

Министерство образования и науки Российской Федерации

Томский Политехнический Университет

Центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

А.В.Разин, В.П.Меркулов, С.А.Чернов

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИКИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Томск – 2004

Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. **Применение геофизики при изучении месторождений нефти и газа.** – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2004. – 332 с.

В учебном пособии кратко рассмотрен широкий спектр современных возможностей геофизики при поисках и изучении месторождений углеводородов. Основное внимание уделено сейсморазведке: обзорно рассмотрены ее физические основы, регистрируемые типы волн, сопоставление 2D и 3D сейсморазведки, некоторые особенности ее обработки и миграции. Методы интерпретации условно разделены на качественные и количественные. В числе первых рассмотрены выделение сейсмокомплексов, сейсмическое моделирование и использование его с целью стратиграфической привязки, сейсмофациальное картирование, использование карт амплитуд, выделение тектонических нарушений, методы «яркого пятна». В числе количественных методов наиболее подробно рассмотрены анализ параметров сейсмической записи, методы инверсии сейсмических данных, AVO-анализ, сейсморазведка 4D, многокомпонентная сейсморазведка. Рассмотрены возможности магниторазведки, радиометрии и гравиразведки при уточнении контуров залежей нефти.

Учебное пособие предназначено для геологов и разработчиков, работающих в составе мультидисциплинарных команд над построением и сопровождением моделей месторождений нефти и газа, а также для молодых геофизиков, студентов нефтяных специальностей, и широкого круга специалистов, соприкасающихся с материалами сейсморазведки по роду своей производственной деятельности.

УДК 550.830

© Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела при ТПУ, 2004

Введение	5
1. Основы сейсморазведки отраженных волн.....	15
1.1. Типы волн в сейсморазведке	15
1.2. Элементы обработки сейсмических данных.....	27
1.3. Соотношение пространственной и профильной сейсморазведки.....	46
2. Физика горных пород при интерпретации сейсмических данных	55
3. Сейсмическое моделирование и стратиграфическая привязка	71
Методы неколичественной (качественной) интерпретации.....	87
4. Типы волновой картины (сейсмофации)	89
5. Выделение разломов	96
6. Анализ амплитуд	103
7. Прямые признаки наличия углеводородов	112
Методы количественной интерпретации	121
8. Анализ сейсмических атрибутов	123
9. Методы инверсии сейсмических данных	142
10. AVO анализ	179
11. Сейсморазведка 4D (сейсмомониторинг)	204
12. Многокомпонентная сейсморазведка 4C	217
13. Изучение анизотропии свойств горных пород	236
14. Некоторые особенности применения нейронных технологий	243
15. Скважинная сейсморазведка	246
16. Применение несейсмических методов для прогнозы контура нефтегазоносности месторождений	279
17. Центры трехмерной визуализации	322
Заключение	328
Литература	330

ЦЕЛЬ КУРСА

Изучение базовых положений сейсморазведки и основных современных методик интерпретации, применяющихся с целью качественного и количественного описания строения месторождений нефти и газа.

ЗАДАЧИ КУРСА

После изучения курса слушатели должны понимать:

- основы сейсморазведки, физические возможности и ограничений метода, его разрешающую способность и чувствительность;
- необходимость изучения свойств горных пород, предваряющего интерпретацию сейсмических данных, знать набор необходимой исходной информации, источники ее получения;
- знать влияние обработки и особенно процедуры миграции на результирующие сейсмические материалы и их интерпретацию;
- понимать принципиальные различия между 2D и 3D сейсмическими съемками, область применения каждой из них, преимущества и недостатки суммирования по ОГТ;
- понимать возможности методик интерпретации, требования к исходным данным, область применимости и источники возможных ошибок при:
 - картировании типов волнового поля;
 - выделении тектонических нарушений;
 - анализе карт амплитуд;
 - оценке эффекта прямого присутствия углеводородов;
 - прогнозе свойств геологического разреза по параметрам сейсмической записи;
 - использовании инверсионных преобразований;
 - AVO-анализе;
 - сейсмомониторинге – сейсморазведке 4D;
 - применении многокомпонентной сейсморазведки 4C;
 - изучении анизотропных свойств по сейсмическим данным;
 - использовании нейронных технологий.
- понимать возможности применения при изучении месторождений нефти и газа других методов геофизики: гравиразведки, магниторазведки, электроразведки, геохимической съемки, их физическую основу и ограничения.
- После изучения материалов курса слушатели должны знать, какие данные, получаемые при интерпретации геофизической информации, они могут использовать при построении моделей месторождений нефти и газа, и какой может быть точность этих данных.
- Слушатели должны быть способны правильно выбрать типы съемки и методы интерпретации сейсмических данных для решения геологических задач при изучении месторождений нефти и газа, проанализировать имеющееся или составить сами геологическое задание на проведение геофизических работ.
- Слушатели должны уметь анализировать принимаемые геофизические первичные и окончательные данные и знать, на какие особенности материалов при этом необходимо обращать внимание.

Данный курс посвящен знакомству с современными возможностями геофизики, а точнее, одного из ее методов – сейсморазведки, при изучении и описании резервуаров или месторождений нефти и газа. Курс носит ознакомительный характер, и рассчитан, прежде всего, на геологов, которые в силу своей профессиональной деятельности часто используют данные сейсморазведки при работе на нефтяных и газовых месторождениях, а также являются или будут являться заказчиками подобных работ. Задача курса дать за 5 дней некоторый обобщенный обзор наиболее часто используемых методов интерпретации сейсморазведки с рассмотрением сильных сторон и скрытых слабостей или недостатков каждого из методов, что должно быть наиболее важно геологам. Также будут рассмотрены требования к исходным данным, и современные тенденции в использовании сейсмических данных. Настоящий курс не охватывает все методы интерпретации сейсморазведки, но если в процессе его проведения у слушателей появляются вопросы или они уже есть, преподаватель постарается на них ответить.

Структура курса. Курс проводится в течение 5 дней. Программа на каждый день приведена ниже, но она может претерпевать незначительные изменения.

День 1 Введение в геофизику резервуара
Несейсмические методы изучения месторождений нефти и газа
Основы сейсморазведки отраженных волн
Физика горных пород при интерпретации сейсмических данных

День 2 Сейсмическое моделирование и стратиграфическая привязка
Методы неколичественной (качественной) интерпретации
Типы волновой картины (сейсмофации)
Выделение разломов
Анализ амплитуд

День 3 Прямые признаки наличия углеводородов
Методы количественной интерпретации
Анализ сейсмических атрибутов
Методы инверсии сейсмических данных

День 4 AVO-анализ
Сейсморазведка 4D (сейсмомониторинг)
Сейсморазведка 4C (многокомпонентная)
Анизотропия сейсмических данных
Нейронные технологии

День 5 Скважинная сейсморазведка
Центры 3-мерной Визуализации
Заключение

Матрица знаний по геофизике резервуара. Несколько лет назад в FDP-Центре НК ЮКОС были разработаны матрицы знаний – требования к сотрудникам Компании для соответствия занимаемым профессиональным позициям. Работа в данном направлении в Компании продолжается, и вскоре ожидается принятие обновленных официальных матриц знаний сотрудников Компании. По-видимому, они будут достаточно схожи с имеющимися на данный момент. Таким образом, отношение к образованности и совершенствованию знаний

в ЮКОСе весьма серьезное. Аналогичное отношение к профессиональным знаниям предъявляются или будут предъявляться в ближайшее время в большинстве компаний, работающих в нефтегазовом секторе экономики. Рассмотрим требования НК ЮКОС к знаниям в области геофизики (сейсморазведки).

Матрица знаний по геофизике резервуара

	Задача	Знания
1.	Оценка пластовых скоростей	Знать уравнение Гарднера, уметь рассчитать скорость продольных и поперечных волн на основе упругих констант, рассчитать отношение V_p/V_s
2.	Механика горных пород	Знать четыре основные упругие константы и знать, как их получить. Знать типичный диапазон изменения коэффициента Пуассона и модуля Юнга. Знать, как рассчитать механические свойства горных пород, используя круг Мора.
3.	Стратиграфическая привязка скважин	Рассчитывать модельные сейсмограммы используя теоретические и извлеченные из сейсмических данных импульсы. Редактировать каротажные данные при необходимости. Увязывать модельные сейсмограммы с данными профильной и пространственной сейсморазведки. Использовать данные вертикального ВСП и ВСП с выносом при интерпретации.
4.	Интерпретация данных профильной сейсморазведки	Увязывать интерпретацию разломов и отражающих горизонтов. Выполнять геологически корректную интерпретацию разломов. Определять структурные и стратиграфические ловушки. Производить увязку данных 2D и 3D сейсморазведки.
5.	Структурная геология резервуара	Создавать геологически корректные структурные разрезы, основанные на сейсмической интерпретации. Использовать совместно сейсмические данные и показания накломера. Накладывать сейсмический разрез на структурный и стратиграфический разрезы
6.	Свойства горных пород и описание резервуара	Понимать основы сейсмического отклика на изменения литологии или насыщающего флюида. Построить график взаимной зависимости между параметром сейсмической записи и свойством горной породы, измеренным в скважине. Использовать сейсмические данные для прогноза свойств горных пород в межскважинном пространстве.
7.	Картирование	Использовать пакет картирования CPS-3 для построения структурных карт во времени и глубинах. Определять проблемные участки, на которых нарушены правила ведения изолиний или смещений вдоль разломов
8.	Преобразование времен в глубины	Знать основные методики пересчета времен в глубины. Точный расчет глубин в планируемых скважинах
9.	Параметры сейсмической за-	Уметь рассчитывать 1D, 2D и 3D параметры сейс-

	писи	мической записи. Знать физическое значение и ограничения в расчете разных параметров. Изображать параметры на сейсмотрассах при 2D и 3D
10.	Стратиграфическая интерпретация	Определять стратиграфически значимые интервалы на сейсмических данных. Использовать параметры сейсмической записи для выделения речных русел, баров и других элементов обстановок осадконакопления.
11.	AVO	Знать основы теории AVO и методик его использования, а также их ограниченность. Рекомендовать соответствующие AVO обработку и цели.
12.	Инверсия	Понимать теорию, использование, и ограничения сейсмической инверсии. Ввод результатов инверсии в геостатическую модель резервуара.
13.	Обработка	Понимать основы процесса обработки. Знать, как пользоваться пакетами PROMAX, PostStack/PAL или другими для выполнения основных шагов обработки. Быть способным к проведению контроля качества обработки сторонними исполнителями
14.	Сейсмическая съемка	Определять геологические и геофизические цели для проектирования параметров систем наблюдения. Уметь работать с представителями компаний-Исполнителей геофизических работ для снижения их стоимости при оптимизации пользы. Планировать съемку ВСП
15.	Трещиноватость	Знать влияние трещиноватости на сейсмический отклик. Совместно использовать FMI, обрушения стенок скважин, акустический каротаж на поперечных волнах и данные ВСП с выносом при расчете анизотропии
16.	Интерпретация данных пространственной сейсморазведки	Уметь получить и интерпретировать временные срезы, срезы по горизонтам, разрезы произвольной ориентации, совмещенные горизонтально-вертикальные изображения и т.д. Использовать инструменты автопикинга для повышения производительности. Изображать результаты интерпретации с помощью объемной 3D визуализации на основе создающего псевдообъемные изображения программного обеспечения.

Повторим, что эти знания необходимы геофизикам-профессионалам. К геологам требования иные. Тем не менее, часть этой информации в по-возможности простой форме мы постараемся донести до вас или напомнить о ней в рамках недельного курса.

Прежде чем приступить к рассмотрению пользы от сейсмических данных, необходимо уточнить, что понимается под моделью месторождения или территории и соответственно, каким образом и в какой ее части может сейсморазведка быть полезной.

Классификаций существует достаточно много. Например, по мнению Французского института нефти, начальной моделью является геологическая модель, состоящая в свою очередь из:

- Структурной;
- Стратиграфической;

- Седиментологической;
- Петрофизической.

Модель резервуара по виду использования может быть:

- статической (куда относятся все геологические модели);
- динамической.

В конечном итоге все модели строятся с целью получения последней, наиболее достоверной, для правильного и эффективного планирования разработки месторождений и итогового достижения максимальной экономической выгоды.

Почему мы сконцентрируем свое внимание на сейсморазведке? Многие из вас уже сталкивались с полученными на ее основе данными, и на практике знают, насколько они важны. Реально, в большинстве случаев, мы, к сожалению, используем только небольшую часть той полезной информации, которую сейсморазведка может нам дать. В рамках настоящего курса для нас актуально определить, что нам может дать сейсморазведка при построении той или иной части модели месторождения, при каких условиях, какова ее погрешность и какие дополнительные данные нужны для выполнения интерпретации? Что мы можем требовать от сейсморазведчиков, а они обязаны нам дать? И наоборот, какие обещания могут быть не достаточно обоснованными, ведь возможности сейсморазведки не безграничны.

Ниже приведен список некоторых задач из числа тех, которые может решать сейсморазведка и которые могут быть интересны геологам и разработчикам при изучении месторождений. Расположены задачи примерно в порядке трудности достижения.

Основное, что дает сейсморазведка – это структурные карты. Это первая и основная задача сейсморазведки. Казалось бы, задача старая и успешно решаемая. Это так, но повышение точности структурных построений как база для любой модели месторождения – задача по-прежнему важная и актуальная. Для ее достижения необходимо проводить больше скважинной сейсморазведки для детального изучения скоростей, гироскопию во всех скважинах, применять сейсморазведку 3D и пространственную миграцию.

Данные по геометрии песчаных тел – отследить их с помощью даже эксплуатационного бурения не всегда удастся. В то же самое время по данным пространственной сейсморазведки по картам амплитуд или других параметров, по картам классов сейсмической записи или с применением приемов сейсмостратиграфии возможно картирование изучаемых тел, часто не только в плане, но и по высоте. Задача, решаемая не всегда, но ставить ее надо.

Разломы могут быть закартированы прежде всего по данным сейсморазведки. Это зависит от амплитуды разломов, но также влияет и обработка сейсмических данных (надо не заглаживать горизонты). Картировать можно как по разрезам, так и по картам (параметров сейсмической записи) или временным срезам. Определение свойств разломов пока практически недостижимо для сейсморазведки.

Данные о свойствах пластов или вмещающих пород также могут быть получены с опорой на данные сейсморазведки и калибровкой на скважинные данные. Такие данные в виде карты, конечно, имеют свою погрешность, но они реальны и несут полезную информацию в межскважинном пространстве. Для их получения необходимо изучение петрофизических свойств скерна, и не только пластов, но и вмещающих пород.

Данные о литологии. Их часто получить сложнее, чем данные по свойствам пород в том смысле, что тут погрешность может быть еще больше. Однако задача решаемая, особенно при применении 4-компонентной сейсморазведки и учета изменения амплитуд отражения с удалением (так называемая методика AVO или AVA) – точность существенно увеличивается.

Данные о насыщенности – также решаемая задача, особенно успешно на газовых месторождениях. Опять же необходимо применение методики AVO или AVA, а также лабора-

торные измерения параметров керна: модули сжатия и сдвига, скорость прохождения поперечных волн.

Возможно определение анизотропии свойств горных пород по сейсмическим данным. Это может быть связано, например, с трещиноватостью. Для этого потребуется специальная обработка пространственных данных (систему наблюдений лучше сразу спроектировать с учетом возможных требований), а еще лучше комплекс скважинной и наземной 4-компонентной съемки.

Как мы видим, сейсморазведка может дать достаточно много полезной и разноплановой информации о строении месторождения. И в этом ее основная ценность. Мы можем заказывать получение такой информации сейсморазведчикам и в оптимальном случае всю ее получить. В случае, если мы ничего не закажем, то и ничего этого мы и не получим.

К геометрии резервуара мы можем отнести еще ряд некоторых особенностей. К ним относятся:

Размеры резервуара – определяются преимущественно по структурным картам, однако на определении размеров залежи могут влиять и представления о других, контролирующих залежь факторах – распространении разнофациальных тел, положение контактов нефть-вода или газ-вода. Информацию о последних сейсморазведка в отдельных случаях также может дать, более того, проследить по факту их смещение через некоторые интервалы времени при использовании сейсмомониторинга.

Наклоны границ могут интересовать геологов и разработчиков в качестве отдельной информации (хоть и получаемой на базе структурных построений). По ним можно судить как о напряженности состояния пласта (и, возможно, трещиноватости), так и о наличии тектонических нарушений.

Говоря о разнофациальных телах, мы можем ожидать от сейсморазведки получения информации об их геометрии, а также об особенностях их седиментогенеза – тут наибольшую информацию несет сейсмостратиграфический подход. С ним близко сочетаются и проблемы определения стратиграфических несогласий и их типов по сейсмической записи.

Следом за выделением геологических тел различной седиментационной природы, определения их размеров и описания характера их взаимоотношений с другими телами – типов несогласий или согласного залегания, идет решение задачи описания истории и геометрии осадконакопления. Последняя решается с опорой на две предыдущие задачи, а также с учетом типов выделенных тектонических нарушений, и может быть очень полезной при определении свойств изучаемого резервуара.

