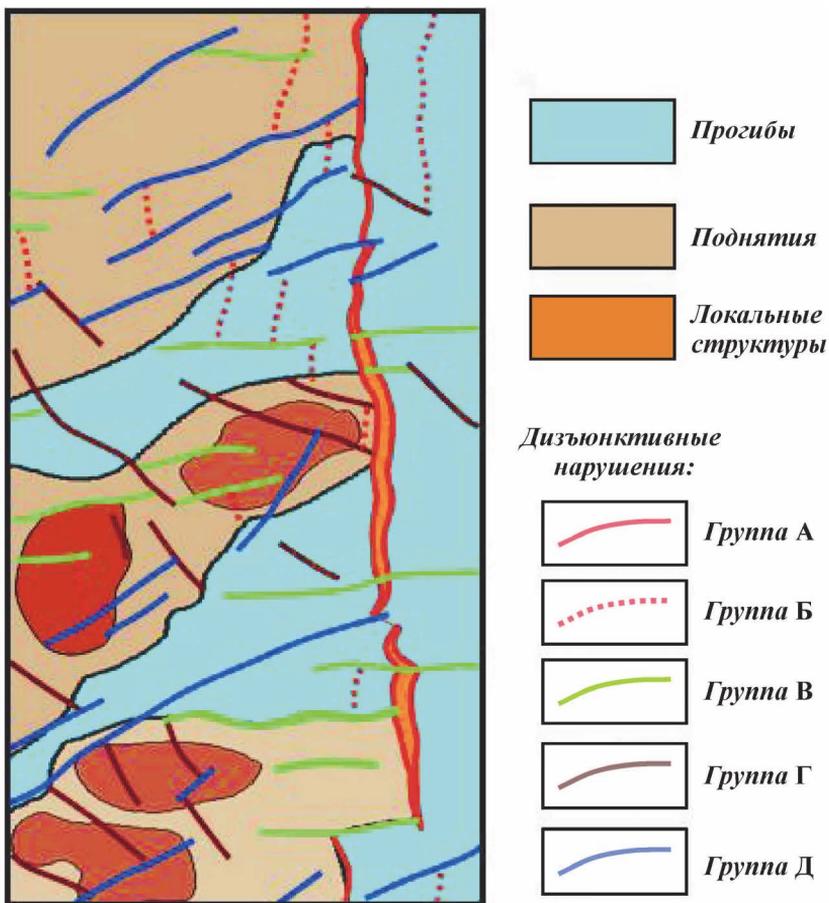


Рис. 14. Фрагмент карты с дизъюнктивными нарушениями по отражающему горизонту Φ_3 , выделенными по данным сейсмической съемки 3D

визацией вышеупомянутого регионального разлома на более поздних этапах геологического развития. По существу, их можно рассматривать в качестве оперяющих более крупные дизъюнктивные нарушения группы А.

Дизъюнктивные нарушения группы В ориентированы в субширотном направлении. Как правило, амплитуда смещения составляет первые метры, но иногда она превышает

шает 20 м. Отличительной особенностью нарушений этой группы является то, что вдоль некоторых из них отмечается смещение более древних тектонических нарушений (группы А и Б). Причем, в отдельных случаях, происходила активизация движений блоков земной коры вдоль дизъюнктивных нарушений этой группы, что приводило к деформации (вплоть до разрыва и последующего смещения) осей более молодых нарушений. Особенно это характерно для северной части исследуемой территории.

Дизъюнктивные нарушения группы Г ориентированы в северо-западном направлении. Амплитуда смещения горизонта по данным нарушениям изменяется в интервале от 10–20 до 50–70 м. Очевидно, данные нарушения образовались позже представителей групп А, Б и В. Тем не менее, как это уже отмечалось, на более поздних этапах развития территории произошла активизация движений блоков земной коры вдоль нарушений группы В, в районе нахождения которых фиксируются деформации и смещения дизъюнктивных нарушений группы Г.

Самые молодые дизъюнктивные нарушения, очевидно, относятся к группе «Д». Их оси ориентированы преимущественно в северо-восточном направлении, и именно вдоль них очень часто прекращается прослеживание других тектонических нарушений. Амплитуда смещений отражающего горизонта Φ_3 вдоль исследуемых разломов, как правило, не превышает 10–20 м.

Таким образом, сейсморазведка 3D дает возможность получить объективную картину внутреннего строения доюрского комплекса. Высокая плотность наблюдений позволяет надежно прослеживать самые сложные отражающие горизонты, в том числе и поверхности несогласий. Современные технологии позволяют также выделять дизъюнктивные нарушения. При этом существенно минимизируется влияние субъективного фактора на конечный результат. В качестве основных геологических результатов, полученных путем интерпретации данных ряда сейсмических съемок 3D, можно привести следующие положения.

- Доюрский комплекс имеет преимущественно слоистое строение, характерное для осадочного чехла.

- Внутри доюрского комплекса выделяются объекты структурного и структурно-тектонических типов, к которым могут быть приурочены залежи нефти и газа.

- Сейсморазведка 3D – эффективный инструмент для детального изучения дизъюнктивных нарушений, вблизи которых (особенно в зоне их пересечения) могут создаваться благоприятные условия для увеличения пористости пород (образование трещин, зон выщелачивания). В свою очередь, это также может определить формирование залежей углеводородов.



Глава 3

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ 3D И БУРЕНИЯ

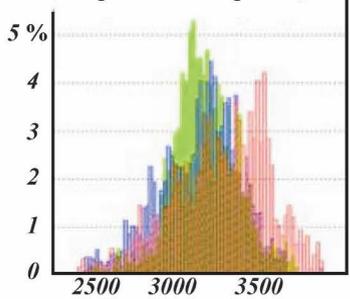
3.1. ДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ, ФОРМИРУЕМОГО В ИНТЕРВАЛЕ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В настоящее время задачи сейсморазведки не ограничиваются определением структурного плана и прослеживанием дизъюнктивных нарушений. Требуется разработка прогноза характера изменений петрофизических свойств продуктивных горизонтов в межскважинном пространстве с учетом свойств волнового поля [9].

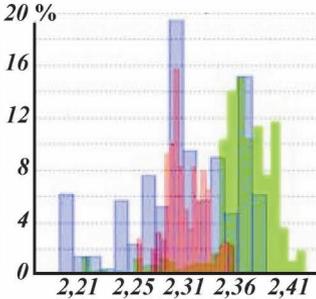
На примере пласта АВ₂ рассмотрим методические особенности прогнозирования петрофизических характеристик на основании результатов динамического анализа волнового поля. Исследуемые отложения относятся к альмской свите, продуктивные отложения сложены песчаниками и, в меньшей степени, алевrolитами. Их накопление происходило преимущественно на территории дельтовой равнины.

Общая толщина целевых отложений составляет около 25 м. Пласт АВ₂ перекрывается отложениями АВ₁, характеризующимися близкими акустическими и плотностными свойствами (рис. 15, а). Средняя интервальная скорость отложений АВ₁₋₂ по данным ГИС составляет 3215 м/с, а средняя плотность – 2,31 г/см³. Подстилающие песчано-глинистые отложения АВ₃ характеризуются более высокой средней интервальной скоростью – 3360 м/с и равной

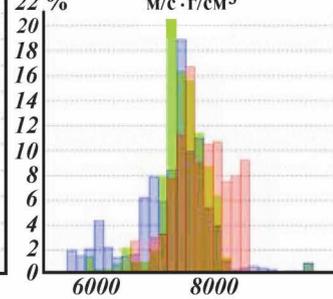
а Интервальная скорость, м/с



Плотность, г/см³



Акустическая жесткость, м/с · г/см³



	AB₀
	min = 2467; max = 3855
	Среднее = 3247
	AB₁₋₂
	min = 2402; max = 4042
	Среднее = 3215
	AB₃
	min = 2414; max = 4036
	Среднее = 3363

	AB₀
	min = 2,21; max = 2,43
	Среднее = 2,364
	AB₁₋₂
	min = 2,19; max = 2,39
	Среднее = 2,31
	AB₃
	min = 2,27; max = 2,39
	Среднее = 2,312

	AB₀
	min = 5857,6; max = 9681,3
	Среднее = 7497,6
	AB₁₋₂
	min = 5536,8; max = 9681,3
	Среднее = 7299,7
	AB₃
	min = 6644,2; max = 8614,4
	Среднее = 7797,3

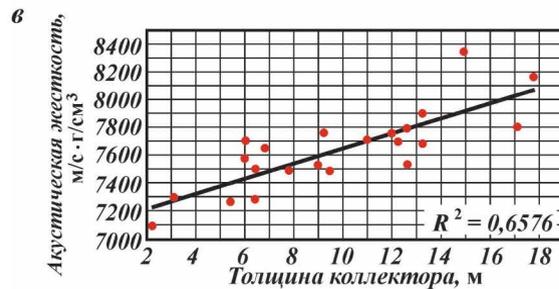
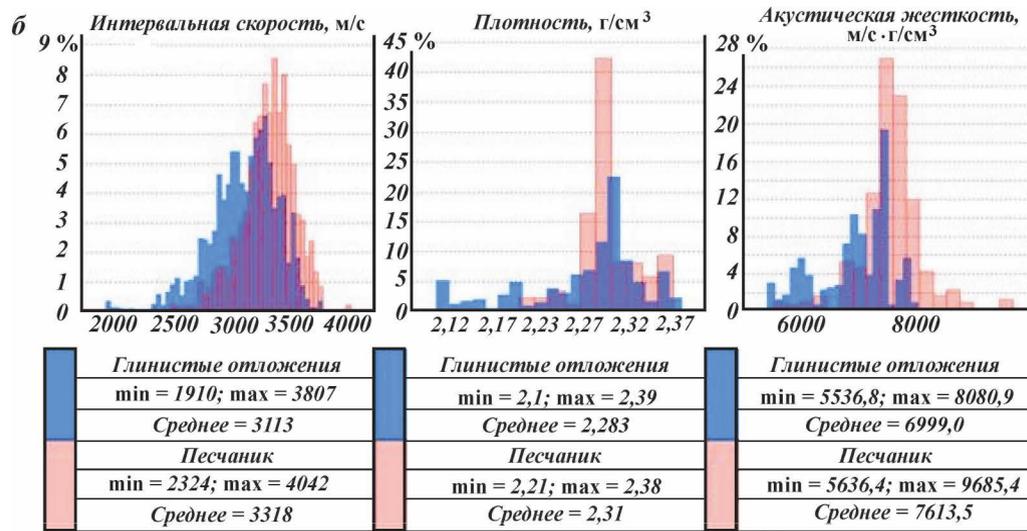


Рис. 15. Петрофизические свойства исследуемых отложений:

а – свойства исследуемых отложений относительно вмещающих пород; *б* – свойства литотипов исследуемых отложений; *в* – связь толщины и акустической жесткости песчаника АВ₂ (по ГИС)

средней плотностью – $2,31 \text{ г/см}^3$. Таким образом, отложения AB_2 относительно подстилающих пород характеризуются пониженной акустической жесткостью – в среднем $7300 \text{ м/с} \cdot \text{г/см}^3$, по сравнению с породами подстилающей толщи ($7800 \text{ м/с} \cdot \text{г/см}^3$).

Песчаники и глинистые отложения пласта AB_2 различаются преимущественно по интервальной скорости (рис. 15, б). Песчаник характеризуется повышенной интервальной скоростью – 3320 м/с (по сравнению с 3110 м/с в глинистых отложениях). Средняя плотность песчаников и глин имеет близкие значения ($2,3 \text{ г/см}^3$). Таким образом, средняя акустическая жесткость песчаников ($7610 \text{ м/с} \cdot \text{г/см}^3$) выше, чем в глинистых отложениях ($7000 \text{ м/с} \cdot \text{г/см}^3$).

Привязка пласта AB_2 к волновому полю показана на рис. 16. Отражение от пластов AB_{1-2} представляет собой трехфазное колебание, формирующееся следующим образом:

- Наиболее высокоамплитудное положительное колебание AB_2^{\max} формируется вблизи кровли песчаников пласта AB_3 и, за счет выдержанности глинистого слоя вблизи кровли пласта AB_3 , формируется параллельно стратиграфической подошве пласта AB_2 .

- Отрицательное колебание AB_2^{\min} формируется вблизи подошвы песчаников пласта AB_2 в области распространения отложений палеорусел. На остальной площади колебание носит интерференционный характер и менее четко согласуется как со стратиграфическими, так и с литологическими границами пласта AB_2 .

- Положительное колебание AB_1^{\max} формируется вблизи кровли песчаников пласта AB_2 , в области распространения русловых отложений. На остальной части полигона данное колебание приобретает интерференционный характер и хуже согласуется как со стратиграфическими, так и с литологическими границами пласта AB_2 . Амплитуда отражения AB_1^{\max} зависит от толщины глинистого пропластка между песчаниками пластов AB_1 и AB_2 .

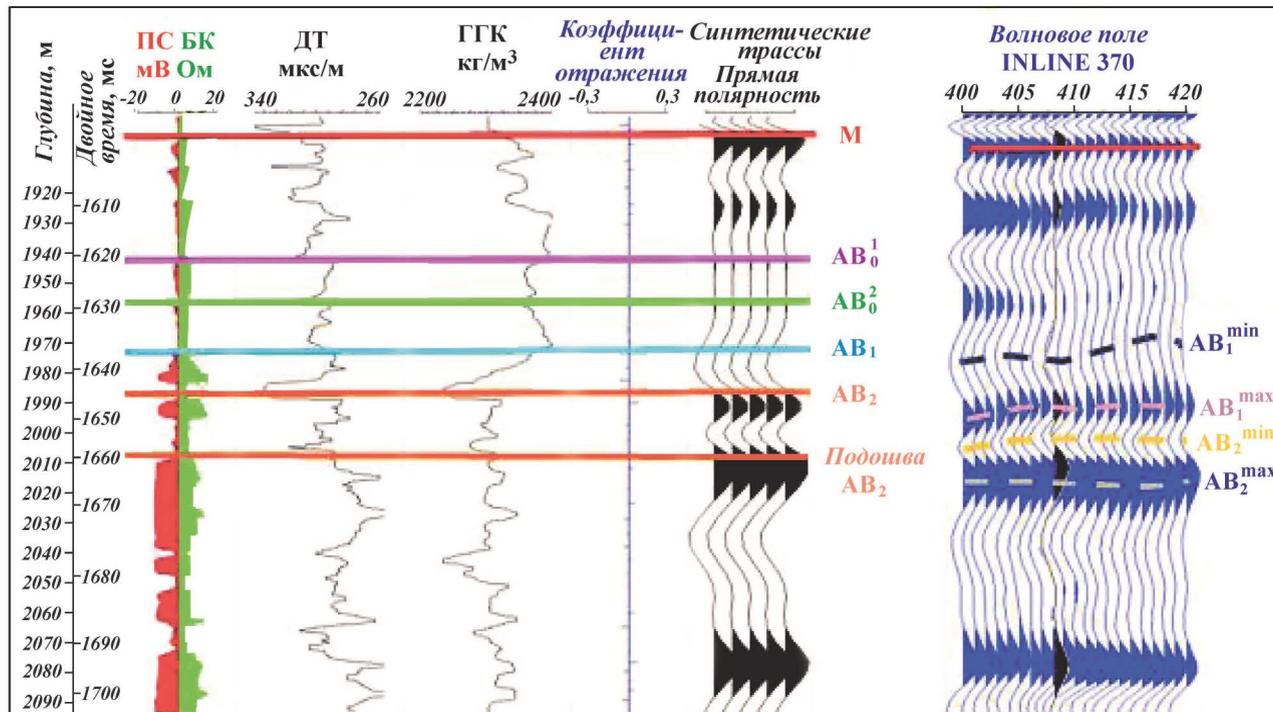


Рис. 16. Привязка группы пластов АВ₁₋₂ к волновому полю

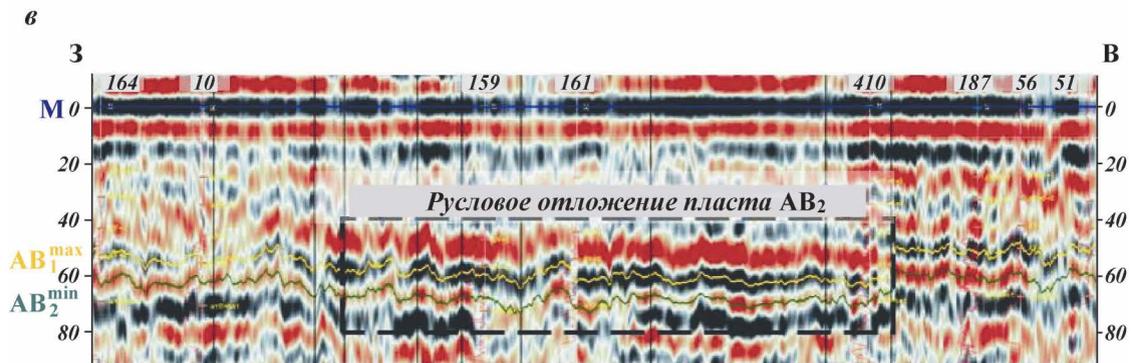
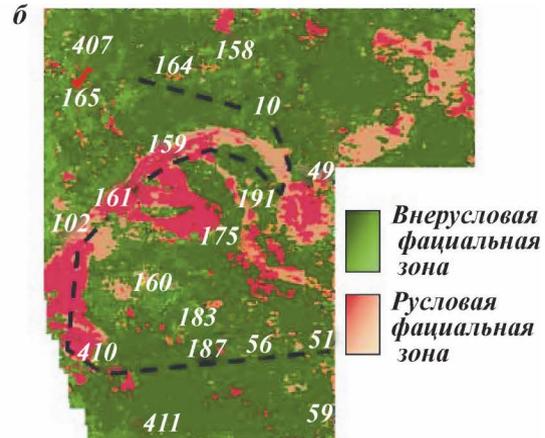
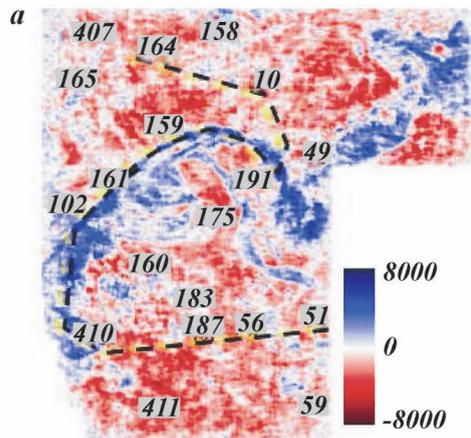


Рис. 17. Проявление отложений русел в волновом поле:

a – срез волнового поля вблизи кровли коллектора пласта АВ₂; *б* – результат автоматического разделения волнового поля в интервале отражения от пласта АВ₂ на классы; *в* – временной разрез, выровненный на горизонт М

Для расчета атрибутов было прослежено отражение АВ₂^{min}, формирующееся вблизи подошвы песчаника пласта АВ₂. Это отражение отличается существенной изменчивостью ряда свойств по площади (рис. 17, *в*). Геометрия экстремума связана не только с положением стратиграфических границ, но и с расположением песчаника в целевом пласте и его толщиной.