Литология горных пород часто является целью исследований сейсмическими методами. Одними исследователями она рассматривается как более просто решаемая задача, нежели определение коллекторских свойств горных пород, другими – наоборот. Автор курсов согласен со вторым мнением, однако, только за пределами рамок многокомпонентной сейсморазведки и AVO-анализа. Последние методы весьма эффективны при определении литологии. Это же относится и к характеру насыщения.

Из коллекторских свойств наиболее часто по данным сейсморазведки определяют пористость. Проницаемость – весьма важное свойство горных пород, особенно при динамическом моделировании, и по данным сейсморазведки ее стараются спрогнозировать, однако с разной степенью достоверности. Тесно связана с проницаемостью горных пород трещиноватость. Однако прогноз последней осуществляется преимущественно с опорой на анизотропные свойства сейсмических волн, в первую очередь поперечных волн, и, прежде всего, их скоростей.

В заключение сделаем важное замечание: все прогнозы по данным сейсморазведки мы можем условно разделить на качественные (не количественные) и количественные. Если первые позволяют нам судить о присутствии в пространстве какого-либо объекта со специфическими свойствами, то последние позволяют эти свойства закартировать и использовать

эту информацию непосредственно при построении цифровых геологических моделей. К первым относятся положения разломов, сейсмофаций, литологически обособленных тел. Ко вторым относятся карты свойств геологических тел: их толщин, пористости, проницаемости, трещиноватости. Для заказчика всегда важно правильно ставить задачу: что он хочет получить в результате выполняемых работ и контролировать степень соответствия достигнутого результата, запланированному.

Как мы уже отмечали раньше, основная задача геофизики резервуара заключается в оптимизации оценки резервуара, получении наиболее точной и правильной с инженерной точки зрения модели строения резервуара, позволяющей произвести как оценку запасов, так и разделить их по трудности извлечения, и выполнить динамическое моделирование.

После оптимизации оценки резервуара и построения корректной динамической модели следует оптимизация управления резервуаром и добычей с целью достижения максимального экономического эффекта – именно на это должна быть настроена применяемая на месторождении сейсморазведка и другие геофизические методы.

Для решения поставленных перед сейсморазведкой задач используется широкий набор средств или инструментов. К ним относятся:

- 3-мерная сейсморазведка (пространственная);
- Высокоразрешающая сейсморазведка (HR);
- Анализ сейсмических параметров;
- Сейсмофациальный анализ;
- Ориентированная обработка сейсмических данных;
- Скважинная сейсморазведка;
- Сейсмическая инверсия;
- Зависимость амплитуды от удаления (AVO);
- 4-компонентная сейсморазведка (4C);
- 4-мерная сейсморазведка (4D);
- Сейсмическое моделирование.

Список инструментов может быть расширен, т.к. методик и методических приемов гораздо больше. Более того, практически каждый из перечисленных методов имеет разные модификации. Однако наиболее часто употребляемые, основные средства этим списком охватываются, и в рамках нашего курса мы постараемся рассмотреть большую часть из них.

В отличие от других методов изучения резервуара, геофизика имеет свои особенности, помогающие ей решить задачу описания строения пластов не только своими методами, но и с иной детальностью и масштабностью. И тут она принципиально отличается от всех других методов.

Данные пространственной сейсморазведки как никакой другой метод позволяют проследивать особенности геологического строения в пространстве, исследователь как бы видит своими глазами изучаемый объект целиком и непрерывно. Никакой другой инструмент не позволяет достичь того же. Высокая плотность наблюдений 3D позволяет надежно проследивать линейно вытянутые объекты, такие, как разломы или каналобразные тела.

Разрешающая способность сейсморазведки ограничена, но значительные усилия многих специалистов в мире направлены на то, чтобы повысить ее, и в итоге сейчас мы можем видеть на глубине тела, имеющие размеры в первые метры, а говорить об их свойствах, например, толщинах, с 1,5-2 метров.

Сейсморазведка использует скважинные данные для калибровки собственных наблюдений и тем самым позволяет объединить в пространстве эти разрозненные данные, создав комплексное информационное поле. Сразу отметим, что без скважинной информации данные сейсморазведки сразу очень сильно теряют в точности и по большей части интерпретация их ведется на качественном уровне.

Данные сейсморазведки позволяют взглянуть на месторождение в целом, как на единый объект. Это уникальная возможность получать и работать с данными, сопоставимыми по масштабам с изучаемым объектом в целом.

Важно подчеркнуть еще раз об интегральности полученных данных. Материалы интерпретации сейсморазведки объединяют не только их самих и материалы ГИС, но также часто сложно формализуемые сведения о геологическом строении месторождения, результаты исследований керна и промысловой деятельности – наличии экранов, эффективных значений проницаемости, насыщенности и др.

При значительном разнообразии получаемой с использованием сейсморазведки информации, всегда есть возможность оценить ее точность, не только в точке, но и в пространстве – и надо всегда требовать такую оценку. Степень неточности наших знаний, или неопределенностей в описании месторождения опять же можно оценить в пространстве, увидев, как из параметров или участков территории нуждаются в уточнении и дополнительном изучении.

На рис.1 еще раз проиллюстрированы особенности использования сейсмических данных при описании резервуара.

Временной сейсмический разрез после стандартной обработки, называемый также окончательным, используется для проведения по нему корреляции отдельных сейсмических горизонтов и выполнения структурных построений. Сейсмические данные сопоставляются со скважинной информацией, калибруются на нее. При этом возникает проблема сопоставимости масштабов и необходимость осреднения материалов ГИС. Исходные сейсмические данные служат основой для расчета прогнозных значений параметров, интересующих геологов и разработчиков, или свойств разреза – при этом используются различные технологии, и выполняться они могут в варианте линий, разрезов или объемов, а также карт. Последние в большинстве случаев являются заключительными результатами интерпретации материалов сейсморазведки, и они описывают строение месторождения в пространстве. В настоящее время все чаще и чаще в качестве заключительного представления объекта выступают 3-х мерные модели, состоящие из ячеек, каждой из которых приписывается числовое значение каждого из исследуемых свойств.

Таким образом, сейсмическая информация является одной из основных составляющих

частей той базовой информации, на которой строится модель резервуара. Она участвует практически на всех шагах ее построения и по сути своей является интегрирующей, объединяющей для всех данных на месторождении. Ни какой другой метод в этом отношении с сейсморазведкой сравниться не может.

Те задачи, которые сейсморазведка может решать, тем не менее, могут остаться не достигнутыми. Для успешного решения поставленных перед сейсморазведкой задач необходимо со-

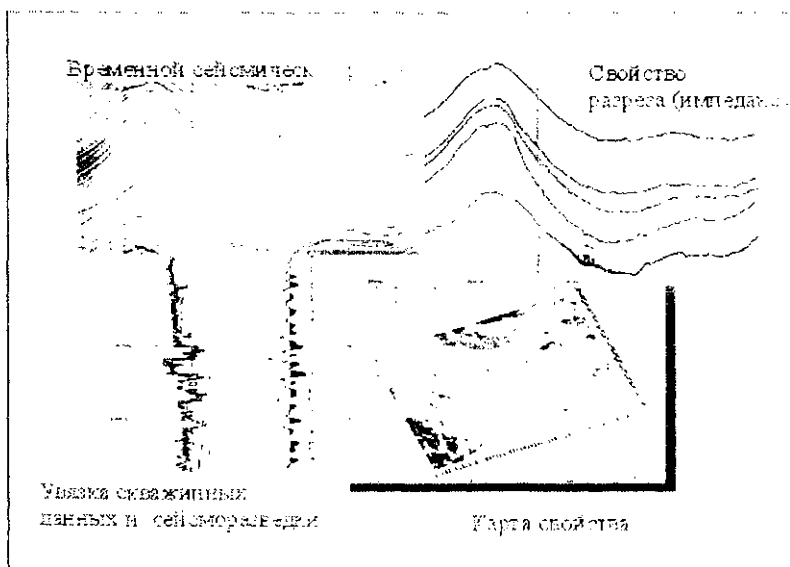


Рис.1. Геофизика резервуара - основные черты

блюдение ряда требований. К основным требованиям можно отнести следующие.

При проведении сейсмической съемки необходимо обеспечить наиболее широкий диапазон принимаемых частот. Кажущееся визуальное улучшение материала при полосовой фильтрации в поле приведет к невозможности решения многих количественных задач при интерпретации полученных материалов. Близко с этим требованием находится и требование к обеспечению высокой разрешенности исходных материалов. Для достижения этого необходимо выбирать малый шаг дискретизации, выбирать оптимальные сейсмоприемники и сейсмостанции, обеспечивать оптимальные условия возбуждения сигналов, добиваться минимального присутствия волн-помех на первичных сейсмограммах. Значительное количество сейсмического материала бракуется из-за недостаточно глубоких взрывных скважин. Все это достигается организацией службы супервайзеров.

Западные компании уже на протяжении многих лет не рассматривают материалы по месторождениям без наличия сейсмической съемки 3D. Она в принципе отличается от профильных наблюдений, и не только плотностью получаемой информации. Без последней невозможно решить задачи картирования разломов, разнофациальных тел и получения кубов свойств горных пород.

При проведении мониторинга разрабатываемых месторождений необходима поставка сейсморазведки в модификации 4D – повторяющейся во времени.

При обработке сейсмических данных с целью их последующей количественной интерпретации необходимо обеспечивать сохранность амплитуд сейсмической записи. Требование очень актуально, т.к. с целью улучшения визуализации материалов начальные амплитуды часто сильно искажают. Проведение 3D миграции абсолютно необходимо для корректных структурных построений при значительных углах падения пластов горных пород. Более того, миграция позволяет снять часть волн-помех, что также повышает точность количественного прогноза. Часто для применения каждого из интерпретационных методов (а они практически все требуют интерпретационной дообработки сейсмических данных) требуется применение специально ориентированного графа обработки. Например, для процедуры инверсии необходимо обеспечить постоянство импульса по площади. В этом случае для достижения максимального эффекта необходимо предусматривать ориентированные на каждый конкретный метод графы обработки. В случае попытки на этом сэкономить результатом будет некачественный результат, достоверность которого определить будет сложно.

При интерпретации необходимо обеспечить рабочее место современным интегрированным пакетом, позволяющим объединять все имеющиеся на изучаемом участке данные и позволяющим реализовать все запланированные к применению методики интерпретации. С другой стороны в базе данных необходимо наличие всей необходимой исходной информации – результатов фациального анализа, исследований свойств керна, каротажных диаграмм, результатов разработки. Без этих двух составляющих интерпретация просто невозможна. Например, для выполнения той же инверсии необходимы кривые АК по скорости и плотностной каротаж. Последний проводится редко, соответственно и результат интерпретации получается менее точным.

Примером результатов использования сейсмических данных при построении модели резервуара может служить месторождение Алвин Норс, изображенное на рис.2. В псевдотрехмерном изображении мы видим структурный план по кровле продуктивных отложений, с нанесенными положениями тектонических нарушений и плоскостями сместителей, залежами нефти и газа, выделенными цветом, траекториями стволов скважин.

Для облегчения восприятия на структурный план нанесены тени от воображаемого источника света. Создается иллюзия полного обзора изучаемой территории, причем весьма детального. Другие методы не позволят нам получить аналогичную модель. Возможности сейсморазведки приведенными на иллюстрации данными не исчерпываются.

Прежде, чем приступить к рассмотрению возможностей сейсморазведки при изучении резервуаров углеводородов, обратим внимание на следующее.

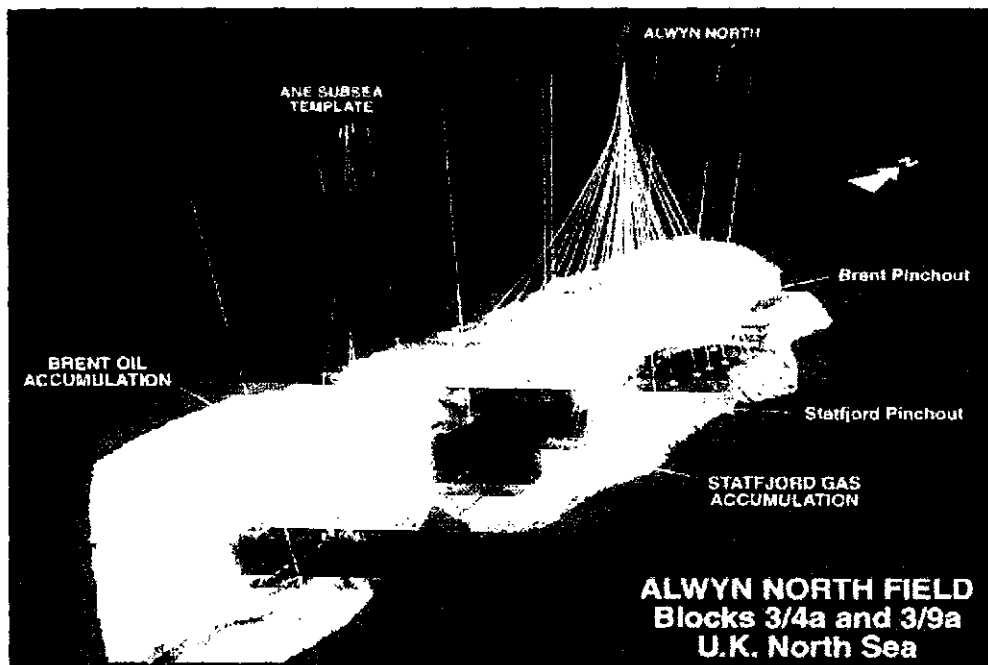


Рис.2. Месторождение Алвин Норс. Северное море

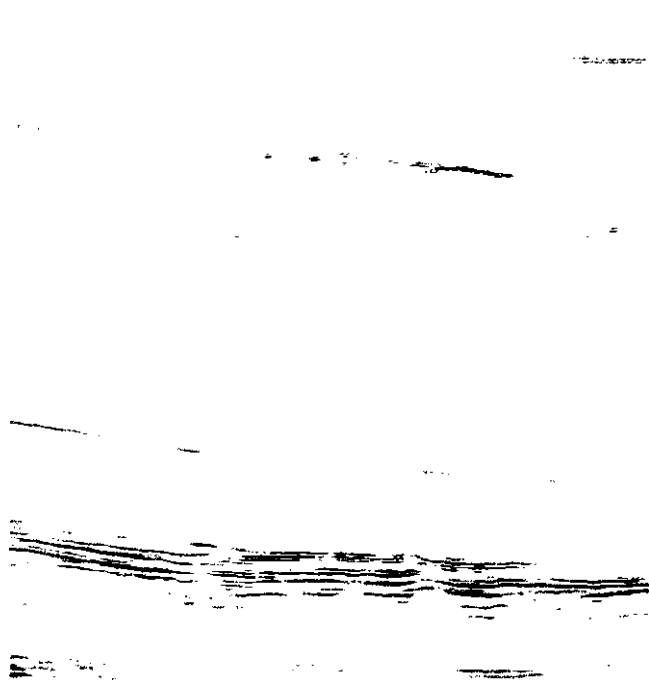


Рис.3 Временной разрез вблизи побережья Австралии

Это происходит потому, что заложенную в нее информацию мы пока просто не умеем использовать.

Представленный временной разрез (рис.4) выглядит очень похожим на геологический. Это потому, что все процедуры обработки направлены на то, чтобы сделать временной сейсмический разрез похожим на геологический, чтобы геолог смог интерпретировать

Сейсморазведка сама по себе несет очень большой объем полезной информации и используем мы, как правило, лишь небольшую ее часть. На рисунке.3 приведен временной разрез, полученный при морской съемке вблизи побережья Австралии. Сразу видно, что такой объем информации о строении геологического разреза, как по горизонтали, так и по вертикали никакими другими методами мы получить не можем. На разрезе видно практически все, с детальным шагом по горизонтали: и наличие 7 геологических толщ, имеющих разный характер строения, и разная степень их насыщенности сильными отражающими горизонтами, и взаимоотношение их между собой, и залегание пород в пределах каждой из толщ. При этом, как было уже сказано выше, обычно мы используем лишь часть разреза для получения информации о целевом объекте, большая часть полученной информации остается неиспользованной.

его визуально. Однако, надо заметить, что, делая разрез более удобным для восприятия глазом, обработчик губит часть информации о динамике, и его использовать для количественной интерпретации уже трудно. Например, процедура АРУ (автоматической регулировки усиления) – увеличивает амплитуду слабых сигналов до уровня сильных, чтобы их было видно. Амплитуда увеличивается не по какому-либо одному закону, а в зависимости от конкретного полученного сигнала, поэтому результирующая амплитуда искажена, и восстановить начальные значения невозможно.

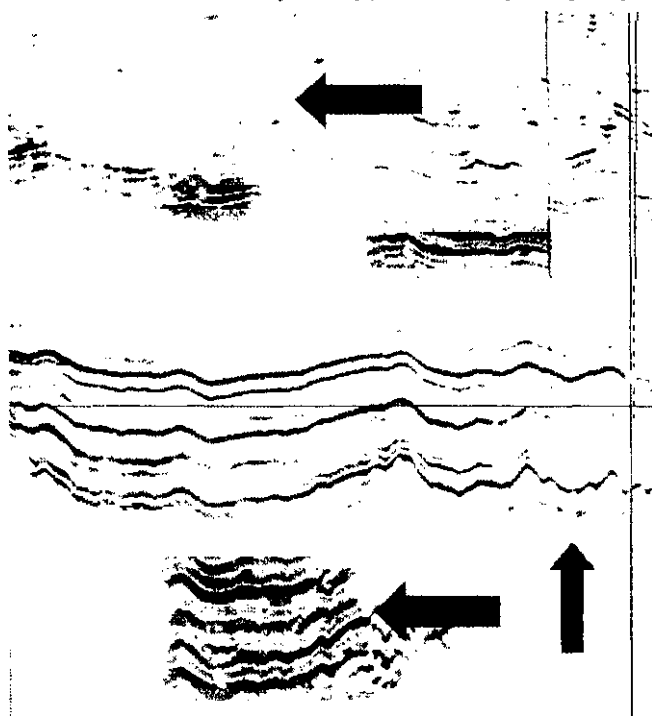


Рис.4 Особенности реальных сейсмических разрезов

При этом нельзя забывать, что временной сейсмический разрез по-прежнему остается лишь волновым полем со своими особенностями, и относиться к нему, как к геологическому разрезу нельзя. Например, не все геологические границы отображаются на временном разрезе вследствие их тонкоструктурности и большой длины сейсмических волн – мы вернемся к этому вопросу при рассмотрении разрешающей способности сейсморазведки. Наоборот, часть волн может быть лишь последующими фазами отражений и не иметь под собой отдельной геологической границы.

На разрезе присутствуют недоподавленные кратные волны, волны-помехи, дифрагированные и рефрагированные волны, которые также не могут быть напрямую истолкованы как геологические объекты. Часть геологических границ может быть изображена в неполном соответствии с геологической действительностью – из-за недостаточно аккуратного учета скоростей при суммировании – горизонты в результате «разваливаются». По этим причинам все то, что мы видим на сейсмическом разрезе нельзя сразу непосредственно воспринимать как отображение только геологической реальности – мы видим некоторые явления, которые нуждаются в истолковании, более или менее очевидном или однозначном.

на разрезе присутствуют недоподавленные кратные волны, волны-помехи, дифрагированные и рефрагированные волны, которые также не могут быть напрямую истолкованы как геологические объекты. Часть геологических границ может быть изображена в неполном соответствии с геологической действительностью – из-за недостаточно аккуратного учета скоростей при суммировании – горизонты в результате «разваливаются». По этим причинам все то, что мы видим на сейсмическом разрезе нельзя сразу непосредственно воспринимать как отображение только геологической реальности – мы видим некоторые явления, которые нуждаются в истолковании, более или менее очевидном или однозначном.

Заключение

Итак, сейсморазведка может принести много полезной информации как в отношении геометрии, так и свойств пластов при построении модели месторождений на разных уровнях, или в разных ее частях. Информация эта уникальна по отношению к другим методам, прежде всего своей плотностью в пространстве. Средств решения задач изучения месторождений на основе сейсмических наблюдений на настоящее время разработано достаточно много, и они продолжают развиваться. Однако решение их невозможно без соблюдения ряда условий, которые касаются и съемки, и обработки, и интерпретации. При этом геологам и разработчикам необходимо помнить, что вся получаемая на базе сейсморазведки информация относительна, то есть сопряжена с некоторым уровнем точности, и сейсмические разрезы по сути всегда отличаются от геологических, несмотря на некоторую внешнюю сходность.

ГЛАВА 1

ОСНОВЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН

В нашем курсе мы сосредоточимся на сейсморазведке отраженных волн. Сейсморазведка КМПВ, использующая преломленные волны и редко применяемая при изучении месторождений нефти и газа (но все же иногда применяемая) останется за пределами нашего внимания.

Сначала кратко вспомним самые базовые основы сейсморазведки и типы волн, встречающихся на полевых сейсмограммах и на окончательных временных разрезах. Эта информация потребуется нам, т.к. часть из этих волн является для нас целевыми, часть – помехами. Разные типы волн – продольных и поперечных, также важны для нас, поскольку их регистрация и использование все чаще встречаются на практике при проведении сейсморазведки 4С, при учете истинных амплитуд на первичных сейсмограммах с целью определения литологии и насыщенности.

1.1. ТИПЫ ВОЛН В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

Сейсмические волны относятся к классу акустических волн (то есть по диапазону частот попадают в интервал, воспринимаемый человеческим ухом) и могут распространяться в упругих и относительно изотропных средах. Волны объемные или пространственные. Два главных типа волн: продольные – колебания происходят вдоль линии распространения волны и поперечные – колебания частиц происходят поперек направления распространения волны (рис.1.1).



Рис.1.1. Определение сейсмических волн

Продольные волны называются также волнами: сжатия, первичными, растяжения, давления, Р-волнами. Волны этого типа распространяются в твердых средах и в жидкостях. В природе они возникают очень часто – при взрыве или вертикальной вибрации (трактора). Они очень широко используются в практике геофизических работ - практически вся стандартная сейсморазведка в предыдущие годы основывалась на них.

Поперечные волны называются также волнами: сдвига, вторичными, тангенциальными. Распространяются только в твердых средах, в жидкости не проходят. На болотах они также существенно поглощаются при приеме. Имеют исклю-

чительно важное свойство: поляризуемость. Это используется, например, при изучении трещиноватости. В последнее время волны этого типа используются все шире вследствие специфичности их свойств.

Волна распространяется от источника колебаний, как правило, близкого к точечному по форме, имея сферический фронт (или близкий к нему по форме) (рис.1.2). Мы рассмотрим ее небольшую часть, распространяющуюся вдоль некоторого луча, помня, что таких лучей бесконечное множество. Попадая на некоторую границу раздела двух сред с разными физическими свойствами – для нас это, как правило, граница двух пластов, волна частично отражается и возвращается на поверхность, где мы ее регистрируем как полезную инфор-

мацию, а часть проходит в нижележащую среду (пласт). При дальнейшем прохождении

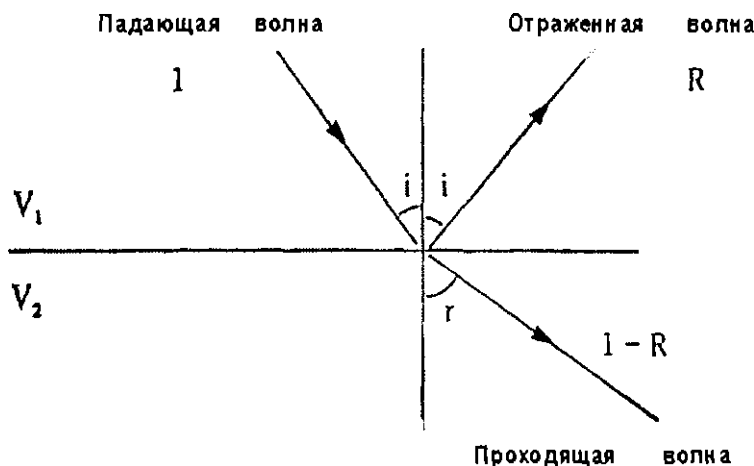


Рис.1.2. Основы распространения волн

Процесс отражения сигнала от поверхности раздела двух сред, прохождения его в нижележащую среду и преломления определяется в основном соотношением скоростей волн в средах, их разнице, которая влияет на углы преломления в зависимости от угла падения.

При углах падения, близких к вертикальным, часть энергии проходит в нижележащий слой, а часть отражается. При этом возникает отраженная и проходящая поперечная волны, которых раньше не существовало – так называемые обменные волны. Это очень важный факт, но пока ограничимся рассмотрением только волн одной природы: продольных. При достижении угла падения волны равного критическому, энергия волны не проходит в нижележащую среду, а скользит по разделу сред, образуя волну преломленную. При углах падения волны, больших

критического, вся энергия отражается обратно (рис.1.3).

Сейсморазвед-отраженных волн работает в области отражений, до возникновения преломленных волн.

Амплитуда отраженной (и, соответственно, амплитуда проходящей волны) зависит от разницы в скорости и плотности двух соседствующих слоев. Произведение этих двух параметров среды называется *акустической жесткостью*.

$$Z = \rho V \quad (1.1)$$

где Z – акустическая жесткость
 V – пластовая скорость
 ρ – плотность

вниз она создаст еще много отражений от залегающих ниже по разрезу пластов.

Нам важен процесс отражения для количественной оценки регистрируемой на поверхности информации.

Пусть падающая волна условно имеет амплитуду 1. Тогда коэффициентом отражения будет называться та часть падающей энергии, которая отразится от границы двух тел R . Соответственно амплитуда отраженной волны будет равна R , а проходящей $1-R$.

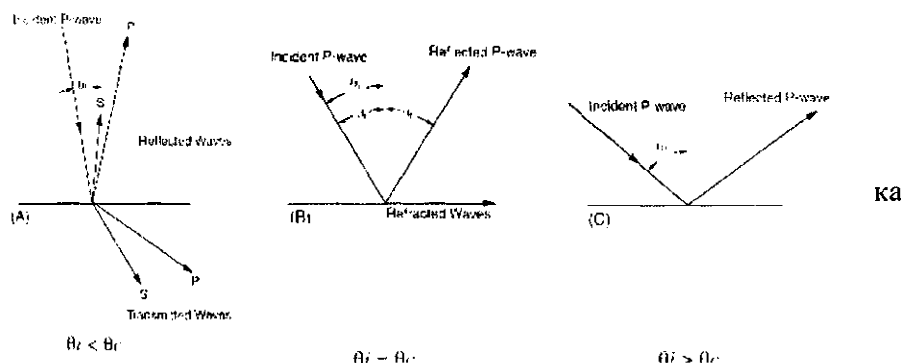


Рис.1.3. Процесс отражения, прохождения и преломления волн

Акустическую жесткость часто называют еще акустическим сопротивлением или импедансом. Это реально измеряемое в лабораторных условиях свойство горных пород, измеряемое в любой точке. Важно, что для волн разной природы: продольных и поперечных, вследствие разной скорости прохождения по ним волн, акустическая жесткость разная.

Коэффициент отражения определяется формулой

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (1.2)$$

где R – коэффициент отражения

Z – акустическая жесткость.

В формулу входят только акустические жесткости выше и ниже лежащего слоев. 1 – слой вышележащий и 2 – слой ниже лежащий. Коэффициент отражения лежит в пределах от 1 до -1. Если ситуация нормальная, т.е. нижележащий пласт имеет большую акустическую жесткость, чем вышележащий, то коэффициент отражения положительный. Если ситуация обратная: нижележащий пласт имеет акустическую жесткость ниже, чем вышележащий, что соответствует кровле угольного пласта, например, или кровле битуминозных отложений баженовской свиты, то коэффициент отражения отрицательный. Это означает, что отраженный сигнал имеет полярность противоположную падающему.

Заметим, что эта формула является приближением, и приближение это удовлетворительно действует только при углах падения, близких к нормальному. Но пока мы будем основываться на нем и считать, что оно нас удовлетворяет.

Для нас в этой формуле актуально следующее: амплитуды отражений зависят от акустической жесткости, а не от скорости или плотности по отдельности. Поэтому и получить из сейсмических данных наиболее корректно вначале коэффициенты отражения, а уже из них постараться вычислить акустические жесткости. Выделить из последних скорости и плотности по отдельности уже сложнее, хотя и возможно, но точность определения при этом уменьшается.

Условно приняв амплитуду падающей волны за 1, с помощью формулы коэффициента отражения мы можем рассчитать как амплитуду отраженной волны, так и амплитуду волны проходящей.

$$1 - R = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} \quad \text{ - амплитуда проходящей волны} \quad (1.3)$$

Она также применима только для случаев падения волны, близкого к нормальному.

В таблице 1.1 приведены величины типичных коэффициентов отражения. К сильным границам относятся те, на которых коэффициент отражения близок к 0,2. Такие границы редко встречаются в терригенном разрезе (не считая тонких контрастных пластов – углей и карбонатов). Баженовская свита может служить типичным представителем такого объекта, обладая и кровлей и подошвой, создающими сильное отражение. Наиболее типичными для разреза являются границы с коэффициентом отражения, меньшим практически на порядок – 0,03. В качестве примеров приведены также морское дно, подошва коры выветривания, кровля газонасыщенного песчаника. Цифры могут изменяться в зависимости от конкретной ситуации. Для нас же важно, что эти объекты являются весьма сильными отражающими границами. Они могут служить причиной образования кратных волн-помех, которые будут рассмотрены ниже.

Мы рассмотрели, что при каждом отражении энергия идущей вниз волны уменьшается. Кроме этого все границы не идеально плоские и часть энергии *рассеивается*, т.е. отражается в иных направлениях, еще более уменьшая энергию движущейся волны. При рас-

Таблица 1.1.

Примеры коэффициентов отражения по данным Французского института нефти

Отражающая граница	Разница скоростей м/с	Разница плотностей г/см ³	Коэффициент отражения R
<i>Сильная</i>	3300 - 5000	0	+0.200
<i>Нормальная</i>	4700 - 5000	0	+ 0.030
<i>Слабая</i>	2700 - 2750	0	+ 0.009
<i>Глинистое морское дно</i>	0	1.0 – 2.0	+ 0.330
<i>Скальное морское дно</i>	1525 - 3000	1.5 – 2.0	+ 0.450
<i>Подощва коры выветривания</i>	500 - 2000	1.5 – 2.0	+ 0.680
<i>Кровля газонасыщенного песчаника (1650м; 30%) под аргиллитом</i>	1500 - 2500	1.85 – 2.35	+ 0.360

пространении сферических волн, начальная энергия используется для возбуждения колебания постоянно увеличивающегося количества частиц, так как фронт волны увеличивается. Площадь поверхности сферы зависит от радиуса (r) в квадрате, поэтому энергия сферической волны уменьшается по мере ее распространения пропорционально $1/r^2$. В данном случае потери энергии происходят за счет **расхождения** волны (дивергенции). Другая причина потери волной своей энергии связана с необходимостью приведения частиц в движение (т.е. преодолеть их инерцию). Это преобразование энергии может быть физически выражено как малое приращение тепловой энергии частиц. (В действительности приращение тепловой энергии столь мало, что проще рассматривать это просто как «потери» в системе). Поскольку преобразование движения в тепло подобно преобразованию энергии, которое происходит при скольжении материала по поверхности с ненулевым коэффициентом трения, эта внутренняя потеря энергии иногда называется внутренним трением, а часто используемый технический термин – **поглощение**. При прохождении заданного расстояния высокочастотные волны теряют свою энергию быстрее, чем низкочастотные волны; это в значительной степени связано с тем, что высокочастотная волна делает больше колебаний в секунду, а каждое колебание сопровождается потерей энергии. Дополнительные потери энергии данной волной происходят при преобразовании ее в волны других типов (на поверхности раздела двух материалов (сред) – на это мы также уже обращали внимание. Все вместе эти потери энергии означают, что волны постоянно **затухают**, причем достаточно быстро, и на поверхность возвращается только малая часть начальной энергии. Это приводит к необходимости применения специальных мер по усилению амплитуд на больших временах приема (рис.1.4).

Следующее важное понятие в сейсморазведке – это **годограф**. Под **годографом** понимается линия, график времени прихода волны T как функция от расстояния между точкой возбуждения волны и приемником X . Все волны имеют **годографы**, в том числе и отраженные. Поскольку регистрация в сейсморазведке производится во времени и она, как правило, многоканальная, и регистрирующие каналы разнесены в пространстве, чаще всего регулярно, то и принимаемые первичные сейсмограммы, по сути, есть набор **годографов**.

Самый простой – **годограф прямой волны**. Он представляет собой наклонную прямую линию (рис.1.5). На данной модельной сейсмограмме общего пункта взрыва каждая из вертикальных полос соответствует линии времени на каждом из регистрирующих каналов.

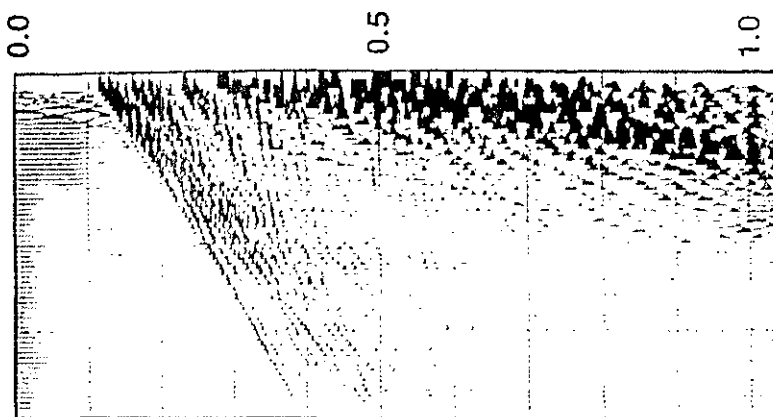


Рис.1.4. Первичная сейсмограмма

Их номера подписаны по горизонтали, зная расстояние между каналами, можно определить расстояние. Все сейсмограммы начинаются с прямой волны (кроме снятых на море). Ее скорость определяется непосредственно скоростью среды. Таких волн несколько – одна из них воздушная волна, низкоскоростная помеха. Годограф ее тоже прямой, круто наклонный. Ее интенсивность тем выше, чем хуже соблюдены требования к

взрывным скважинам.