На горизонтальных срезах волнового поля, параллельных устойчивому отражению М (рис. 17, *а*), выделяются две зоны. Они также наблюдаются и на индикаторных картах, полученных автоматическим разделением волнового поля на классы с достаточно близкими характеристиками отражения от пласта АВ₂. Эти зоны были проинтерпретированы как русловые и внерусловые фации.

С целью изучения относительного положения физических, стратиграфических и литологических границ пласта АВ₂ в районе распространения песчаников, приуроченных к палеоруслам, было проведено сейсмогеологическое моделирование. С этой целью выбрана группа скважин, наилучшим образом характеризующая изменение петрофизических свойств целевого пласта при смене соответствующих фациальных зон. На ее основе, путем интерполяции плотностных и акустических свойств, полученных по данным ГИС, был построен физико-геологический разрез. Он был положен в основу расчета синтетического временного разреза.

Влияние фациальной зональности на свойства волнового поля иллюстрируется результатами сейсмогеологического моделирования (рис. 18).

На рис. 18, видно, что при увеличении толщины песчаников русловой фациальной зоны экстремум отражения смещается вниз (происходит увеличение временной толщины между отражением АВ₂^{min} и опорным репером М),

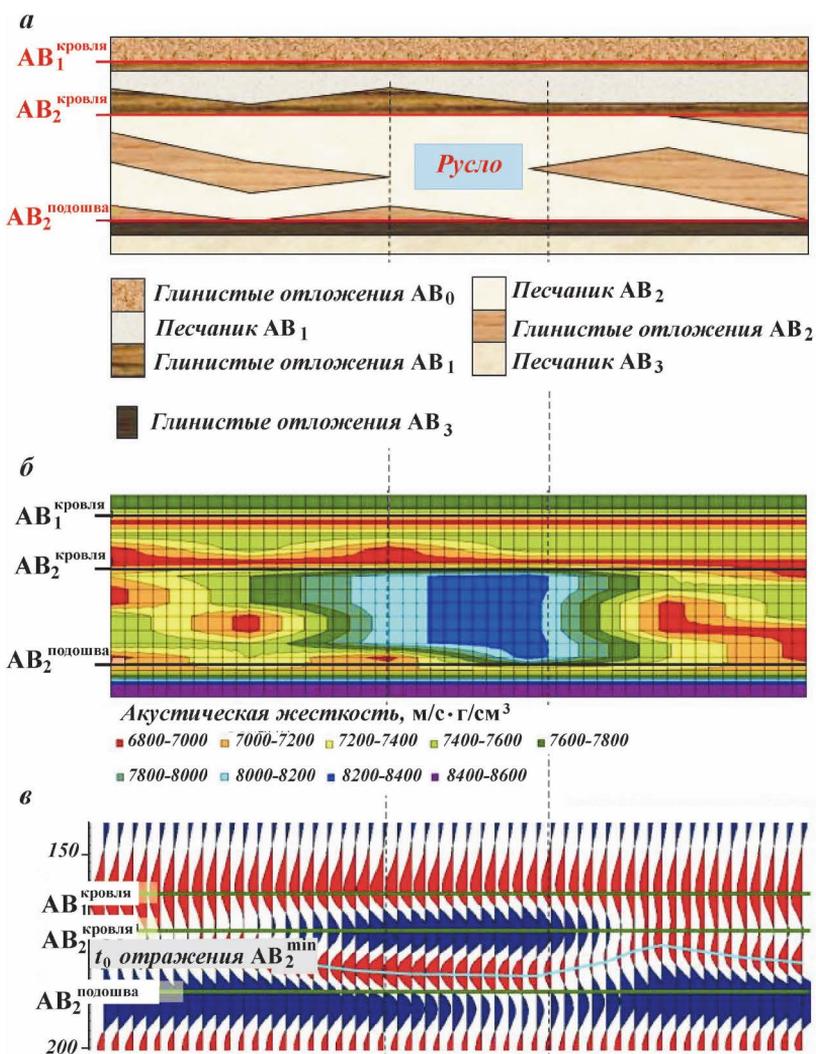


Рис. 18. Геолого-геофизическое моделирование русловых отложений пласта AV_2 :

а – геологическая модель; *б* – разрез импедансов; *в* – синтетические сейсмотрассы

увеличиваются амплитуды колебаний AV_2^{\min} и AV_1^{\max} . Позже именно эти зависимости были использованы для построения карты эффективной толщины целевого пласта.

Дополнительную информацию о петрофизических свойствах исследуемого пласта дает AVO-анализ. Исследуется поведение амплитуды отраженной волны в зависимости от угла ее падения. Это позволяет определить характер насыщения целевых отложений [25]. Расчет параметров R_0 (амплитуда отражения при нормальном падении) и G (градиент изменения амплитуды) проводился в программе OMEGA (WesternAtlas) с использованием двучленной аппроксимации уравнения Цойприца [22].

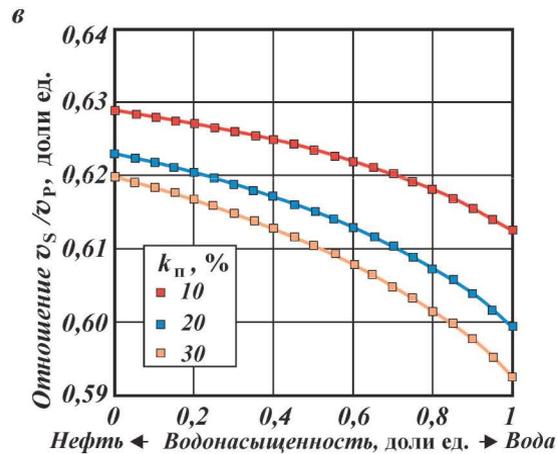
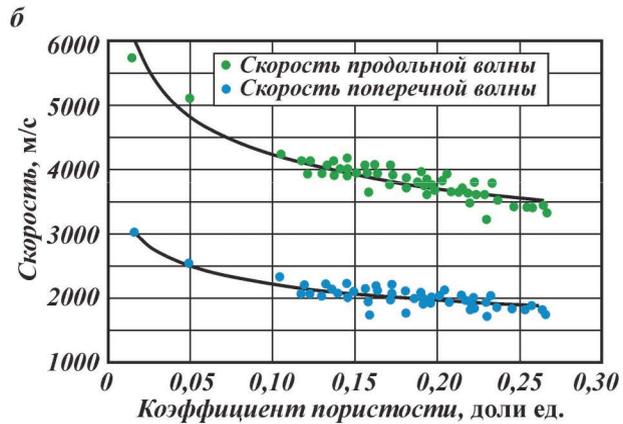
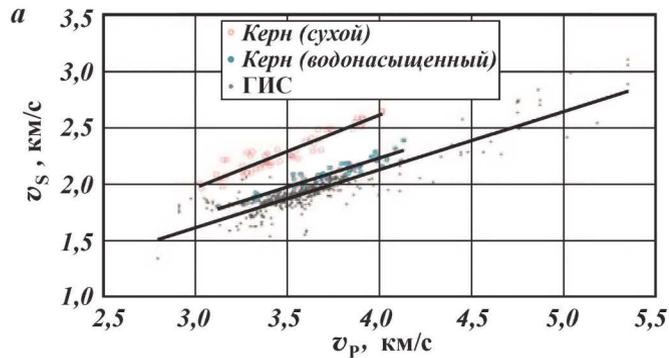
На картах атрибутов R_0 и G была выявлена протяженная аномалия 2-го класса, расположенная в центральной и восточной частях полигона в области распространения отложений палеоурсла. Для определения природы выявленной аномалии на основе уравнения Био-Гассмана было проведено моделирование [1, 16, 24]. Использовались данные по скважинам, в которых был выполнен весь необходимый комплекс методов ГИС, а также результаты лабораторных исследований керна.

На основе данных исследований керна и результатов моделирования по уравнению Био-Гассмана было рассчитано влияние пористости и характера насыщения на скорости продольных волн (v_p), скорости поперечных волн (v_s) и их соотношение (v_s/v_p) (рис. 19, б-г). Эти зависимости использовались при интерпретации AVO-аномалий. Было установлено следующее.

- Увеличение пористости приводит к уменьшению скорости продольных (с 5500 м/с при $k_{II} = 0$ %, до 3500 м/с при $k_{II} = 25$ %) и поперечных волн (с 3000 м/с при $k_{II} = 0$ %, до 1800 м/с при $k_{II} = 25$ %). Отношение v_s/v_p также уменьшается.

- Насыщение породы нефтью приводит к уменьшению скорости продольной волны на 3,5 %. Скорость поперечной волны незначительно увеличивается (менее 1 %). Поэтому отношение v_s/v_p возрастает.

Для моделирования поведения параметров R_0 и G отражения от подошвы песчаника пласта АВ₂ применялась двухслойная модель. Верхний слой представляет собой песчаник. Его свойства (v_p , v_s , ρ) рассчитываются по уравнению Био-Гассмана при различном насыщении и пористости. В уравнении используются данные исследования керна.



2

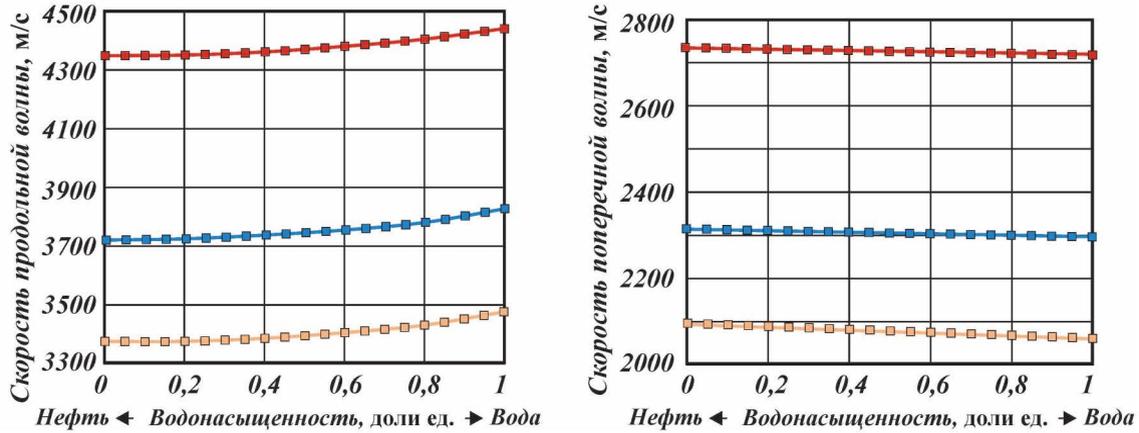


Рис. 19. Зависимость скорости продольной и поперечной волны от пористости и характера насыщения пласта АВ₂:

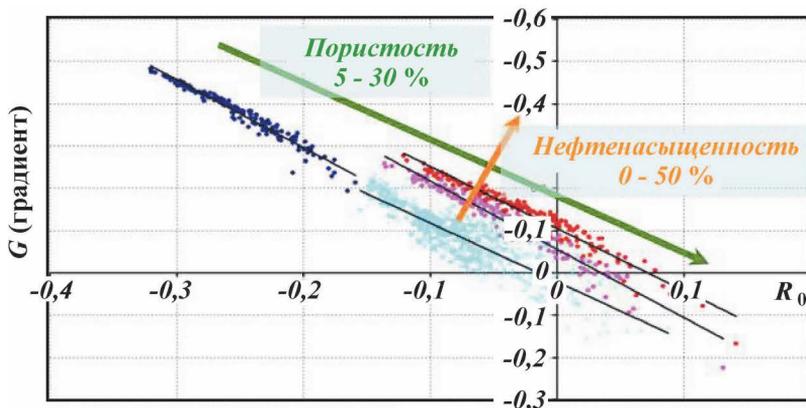
a – связь скорости продольной и поперечной волн по результатам исследования ядра и данным ГИС в пластах АВ₁₋₂; *b* – связь скорости с пористостью (по ядру); *c* – связь отношения v_S/v_P с нефтенасыщенностью (по ядру); *z* – связь скорости продольных и поперечных волн с водонасыщенностью (по ядру)

Нижний слой представлен глинистыми отложениями, характеризующимися следующими свойствами: $v_p = 2900$ м/с, $v_s = 1506$ м/с, $\rho = 2270$ кг/м³ (средние значения пласта АВ₃ по данным ГИС). Параметры R_0 и G отражения от границы рассчитываются по аппроксимации Аки-Ричардсона уравнения Цойприца [22].

На кросс-плоте (рис. 20) изображены облака точек, отвечающие различным коэффициентам пористости и нефтенасыщенности.

Исходные параметры (v_p , v_s , k_H , k_H) для расчета положения каждой точки в облаке были получены по лабораторным измерениям на керне. При расчете новой скорости продольной и поперечной волны в исходные параметры насыщения и пористости вводились случайные стандартно распределенные отклонения, лежащие в пределах 5 %. Это позволяет не только увидеть положение облака относительно линии глин, но и оценить разброс точек при малом изменении вводных параметров.

На рис. 20 видно, что увеличение пористости, при по-



- Пористость = 5-10 %, водонасыщенность = 90-100 %
- Пористость = 20-30 %, водонасыщенность = 50-70 %
- Пористость = 20-30 %, водонасыщенность = 90-100 %
- Линия глин

Рис. 20. Модель поведения параметров R_0 и G отражения от подошвы коллектора при различной пористости и нефтенасыщенности

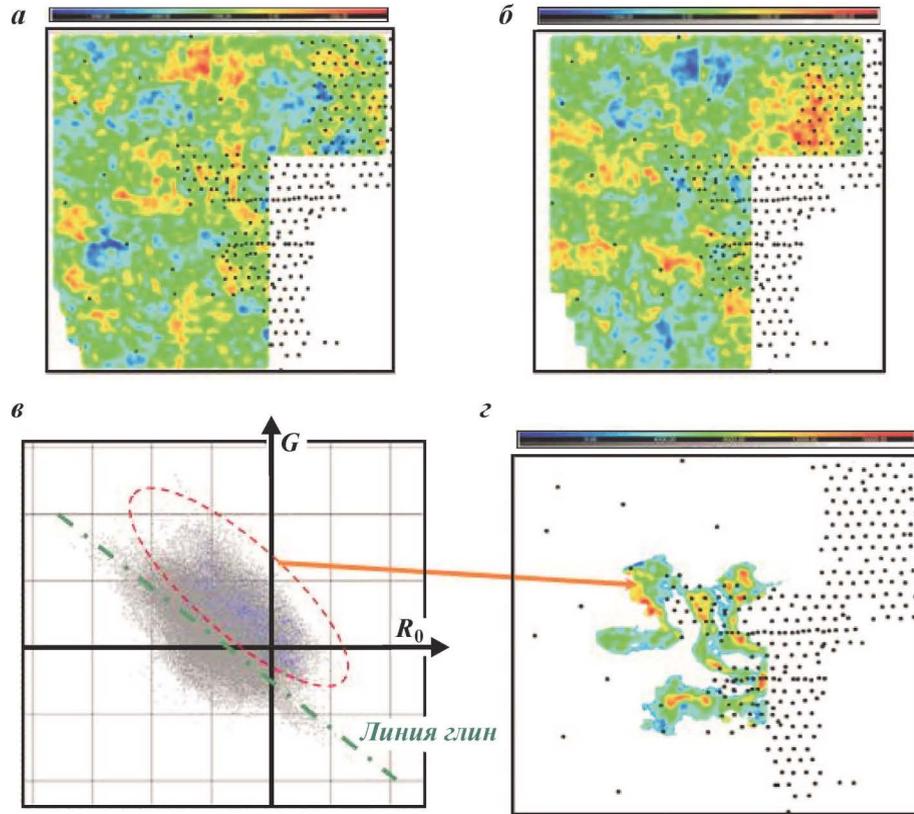


Рис. 21. Выделение зон повышенной нефтенасыщенности по данным AVO-анализа:
 а – карта атрибута R_0 ; б – карта атрибута G ; в – кросс-плот атрибутов R_0 и G ; г – карта флюид-фактора по атрибутам R_0 и G

стоянном значении водонасыщенности, приводит к смещению облака точек вправо по оси R_0 и вниз по оси G . Увеличение нефтенасыщенности, при постоянном значении пористости, приводит к смещению облака вверх по оси G и вправо по оси R_0 . Таким образом, песчанику с повышенной пористостью соответствуют области увеличенных значений R_0 и пониженных значений G , а песчанику с повышенной нефтенасыщенностью соответствуют области увеличенных значений R_0 и G .