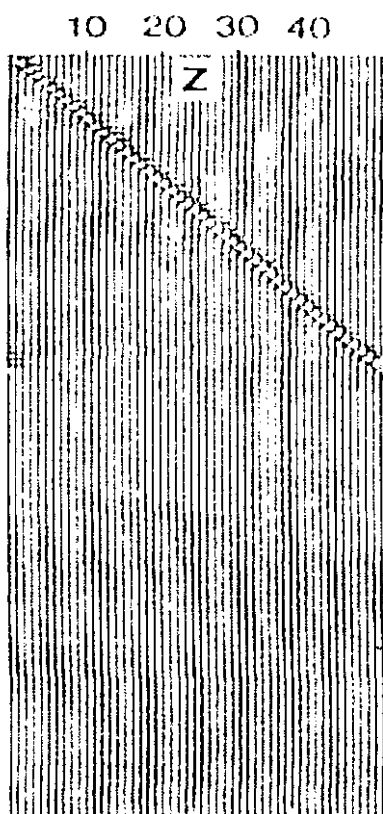
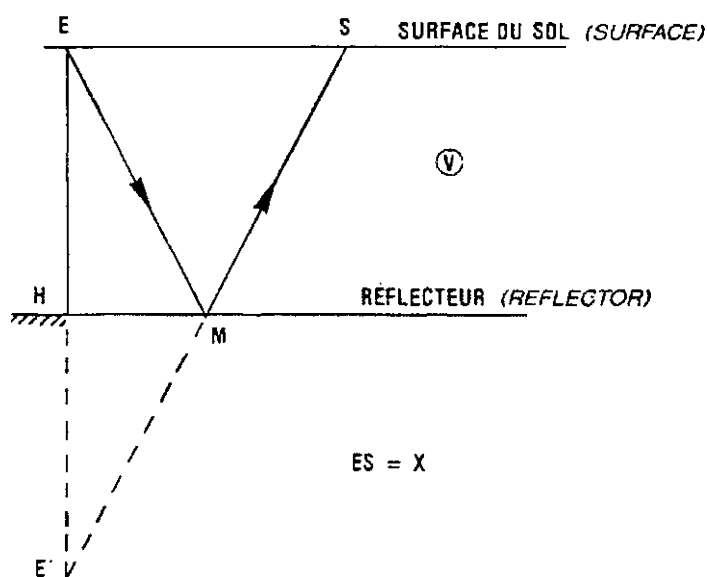


Рис.1.5. Годограф прямой волны



Modele de terrain utilise pour la demonstration de la formule:
Field model used for the demonstration of formula :

$$T_x^2 = T_0^2 - \frac{x^2}{V^2}$$

Рис.1.6. Модель отраженных волн

Годограф отраженной волны. В общем случае волна падает не вертикально, а отраженная волна по второму закону Снелиуса восходит под тем же углом к отражающей поверхности, что и падающая. Пусть перед нами упрощенный разрез, состоящий всего из 2 слоев и сго шкала по вертикали - это время (рис.1.6).

Пусть при вертикальном падении волна доходит от отражающей границы за время T_0 , тогда в соответствии с теоремой Пифагора наклонный луч достигнет отражающей границы за время T_x , определяемое формулой:

$$T_x^2 = T_0^2 + \frac{x^2}{V^2} \quad (1.4)$$

Простые преобразования позволяют получить формулу годографа отраженной волны. Иногда его называют также индикатрисой. Важно, что T_0 – время пробега двойного расстояния до отражающей границы, X – это расстояние между источником взрыва и конкретным пунктом приема, а скорость относится к верхней среде и принимается как средняя или эффективная, хотя в принципе она есть величина переменная. Для нас важно также то, что годограф отраженной волны имеет весьма характерную форму гиперболы.

Рассмотрим, как на практике получаются годографы волн. В рассматриваемом нами частном случае в верхней части рисунка 1.7 приведена модель стросния среды, состоящая всего из двух слоев. Пусть в точках со значениями -500, -1000 и -1500 поочередно производится возбуждение сейсмических сигналов. Тогда сигнал, отраженный от некоторой точки на глубине, расположенной на отражающем горизонте, общей для всех трех экспериментов (мы решили взять именно эту точку по своему усмотрению, мы же проводим эксперимент), будет принят соответственно в точках +500, +1000 и +1500. Длина пути пробега волны между точками возбуждения и приема соответственно увеличивается, увеличивается и время прихода волны. Ниже на рис.1.7 приведен график, где по вертикали мы откладываем время регистрации волны, а по горизонтали расстояние между точкой взрыва и приема. Получилась искусственно собранная сейсмограмма (взрывы проводились в разное время), на которой изображен годограф отраженной волны, и имеет форму гиперболы. Забегая вперед, заметим, что мы собрали сейсмограмму ОГТ – общий глубинной точки. Можно аналогичным образом собирать сейсмограммы общего пункта взрыва и общего пункта приема.

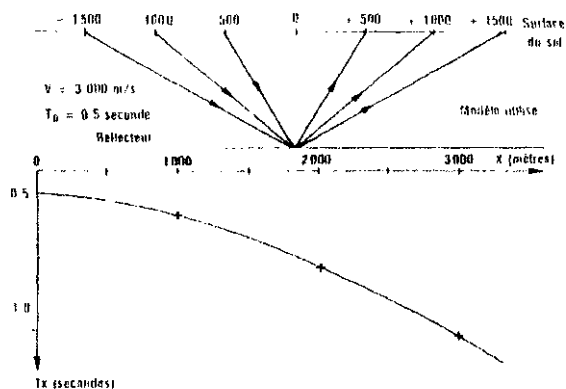


Рис.1.7. Годограф отраженной волны

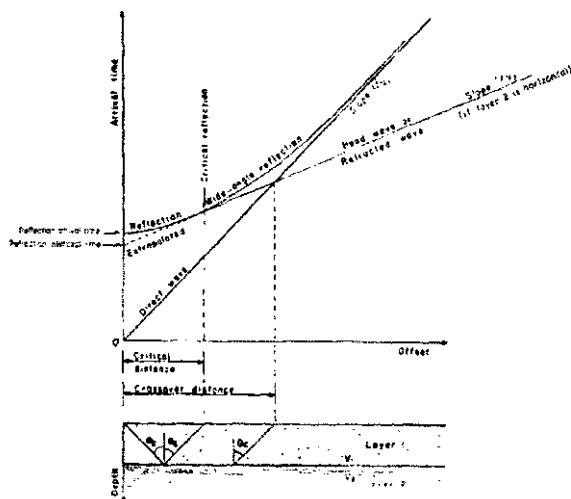


Рис.1.8. Годографы разных волн.

На рис.1.8 мы видим сейсмограмму общего пункта взрыва со схематически нанесенными на нее годографами волн. В отличие от предыдущего рисунка, ось времени направлена вверх. На сейсмограмме мы видим годограф прямой волны в виде прямой линии, идущей

из точки с координатами 0,0. Наклон годографа прямой волны определяется ее скоростью. Чаще всего она близка к 1800 м/сек. Годограф отраженной волны имеет форму гиперболы и начинается на оси времени с некоторого момента T_0 . Наклон годографа также определяется средней скоростью в среде прохождения волны, а время T_0 – глубиной залегания отражающей границы. На сейсмограмме мы видим еще одну волну – рефрактированную или преломленную, или головную. Она возникает при достижении падающей волной критического угла и поэтому начальная точка ее годографа лежит на годографе отраженной волны. Волна имеет одну скорость (в случае однородности подстилающего слоя), поэтому ее годограф также прямая линия. Поскольку скорость этой волны выше, чем прямой волны, то и наклон ее годографа меньше. Таким образом, мы наблюдаем четко выраженные и обладающие своими характерными особенностями годографы прямой, отраженной и преломленной волн. Их же можно будет видеть и различать и на реальных сейсмограммах.

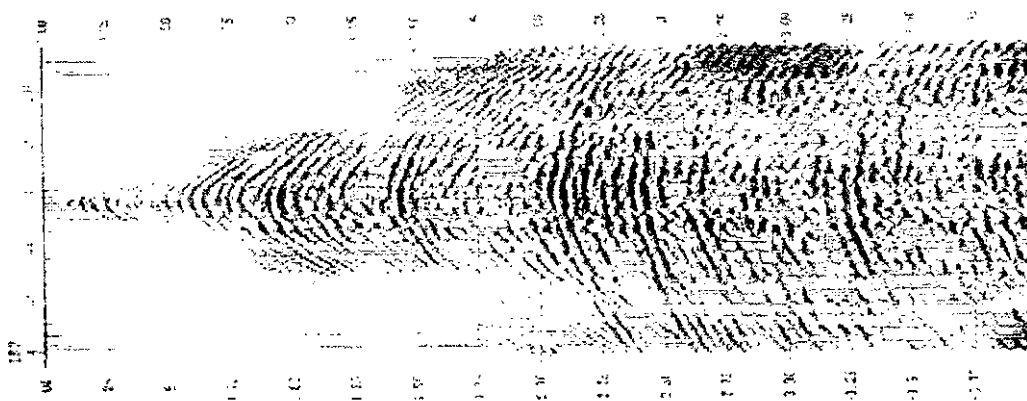


Рис.1.9. Сейсмограмма общего пункта взрыва (ОПВ)

На реальной полевой сейсмограмме ОПВ видно значительное количество годографов отраженных волн, имеющих форму гипербол (рис.1.9). Это говорит о наличии значительного количества отражающих границ в изучаемом разрезе. В дальнейшем нас будут интересовать в основном наиболее сильные, уверенные отражения, называемые опорными. Используемая при получении сейсмограммы система наблюдения симметричная. Прямых волн практически не видно – это свидетельствует о применении процедур предварительной обработки. Обратите внимание, что чем больше время регистрации, тем гипербола положе. На времени около 2.25 видно пересечение годографов отраженных волн, что кажется нелогичным. Как бы вы могли объяснить это явление? Это кратные волны от вышележащих горизонтов. Наклон их годографов соответствует скоростям в вышележащей среде, а времена регистрации – более глубоко залегающему интервалу разреза.

Кратные волны – это сейсмическая энергия, которая была отражена более чем один раз. Наиболее часто кратные волны возникают в следующих ситуациях:

- При наземных съемках – кратные волны образуются от подошвы Зоны Малых Скоростей (ЗМС), которая является мощным генератором кратных волн;
- При морских съемках – дно моря является классическим генератором кратных волн;
- Кратные волны образуются внутри геологических формаций.

Кратные волны-спутники образуются, когда энергия распространяется вверх от заглубленного источника и затем отражается вниз, как это происходит от подошвы ЗМС (если взрывная скважина пробурена глубже нее), дневной поверхности или поверхности воды.

Волны-спутники также образуются, когда энергия распространяется вниз от поверхности к заглубленному приемнику.

На рис.1.10 приведено несколько вариантов образования кратных волн, в том числе и волн-спутников. Условно они разделены на короткопериодные и длиннопериодные. Первые весьма трудны для выделения и в основном искажают форму сейсмического импульса, причем часто довольно сильно. Вторые можно выделить по их характерным признакам и устранить при обработке. В нижней части рисунка приведен пример, иллюстрирующий одну из характерных особенностей кратных волн — времена их регистрации увеличиваются кратно целым числам.

Рассмотрим, как выглядят кратные волны на реальном временном разрезе (рис.1.11). Мы видим временной сейсмический разрез, полученный при морской съемке. Об этом говорит отсутствие отражений на значительном интервале в верхней части разреза — он соответствует толще воды. Более того, первое отражение приходит на существенно разных временах, это говорит о наклоне дна моря. При этом мы имеем дело с двумя очень сильными отражающими границами: разделом вода-воздух и дном моря. Между ними возникают кратные волны, долгопериодные и очень сильные, практически незатухающие.

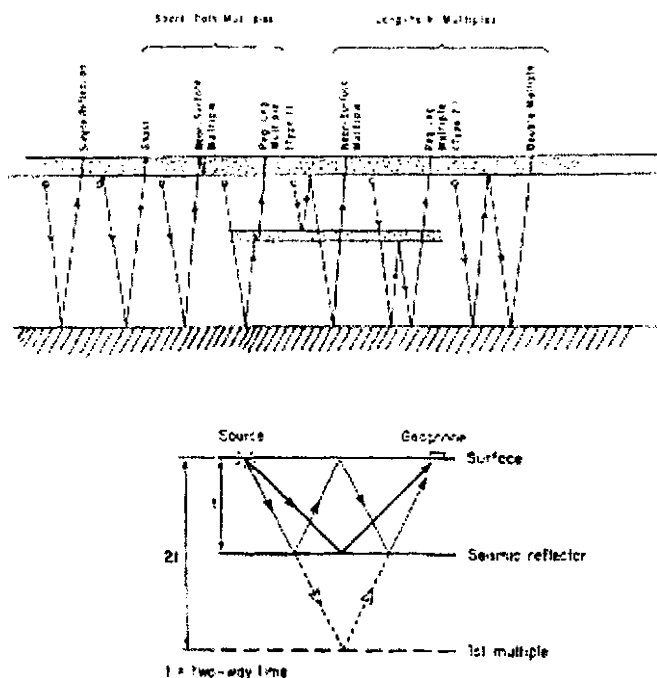


Рис.1.10. Схема образования кратных волн

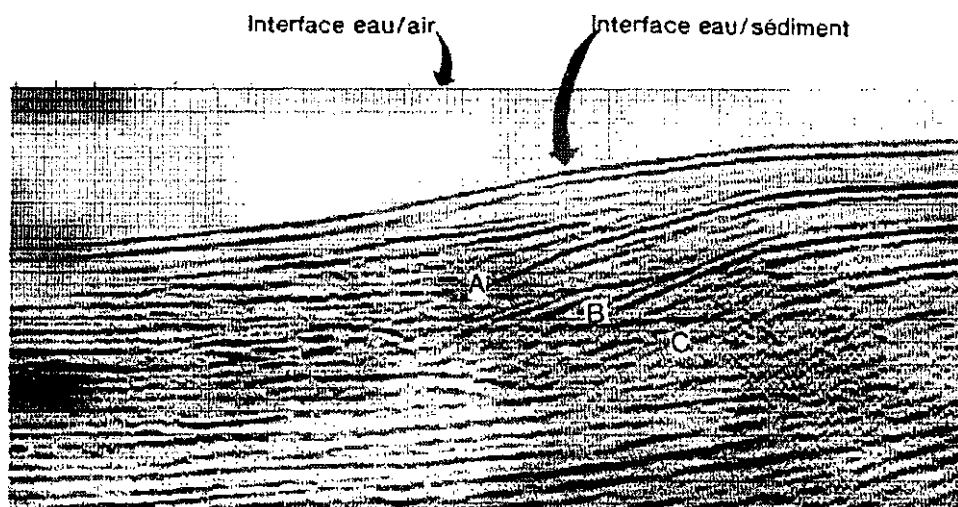


Рис.1.11. Кратные волны на временном разрезе

На временном разрезе мы наблюдаем сильные отражения А, В и С, которые не согласуются с залеганием других отражающих границ в разрезе. Более того, они меняют свою геометрию согласно изменению дна моря. Также времена их регистрации кратны времени прихода первого отражения от дна моря, и их положение закономерно меняется вдоль разреза вместе с изменением глубины дна моря. По этой же причине более поздние кратные отражения имеют видимый наклон больший, чем дно моря или однократные отражения. Таким образом, мы опознали отражения А, В и С как кратные волны.

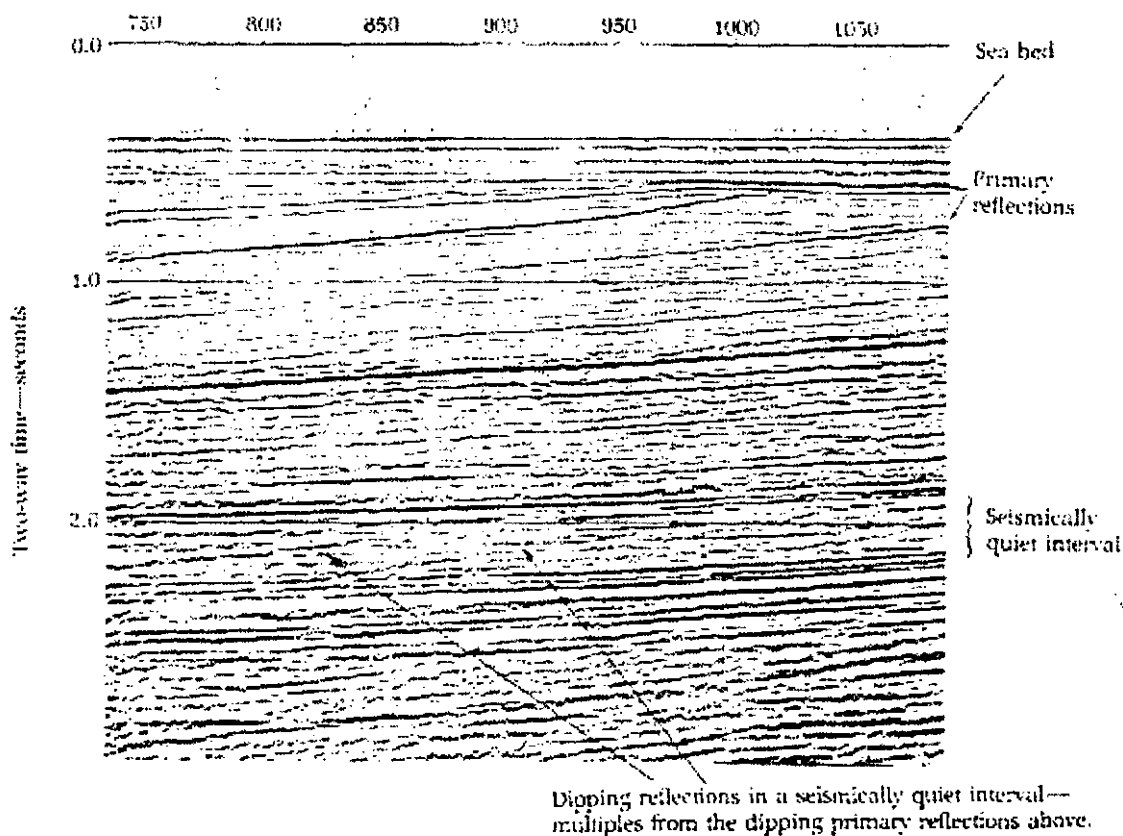


Рис.1.12. Внутриформационные кратные волны

Еще один пример приведен на рисунке 1.12. Как вы видите, он также морской. Однако кратных волн от дна моря не видно, они достаточно эффективно подавлены. Мы имеем дело здесь с другим типом кратных волн. В достаточно пологой и согласно залегающей толще осадочных горных пород (как мы можем судить по временному разрезу) на временах около 2.1-2.2 с мы видим отражения, несогласно пересекающие эту толщу. Реальные ли это границы? Нет, это кратные волны, которые отразились от сильной наклонной отражающей границы в верхней части разреза (в левой части разреза на временах около 0.8-0.9 с). Кратные волны имеют тот же наклон, что и эта граница. Почему же наклон не увеличился, как в предыдущем примере? Это происходит потому, что кратные волны образуются между горизонтами на временах 0.9 и 1.5 с внутри геологической формации, имеющей примерно одинаковую толщину по линии профиля.

Рассмотрим еще один тип волн. Это **обменные волны** (рис.1.13).

Образование S-волн (в обратном случае, образование P-волн) из P-волн (в обратном случае, из S-волн) называется обменом (типа волны). Такой обмен типов волн или образование обменных волн происходит на границе двух сред и сопровождается процессом отражения

или преломления. Соответственно, интенсивность этого процесса прямо пропорциональна отражающей способности границы.

Для малых углов падения ($i < 15^\circ$), образование обменных волн очень незначительно: Р-волны отражаются как Р-волны на 98 % и преломляются как Р-волны на 98 %. На образование S-волн уходит только 2% энергии. Тем не менее, для нас это очень важно, т.к. эффективных источников поперечных волн практически нет и применение этого типа волн ограничено преимущественно этим фактом, и образование обменных волн, сопровождающее каждый взрыв – возможный выход из этой ситуации. Сейсморазведка обменных волн – один из встречающихся на практике видов сейсморазведки.

Мы знаем, что скорость продольных волн обычно выше, чем скорость поперечных волн в той же самой среде (очень грубо в 1,7 раза), поэтому и регистрироваться эти волны будут на больших временах. На рисунке 1.14 приведена модельная

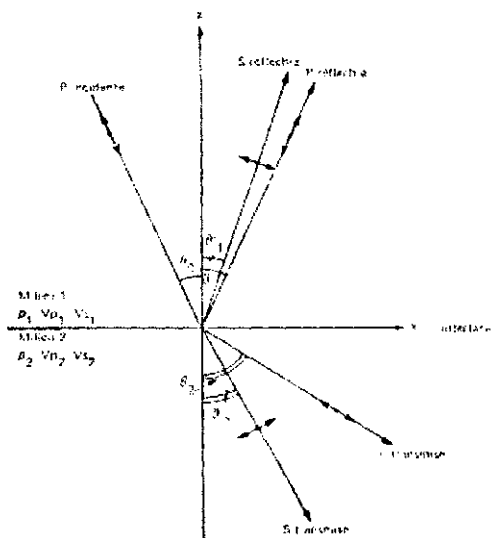


Рис.1.13. Обменные волны

сеismo-
грамма с
годогра-
фами от-
раженных
волн:

продоль-
ной, обменной и поперечной. Время регистрации обменной волны – среднее между временами регистрации чисто продольной и поперечной волн. Заметьте, что и наклоны годографов у волн разные.

Возникновение обменных волн возможно как при падении волны (движении вниз), так и при восхождении волны (рис.1.15). При этом практически каждая отражающая граница является источником обменных волн. Практическое же влияние отражающих границ ограничено малой долей энергии волны, участвующей в обмене, а также реальными коэффициентами отражения. Поэтому значимыми для нас будут только самые сильные отражающие границы.

На рис. 1.16 приведен пример отображения на сейсмограмме обычных и кратных волн разных типов. Как вы видите, кратные волны могут быть разной природы (как продольные, так и поперечные), приведенное ниже буквенное обозначение позволяет определить природу этих волн.

На модельные сейсмограммы вынесен ряд обменных волн. Волны проиндексированы в соответствии с предыдущим рисунком. На Z-компоненте принимаются только волны, пришедшие как продольные, на X-компоненте, волны, пришедшие к сейсмоприемнику как поперечные. Важно, что амплитуда обмен-

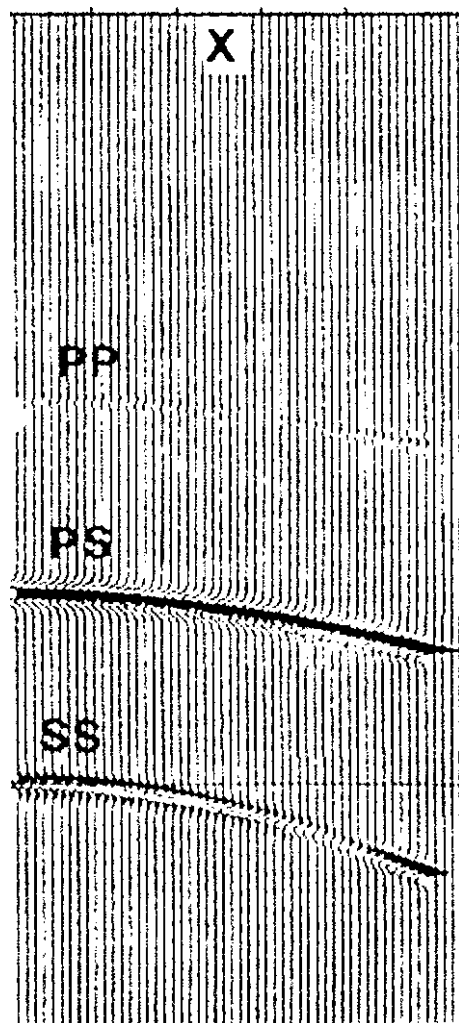


Рис.1.14. Модельные сейсмограммы с годографами волн разных типов

ных волн достаточно велика и даже выше, чем обычных, продольных волн. Конечно, это зависит от угла падения волн (что мы и видим на изменяющейся вдоль годографа амплитуде волны pPSs), но и от меньшего затухания поперечной волны в разрезе.

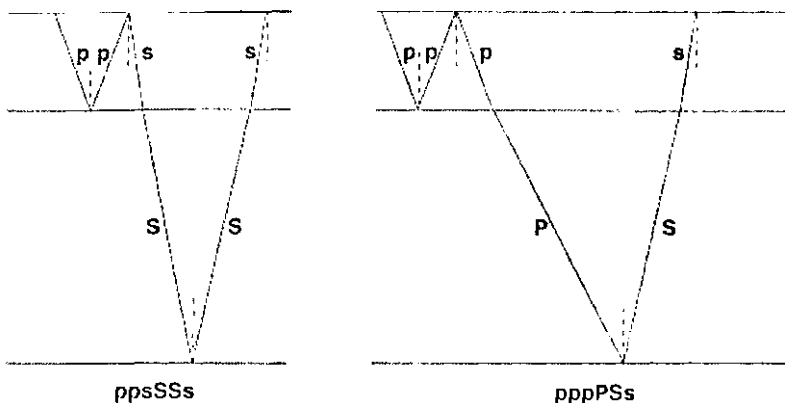


Рис.1.15 Обменные волны.

краевые точки сильных отражающих пластов, разломы, точечные неоднородности.

Дифрагированные волны распространяются во всех направлениях.

Такие объекты дифракции отображаются на сейсмических записях и разрезах в виде характерных изогнутых отражений (рис.1.17).

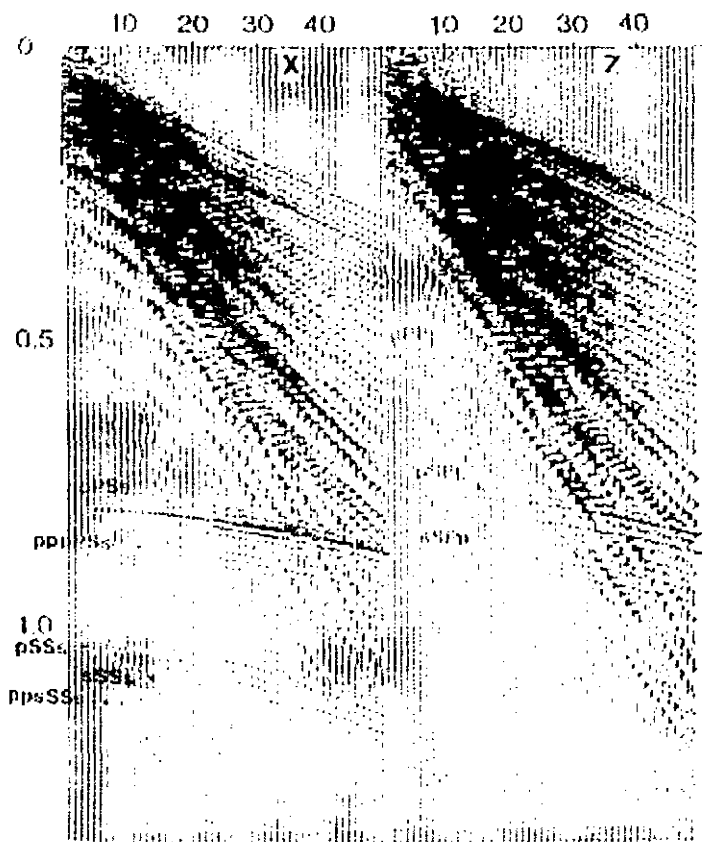


Рис.1.16. Отображение на сейсмограммах волн разной природы (горизонтальная (X) и вертикальная (Z) компоненты)

Еще одно волновое явление – **дифракция**. Его необходимо рассмотреть, т.к. это явление часто встречается на временных разрезах и на сейсмограммах, и используется как источник полезной информации, при выделении разломов, например, или как критерий оптимальности параметров миграции.

Дифрагированные волны образуются на точках дифракции – местах резкой смены свойств среды, таких как

Особенность точек дифракции заключается в том, что они отражают сигнал во все стороны. Поэтому дифрагированная волна регистрируется сейсморегистраторами на целом интервале разреза, и в силу геометрии своего строения, имеет вид сходный с годографом отраженной волны, обращенным вниз. В таком виде они отображаются и на суммарных временных разрезах, схематическое изображение которого приведено на рисунке 1.17 слева. Горизонтальная протяженность дифрагированных волн ограничена затуханием отраженного сигнала.

На реальном временном разрезе (рис.1.18) мы видим многочисленные дифрагированные волны в низах платформенного чехла. Для субгоризонтально залегающих платформенных отложений их присутствие нетипично. Как мы говорили, они формируются в местах тектонических на-

рушений, а также на острых (для сейсморазведки) краях выступов фундамента. В последнем случае они сильно затрудняют проведение структурных построений по кровле фундамента. Применение специальных процедур обработки – в данном случае миграции (с ней несколько более полно мы познакомимся немного позже) позволяет убрать дифрагированные волны. После этого выполнение структурных построений по кровле фундамента становится выполнимой и достаточно точно решаемой задачей.

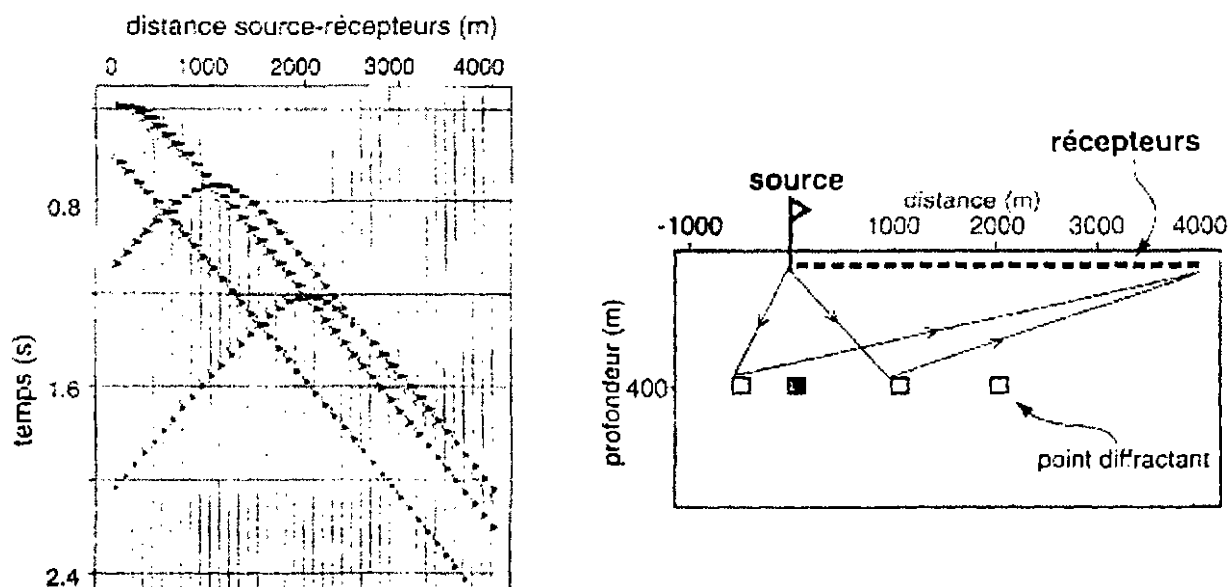
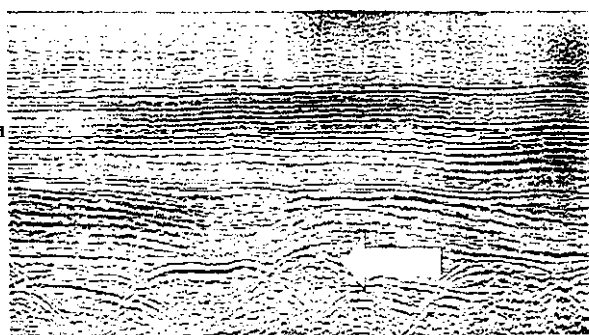


Рис.1.17. Дифракция: образование и отображение

Временной разрез с
дифрагированными
волнами в нижней части



Дифрагированные волны
устранены в результате
применения миграции

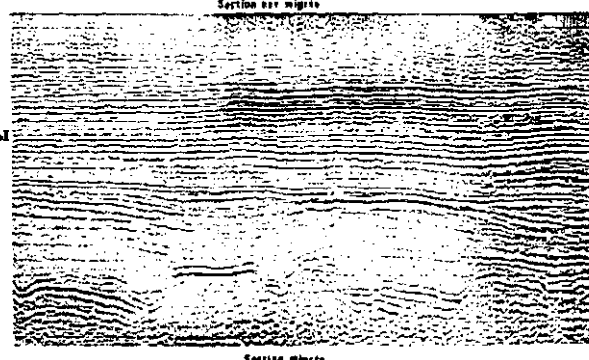


Рис.1.18 Пример временного разреза. Устранение дифрагированных волн процедурой миграции

Мы кратко рассмотрели, какие сейсмические волны наиболее часто наблюдаются на сейсмических записях. К ним относятся:

- Прямые объемные волны: продольные Р-волны и поперечные S-волны;
- Прямые поверхностные волны (колебания земной поверхности);
- Первичные отраженные волны: PP-волны и SS-волны;
- Первичные отраженные обменные волны: PS-волны and SP-волны;
- Преломленные волны;
- Кратные волны;
- Дифрагированные волны;
- Окружающие или электрические сейсмические шумы.