На рис. 21, в представлен кросс-плот параметров R_0 от G по реальным данным с выделенной областью, соответствующей «линии глин». Значения параметров рассчитывались в окне 5 мс, центрированном относительно отражения AV_2^{\min} . Уравнение «линии глин», определенное по данному кросс-плоту, использовалось для расчета флюид-фактора (FF). Этот параметр принимает положительные значения там, где точка находится выше «линии глин», и отрицательные – там, где она ниже. Чем больше значения флюид-фактора, тем выше коллекторские свойства исследуемых отложений (нефтенасыщенность и (или) пористость).

Флюид-фактор вычисляют по формуле

$$FF = G + 6,94 R_0 + 5585,19. \quad (3.1)$$

В результате была построена карта областей с предполагаемой повышенной нефтенасыщенностью продуктивных отложений (рис. 21, з).

Таким образом, динамический анализ служит надежным и эффективным инструментом выявления целевых объектов и определения их петрофизических свойств, представляющих интерес для нефтяной геологии. Важной частью динамического анализа является сейсмогеологическое моделирование, позволяющее определять взаимное положение физических, стратиграфических и литологических границ продуктивных отложений, а также выбирать сейсмический атрибут для прогнозирования их свойств. Была показана высокая результативность AVO-анализа для определения характера насыщения целевых отложений.

3.2. ИЗУЧЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ЮЖНО-КОНИТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтегазоносность отложений тюменской свиты среднего отдела на территории Южно-Конитлорского месторождения доказана результатами глубокого бурения [11]. Были выявлены залежи нефти, приуроченные к группе пластов ЮС₂₋₄. Они представлены неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты – серые, участками углистые; алевролиты серые и светло-серые. Песчаники – полимиктовые, серого и светло-серого цвета, иногда с бурым и коричневым оттенками, разномзернистые, тонкослоистые и, в ряде случаев, волнистослоистые, цемент – глинистый, реже – карбонатно-глинистый, отмечаются включения пирита. Породы-коллекторы данной группы пластов характеризуются существенной изменчивостью как по площади, так и по разрезу.

Измеренная в лабораторных условиях пористость песчано-алевролитовых пород преимущественно изменяется в диапазоне 11–19 %. Проницаемость образцов группы пластов ЮС₂₋₄ в основном колеблется в диапазоне $(0,1-30) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Остаточная водонасыщенность пород изменяется главным образом в диапазоне 25–75 %. Причем достаточно четко выделяются две группы. В первой группе данный параметр колеблется в интервале 25–40 %, который характерен для коллекторов трещинно-порового типа. Во второй – в диапазоне 60–75 %. Этот диапазон, как правило, соответствует терригенным отложениям, в пустотном пространстве которых отмечается повышенное содержание капилляров.

Для группы пластов ЮС₂₋₄ региональной покрывкой являются глинистые отложения нижневасюганской подсвиты. В составе данной толщи преобладают гидрослюды и смешанослойные образования ряда иллит-монтмориллонит. Встречаются в виде примесей каолинит и глауконит.

Была выполнена комплексная интерпретация результатов сейсмической съемки 3D и бурения. Исследование данного объекта осложнялось рядом факторов. Во-первых, в составе исследуемого нефтепродуктивного горизонта вы-

деляются два самостоятельных резервуара (пласты ЮС₂ и ЮС₃₋₄), гидродинамическая связь между которыми частично нарушена. При этом общая толщина группы пластов ЮС₂₋₄ составляет в среднем около 30 м. Это существенно осложняет исследование сейсмическими методами каждого пласта в отдельности.

Во-вторых, в пределах исследуемого полигона сравнительно небольшая плотность пробуренных скважин (приблизительно одна скважина на 20 км²).

В-третьих, волновое поле, фиксируемое в области залегания отложений юрской системы, было местами искажено. Вызывалось это особенностями прохождения волн через породы баженовской свиты, имеющей аномальное строение (рис. 22).

В-четвертых, отложения тюменской свиты континентального генезиса характеризуются существенной изменчивостью.

Исследования проводились по следующей методической схеме. Вначале была выполнена стратиграфическая привязка отражения, формируемого отложениями группы

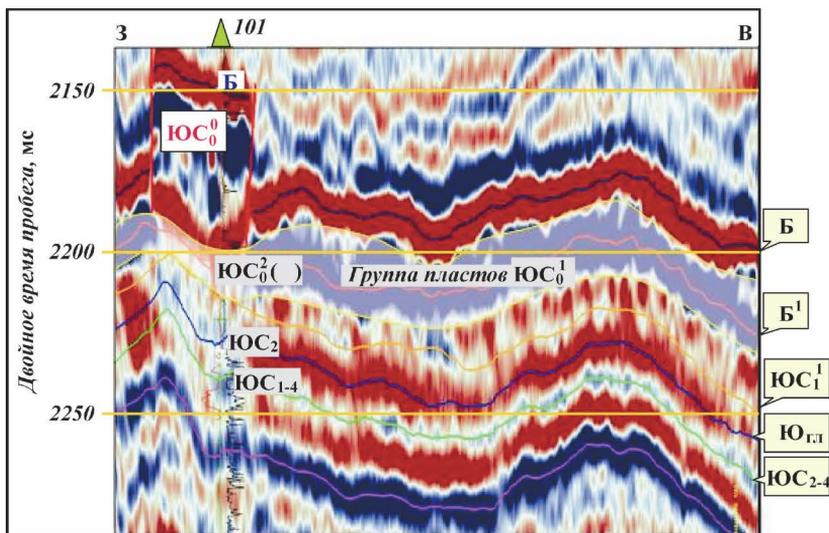


Рис. 22. Характер волнового поля в интервале залегания отложений баженовской, георгиевской, васюганской и тюменской свит

пластов ЮС₂₋₄. Как видно на рис. 23, общая толщина исследуемых отложений, вскрытых в скважине 237, составляет 35 м. Среднее значение акустической скорости песчаников группы пластов ЮС₂₋₄ равно 3930 м/с, плотность – 2,39 г/см³. Значения акустического импеданса пласта ЮС₂ мало отличается от акустического импеданса ниже лежащих пластов ЮС₃₋₄. При этом пласт ЮС₂ имеет небольшую общую толщину (в целом она варьирует в пределах от 3 до 9,5 м) и отделяется от подстилающих продуктивных отложений группы пластов ЮС₃₋₄ сравнительно маломощным глинистым слоем. В результате пласт ЮС₂ практически отдельно не выделяется в волновом поле. Это существенно осложняет изучение отложений пласта ЮС₂ сейсмическими методами. В связи с этим отложения группы пластов ЮС₂₋₄ исследовались совместно.

Перекрываются отложения группы пластов ЮС₂₋₄ достаточно мощной глинистой пачкой нижневасюганской подсвиты верхнеюрского отдела. Ее общая толщина в среднем составляет 15 м. Рассматриваемая глинистая пачка имеет неоднородное строение. Отложения, залегающие в нижней ее части (около 5 м), имеют наименьшую скорость (около 3000 м/с) и плотность (2,2 г/см³). В верхней части разреза описываемой толщи породы имеют сравнительно низкие скорости (около 3600 м/с), но при этом достаточно высокие значения плотности (~2,5 г/см³).

Данное строение отложений пачки фиксируется практически во всех скважинах, вскрывших разрез нижневасюганской подсвиты. Вследствие этого вблизи кровли глинистого слоя формируется отрицательное отражение. В свою очередь, к отложениям верхней части разреза группы пластов ЮС₂₋₄ приурочено положительное отражение. Продуктивные породы группы пластов ЮС₂₋₄ подстилаются угленосной пачкой, которая характеризуется низкими значениями скорости (~2800 м/с) и плотности (2,15 г/см³). Это определяет формирование отрицательного отражения вблизи подошвы группы пластов ЮС₃₋₄.

Анализ данных АК и ГГК показал, что при глинизации песчаников группы пластов ЮС₂₋₄ скорости изменяются незначительно. Вместе с тем при этом происходит увеличение плотности пород. Перепад плотностей составляет

Рис. 23. Стратиграфическая привязка сейсмических отражений в интервале залегания группы пластов ЮС₂₋₄

$\sim 0,2 \text{ г/см}^3$ (плотности в глинах – 2,55, в чистых песчаниках-коллекторах – $2,35 \text{ г/см}^3$ (рис. 24)). В данном случае именно плотность определяет величину акустического импеданса пород различных литотипов. В связи с этим амплитуда положительного отражения, прослеженного вблизи кровли группы пластов ЮС₂₋₄, будет последовательно увеличиваться по мере глинизации песчаников. Вызвано это увеличением контрастности акустических жесткостей между породами исследуемой группы пластов и низкоскоростными отложениями перекрывающего их глинистого слоя.

Данная закономерность подтверждается результатами сейсмогеологического моделирования. С этой целью вначале была построена исходная блоковая модель слоев. На основании анализа данных ПС, акустического и плотностного каротажа разрез был разделен на ряд слоев. При этом предполагалось, что вблизи скважины значения времен пробега акустических волн и плотностей пород достаточно выдержаны по площади.

Пример блоковой огрубленной скоростной модели представлен на рис. 25.

На следующем этапе, в ходе комплексного анализа сейсмических и скважинных данных был извлечен сейсмический импульс. Затем для определенных геологических моделей пласта было выполнено построение ряда синтетических сейсмограмм, по которым определялись амплитудно-частотные параметры отражения от исследуемых отложений (рис. 26).

Как уже отмечалось, изменения физических свойств пласта ЮС₂ весьма слабо влияют на амплитудно-частотные параметры отражений в соответствующем временном интервале (см. рис. 26). Таким образом, не представляется возможным рассматривать данный пласт в качестве самостоятельного объекта. Поэтому при моделировании анализировались свойства волнового поля, соответствующего интервалу залегания отложений группы пластов ЮС₂₋₄.

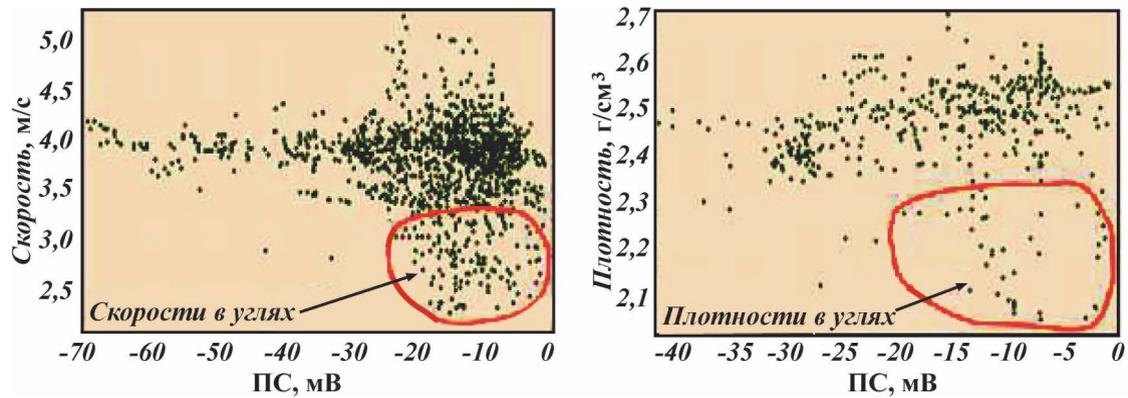


Рис. 24. Корреляционные диаграммы данных ГИС в интервале группы пластов ЮС₂₋₄

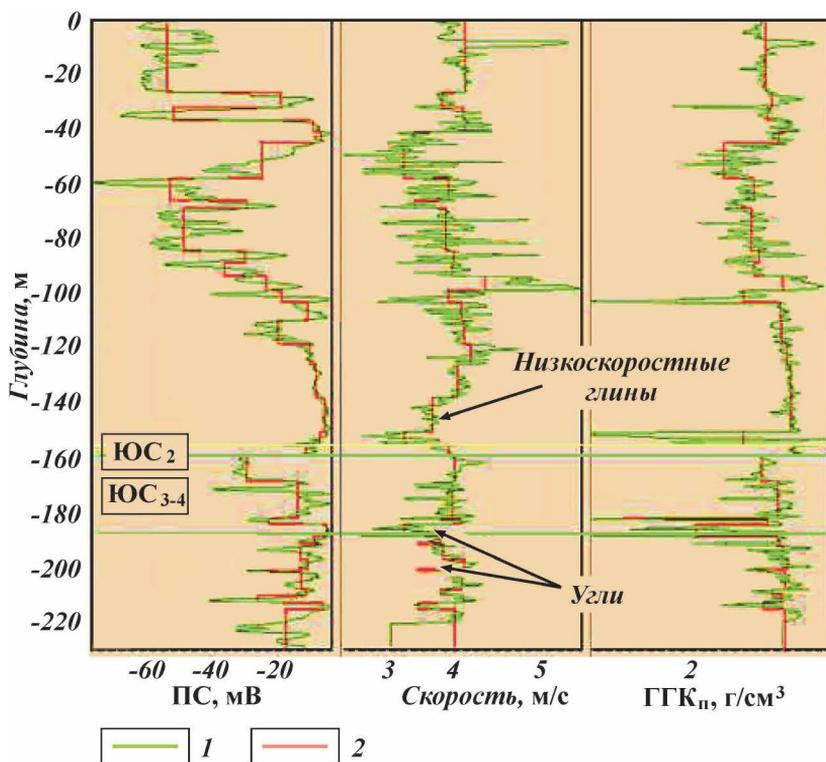


Рис. 25. Блоковая модель группы пластов ЮС₂₋₄:
 1 – исходные каротажные диаграммы; 2 – блоковая модель

Рис. 26, б–в иллюстрируют особенности влияния на свойства волнового поля как глинизации песчано-алевролитовых пород, так и изменения эффективных толщин исследуемого объекта. При глинизации группы пластов ЮС₂₋₄ наблюдается увеличение абсолютных значений амплитуд положительного колебания вблизи кровли пластов и отрицательного отражения вблизи ее подошвы. В свою очередь, увеличение общей толщины пластов сопровождается, прежде всего, понижением частоты и увеличением временной толщины между экстремумами отражений от кровли и подошвы группы пластов ЮС₂₋₄.

Анализ промыслово-геофизических данных показал, что глинизация отложений исследуемой группы пластов, как

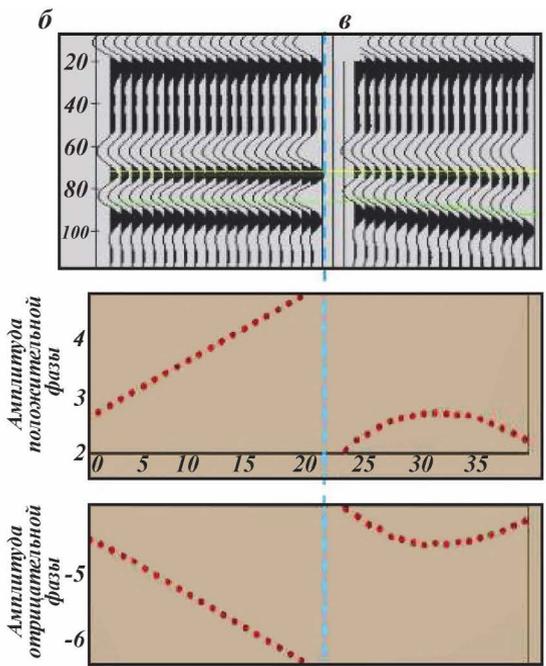
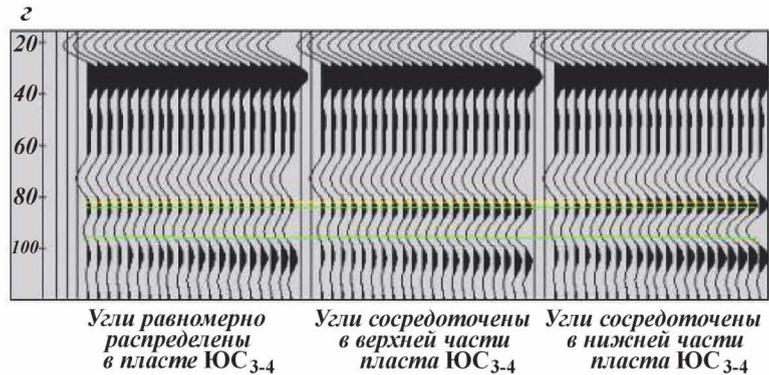
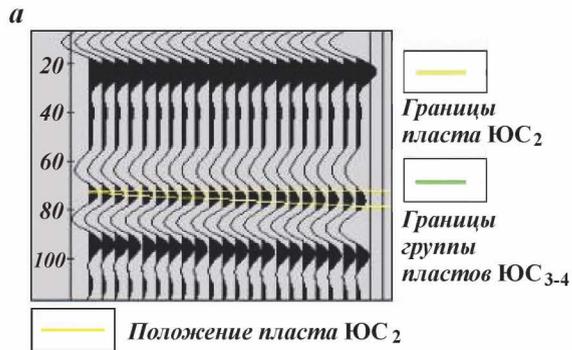


Рис. 26. Результаты сейсмогеологического моделирования в интервале группы пластов ЮС₂₋₄:

а – моделирование изменения толщины пласта ЮС₂ (слева направо толщина меняется от 2 до 12 м); *б* – глинизация группы пластов ЮС₃₋₄ (слева направо) при постоянной общей толщине; *в* – изменение только общей толщины группы пластов ЮС₃₋₄; *г* – моделирование глинизации пласта ЮС₃₋₄ (слева направо) с увеличением прослоев углей при этом

правило, способствует увеличению в разрезе числа низкоскоростных угленосных прослоев. Данная ситуация иллюстрируется на рис. 26, *г*. Глинизация отложений группы пластов ЮС₃₋₄ определяет устойчивое увеличение абсолютных значений амплитуд положительного и отрицательного отражений, которые соответственно формируются вблизи кровли и подошвы исследуемой группы пластов.