Все эти типы волн имеют свои характерные особенности, по которым возможно их опознать на первичных сейсмограммах и окончательных временных разрезах. После их выявления мы можем усилить полезные для нас волны, а помехи постараться убрать. В чем и заключается основная цель обработки, которая кратко рассматривается в следующем разделе этой главы.

1.2. ЭЛЕМЕНТЫ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

В предыдущем разделе мы рассмотрели основные положения, касающиеся образования прямых и отраженных волн, влияния на их амплитуду акустической жесткости пластов, годографы прямой, отраженной волн, образование и вид кратных волн, волн обменных и дифрагированных. Имея представление об арсенале волн или средств, которыми мы будем пользоваться при описании резервуаров, мы должны предварительно рассмотреть еще несколько вопросов. К ним относятся разрешающая способность и чувствительность сейсморазведки, особенности суммирования по ОГТ, некоторые особенности обработки и такая важная процедура, как миграция. Этим вопросам и будет посвящено данное занятие.

Прежде всего, остановимся на разрешающей способности сейсморазведки и способности обнаружения или чувствительности. Правильное понимание этого вопроса исключительно важно, т.к. от него зависит степень возможности использования данных сейсморазведки при изучении месторождений. Ведь если изучаемый нами объект находится за пределами физических возможностей метода, то и использование его бесполезно, последующее изучение предмета бессмысленно. Это важно еще и потому, что полной ясности в этом вопросе у многих пользователей и даже самих геофизиков пока нет.

В российской практике часто упоминают термин «разрешающая способность» и его рассчитанной величиной обосновывают то, что по материалам сейсморазведки мы не можем ничего сказать об объектах, имеющих размеры меньше этой величины. Т.е. и требовать изучения таких объектов от сейсморазведчиков нельзя, нет для этого физических предпосылок.

Итак, определим эти два понятия.

- Предел разрешающей способности (разрешенности): это минимальное расстояние между двумя элементами на временном разрезе, которые могут быть опознаны.
- Предел способности обнаружения (чувствительности): это минимальные размеры элемента или различия в свойстве, которые создают измеряемое изменение в отражении.

Понятия и разрешающей способности, и чувствительности относятся как к вертикальным размерам объектов, так и к горизонтальным. Рассмотрим сначала вертикальную разрешенность.

Вертикальная разрешающая способность: вертикальная разрешающая способность сейсмической съемки составляет около $\frac{1}{2}$ до $\frac{1}{4}$ длины сейсмической волны (и зависит

от глубинного строения, параметров съемки и качества обработки – то есть величина эта достаточно изменчивая, причем зависящая как от объективных причин, так и от субъективных).

Вертикальная способность обнаружения: геологические объекты толщиной $1/10$ длины сейсмической волны будут влиять на форму сейсмического отражения, не будучи разрешенными по данным сейсморазведки (по мнению некоторых авторов до $1/30$).

На вертикальную разрешающую способность и чувствительность сейсморазведки объективно влияют:

- **Отношение Сигнал/Помеха** – улучшаем суммированием по ОГТ, повышением качества источников сигнала и приема;

- **Частота Сигнала F** – снижение частоты дискретизации, повышение качества источника сигнала и приема (заглубление приемников), устранение интерференционных систем (суммирование по ОГТ, группирование сейсмоприемников на канале), сохранение высоких частот при обработке;

- **Скорость распространения волны V** – никак не влияет (лучше использовать поперечные волны, у них скорость ниже).

Проиллюстрируем эти понятия. На рис.1.19 приведена модель с выклинивающимся пластом и соответствующая ему волновая картина сейсмических отражений.

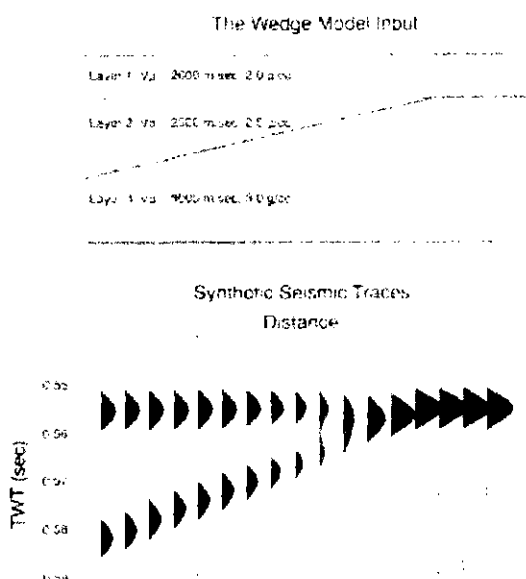


Рис.1.19. Разрешающая способность и чувствительность сейсморазведки на примере модели выклинивающегося пласта

Разрешающая способность сейсморазведки – это возможность определить на волновой картине (временном разрезе) отдельно кровлю и подошву пласта путем прослеживания отдельных положительных и отрицательных полуфаз волны – самостоятельных сейсмических событий – мы видим это на приведенном рисунке модели выклинивания пласта в левой части. Соответственно размер их не меньше четверти волны (периода). Для глубин около 2-2,5 км в Западной Сибири это около 15 м. Но помним о том, что это соответствует задаче, когда мы хотим невооруженным глазом увидеть на стандартном временном разрезе кровлю и подошву пласта как отдельные отражения или устойчивые фазовые осложнения, и сможем их прокоррелировать.

Чувствительность же сейсморазведки, это определение по параметрам сейсмической записи изменений свойств геологического разреза (появление нового контрастного пласта) существенно ниже, т.к. любое акустиче-

ски значимое изменение свойств геологического разреза фиксируется сейсморазведкой. Другое дело, что одновременно фиксируются многочисленные изменения, и достоверно можно говорить лишь о наиболее сильных из таких изменений. Тем не менее, по некоторым оценкам, чувствительность сейсморазведки может быть оценена как $1/30$ длины волны, или около 2 м в нашем случае с Западной Сибирью. Примером чувствительности сейсморазведки на присутствие контрастного пласта служат 3 модельные трассы в центральной части рисунка – отдельно кровлю и подошву пласта мы уже не видим, но трассы отличаются от тех, которые соответствуют полному отсутствию пласта. Т.е. если мы имеем пласт 2 м и более, мы имеем возможность проследить его существование и получить информацию о его свойствах, например, о пористости. Конечно, на самом пределе (2 м) информация будет низкой

точности, но по мере увеличения толщины пласта и точность определения его свойств будет повышаться. Таким образом, мы имеем физическое основание для постановки задачи определения свойств тонкого пласта (в пределах чувствительности сейсморазведки) и рассчитывать не ее успешное решение.

Из практики работ в Западной Сибири известно, что точность определения толщины пласта обычно составляет около 1,2 -1,5 м – совсем неплохая точность.

Как мы уже отмечали, разрешающая способность сейсморазведки и ее чувствительность зависят от частоты сейсмического сигнала и от скорости сейсмических волн. Таблица 2 составлена во Французском институте нефти и соответствует мнению о чувствительности сейсморазведки, равной 1/10 длины волны (мы знаем, что есть и более оптимистичные мнения, которые находят себе подтверждения в работах по Западной Сибири). Для глубин около 2,5 км в Западной Сибири характерны скорости порядка 4000 м/сек и доминирующая частота сейсмического импульса около 30 Гц – это соответствует правой верхней ячейке.

Таблица 2.

Примеры вертикальной разрешенности и чувствительности

Скорости Частоты	2000м/с	3000м/с	4000м/с
30Гц	17м 7м	25м 10м	33м 13м
60Гц	8м 3м	12м 5м	17м 7м
100Гц	5м 2м	8м 3м	10м 4м

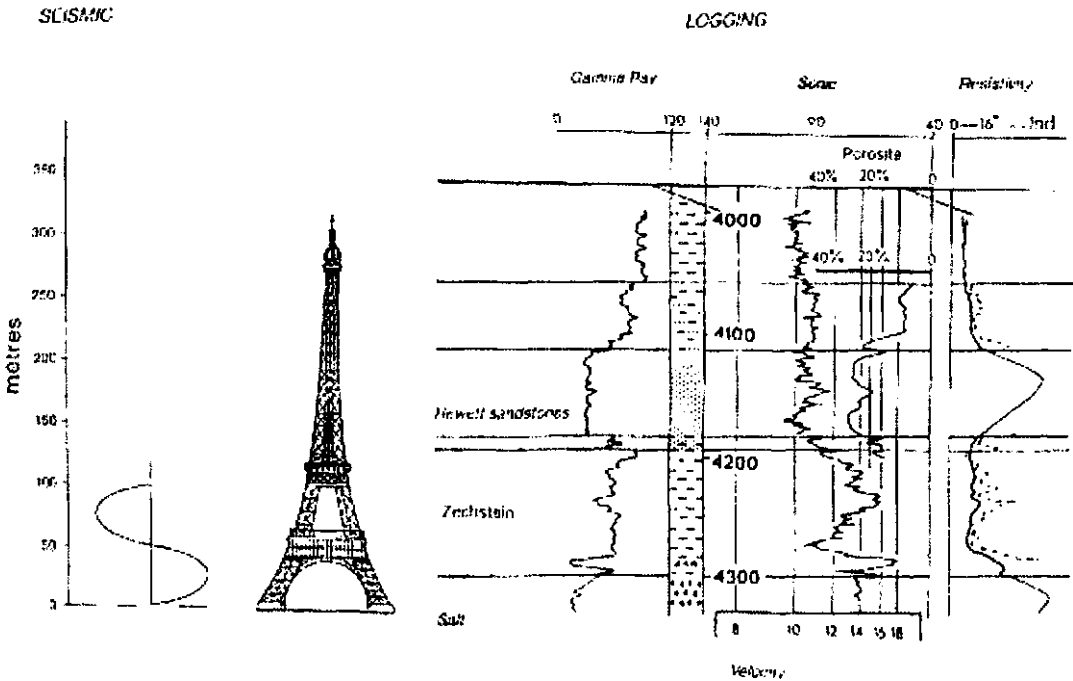


Рис.1.20. Разрешающая способность сейсморазведки

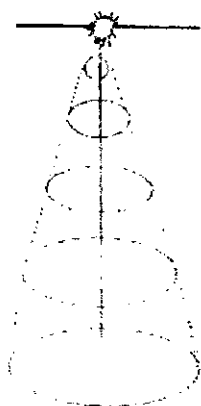
Реально на временном разрезе мы всегда видим отражения, проходящие двойной путь пробсга, поэтому эти цифры уменьшаются вдвое. Инженерной сейсморазведке, рабо-

тающей на малых глубинах, соответствует левая нижняя ячейка. Как видите, цифры различаются в 6 раз.

Таким образом, реально увеличить разрешающую способность сейсморазведки мы можем, увеличивая частоту сигнала и, если это возможно, используя более медленные волны. Для нас первая задача при контроле за качеством проведения полевых работ, приеме

первичных материалов и результатов обработки – следить за сохранением высоких частот.

Как же реально представить себе разрешающую способность сейсморазведки? На рис.1.20 изображена знаменитая Эйфелева башня в Париже. Рядом с ней – сейсмический импульс. При скорости движения волны около 4000 м/сек – типичной для продуктивного интервала в Западной Сибири, частота его 40 Гц – несколько выше, чем обычно мы имеем на сейсмической за-



Изменение размеров зон Френеля при распространении фронта сейсмической волны.

Типичные размеры первой зоны Френеля			
TWT to reflector (ms)	V (m)	f (Hz)	r (m)
1000	2000	50	141
2000	3000	40	335
3000	4000	30	632
4000	5000	20	1118

Рис.1.21. Разрешенность сейсмических данных по горизонтали

писи. Однако даже при такой относительно высокой частоте в пределах высоты башни уложится только 3 полных периода волны. Полному периоду волны соответствует мощность формации Цехштейн в Северном море, изображенной на каротажных материалах справа, или толще песчаников Хеветт. Средняя толщина основной продуктивной свиты в Томской области – васюганской – менее 70 м, а средняя толщина самого лучшего репера на территории Западной Сибири – баженовской свиты – около 20 м. Таким образом, изучать с помощью сейсморазведки достаточно тонкие пласты толщиной до 10 м – задача всегда трудная и требуется большое искусство интерпретатора, чтобы достичь на своих материалах обоснованной чувствительности в 2 и менее метра.

Немного о разрешенности по горизонтали. Разрешенность сейсморазведки по вертикали связана с размерами первой зоны Френеля при сферическом расхождении волны от точечного источника. Чем меньше ее размеры, тем выше разрешающая способность. По мере удаления от источника сигнала (и от дневной поверхности) размеры сферического фронта волны становятся все больше, увеличивается и первая зона Френеля. Таким образом, ее размеры зависят от: глубины (и времени регистрации), частоты сигнала (обратно пропорционально) размеры зон Френеля (несколько примеров) приведены в таблице на рисунке 1.21. Обычно мы будем сталкиваться с ситуацией средней между 2 и 3 строками. Для увеличения гори-

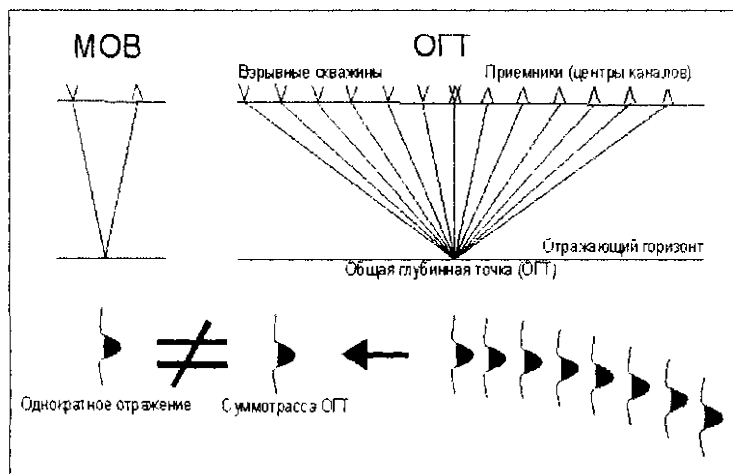


Рис.1.22. Суммирование по общей глубинной точке

горизонтальной разрешенности применяется ряд процедур обработки, в частности, миграция. Она направлена на уменьшение эффективной зоны Френеля (области отражения квазисинфазного сигнала).

Рассмотрим еще один момент, очень важный для понимания возможностей интерпретации в сейсморазведке. Это суммирование по ОГТ – общей глубинной точке и суммотрассы ОГТ (рис.1.22).

Как правило, все физические основы сейсморазведки относятся к трассам однократных отражений - классическим трассам МОВ. Однако практически все современные материалы сейсморазведки – это материалы МОГТ, когда результирующая сейсмотрасса, видимая нами на временном разрезе по сути своей есть сумма трасс общей глубинной точки. Это делается для подавления нерегулярных волн-помех и усиления регулярного (полезного сигнала) и это очень полезно для прослеживания слабых отражений и структурных построений. Однако единичная трасса и суммотрасса совершенно не идентичны по сути – физичность суммотрасс существенно нарушена, т.к. при суммировании объединяются трассы:

- с разными частотными спектрами;
- с разными сейсмическими импульсами;
- с разными путями прохождения волны, соответственно, отфильтрованными геологической средой по-разному.

Само суммирование не всегда идеально из-за недоучета скоростей и наклона границ. В итоге получаемая суммотрасса представляет собой некоторую смесь информации об объекте и количественно интерпретировать ее можно лишь с некоторой долей условности. Гораздо

корректнее использовать единичные сейсмотрассы. Более того, такие процедуры, как анализ анизотропии, AVO анализ или эластическую инверсию можно сделать только используя первичные сейсмограммы.

Выше мы уже столкнулись с противоречием: для увеличения соотношения сигнал/помеха необходимо суммирование по ОГТ, а для расширения частотного спектра записи, особенно в область высоких частот от него надо отказываться.

Теперь немного о технологии получения сейсмограмм ОГТ. Рассмотрим это на простом примере с горизонтально залегающими границами (рис.1.23). В этом случае при возбуждении сигнала в некоторой точке, волна отразится от точки на отражающей поверхности точно посередине между источником и приемником.

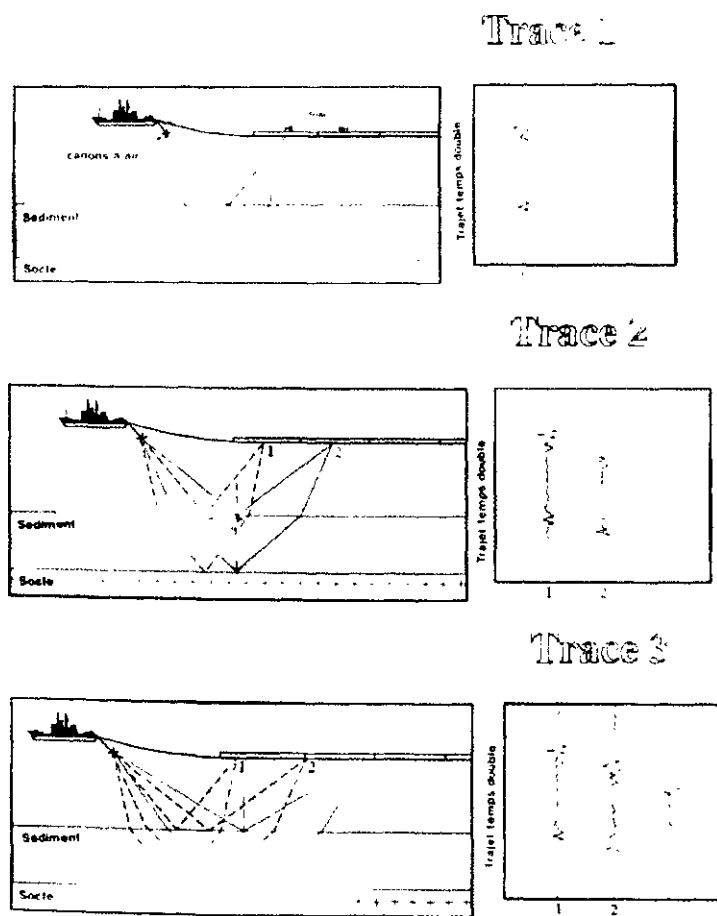


Рис.1.23 Построение сейсмограммы общего пункта взрыва (ОПВ).

Пусть следующий взрыв будет произведен с некоторым смещением относительно положения первого. Отражение от той же самой точки будет зарегистрировано сейсмоприемником, симметрично удаленным от нее на то же расстояние, что и источник сигнала. Путь пробега волны увеличился, время прихода – тоже. Для нас важно, что мы приняли отражение от той же самой точки – средней, или глубинной. Трассы от разных взрывов с зарегистрированным отражением мы поместим на одну сейсмограмму, называемую сейсмограммой ОГТ. По оси X будем откладывать расстояние в принятом масштабе (или номер трассы) (рис.1.23).

Аналогично поступим и с третьим пунктом взрыва, и с третьим пунктом приема. Полученную сейсмотрассу нанесем на ту же сейсмограмму. Теперь у нас на ней нанесено три трассы, физически несущие отражения от одной и той же точки. Мы готовим эти трассы к суммированию в предположении, что от одной точки мы регистрируем одинаковые отражения и их можно просуммировать, усилив тем самым полезный сигнал в три раза (на нашем примере кратность прослеживания равна 3), а нерегулярный шум снизить, т.к. в случайном, а не синфазном суммировании он будет подавляться.

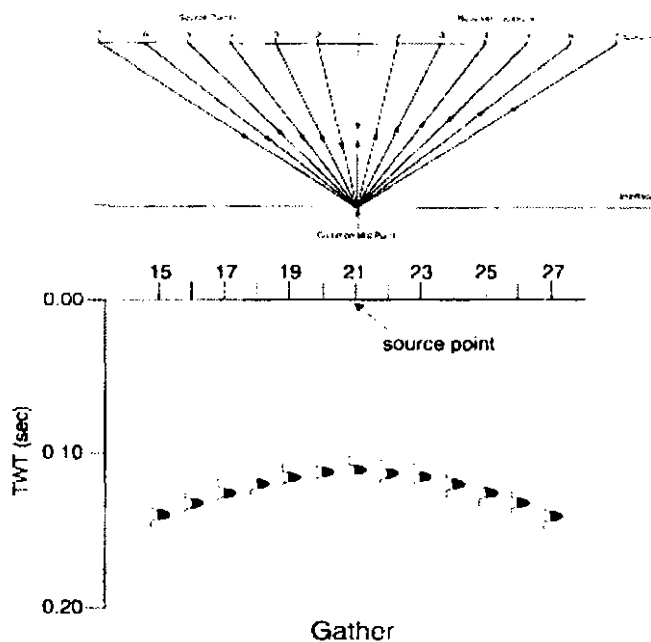


Рис.1.24. Суммирование по ОГТ

Следуя указанному методу, мы можем собрать сейсмограмму ОГТ из значительного количества трасс, обеспечив тем самым высокую кратность суммирования и повышение соотношения сигнал-помеха. Современные системы наблюдения обеспечивают суммирование до 60 крат и выше, однако часто столь мощное суммирование даже избыточно. В чем же недостатки суммирования по ОГТ. Как мы видим на рисунке 1.24, чем выше кратность суммирования, тем, как правило, больше различие в пути волн для предельных трасс самой близкой к вертикальной (ближней к пункту взрыва) и самой удаленной. Как мы уже отмечали, это приводит к существенно разной фильтрации сейсмического импульса геологической средой и разному частотному составу трасс, особенно в отношении

высоких частот, а значит и формы импульса.

Годограф отраженной волны на сейсмограмме ОГТ имеет ту же форму, что и отраженная волна на сейсмограмме МОВ – гиперболы. Для синхронного суммирования годограф необходимо привести к прямой линии.

Как мы уже замечали с вами раньше, чем выше эффективная скорость в среде над границей отражения, тем ближе будет гипербола – годограф отраженной волны. Поэтому набор поправок, который необходимо ввести в каждую трассу в зависимости от ее удаления для спрямления годографа зависит от эффективной скорости, и называются такие поправки скоростными или кинематическими. Для более точного определения эффективных скоростей по сейсморазведке, стандартной процедурой организуется пошаговый всемерный перебор скоростей, дающий при наиболее эффективном суммировании максимум энергии на графике – эта скорость и принимается за истинную при последующем суммировании.

График зависимости эффективной скорости или скорости ОГТ от глубины приведен на рисунке 1.25 в центре. На его основе в первичную сейсмограмму ОГТ вводятся кинематические поправки, отражающие горизонты спрямляются, как вы видите на рисунке, и после этого суммируются.

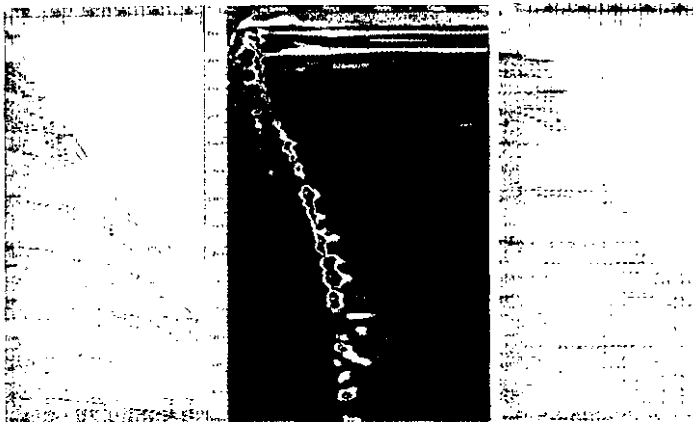


Рис.1.25. Суммирование по ОГТ – анализ скоростей

схематично в стороне от них. Это приводит к тому, что отражающие границы в таких интервалах «рассыпаются». Иногда скорости искусственно увеличивают больше реальных значений, например для подавления кратных волн в палеозойской части разреза, если он не является целевым объектом. В этом случае реальной картины в палеозойском фундаменте вы также не увидите.

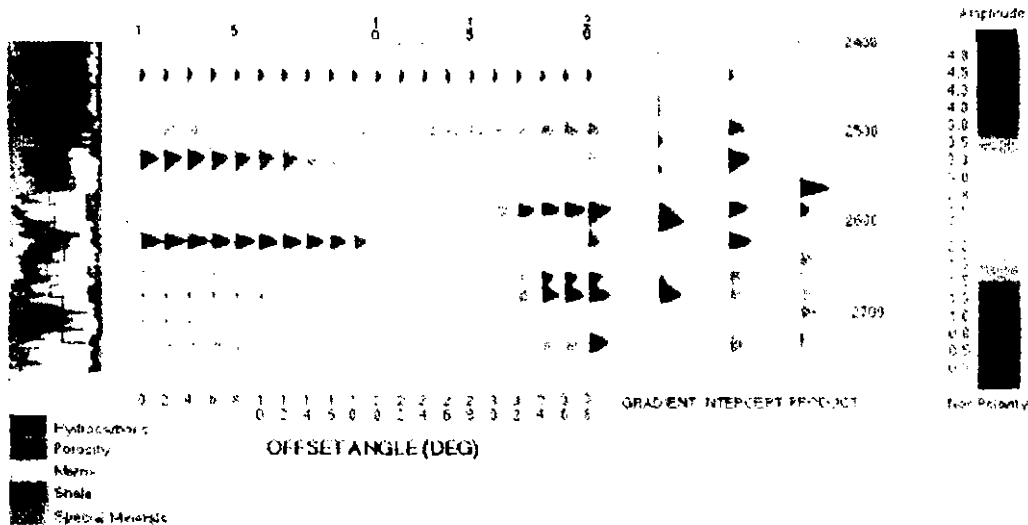


Рис.1.26. Изменение амплитуды отражений трасс при разном удалении их пункта взрыва

И еще одна важная особенность. Забегая несколько вперед, отметим, что коэффициент отражения зависит не только от соотношения акустических жесткостей в выше и ниже

лежащих слоях, но также и от угла падения волны на отражающую поверхность. Если при субвертикальном падении (до 15°) суммирование возможно и достаточно корректно, то при больших углах падения из-за сильного изменения формы отражения оно некорректно. Это иллюстрирует модельный разреза, построенный по одному геологическому разрезу, но при разных углах падения волны (рис.1.26).

Это говорит о том, что широко используемые в настоящее время для интерпретации разрезы ОГТ имеют существенные недостатки по своей физической природе, и, при возможности, необходимо переходить на интерпретацию первичных сейсмограмм.

Поэтому при получении от исполнителя сейсморазведочных работ необходимо не ограничиваться приемкой окончательных разрезов ОГТ, нужна сдача всего первичного материала. Без этого вы лишаете себя в будущем возможности получать из уже оплаченного материала новую полезную информацию по мере совершенствования методов интерпретации сейсморазведки или повышения детальности стоящих перед разработчиками задач.

Пример одного из месторождений: на проведение пространственной сейсморазведки затрачено 5 лет и 120 млн. руб. Повторно проводить такие работы нерезонно, да и некогда. Получены структурные карты и не количественные карты строения месторождения (сейсмофаций). Первичный материал остался у исполнителя. Переобработка позволила бы получить карты количественного прогноза пористости, и осуществить прогноз литологии и насыщенности, что весьма актуально на данном месторождении с изменением уровня ВНК на 56 м, но сделать это невозможно из-за отсутствия первичного материала. На это потребовалось бы еще около 20 млн., но деньги и, главное, сроки несравненно меньше, чем постановка новой сейсморазведки.

Рассмотрим некоторые особенности обработки сейсмических данных.

Одной из основных задач сейсмической съемки в самом общем виде является принять как можно больше первичных отражений (полезных сигналов) и как можно меньше других волн (шумов или помех).

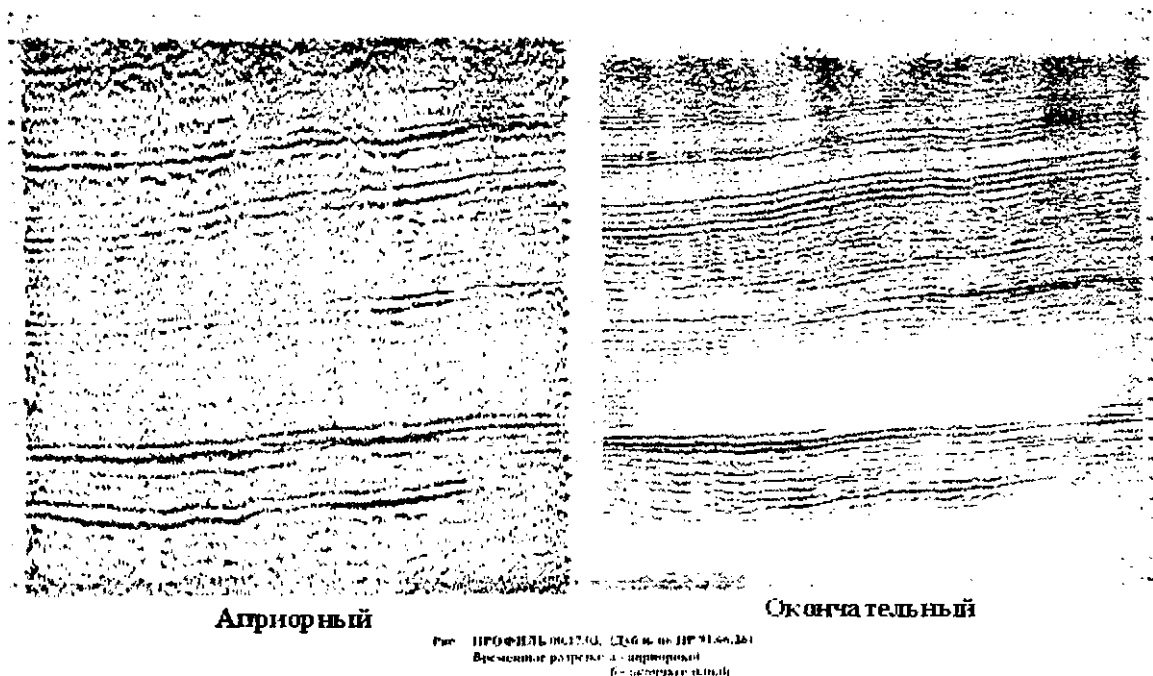


Рис.1.27 Временные разрезы ОГТ.

На следующем этапе задача обработки сейсмических данных - разделить разные типы сейсмических волн, чтобы извлечь (оставить) как можно больше первичных отражений (таких как РР-волны) – полезной информации, а также подавить шумы и повысить детальность информации. Достигается это многочисленными процедурами, которые постоянно совершенствуются, становясь все более точными и в то же время времяемкими. В результате обработка требует все большего времени на ее проведения и больших финансовых затрат. Сдерживает этот процесс рост мощностей вычислительной техники.

Тем не менее, никогда не забывайте о такой важной составляющей части сейсморазведки, как обработка данных.

Обработка данных сейсморазведки важна не только своими стоимостными и временными характеристиками, но и тем, что она очень сильно влияет на результат и интерпретацию, при этом она, хоть и в меньшей степени, но все же зависит от субъективного фактора – от оператора.

В обработку входят и такие процедуры, как демультимплексирование – выборка трасс из сейсмограмм ОПВ и формирование сейсмограмм ОГТ с приписанием им корректной геометрии. Эта процедура тем длительней, чем выше кратность суммирования. Суммирование по ОГТ также входит в обработку, но мы это рассматривать больше не будем.

На рисунке 1.27 изображено два разреза (на каждом из них трассы – это суммотрассы ОГТ). Слева изображен априорный, или начальный разрез, полученный из суммотрасс ОГТ, не прошедших более никакой обработки. Справа – окончательный временной разрез ОГТ, прошедший стандартный (по меркам ТГТ в 2001 году) граф обработки. Видно, что на окончательном разрезе нерегулярные шумы и помехи существенно подавлены, полезные волны подчеркнуты и прослеживаются гораздо лучше, детальность его также существенно выше. В какой-то степени обработка направлена на то, чтобы сейсмический разрез в наилучшей степени соответствовал нашему представлению о разрезе геологическом – об этом мы уже говорили, и подчеркивали, что это недостижимо в принципе.