Результаты привязки и сейсмогеологического моделирования позволили сделать следующие выводы:

➤ Группа пластов ЮС₂₋₄ перекрывается низкоскоростными глинами, толщина и свойства которых хорошо выдержаны в пределах площади исследования. Это определяет формирование положительного отражения вблизи кровли группы пластов ЮС₂₋₄. Для нижней части разреза рассматриваемой толщи характерно присутствие углистых прослоев с небольшими значениями скоростей и плотностей, что приводит к формированию высокоамплитудного отрицательного отражения вблизи подошвы группы пластов ЮС₂₋₄.

➤ Пласт ЮС₂, имеющий сравнительно небольшую толщину, не выделяется в качестве самостоятельного объекта в волновом поле.

➤ Глинизация отложений группы пластов ЮС₂₋₄ определяет увеличение абсолютных значений амплитуд приуроченных к ним отражений.

➤ Увеличение эффективных толщин исследуемых отложений сопровождается понижением частоты, увеличением амплитуды, а также ростом временной толщины между отражениями, формирующимися вблизи кровли и подошвы группы пластов ЮС₂₋₄.

Результаты сейсмогеологического моделирования были использованы при выборе информативных сейсмических

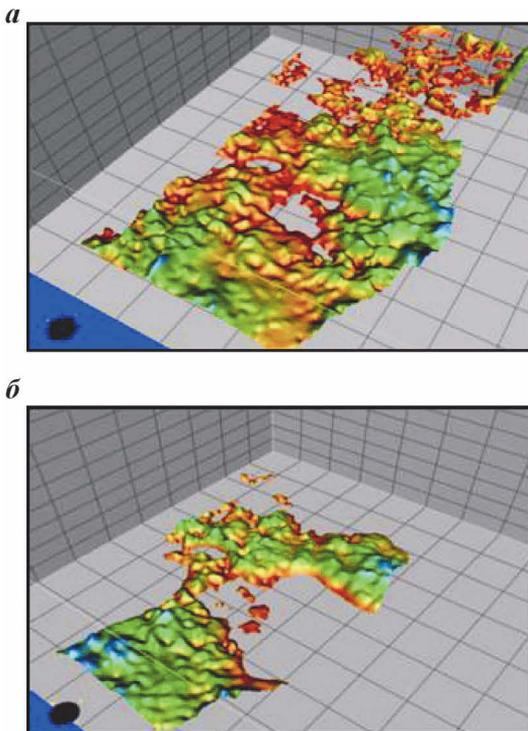
атрибутов. Карты прогнозных параметров построены на основании анализа сейсмических и петрофизических параметров, который выполнен в геостатистическом пакете SigmaView. Его результаты положены в основу объемного моделирования. Оно позволило построить карты прогнозных параметров отдельно для пласта ЮС₂ и группы пластов ЮС₃₋₄.

С этой целью вначале была построена карта суммарных эффективных толщин группы пластов ЮС₂₋₄. Как было сказано выше, для количественного прогнозирования эффективной толщины рассматриваемой группы пластов целесообразно использовать временную толщину между отражениями Т и Ю_{ГЛ}, а также средние значения мгновенной частоты и среднюю амплитуду, которые рассчитаны в аналогичном окне. В качестве основного атрибута была выбрана временная толщина между отражениями Т и Ю_{ГЛ}. Данный параметр во многом отражает палеогеоморфологическую обстановку, которая существовала во время накопления отложений верхней части тюменской свиты (в том числе, группы продуктивных пластов ЮС₂₋₄).

Участкам, которые испытывали наиболее интенсивное погружение, соответствуют повышенные значения анализируемых временных толщин. Очевидно, именно в этих местах должны были существовать наиболее благоприятные условия для накопления песчано-алевролитовых осадков континентального и прибрежно-морского генезиса. Оценка среднеквадратичной погрешности полученной карты составляет 3,5 м. Раздельное построение карт прогнозных параметров для пластов ЮС₂ и ЮС₃₋₄ было осуществлено на основании объемного моделирования в пакете Stratamodel.

Эффективные толщины группы пластов ЮС₃₋₄ изменяются в интервале от 0 до 20 м (рис. 27, а). Наибольшие значения данного параметра по скважинным данным фиксируются в восточной и южной частях полигона сейсмической съемки 3D. В процессе аккумуляции исследуемых отложений здесь периодически существовали достаточно глубоководные участки озер и заливов, сообщаемость которых с основным водоемом была сравнительно устойчивой. Это определяло существование как надежных путей

Рис. 27. Трехмерное изображение эффективных толщин группы пластов ЮС₂₋₄:
a – группа пластов ЮС₃₋₄; *б* – пласт ЮС₂



транспортировки обломочного материала, так и сравнительно высокой гидродинамической активности придонных вод, которая положительно влияла на сортировку аккумуляруемых осадков. Вследствие этого в данных участках создавались благоприятные условия для интенсивного накопления песчано-алевролитовых отложений. Именно на территории данных зон отмечаются наибольшие временные толщины между отражениями Т и Ю_{гл.}

Отметим, что на территории южной зоны благоприятные условия для аккумуляции песчаного материала существовали преимущественно во время седиментации отложений раннего цикла. В более позднее время связь с основной частью палеобассейна периодически нарушалась. Это, в свою очередь, определяло заболачивание палеоводоёма и, следовательно, более интенсивное накопление глинистого материала.

В пределах восточной части исследуемого полигона связь с основной частью палеобассейна преимущественно сохранялась в течение накопления отложений обоих циклов.

По мере удаления от рассмотренных фациальных зон происходило последовательное обмеление палеоводоёма, которое сопровождалось ухудшением сообщаемости с основной частью палеобассейна и уменьшением подвижности придонных вод. Это отрицательно влияло на скорость транспортировки песчано-алевролитового материала и на качество сортировки обломочной составляющей накапливаемых осадков. Все это приводило к увеличению содержания глинистой фракции в составе исследуемых отложений.

В более приподнятых участках периодически создавались благоприятные условия для развития процессов заболачивания, что также отрицательно влияло на интенсивность накопления отложений с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. По всей видимости, в отдельные участки, расположенные в центре и на северо-западе исследуемой территории песчано-алевролитовый материал попадал преимущественно во время сезонных паводков.

Эффективные толщины пласта ЮС₂ изменяются в диапазоне от 0 до 5 м (рис. 27, б). Наибольшие значения рассматриваемого параметра фиксируются на территории, где происходило сравнительно устойчивое прогибание земной коры. Именно в этих местах в период накопления отложений рассматриваемого пласта преимущественно существовали сравнительно глубокие части прибрежных водоемов. При этом, по всей видимости, существовала достаточно хорошая связь с основной частью палеобассейна осадконакопления, что определяло как стабильную транспортировку обломочного материала, так и его сортировку. По мере удаления от данных зон, как уже отмечалось, создавались благоприятные условия для заболачивания данной территории, что, в свою очередь, отрицательно влияло на интенсивность накопления песчано-алевролитового материала. Вероятно, в эти места обломочный материал поступал преимущественно во время сезонных паводков.

3.3. МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИЗУЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕТОДОМ ПСЕВДОАКУСТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Эксплуатация месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции определила истощение залежей углеводородов, имеющих простое строение. В настоящее время перспективы Западной Сибири во многом связаны с объектами, характеризующимися большой глубиной залегания и/или сложным строением. Поэтому помимо чисто структурных задач последнее время большое внимание в обработке и интерпретации сейсмических данных уделяется анализу динамических характеристик для прогноза коллекторских свойств пласта. В связи с этим широкое распространение получили такие технологии, как псевдоакустический каротаж (ПАК) и АVO-инверсия [10]. Однако зачастую специалисты переоценивают возможности этих методов и недоучитывают при этом объективные ограничения, связанные как с геологическими особенностями строения интересующего интервала, так и с физическими основами сейсморазведки как метода. Возможны ситуации, когда эффективность этих подходов недостаточно высока для принятия на их основании серьезных решений по освоению залежей нефти и газа.

Целью представленного доклада [10] являлось рассмотрение возможностей и ограничений применения метода ПАК на примерах месторождений в Западной Сибири. Поскольку, несмотря на многообразие программных средств, существует общий для них состав и последовательность процедур псевдоакустического преобразования, ниже рассматриваются факторы, влияющие на результаты ПАК для каждой из процедур.

1. Обработка сейсмических данных. Псевдоакустические преобразования предполагают, что сейсмические данные представляют собой волновое поле однократно отраженных волн, возбужденных плоским источником с нормальным падением волны на границу, и не содержат волн-помех иного генезиса. Предполагается также, что известны амплитудный и фазовый спектры сейсмического импульса, и они неизменны по площади. Все это вызывает ряд тре-

бований к обработке: восстановление истинного положения отражающих границ с помощью миграции, сохранение амплитуд, устранение или ослабление искажающих факторов (например, дифрагированных, кратных волн). Недочет этих факторов может существенно исказить результат инверсии, поэтому на этапе завершения процедур обработки необходимо оценить соотношение сигнал/шум.

2. Оценка качества данных акустического и плотностного каротажа в скважинах, если требуется – их корректировка и отбраковка некондиционных данных, которые исключаются из дальнейшей интерпретации.

3. Построение исходной 3-мерной акустической модели на основе скважинных данных и поведения отражающих горизонтов. Точнее, интерполяция значений акустического импеданса, полученных по разрезу скважин, в межскважинном пространстве, с учетом поведения отражающих границ.

Для Западно-Сибирского терригенного разреза существенный вклад в формирование акустической контрастности вносят плотности, поэтому информация о плотностях должна присутствовать в скважинных данных. Так, для интервала ачимовской клиноформной толщи наблюдается большая дифференциация плотностей пород различных литотипов, чем скоростей (рис. 28). В ряде случаев аналогичная ситуация отмечается и при изучении других продуктивных горизонтов.

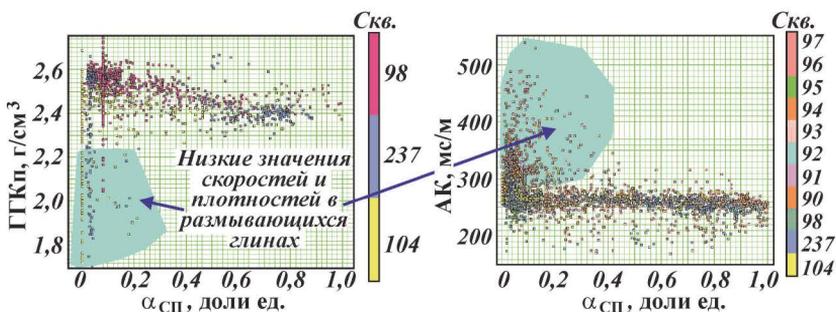


Рис. 28. Зависимость скорости и плотности от литологии в интервале ачимовской толщи

В зависимости от литологического строения может также наблюдаться обратная зависимость $\alpha_{ПС}$ от скорости и плотности. В обоих этих случаях построение исходной модели распространения импедансов в среде, а также расчет синтетических сейсмограмм в точках скважин должны осуществляться с привлечением информации о плотности. Если такой информации нет (что случается очень часто), то возможен расчет синтетической кривой плотности, в частности, из $\alpha_{ПС}$. В этом случае необходима коррекция значений плотности в низкоскоростных размывающихся глинах, баженовских аргиллитах, углях, также характеризующихся низкими показаниями плотности.

Эффективность псевдоакустических преобразований существенно зависит от геологического строения исследуемой площади или интервала. Наилучшие результаты получаются для параллельно-слоистых сред с малыми углами наклона отражающих горизонтов, без резких вертикальных или субвертикальных границ.

В целом, осадочный чехол Западной Сибири удовлетворяет этим требованиям. Однако иногда это требование нарушается. В каждом конкретном случае необходимо убеждаться в правомерности проведения псевдоакустического преобразования, с этой целью необходимо проводить тестирование данных.

Результат инверсии во многом зависят от исходной модели импедансов. При ее построении важно количество скважин и количество задаваемых горизонтов. В расчете должны использоваться данные по скважинам, представляющие основные типы целевых отложений и вмещающих пород. Корректное построение исходной модели акустических импедансов предполагает задание основных опорных горизонтов и поверхностей несогласия, а также характера взаимодействия пластов на границах несогласия (рис. 29). Это важно потому, что характер слоистости на окончательных разрезах заимствуется из исходной модели (особенно для малоамплитудных слабоконтрастных отражений).

4. Построение низкочастотной скоростной модели, необходимой для перевода скважинных данных из глубинного во временной масштаб. В ходе создания скоростной модели могут использоваться данные об интервальных

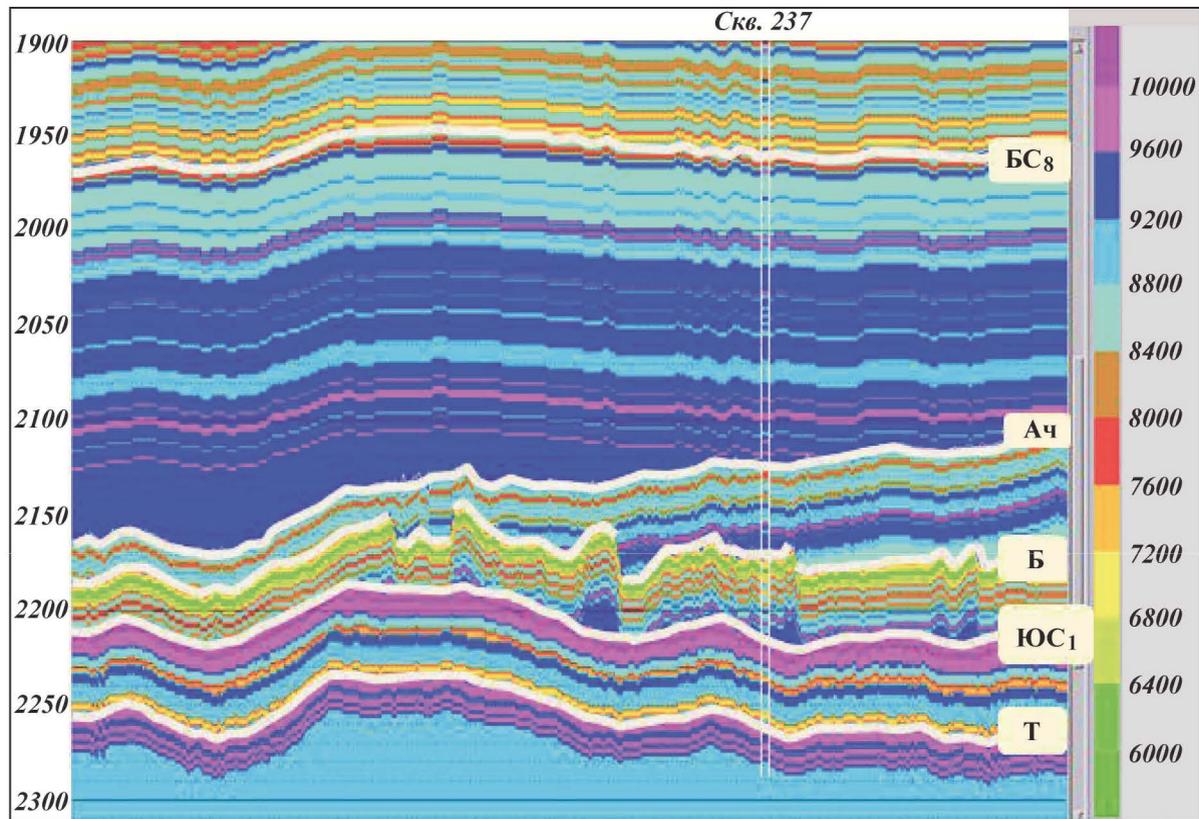


Рис. 29. Построение априорной акустической модели среды

скоростях, полученные в процессе обработки, или материалы низкочастотной модели, рассчитанной на основании данных акустического каротажа в скважинах и скорректированной данными ВСП.

5. Расчет сейсмического импульса для инверсии.

Оценка сейсмического импульса с помощью скважинных данных требует надежной привязки отражений в базовой скважине. Корректная привязка отражений невозможна, если неизвестна форма сейсмического импульса. В связи с этим требуется оценить временной и фазовый сдвиги между реальной и сейсмической трассами, а также определить коэффициент корреляции между ними.

Для оценки сигнала желательно наличие надежного репера. В идеале – это граница двух достаточно мощных пластов с резким перепадом акустических свойств. Отношение сигнал/шум в интервале отражения от этой границы максимально. В условиях Западной Сибири наличие высококонтрастных отражений от аргиллитов баженовской свиты с высоким соотношением сигнал-помеха, характеризующимся хорошей сходимостью реальных и синтетических трасс, является благоприятным фактором для оценки фазового спектра сейсмического импульса (рис. 30).

Однако настройка временного окна на отражающий горизонт Б приводит к потере информации о высоких частотах в спектре извлеченного импульса (рис. 30). Такое изменение частотного состава не связано с изменением самого сейсмического импульса. Вероятно, оно вызвано сложным характером отражений на сильно акустически контрастных границах баженовских аргиллитов и вмещающих отложений, а также наличием кратных отражений от этих границ. При интерференции это приводит к формированию низкочастотного интерференционного отражения от кровли и подошвы аргиллитов.

В интервале выше горизонта Б, как правило, отсутствуют высокоамплитудные контрастные отражения, поэтому синтетические трассы хуже коррелируются с реальными. Таким образом, наиболее надежной оценкой сейсмического импульса представляется расчет амплитудного спектра только по сейсмическим данным, а фазовый

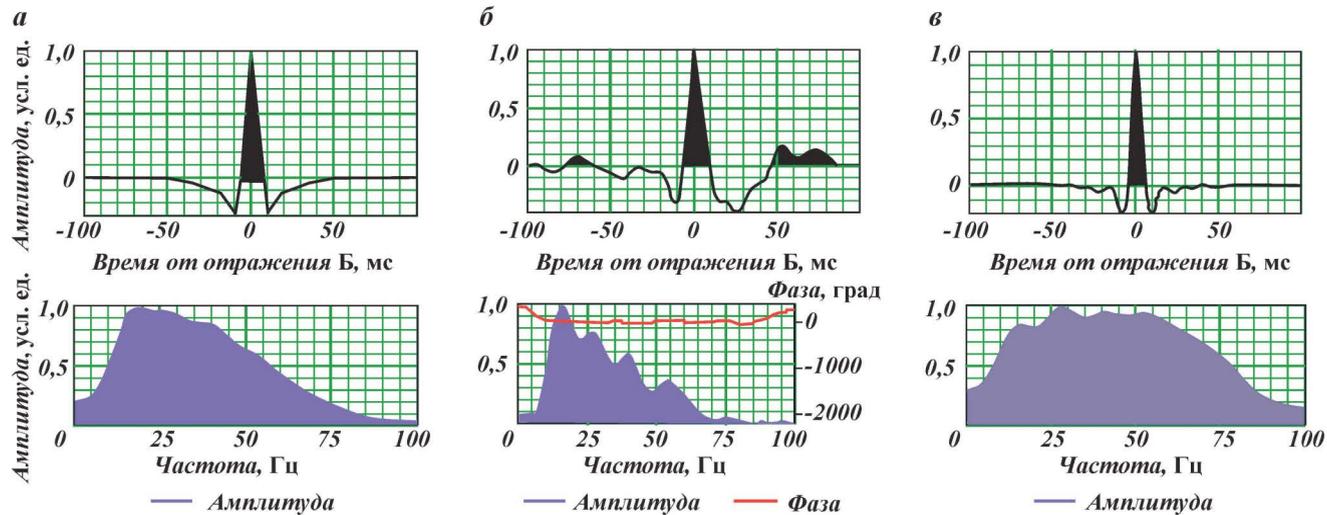


Рис. 30. Оценка сейсмического импульса.

Извлечение сигнала: *а* – только из сейсмических данных (в интервале горизонта Б); *б* – с использованием скважинных данных в интервале горизонта Б (усредненный импульс); *в* – только из сейсмических данных (выше горизонта Б)

спектр хорошо определяется в результате оценки сигнала с привлечением скважинных данных в интервале горизонта Б и, возможно, при хорошей коррелируемости синтетических и реальных трасс в других временных интервалах.

Важен выбор временного окна для извлечения сейсмического импульса. Оно должно быть достаточно большим (не меньше длины импульса) и охватывать интересующий интервал. В то же время, при слишком большом временном окне могут возникать ошибки при оценке сигнала, связанные с изменением сигнала с глубиной. Желательно произвести оценку сигнала по большой выборке скважин и в дальнейшем использовать усредненный сигнал.

6. Увязка отражений реальных и синтетических трасс в точках скважин. Этот этап особенно важен, поскольку количество скважин с данными ВСП, как правило, ограничено. Для псевдоакустического преобразования принципиально важна пофазовая увязка сейсмических и синтетических трасс, поскольку алгоритмы ПАК в качестве критерия используют сходимость реальной и синтетической трасс. В этом случае временные и фазовые сдвиги между ними могут привести к появлению неправильной акустической модели пласта. Как показано на рис. 31, синтетическая трасса имеет некоторый постоянный сдвиг относительно реальных трасс, а также наблюдаются некоторые изменения интервальных скоростей. В результате такой увязки отражений происходит еще одна коррекция скоростного закона. Значения акустического каротажа при этом не корректируются, иначе возникнут искажения скоростей в пласте, что, в свою очередь, может привести к латеральным изменениям значений в пласте, никак не связанным с геологическим строением. При плохой сходимости реальных и синтетических трасс (низкий коэффициент взаимной корреляции) скважину необходимо исключить из анализа, чтобы избежать ошибок в результате инверсии.

7. Выбор алгоритма и параметров инверсии (таких, как шаг дискретизации по вертикали, количество итераций, максимально возможное отклонение результата от исходной модели) осуществляется, как правило, по результатам тестирования. Проводятся псевдоакустическое преобразование на основе результатов тестирования и интерпретация полученных данных.

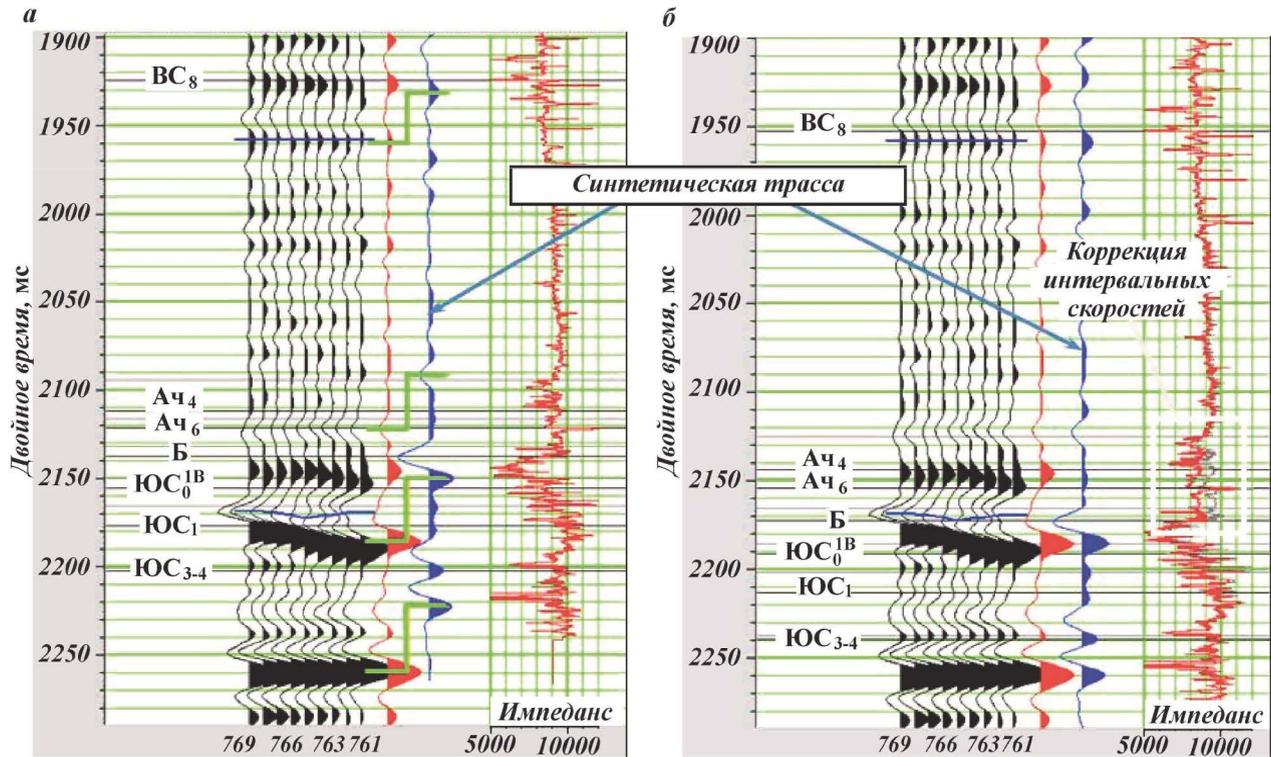


Рис. 31. Привязка сейсмических отражений к скважине:
a – до коррекции; *б* – после коррекции

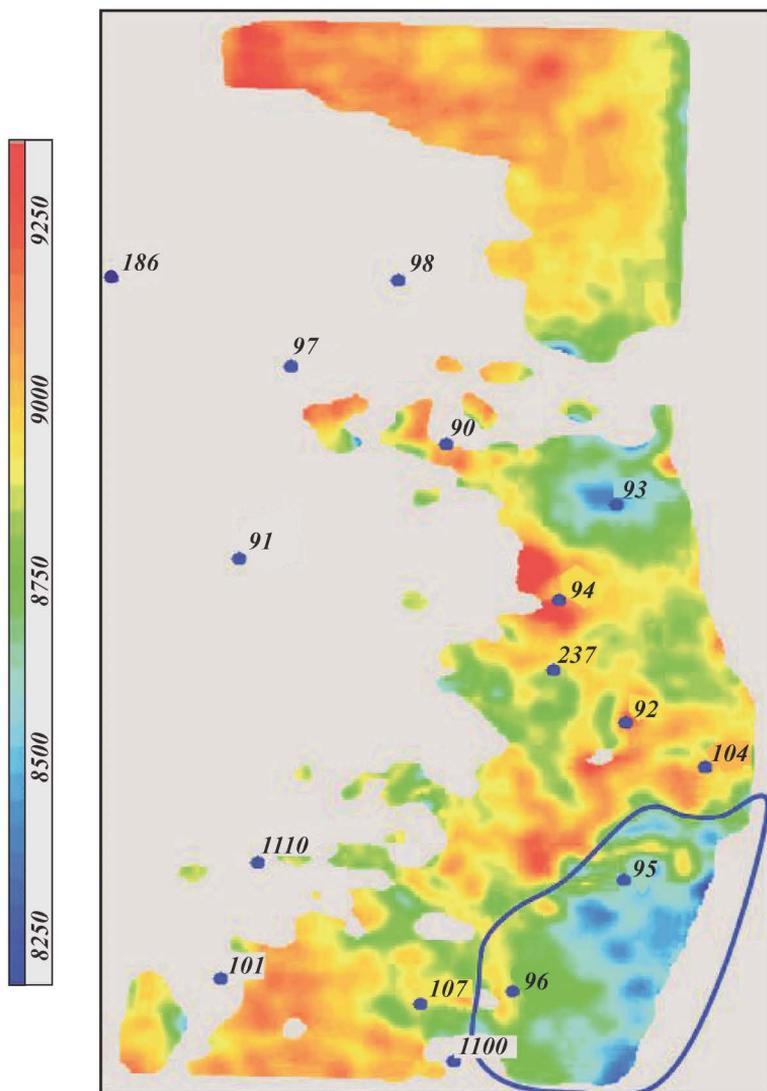


Рис. 32. Карта средних значений импедансов в интервале пласта ас₆, полученная по результатам ПАК

8. Описанный алгоритм был успешно опробован на реальных данных. Интересующий продуктивный интервал – клиноформная ачимовская толща. Несогласное залегание

пластов толщи относительно вмещающих отложений, резкая изменчивость свойств пластов по латерали, наличие зон аномального строения подстилающей баженовской свиты – все это определяет сложное строение исследуемого интервала разреза.

На рис. 32 представлена полученная карта средних значений импедансов для пласта ач₆. Желто-красными оттенками кодированы повышенные значения импеданса, синезелеными – пониженные. Анализ скважинных данных выявил следующую зависимость: улучшение коллекторских свойств песчаника сопровождается снижением акустического импеданса за счет снижения плотностей (см. рис. 28). Такая зависимость наблюдается в центральной части площади (скв. 92, 93, 94, 104, 237). Зона низких значений импеданса в юго-восточной части площади, охарактеризованная скв. 95, связана с наличием прослоев низкоскоростных размывающихся глин. Пласт полностью выполнен глиной, поэтому эта область представляет собой зону отсутствия коллектора. Северная часть площади не охарактеризована бурением, однако анализ волновой картины и результатов ПАК позволяет предполагать здесь наличие песчаников с ухудшенными коллекторскими свойствами (повышенные значения импедансов).

Таким образом, при учете возможностей и ограничений метода на разных этапах работы, применение процедуры псевдоакустического преобразования позволило упростить интерференционную картину в интервале ачимовских пластов и получить более надежный материал для изучения параметров этих пластов.

3.4. ИНФОРМАТИВНОСТЬ КАРТ ВРЕМЕННЫХ ТОЛЩИН МЕЖДУ ЦЕЛЕВЫМИ ГОРИЗОНТАМИ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

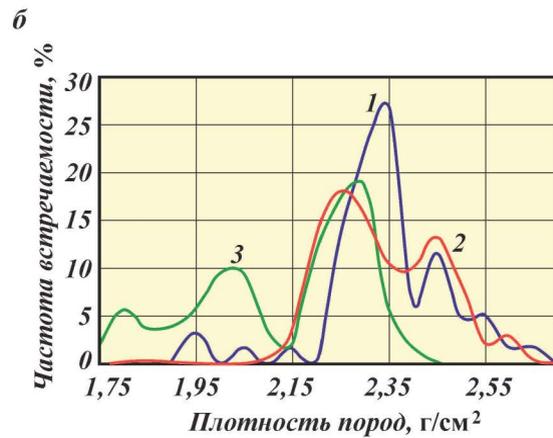
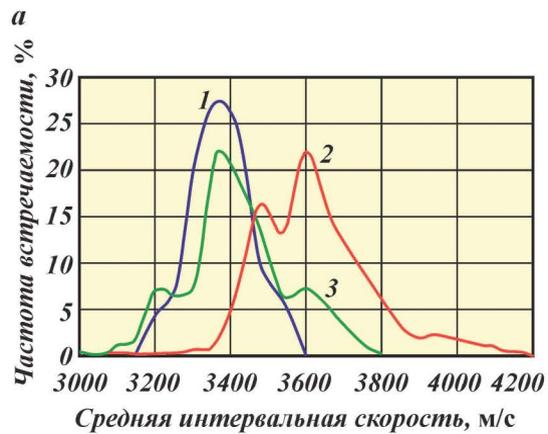
Данный параметр очень часто остается без должного внимания исследователей. Между тем при грамотном его использовании могут быть получены очень интересные ре-

зультаты. Особенно это актуально при изучении продуктивных отложений на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По-существу, карта временных толщин между целевыми горизонтами имеет право на существование точно так же, как и любой другой сейсмический атрибут [8].

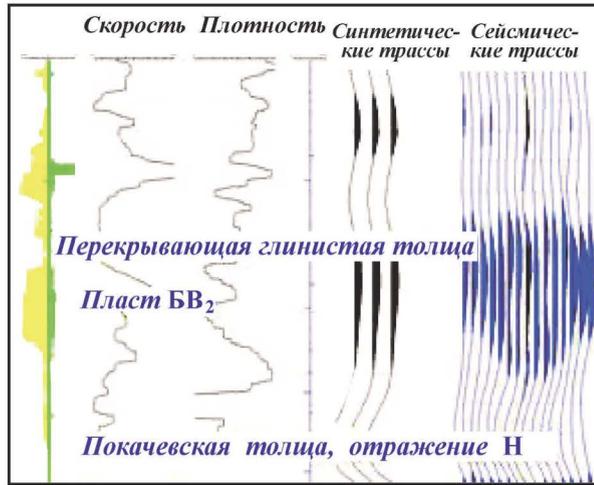
Во-первых, карта временных толщин может рассматриваться в качестве чисто сейсмического атрибута. В определенных ситуациях изменения физических свойств пласта определяют смещение отражения или к кровле, или к подошве исследуемого объекта. Например, это встречается при изучении продуктивных отложений, перекрывающих глинистую покачевскую толщу, характеризующуюся аномально низкими значениями акустической скорости и плотности. В частности, данные пласты встречаются на Ватьеганском, Восточно-Придорожном, Когалымском, Кустовом, Нонг-Еганском, Южно-Ягунском и ряде других месторождений.

В качестве примера рассмотрим пласт БВ₂ Нонг-Еганского месторождения. Он представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых отложений. Относительно перекрывающих глинистых отложений песчано-алевролитовые отложения пласта БВ₂ характеризуются повышенной средней интервальной скоростью – 3630 м/с, против 3360 м/с (рис. 33, *а*). В то же время плотность пород коллектора в среднем несколько ниже, чем в глинистых отложениях – 2,26 г/см³ и 2,33 г/см³ соответственно (рис. 33, *б*). Ниже пласта БВ₂ залегают отложения покачевской толщи, которые характеризуются аномально низкими значениями скорости (в среднем 3300 м/с) и плотности (в среднем 1,91 г/см³). В результате пласту БВ₂ в волновом поле соответствует положительное колебание (рис. 33, *в*).

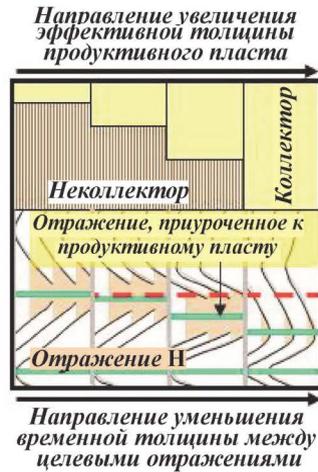
Остановимся на особенностях изменения волнового поля, возникающих в результате увеличения эффективных толщин продуктивного горизонта. Причем рассматривается ситуация, когда рост эффективных толщин происходит в результате увеличения содержания пород-коллекторов в нижней части разреза исследуемого пласта. Иными словами, создается ситуация, которая возникает при образовании вреза. При сейсмогеологическом модели-



в



з



д

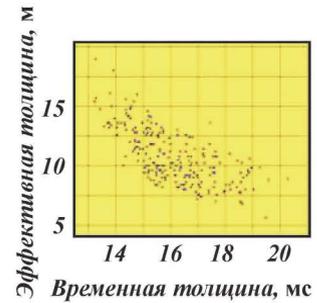


Рис. 33. Иллюстрация характера временных толщин в зависимости от физических свойств пласта, перекрывающего покачевскую толщу:

а – распределение времен пробега акустических волн; *б* – распределение плотностей пород (1 – глинистая толща, перекрывающая продуктивный пласт; 2 – продуктивный пласт; 3 – покачевская толща); *в* – пример невязки сейсмического отражения пласта БВ₂ Нонг-Еганского месторождения; *з* – сейсмогеологическое моделирование; *д* – соотношение временных толщин между целевыми горизонтами и эффективными толщинами

ровании всем перекрывающим глинам, песчано-алевролитовым породам и подстилающим отложениям покачевской толщи присваивались соответствующие средние значения. Моделирование показало (рис. 33, з), что увеличение эффективных толщин сопровождается смещением экстремума положительного отражения к подошве пласта и, как следствие – уменьшением временной толщины между отражениями БВ₂ и Н. Аналогичная закономерность прослеживается при интерпретации реальной сейсмической съемки. Наибольшие эффективные толщины отмечаются в местах сокращения исследуемых временных толщин (рис. 33, д). При этом коэффициент корреляции составил 0,69.

Во-вторых, карту временных толщин можно рассматривать как геологический атрибут. В ряде случаев она отражает особенности палеогеографической обстановки, которая существовала в момент аккумуляции исследуемых отложений. Зоны увеличенных значений данного параметра, как известно, соответствует более погруженным участкам и, наоборот, зоны уменьшенных значений – приподнятым. Определенные сложности возникают при количественном прогнозировании петрофизических параметров в межскважинном пространстве.

При использовании карты временных толщин следует учитывать особенности осадконакопления [13, 15, 26]. В случае некомпенсированного прогибания увеличение данного параметра, как правило, сопровождается уменьшением толщин песчано-алевролитовых отложений и ухудшением их емкостных свойств. Во многом это обусловлено последовательным увеличением глубины палеобассейна и, следовательно, снижением гидродинамической активности, что, в свою очередь, способствует созданию благоприятной обстановки для преимущественной седиментации глинистого материала (рис. 34).

При компенсированном прогибании отмечается обратная зависимость. Участки с наименьшими временными толщинами, как правило, быстрее достигали уровня моря. В связи с этим здесь или прекращались процессы осадконакопления с последующим началом размыва ранее накопившихся отложений, или происходило заболачивание территории и формирование лагун, что также отрицатель-

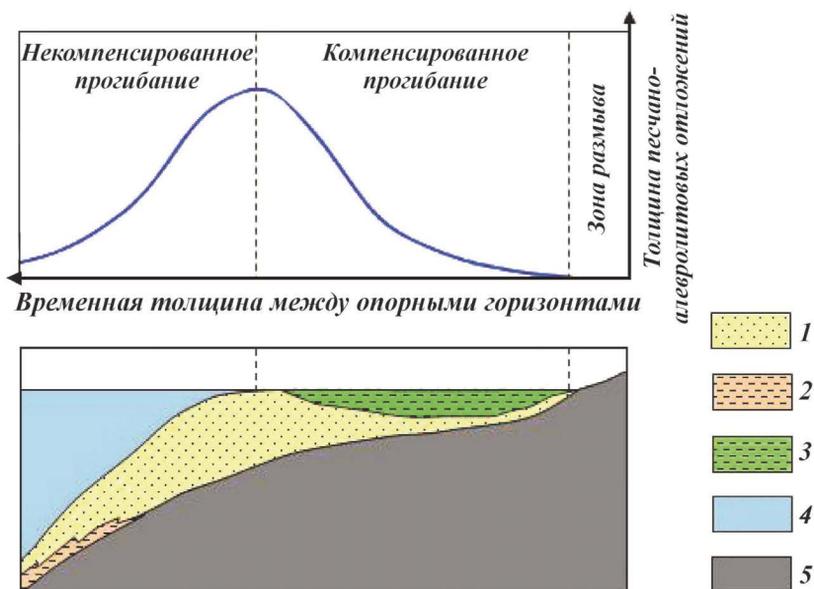


Рис. 34. Принципиальная схема характера соотношений толщин песчано-алевролитовых отложений и временных толщин между опорными горизонтами:

1 – песчано-алевролитовые отложения; 2 – глинистые отложения морского генезиса; 3 – отложения лагун и болот; 4 – открытый палеоводоем; 5 – более древние отложения

но влияло на скорость накопления песчано-алевролитового материала.

Отметим, что использование карт временных толщин может существенно повысить информативность в тех местах, в которых наблюдается по ряду сейсмогеологических причин искажение амплитудно-частотных свойств волнового поля. В частности, данные положения были использованы при изучении отложений группы пластов ЮС₂₋₄ Южно-Конитлорского месторождения. Они представлены неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, накопление которых происходило преимущественно в болотно-озерной обстановке. Исследование данных отложений сейсмическими методами существенно осложнялось в результате искажения свойств волнового

поля в районах развития морфоскульптур баженовской свиты (рис. 35, а, б).

В этих условиях использовались временные толщины между отражениями Ю_{гл} и ЮС₄подошва (рис. 35). Была установлена прямо пропорциональная зависимость между данным параметром и эффективной толщиной. Коэффициент корреляции составил 0,91, среднеквадратическая погрешность – 2,3 м. Отметим, что полученная зависимость, в принципе, характерна для Западной Сибири. Общеизвестно, что на территории палеосводов отложения исследуемых пластов достаточно часто глинизированы. В свою очередь, в районе развития самих палеоподнятий характерно сокращение временных толщин между отражениями.

Остановимся на данном положении подробнее. В рассматриваемом случае зоны уменьшенных временных толщин, в общем, соответствуют зонам или болот, или наиболее интенсивно заболачиваемых участков палеоозера, где подвижность водной среды существенно ограничивало активное распространение соответствующей флоры. В относительно более глубоких районах палеоозера, очевидно, негативное влияние растений на гидродинамическую активность было существенно меньше, что в свою очередь создавало благоприятные условия для интенсивного накопления песчано-алевролитовых отложений со сравнительно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Также более глубокие участки, как правило, имеют более хорошую гидродинамическую связь с основной частью водоема, что определяет увеличение активности волн [15]. Кроме этого следует иметь в виду, что на территории более глубоких областей палеоозер процессы осадконакопления в сравнительно подвижной среде протекали дольше, создавая тем самым благоприятные условия для аккумуляции песчано-алевролитовых отложений.

Отметим информативность карты временных толщин при изучении отложений, аккумуляция которых осуществлялась на завершающих этапах компенсации регионального прогибания, начавшегося в волжский век. Происходило заполнение палеобассейна осадконакопления путем бокового наращивания. В частности, они встречаются на Восточно-Придорожном (группа пластов БВ₄), Курраганском

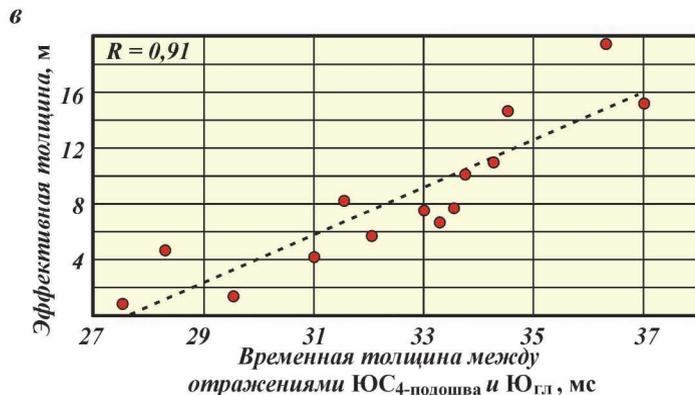
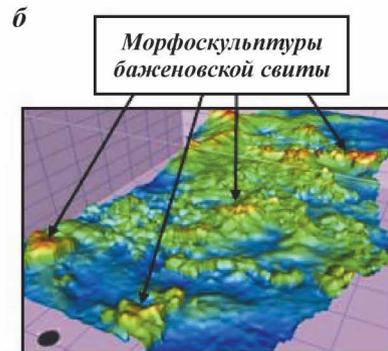
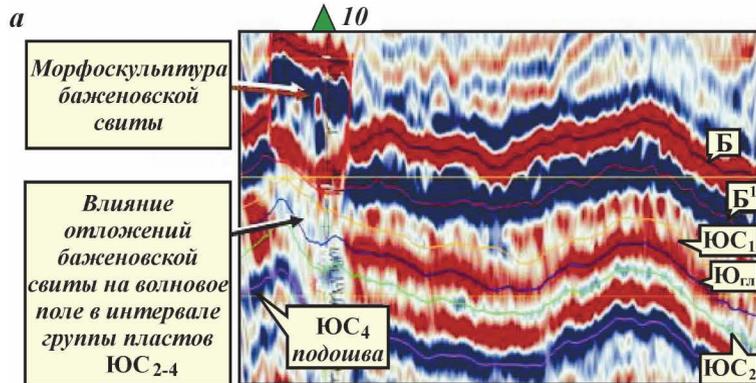


Рис. 35. Иллюстрация использования временных толщин между отражениями при прогнозировании эффективных толщин группы пластов ЮС₂₋₄ Южно-Кониголорского месторождения:
а – характеристика волнового поля в интервале группы пластов ЮС₃₋₄; **б** – трехмерное изображение отражающего горизонта Б (кровли баженовской свиты); **в** – соотношение эффективных толщин группы пластов ЮС₃₋₄ и временных толщин между отражениями Ю_{гл} и ЮС₄-подошва

(группа пластов BV_6), Северо-Покачевском (группа пластов BV_{10}), Южно-Конитлорском (группа пластов BC_{10}) и ряда других месторождений.

Рассмотрим строение группы пластов BV_8^1 Курраганского месторождения. Данные отложения имеют клиноформный тип строения (рис. 36).

Выделяются четыре пласта, которые последовательно погружаются в западно-северо-западном направлении. В восточно-северо-восточной части пласты выклиниваются. По направлению падения пластов происходит их глинизация. Обусловлено это последовательным увеличением глубины палеобассейна (рис. 36) и, как следствие, уменьшением гидродинамической активности среды осадконакопления. В результате происходило ухудшение сортированности кластогенного материала и уменьшение пористости [15]. Для пласта BV_8^{1B} данный параметр хорошо коррелируется с временной толщиной между отражениями BV_8^1 и BV_8^{1B} (рис. 36, *в*). Отражение BV_8^1 соответствует подошве глинистой толщи, выполняющей функцию региональной покрывки для отложений рассматриваемой группы пластов (рис. 36, *а*). Отражение BV_8^{1B} формируется вблизи подошвы одноименного пласта (см. рис. 36, *а*). Практически рассматриваемая карта временных толщин отражает палеогеографическую обстановку, существовавшую во время осадконакопления пласта BV_8^{1B} . Увеличение данного параметра, которое, в общем, указывает на погружении дна палеоморя, сопровождается уменьшением пористости.

Наряду с перечисленными способами учета временных толщин заслуживает внимания еще один методический прием [5]. В этом случае анализируется не собственно временная толщина, измеренная между отражающими горизонтами, а расхождения расчетных и фактических времен целевого отражения. Данный параметр совместно с другими сейсмическими атрибутами успешно использовал-

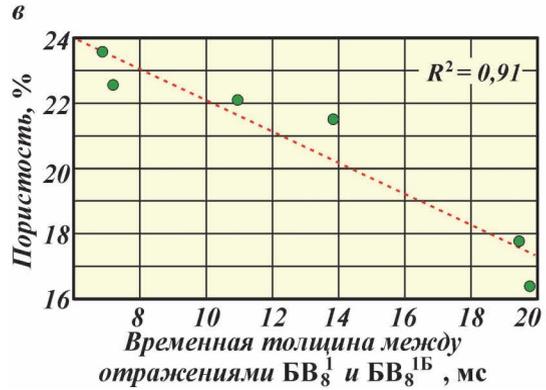
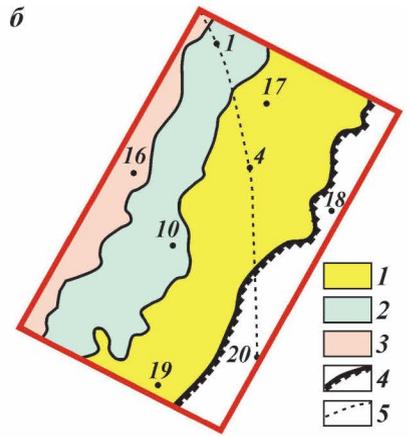
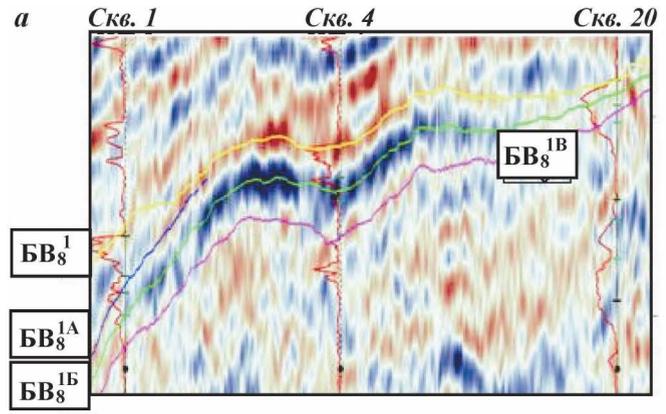


Рис. 36. Иллюстрация использования временных толщин между отражениями при прогнозировании пористости пласта БВ₈^{1Б} Курраганского месторождения:
а – характеристика волнового поля в интервале группы пластов БВ₈¹; **б** – фациальная схема пласта БВ₈^{1Б} (1 – мелководный шельф, 2 – склон мелководного шельфа, 3 – относительно глубоководный шельф, 4 – линия выклинивания пласта БВ₈^{1Б}, 5 – линия профиля); **в** – соотношение пористости коллекторов пласта БВ₈^{1Б} и временной толщины между отражениями БВ₈¹ и БВ₈^{1Б}

ся при прогнозировании эффективных толщин пласта ЮВ₁¹ Нонг-Еганского месторождения. Был проведен анализ отражений T_1 и ЮВ₁¹ (рис. 37, а).

Времена данных отражений, как и следовало, ожидать, достаточно хорошо описываются линейной функцией с коэффициентом корреляции 0,98 (рис. 37, б):

$$T_0(\text{ЮВ}_1) = 0,96 T_0(T_1), \quad (3.2)$$

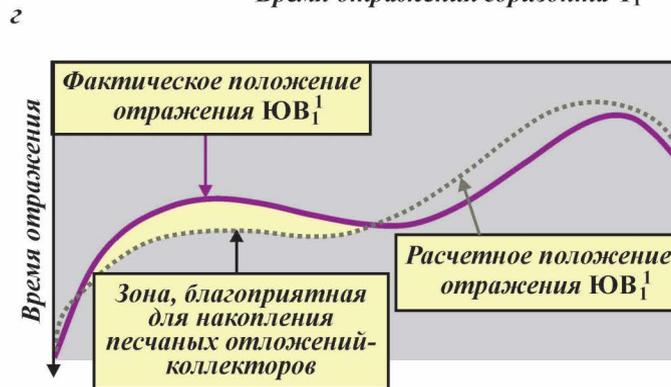
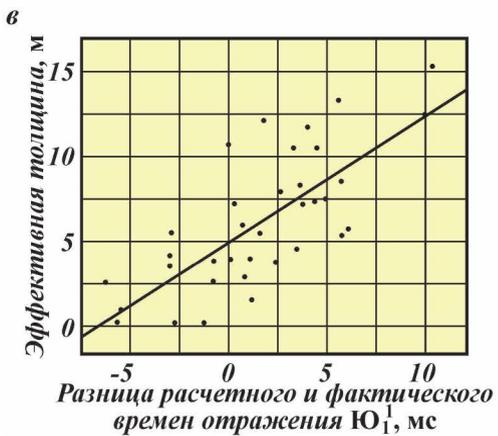
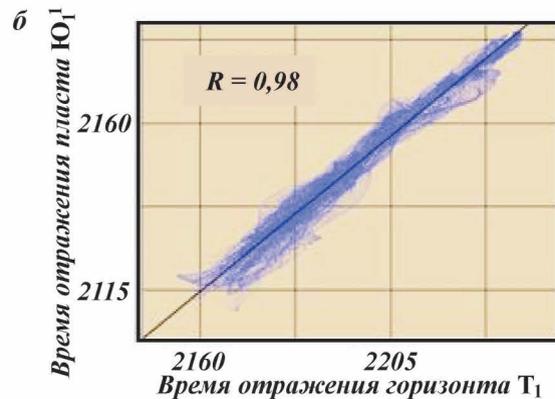
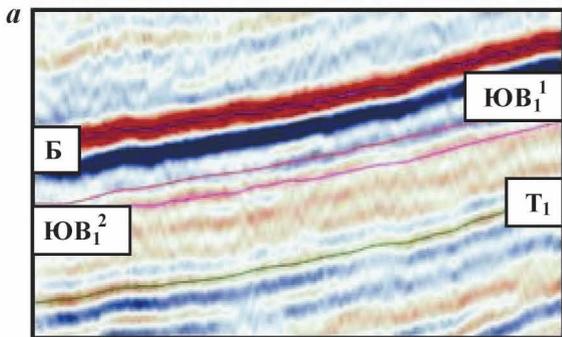
где $T_0(\text{ЮВ}_1)$ – время регистрации отражения ЮВ₁¹, мс; $T_0(T_1)$ – время регистрации отражения T_1 , мс.

На основании приведенной выше эмпирической формулы было рассчитано время отражения ЮВ₁¹. Затем определены расхождения между расчетными и фактическими временами целевого отражения. Полученный параметр достаточно хорошо коррелируется с эффективными толщинами пласта (рис. 37, в). Отметим, что совместно с другими сейсмическими атрибутами данный параметр успешно использовался при построении прогнозных карт петрофизических свойств пласта.

По существу, карта расхождений расчетных и измеренных времен целевого отражения в определенной степени отражает палеотектонические движения в момент аккумуляции отложений васюганской свиты. На участках, в пределах которых расчетные времена отражения превосходят фактические, очевидно, преимущественно формировались положительные структуры. Это нашло отражение в особенностях развития процессов седиментогенеза.

Рис. 37. Методический прием использования времени отражения пласта ЮВ₁¹ при прогнозировании эффективных толщин в межскважинном пространстве:

а – фрагмент временного разреза; *б* – соотношение времен отражений ЮВ₁¹ и T_1 ; *в* – соотношение эффективных толщин пласта ЮВ₁¹ и разницы расчетных и фактических времен отражения ЮВ₁¹; *г* – принципиальная схема определения областей с увеличенными эффективными толщинами



Завершая тему использования карт временных толщин при интерпретации сейсмических данных, целесообразно напомнить еще один методический прием. Его достаточно успешно использует широкий круг специалистов, занимающихся структурными построениями на территории Западной Сибири. В основе его лежит давно замеченная закономерность сокращения временных толщин между опорными горизонтами над большинством положительных структурных элементов осадочного чехла. И, наоборот, над отрицательными структурами, как правило, фиксируется увеличение данного параметра.

3.5. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ СЛОЖНОЕ СТРОЕНИЕ ВНК

Данный вопрос следует рассматривать в качестве одного из наиболее актуальных для нефтяной геологии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [18]. Достаточно часто в пределах одной залежи по скважинным данным отметки водонефтяного контакта фиксируются на различных глубинах. Это создает ряд трудностей как при подсчете запасов углеводородов, так и при создании трехмерных моделей залежей. На примере ряда месторождений Сургутского и Нижневартовского свода проведен разбор основных причин этого явления.

В определенных случаях осложнение поверхности ВНК обусловлено тектоническим фактором. Иногда дизъюнктивные нарушения ухудшают гидродинамическую сообщаемость внутри пласта. Это приводит как к ограничению залежи, так и к существованию водонефтяного контакта на различных уровнях внутри объекта. В качестве примера можно привести залежь, приуроченную к пласту Ю₁ Ровенского месторождения. В данном случае дизъюнктивное нарушение является границей контура нефтеносности.

Также возможна изоляция различных участков пласта внутри самой залежи. В частности, это было установлено при изучении васюганских отложений Нонг-Еганского ме-

сторождения. На определенном этапе в системе палеотрецин, приуроченных к малоамплитудному дизъюнктивному нарушению, произошло осаждение вторичных кристаллов кальцита. Это определило нарушение гидродинамической сообщаемости внутри продуктивного пласта. В последующем, по мере роста структуры внутри каждого блока устанавливался свой уровень ВНК. Так, если для западной (относительно опущенной) зоны ВНК составил $-2753,1$ м, то для восточной (приподнятой) зоны он составил -2735 м. Данные уровни фиксируются рядом разведочных и эксплуатационных скважин и не вызывают сомнения.

Кроме этого, различия положений ВНК соседних блоков подтверждаются данными разработки залежи. Эксплуатационные скважины восточного блока, расположенные вблизи рассматриваемой границы, практически сразу после освоения обводнялись и переводились в нагнетательные. В то же время соседние скважины, пробуренные на территории западного блока, давали практически безводную нефть.

Область разобщения данных зон коллекторов пласта фиксируется на сейсмических разрезах (рис. 38). В этом месте наблюдается практически линейный субвертикальный участок, в котором выявляются искажения волнового поля, характерные для дизъюнктивных нарушений. Также на карте средних амплитуд, рассчитанных для интервала исследуемого продуктивного пласта, фиксируется узкая вытянутая зона, в пределах которой наблюдается аномальное увеличение анализируемого параметра.

Различия в уровнях ВНК могут быть обусловлены и литологическим фактором. В частности, наличием в межскважинном пространстве зон отсутствия коллекторов.

В качестве примера заслуживает внимание пласт ЮС₃ (тюменская свита) Южно-Конитлорского месторождения. Две зоны, расположенные в непосредственной близости друг от друга, имеют различные ВНК. Так, в районе скв. 97 он фиксируется на уровне $-2738,0$ м, вместе с тем в районе скв. 91 на отметке $-2742,8$ м выделяется подошва полностью нефтенасыщенного коллектора (рис. 39). По данным сейсморазведки 3D между данными скважинами выявлена зона глинизации пласта, которая препятствует перемещению флюидов между данными зонами [11], оп-

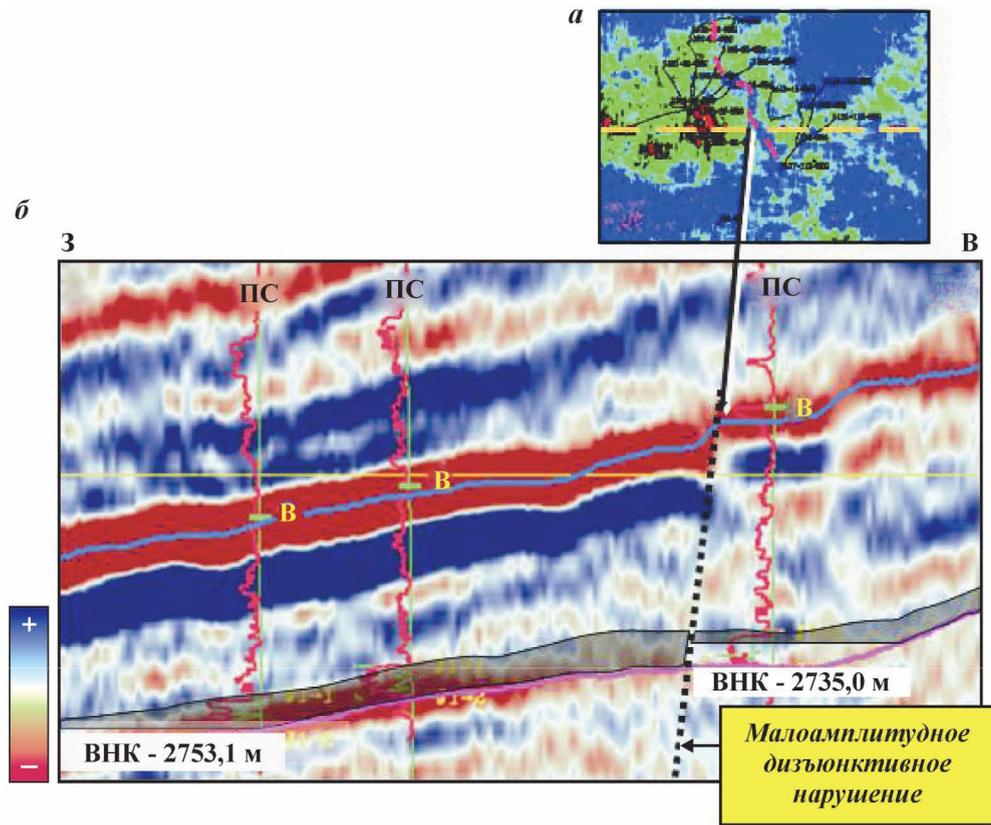


Рис. 38. Иллюстрация волнового поля в районе расположения зоны тектонического экранирования:

a – фрагмент карты средних амплитуд; *б* – фрагмент временного сейсмического профиля

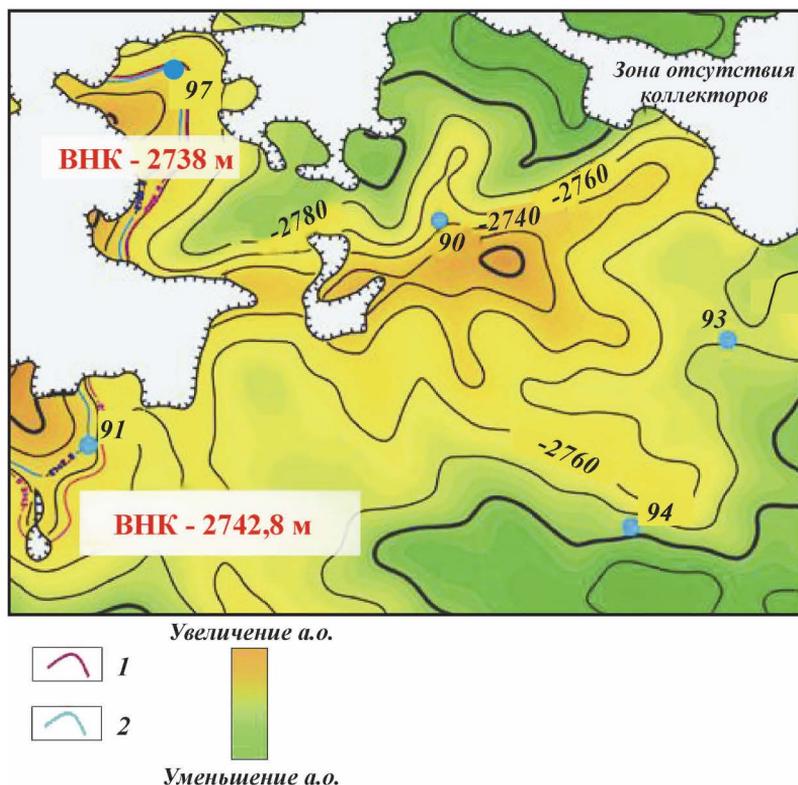


Рис. 39. Фрагмент структурной карты по кровле коллектора пласта ЮС₃ Южно-Конитлорского месторождения. Контур нефтеносности: 1 – внешний; 2 – внутренний

ределяя тем самым возможность существования в них различных ВНК.

Отметим, что возможны ситуации, когда несоответствия между характером насыщения соседних скважин и структурным фактором не следует объяснять наличием зоны литологического экранирования. В первую очередь это относится к отложениям группы неокомских пластов, накопление которых осуществлялось на завершающих этапах компенсации общего прогибания бассейна. Данные пласты имеют черепицеподобное строение. Аккумуляция рассматриваемых отложений осуществлялась в шельфовой обста-

новке. При этом происходила компенсация прогибания бассейна путем бокового наращивания осадочной толщи. Это хорошо иллюстрируется на примере группы пластов BV_8^1 Курраганского месторождения (рис. 40).

Скв. 12, пробуренная в наиболее приподнятой зоне, вскрыла полностью водонасыщенные отложения рассматриваемой группы пластов. Вместе с тем в более погруженных участках залегают нефтенасыщенные породы-коллекторы. Геологическая модель, построенная до проведения сейсмических работ, предусматривала существование литологического экрана. Кроме этого, как видно на рис. 40, на уровне нефтенасыщенной части пласта, вскрытого скв. 10, в скв. 19 выделяется водонасыщенный коллектор. Если отложения данной группы пластов формируют единый резервуар, возникает необходимость проведения также наклонного ВНК.

Проведение сейсморазведки 3D позволило подойти к данному вопросу иначе. Установлено, что вблизи кровли данной группы пластов фиксируется несогласие типа эрозионного среза (см. рис. 40). Также отсутствуют система плоскопараллельных отражений в интервале залегания исследуемых отложений. Отмечается последовательное увеличение временных толщин между отражениями. Это позволяет говорить о том, что глинистая толща, выполняющая функцию региональной покрывки для исследуемой группы пластов, перекрывает разновозрастные отложения. Фиксируется совокупность линз, каждая из которых имеет собственный водонефтяной контакт. Таким образом, первоначальные предположения, что существуют литологический экран или наклонный ВНК, не имеют под собой серьезных оснований.

Особого внимания при изучении данного вопроса заслуживают поверхностно-активные свойства пород-коллекторов. К сожалению, работы по их изучению проводятся в явно недостаточном объеме. Вместе с тем, именно данные свойства вносят существенный вклад в формирование морфологии ВНК. Также недоучет поверхностно-активных свойств может определить появление ряда существенных ошибок при построении гидродинамических моделей.

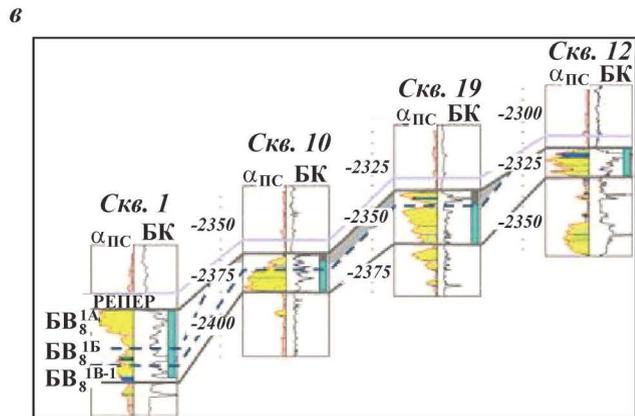
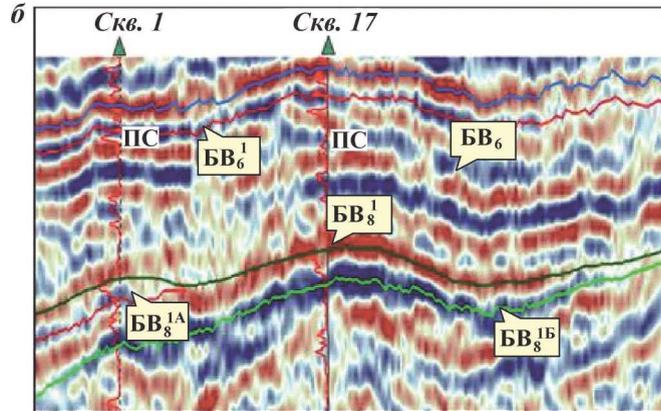
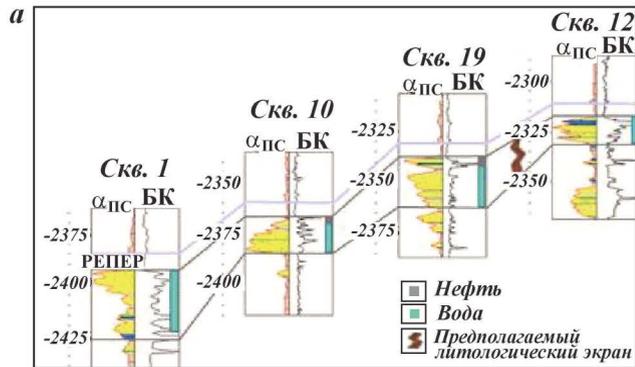


Рис. 40. Пример псевдолитологического экранирования залежи, приуроченной к пласту БВ₈¹ Курраганского месторождения.

Модель пласта БВ₈¹ Курраганского месторождения: *а* – до проведения сейсморазведки 3D; *в* – после проведения сейсморазведки 3D; *б* – сейсмический временной разрез

В качестве примера рассмотрим продуктивные отложения группы пластов АВ₁₋₂ алымской свиты Ватьеганского месторождения. Пористость данных пород, измеренная по керну в лабораторных условиях, преимущественно изменяется в диапазоне 15–25 % (рис. 41). Ее распределение имеет бимодальный характер. В принципе, это характерно для отложений фациальной зоны дельтовой равнины, в которой, как правило, происходили существенные изменения условий осадконакопления.

Три четверти исследованных пород имеют абсолютную газопроницаемость больше 1 мД (см. рис. 41), что позволяет относить их к коллекторам. Для данного параметра наблюдается практически логнормальное распределение. Отметим, что связь между фильтрационными и емкостными свойствами носит необязательный характер, подтверждая тем самым сложность строения порового пространства (см. рис. 41). Так, из двух образцов с пористостью 16 % только один может быть отнесен к коллекторам.

Сложность строения пустотного пространства иллюстрируют и результаты анализа остаточной водонасыщенности. В рассматриваемой коллекции около 18 % образцов имеют остаточную водонасыщенность больше 80 % (см. рис. 41). При этом 38 % рассматриваемой категории образцов имеют проницаемость больше 1 мД. Тем не менее, при такой остаточной водонасыщенности проницаемость по нефти данных образцов будет стремиться к нулю [21, 24]. Получается, что при интерпретации данных ГИС исследуемые отложения могут быть отнесены к коллекторам, которые при этом являются коллекторами только для воды. Для нефти они будут выполнять функцию флюидоупора. Если при этом они будут залегать выше ВНК, то возможно выделение по данным ГИС водонасыщенного коллектора в нефтяной части залежи. Таким образом, поверхностно-активные свойства пород могут приводить как к формированию наклонного ВНК, так и (при определенных ситуациях), создавать барьеры для перемещения нефти в пласте [6]. Заметим, что в данном случае наряду с характером смачиваемости стенок пустот далеко не последнюю роль будет играть удельная поверхность. По мере увеличения данного параметра следует ожидать создание условий, когда породы, даже не являющиеся аномаль-

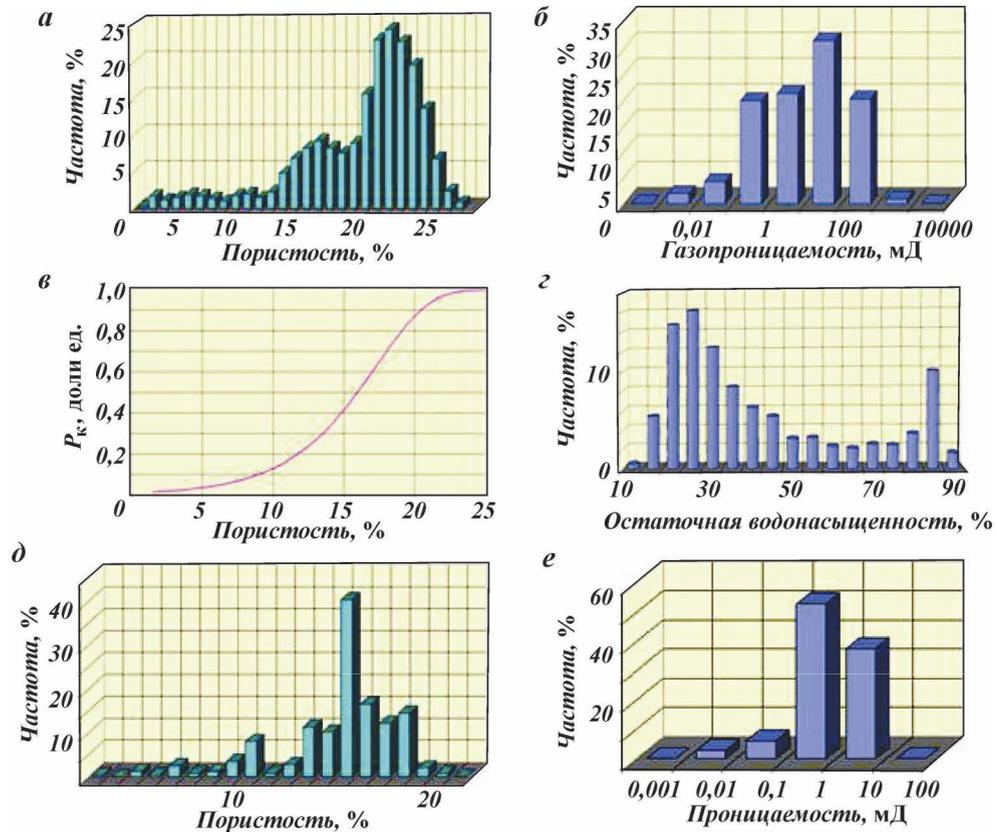


Рис. 41. Петрофизические свойства образцов группы пластов АВ₁₋₂ Васьеганского месторождения.

Гистограммы: *а* – пористости, *б* – проницаемости, *г* – остаточной водонасыщенности; *д* – пористости пород с остаточной водонасыщенностью больше 80 %, *е* – абсолютной газопроницаемости пород с остаточной водонасыщенностью больше 80 %; *в* – соотношение вероятности формирования проницаемости больше 1 мД и пористости в образце

но гидрофильными, будут иметь проницаемость по нефти, близкую к нулю.

В заключение хотелось бы обратить внимание на возможность искажения истинного положения ВНК в результате ошибки интерпретации данных ГИС в интервале залегания отложений с высокой водонасыщенностью. В случае неоднородного строения пустотного пространства реально образование локально обособленной фильтрующей системы, к которой приурочены пути транспортировки углеводородов, например, когда большая часть емкости таких отложений представлена мелкими порами с высокой удельной емкостью и содержащими воду, классифицируемую как остаточную, а относительно небольшая ее часть образует связанную систему сравнительно крупных пор и каверн. Последние будут создавать пути миграции углеводородов со всеми вытекающими последствиями. В этом случае породы с высокой водонасыщенностью будут однозначно отнесены по данным ГИС к водяной зоне. Вместе с тем из них можно получить приток нефти, так как они имеют достаточно высокую проницаемость по нефти. В частности, из пласта АВ₂ Ватьеганского месторождения в скв. 161 был получен приток нефти дебитом 2,4 м³/сут, несмотря на то, что сопротивление исследуемого интервала было меньше критического.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Авербух А.Г.* Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М., Недра, 1982. – С. 232.
2. *Гальперин Е.И.* Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: Недра, 1971.
3. *Гамбуцев Г.А., Гальперин Е.И.* Азимутальные сейсмические наблюдения с наклонными сейсмографами//Изв. АН СССР. Сер. геофиз. – 1954. – (2). – С. 184–189.
4. *Геологическая информативность сейсморазведки 3D при изучении доюрского комплекса Западной Сибири (на примере площадей Когалымского региона)/И.Н. Керусов, П.Н. Страхов, Н.Р. Цыганова, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.Н. Шайхутдинов: Сборник трудов VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: ИД «Издат. Наука Сервис», 2003. – Т. 2. – С. 26–32.*
5. *Глебов А.Ф., Кошовкин И.Н., Зверинский К.Н.* Кинематические и динамические параметры МОГТ – основа сейсмогеологического моделирования нефтяных и газовых резервуаров//Геофизика, Специальный выпуск. – 2001. – С. 55–66.
6. *Еременко Н.А., Чилингар Г.В.* Геология нефти и газа на рубеже веков. – М.: Наука, 1996. – 176 с.
7. *Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ.* – М.: Министерство геологии СССР, 1988. – 39 с.
8. *Информативность карт временных толщин между целевыми горизонтами при интерпретации материалов сейсморазведки/И.Н. Керусов, П.Н. Страхов, И.Э. Керусова, Д.Е. Мирошниченко, Н.П. Нестеренко, М.В. Мордвинцев, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, А.Л. Хасанов, Т.П. Гроцкова//Сборник трудов VIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: ИД «Издат. Наука Сервис», 2005. – Т. 2. – С. 11–17.*
9. *Методические аспекты динамического анализа волнового поля, приуроченного к продуктивным отложениям/И.Н. Керусов, Д.Е. Мирошниченко, П.Н. Страхов, И.Э. Керусова, Н.П. Нестеренко, М.В. Мордвинцев, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек//Сборник трудов IX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: ИД «Издат. Наука Сервис», 2006. – Т. 1. – С. 42–48.*
10. *Методические аспекты изучения продуктивных горизонтов методом псевдоакустического преобразования в условиях Западной Сибири/И.Н. Керусов, Н.Р. Цыганова, П.Н. Страхов, К.Г. Скачек,*

О.В. Скачек // Сборник трудов VI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: ИД «Издат. Наука Сервис», 2003. – Т. 2. – С. 38–43.

11. *Методические* аспекты исследования продуктивных отложений тюменской свиты Южно-Конитлорского месторождения по материалам сейсмической съемки 3D/ И.Н. Керусов, П.Н. Страхов, И.Э. Керусова, Н.П. Нестеренко, Д.Е. Мирошниченко, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек, М.В. Мордвинцев, Д.Н. Крылов, В.В. Черняева // Сборник трудов VII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО», – Ханты-Мансийск: ИД «Издат. Наука Сервис», 2004. – Т. 2. – С. 147–155.

12. *Рабинович С.Г.* Погрешности измерений. – Л.: Энергия, 1978.

13. *Рухин Л.Б.* Основы литологии. Учение об осадочных породах. – Л., Недра, 1969. – 703 с.

14. *Сейсмогеологический* прогноз и картирование неантиклинальных ловушек залежей нефти и газа в Западной Сибири (часть II)/А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.Н. Бабурин и др. – М.: Геоинформмарк, 1992. – 101 с.

15. *Страхов Н.М.* Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 535 с.

16. *Уотерс К.* Отражательная сейсмология. – М.: Мир, 1981. – 452 с.

17. *Урупов А.К.* Основы трехмерной сейсморазведки. – М.: Недра, 2004.

18. *Факторы*, определяющие сложное строение ВНК/И.Н. Керусов, П.Н. Страхов, Д.Е. Мирошниченко, И.Э. Керусова, Н.П. Нестеренко, М.В. Мордвинцев, А.А. Потрясов, К.Г. Скачек // Сборник трудов IX научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: ИД «Издат. Наука Сервис», 2006. – Т. 2. – С. 42–48.

19. *Шевченко А.А.* Скважинная сейсморазведка.

20. *Шехтман Г.А.* Методика ВСП, ее современное состояние и перспективы развития // Прикладная геофизика, 1994. – Вып. 131.

21. *Щелкачев В.Н., Ланук Б.Б.* Подземная гидравлика. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.

22. *Aki K. and Richards P.G.* Quantitative seismology, Theory and methods: W.H. Freeman & Co, 1980.

23. *Castagna J.P., Bazle M.L., Kan T.K.* Rock physics – The link between rock properties and AVO response, in Castagna J. P. and Backus M. M., Eds., Offset-dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis // Soc. Expl. Geophys. – 1993. – P. 135–171.

24. *Dullien F.A.L.* Porous media. Fluid transport and pore structure. Academic press. – New York, London, Sydney, San Francisco, 1979. – 396 p.

25. *Rutherford S.R., Williams R.H.* Amplitude-versus-offset variations in gas sands // Geophysics. – 1989. – V. 54. – N 6. – P. 680–688.

26. *Sandstone* Depositional Environments edited by Peter A. Scholle, Darwin Spearing. – AAPG, Memoir 31, Tulsa, Oklahoma 74101, U.S.A., 1992. – P. 410.



ОБ АВТОРАХ



Страхов Павел Николаевич

Доцент, кандидат геолого-минералогических наук

В 1981 г. с отличием закончил факультет газонефтяной геологии, геофизики и геохимии Московского института нефтехимической и газовой промышленности имени И.М. Губкина и был распределен во Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, работая в котором начал изучать литологию карбонатных пород-коллекторов. В 1986 г. перешел на работу в Московский институт нефти и газа имени И.М. Губкина, где продолжил работу по данной тематике и в 1992 г. под

руководством профессора О.А. Черникова защитил кандидатскую диссертацию по теме «Влияние литологических особенностей на коллекторские свойства карбонатных пород».

В 1997 по 2006 гг. работал в СК «ПетроАльянс», где под его руководством выполнена интерпретация материалов сейсморазведки 3D по девяти площадям. Автор паспортов по ряду структур в Каспийской нефтегазоносной провинции, на которых в последующем в результате бурения, осуществленного ОАО «ЛУКОЙЛ», были открыты месторождения нефти и газа.

В 2006 г. перешел на работу в ОАО «Газпромнефть», в котором в должности главного специалиста курировал вопросы по поисково-разведочным работам, подсчету запасов нефти и газа и составлению геологических моделей по ряду площадей Восточно-Сибирской, Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций.

С 2011 г. работает на кафедре промышленной геологии нефти и газа РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Автор 42 печатных работ (в том числе 2 монографий), 1 изобретения.

Лауреат премии НТО нефтяников и газовиков имени академика И.М. Губкина 2012 г.



Лобусев Александр Вячеславович
Профессор, доктор геолого-минералогических наук, за-
ведующий кафедрой промышленной геологии нефти и газа

С 1980 г. работает в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина на различных должностях от инженера до руководителя отраслевой лаборатории «Проблем нефтегазопромышленной геологии» и зам. проректора по научной работе, с 2000 г. – доцент, затем – профессор кафедры геологии, с 2005 г. – советник ректора по вопросам научно-технического развития. С мая 2006 г. – заведующий кафедрой промышленной геологии нефти и газа. В 1985 г. защитил кандидатскую диссертацию по теме: «Палеотектонические условия формирования подсольной структуры северо-восточной части Прикаспийской синеклизы в связи с поисками скоплений углеводородов». В 2004 г. защитил докторскую диссертацию по теме: «Рифтогенез и нефтегазоносность верхнего протерозоя европейской части России». Профессор А.В. Лобусев читал лекции и проводил занятия по курсам «Региональная геология России и сопредельных государств», «Историче-

ская геология», «Геотектоника», в настоящее время преподает и читает лекции студентам и магистрантам по следующим дисциплинам: «Компьютерные технологии и программные средства интерпретации геолого-геофизических данных», «Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных при моделировании залежей углеводородов», «Геолого-промысловые основы моделирования залежей нефти и газа», руководит дипломными работами студентов и магистерскими диссертациями, научной работой аспирантов. Александр Вячеславович является специалистом в области исследований геологического строения месторождений и прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточно-Европейской платформы и Западной Сибири. Участвовал в разработке научного обоснования и геологического сопровождения при проектировании геолого-геофизических работ и бурении глубоких скважин в Прикаспийской, Московской, Печорской и Мезенской синеклизах.

Руководитель научной школы «Геолого-промысловые основы увеличения нефтеотдачи пластов».

Руководитель и ответственный исполнитель научно-исследовательских работ по договорам с крупнейшими нефтегазодобывающими и геолого-геофизическими сервисными компаниями России.

Лауреат премии НТО нефтяников и газовиков имени академика И.М. Губкина 2004, 2012 гг., почетный разведчик недр России 2009 г., действительный член РАЕН, член английского Королевского геологического общества, член международного общества инженеров нефтяников (SPE), председатель комиссии по науке ученого Совета Университета, член двух Советов по защите докторских диссертаций.

Член Общественного Совета при Министерстве природных ресурсов и экологии РФ. Член Президиума ученого Совета ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Автор более 90 научных работ (в том числе 2 монографий, 1 учебника и 6 учебных пособий).



Лобусев Михаил Александрович
Доцент, кандидат технических наук

В 2002 г. с отличием закончил РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по специальности «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». В том же году поступил на очное отделение аспирантуры Университета и в 2005 г. защитил кандидатскую диссертацию по теме: «Методика построения скоростной модели среды в методе ВСП на основе использования данных о поляризации сейсмических волн».

С третьего курса обучения в Университете вплоть до 2007 г. работал в СК «ПетроАльянс» в должностях от стажера-исследователя, супервайзера проектов, ведущего геофизика до заместителя начальника отдела – руководителя группы обработки и интерпретации данных ВСП в комплексе с данными ГИС и данными наземной сейсморазведки. С конца 2007 г. работает на кафедре промышленной геологии Университета в должности старшего научного сотрудника, зам. директора НИИ геологии и литологии.

Участвовал с докладами более чем в 20 научно-технических конференциях, ответственный исполнитель научно-

исследовательских работ по заказам нефтегазовых Компаний; ответственный исполнитель фундаментальных исследований в области ГРП и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти по заказам Министерства образования и науки Российской Федерации;

Руководитель учебно-научной лаборатории геолого-промышленного моделирования залежей нефти и газа.

Основные направления научной деятельности:

– сейсмогеологическое моделирование сложно построенных геологических объектов на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС, ВСП;

– разработка методических подходов к проведению ГРП и освоению нефтегазового потенциала баженовской свиты;

– модернизация и создание технологий геолого-геофизического мониторинга эффективности разработки месторождений нефти и газа в целях увеличения нефтеотдачи пластов, стохастическое моделирование залежей, содержащих трудноизвлекаемые запасы углеводородов.

Михаил Александрович читает курс лекций для студентов 5-го курса и магистрантов по предмету: «Промышленно-геологический контроль за разработкой месторождений нефти и газа». Руководит дипломными квалификационными работами магистрантов, студентов, бакалавров. Соавтор учебника и учебного пособия, автор более 30 научных публикаций.

Лауреат премии НТО нефтяников и газовиков имени академика И.М. Губкина 2012 г.



ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	5
Глава 1. Исследование опорных горизонтов	11
1.1. Особенности использования метода вертикального сейсмического профилирования (ВСП) при интерпретации сейсмических данных ОГТ.....	11
1.2. Основы пересчета времен в глубины.....	22
1.3. Оценка точности построений и обоснование выбора сечений изолиний	33
Глава 2. Методические особенности построения геологической модели при отсутствии или крайне ограниченном объеме скважинных данных (на примере исследований доюрского комплекса).....	36
Глава 3. Методические аспекты исследований продуктивных отложений по материалам сейсмической съемки 3D и бурения.....	47
3.1. Динамический анализ волнового поля, формируемого в интервале залегания продуктивных отложений.....	47
3.2. Изучение отложений тюменской свиты Южно-Конитлорского месторождения	61
3.3. Методические аспекты изучения продуктивных горизонтов методом псевдоакустического преобразования	73
3.4. Информативность карт временных толщин между целевыми горизонтами при интерпретации материалов сейсморазведки.....	82
3.5. Факторы, определяющие сложное строение ВНК.....	94
Список литературы.....	103
Об авторах	105

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Страхов Павел Николаевич
Лобусев Александр Вячеславович
Лобусев Михаил Александрович

**МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D И БУРЕНИЯ
С ЦЕЛЬЮ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Редактор *Т.К. Рубинская*
Художник-график *Л.Д. Андреев*
Технический редактор *Г.В. Лехова*
Корректор *Е.М. Федорова*
Компьютерная верстка *Ю.А. Титова*

Подписано в печать 27.11.2012. Формат 60×90 ¹/₁₆. Гарнитура «Петербург». Печать
офсетная. Усл. печ. л. 7,0. Уч. изд. л. 7,5. Тираж 500 экз. Заказ № 2080

Отпечатано в ППП «Типография «Наука», 121099, Москва, Шубинский пер. 6

ISBN 978-5-91961-065-6



9 785919 610656