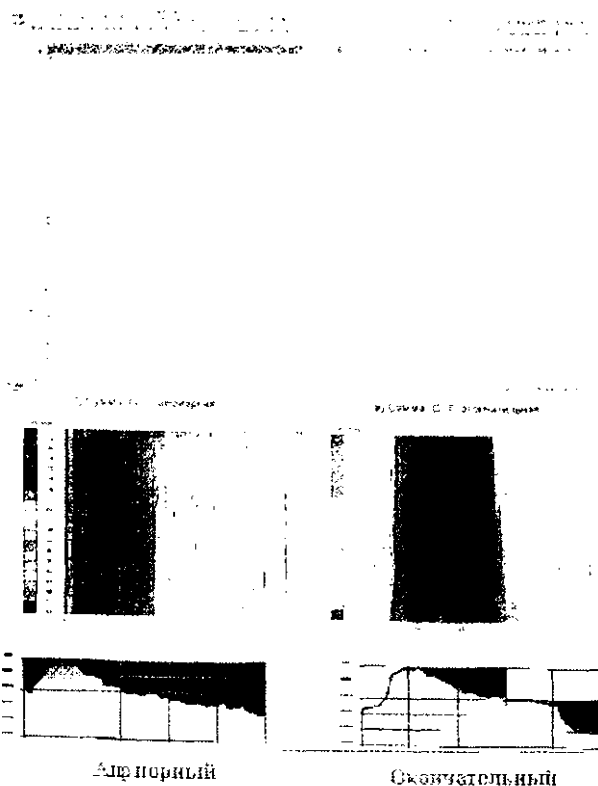


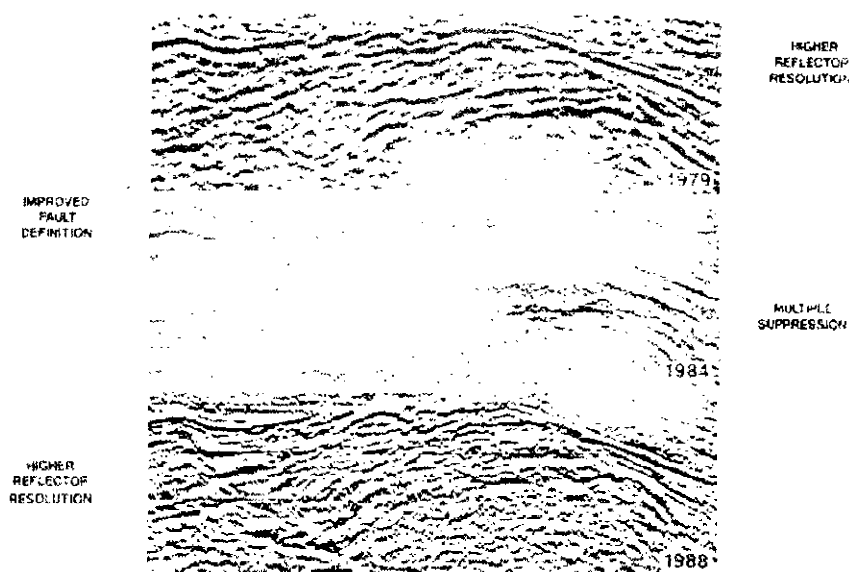
Рис.1.28. Временные разрезы ОГТ

Линию -9дБ относительно максимума спектр окончательного разреза пересекает на 44 Гц, в то время как на априорном – на 33 Гц. В целом частоты в интервале от 30 до 100 Гц на окончательном разрезе выше в среднем на 6 дБ. И только на частотах выше 100 Гц на окон-

Видимое улучшение качества временных разрезов от априорного к окончательному, и особенно детальности (повышения разрешающей способности) происходит в основном за счет расширения спектра сигнала в область высоких частот. На рис.1.28 приведены фрагменты априорного и окончательного временных разрезов и соответствующие им амплитудно-частотные спектры. На них видно, что на окончательном временном разрезе низкие частоты (0-12 Гц) существенно подавлены (помехи типа волны Релея), а высокие - усилены. Максимум энергии сигнала расширен с 27 до 32 Гц.

чательном разрезе наблюдается резкое уменьшение амплитуд. Обратите на это внимание — это результат применения обработчиком фильтра, принудительно убирающего частоты выше заданного порога. Применять или не применять его — мнение человека, а он может заблуждаться. В результате мы имеем материалы с искусственно убранными высокими частотами. К чему это может привести, мы увидим в дальнейшем.

Выше мы говорили о том, что процедуры обработки постоянно совершенствуются, стремясь в результате получить более точный и детальный временной разрез (есть процедуры пересчета разреза в глубинный). Причем происходит это практически непрерывно и достаточно быстро. Перед вами результаты обработки одного и того же профиля в 1979, 1984 и 1988 годах (рис.1.29). За период менее 10 лет сейсмический материал подвергался переоб-



Comparison of seismic survey quality—Black IV. Upper, 1979 survey; center, 1984; lower, 1988 reprocessing of 1984 survey.

Рис.1.29. Результаты обработки разных лет

инств результатов обработки каждого из годов могут быть разные мнения, но одно, несомненно, она постоянно прогрессирует, предоставляя интерпретатору и заказчику все новые возможности в изучении геологического строения месторождений.

Безусловно, совершенствуются не только процедуры обработки, но и техника и технология сейсмической съемки. Эти два процесса происходят совместно. Рассмотрим еще один пример. Перед нами временной разрез, полученный в 1980 году в результате проведенной в том же году съемки (рис.1.30). На нем хорошо выражены отражающие горизонты в верхней части представленного интервала. Ниже залегающие горизонты представлены существенно менее выдержанными отражениями, выделение их и трассировка затруднены, хотя у геолога складывается правильное представление о том, что по физическим предположкам мы можем получить больше информации о строении этого осадочного комплекса.

Съемка, выполненная в 1996 году (рис.1.31) (потребовалось значительное время и, вероятно, веские причины, чтобы оператор месторождения решился на проведение повторной съемки), и соответственно, обработка, принесли существенно новую информацию о внутреннем строении представленного на рисунке осадочного комплекса. Мы не только уверенно прослеживаем отражающие горизонты на тех участках, где раньше могли лишь строить предположения, мы видим новые для нас структурные элементы, дополнительные отражающие границы, можем с высокой степенью уверенности выделить ряд тектоничес-

работке трижды, и каждый раз результат становился ощутимее лучше предыдущего. Если в 1979 году окончательный разрез низкочастотный и на опорных отражающих горизонтах видна только часть разломов, а часть заглажена в процессе обработки, то в 1984 году разломы удалось выделить более надежно, а обработка 1988 года сосредотачивалась, видимо, на улучшении прослеживаемости малоамплитудных отражений внутри изучаемой толщи. По поводу досто-

ких нарушений. Если с этими ниже залегающими горизонтами связаны залежи УВ, то полученная информация очень ценна.

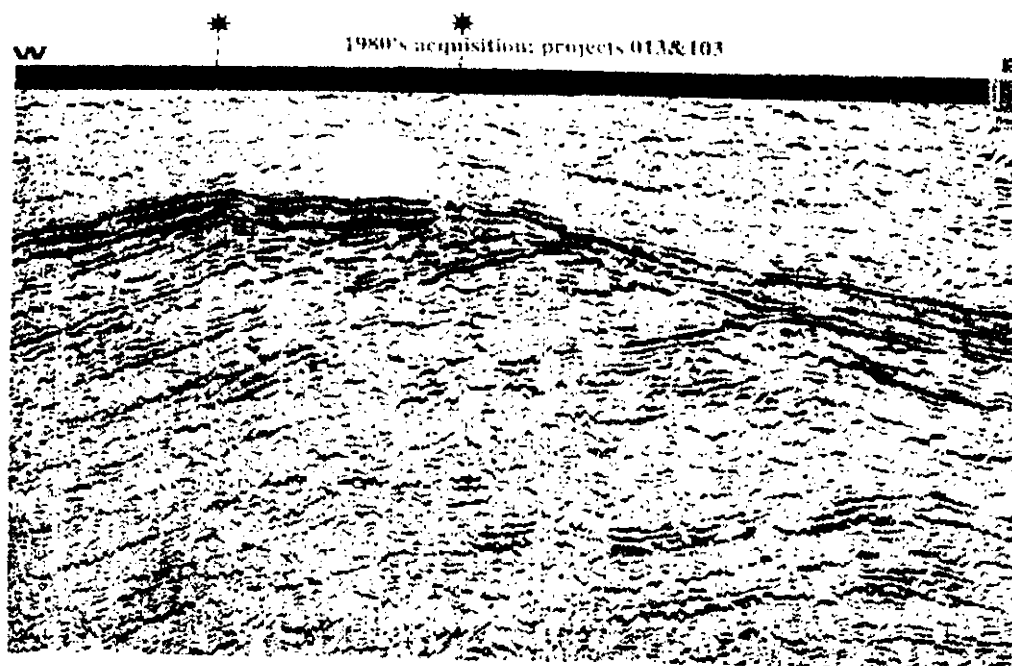


Рис.1.30. Временной разрез, обработка 1980г.

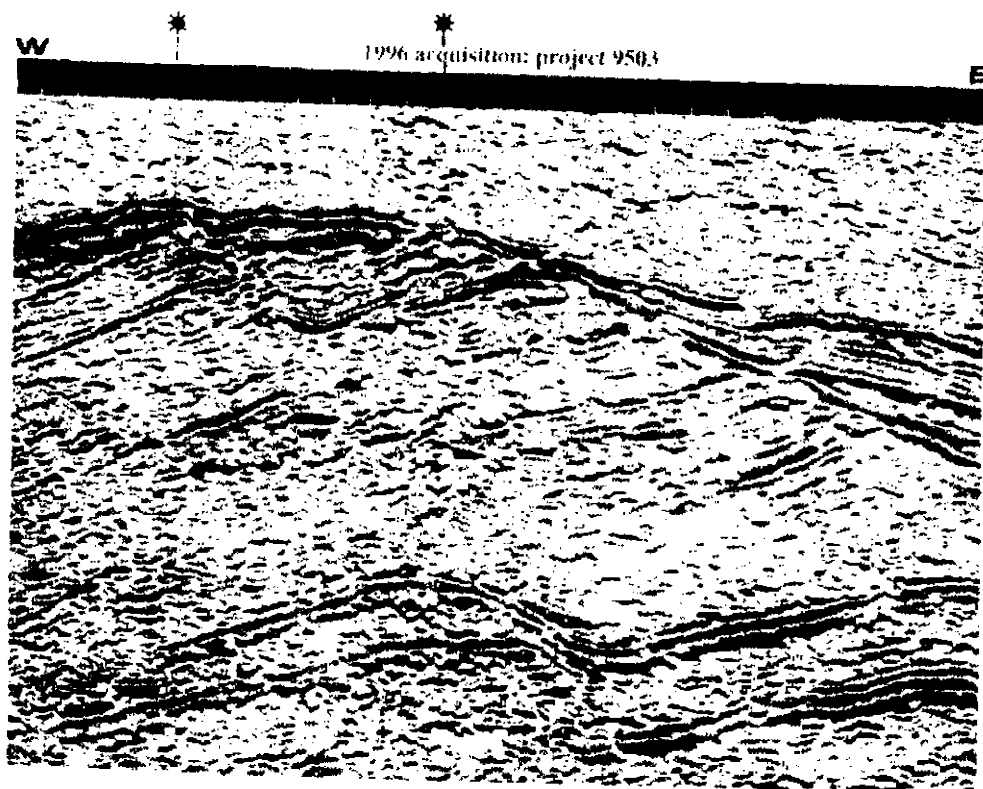


Рис.1.31. Временной разрез, обработка 1996г.

В граф стандартной обработки входят многие процедуры. Они обеспечивают сортировку сеймотрасс по ОГТ, их суммирование, восстановление амплитуд сейсмического сигнала за счет расхождения волны, перебор и уточнение эффективных скоростей, ввод статических и кинематических поправок вручную и автоматически, вырезание сильных волн-помех - мьютинг, сжатие сигнала - за счет применения процедуры деконволюции, корректировку частотного состава записи - за счет применения фильтрации, коррекцию геометрии точек отражения сейсмических сигналов в пространстве - при применении процедуры миграции, а также выполняют многие другие функции. Мы рассмотрим основы и влияние на результат только двух из них: фильтрации и миграции.

Фильтрация обычная, часто используемая и казалось бы, довольно безобидная процедура, применение которой ни у кого не вызывает возражений. Но фильтрация многообразна, и она имеет свои скрытые возможности внесения ошибок.

Фильтрация бывает полосовой, когда вырезается заданная полоса частот, например, промышленная частота 50 Гц, низкочастотной, когда ослабляются низкие частоты, высокочастотной - когда ослабляются высокие частоты, а также существуют специальные виды фильтрации, например, выравнивающая - производящая фильтрацию в $f-k$ области. Как правило, фильтрация производится путем свертки трассы с оператором фильтра в частотной области, куда трассы пересчитываются путем преобразования Фурье.

Профиль 00 17 01

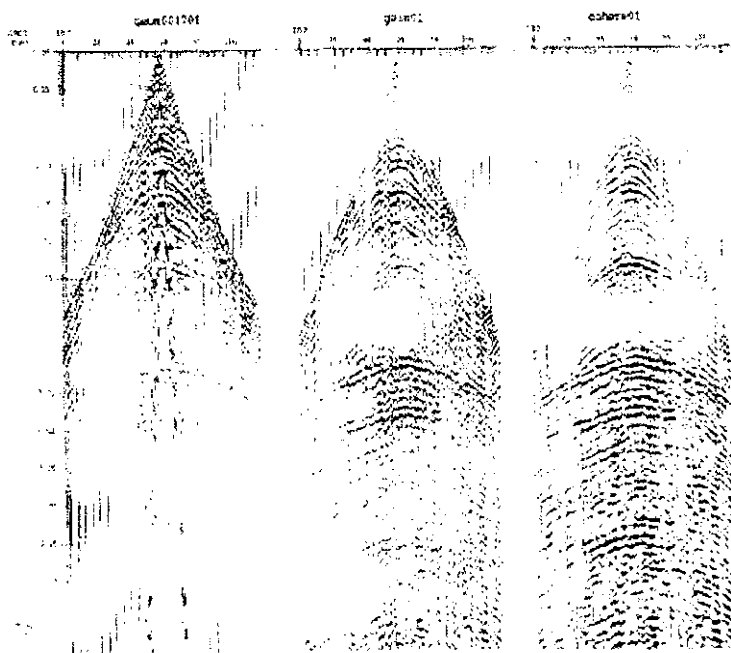


Рис.1.32. Фильтрация на первичной сейсмограмме

Фильтрацию можно проводить по окончательному временному разрезу и по первичному материалу. Последнее более эффективно, но и более трудоемко. На рис.1.32 мы видим первичную сейсмограмму, и результаты ее фильтрации разными программами. Заметьте, что мы имеем дело именно с первичными сейсмограммами ОПВ, а не со сборками по ОГТ.

На первичной сейсмограмме наиболее ярко из волн-помех видна так называемая «воздушка» - волна типа реле-евской. Применение процедуры восстановления амплитуд и полосовой фильтрации (направленной преимущественно на подавление низкочастотных волн) существенно улучшает вид сейсмограммы - в центре рисунка. Еще больше повышает качество материала приме-

нение фильтрации в $f-k$ области - в области частотно - пространственно-частотной, куда реальные материалы из временно-пространственной области пересчитываются путем преобразования Фурье. Достоинство этой фильтрации в том, что в $f-k$ области помехи и полезные волны разделяются, и снятие одних не ослабляет других, в отличие от обычных сейсмограмм.

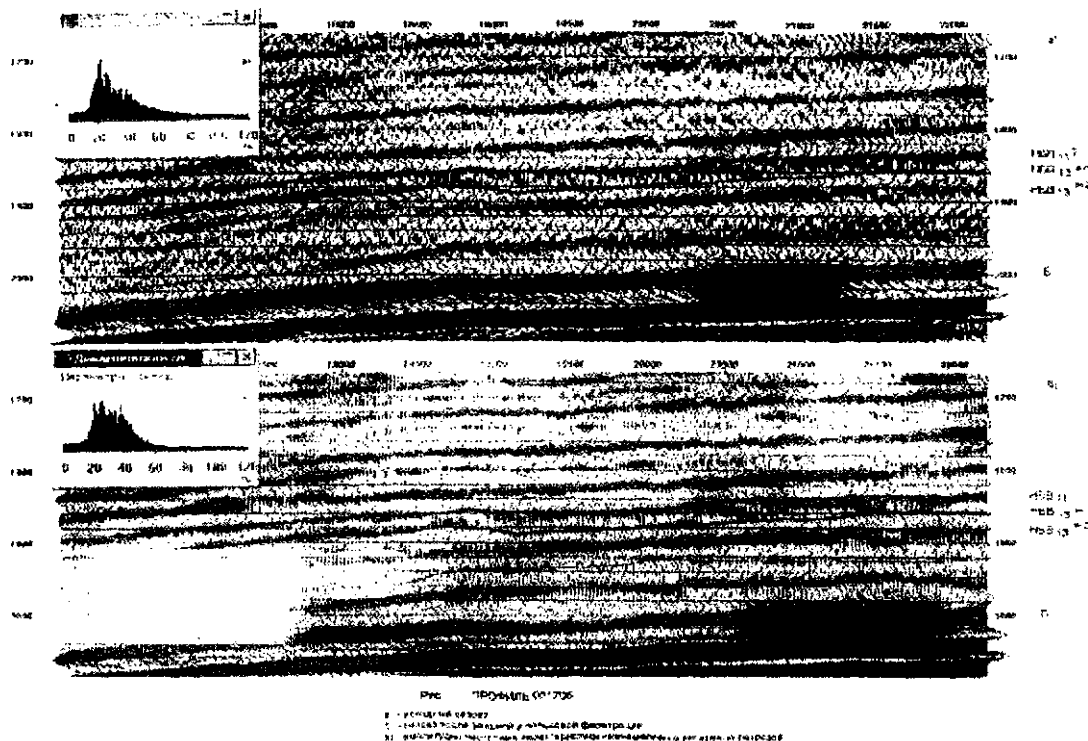


Рис.1.33. Пример применения полосовой и веерной фильтрации

Фильтрация по разрезу суммотрасс. На рис.1.33 приведены исходный временной разрез (вверху, фрагмент разреза) и тот же разрез после полосовой и веерной фильтрации. Полосовая фильтрация – это обычная, так называемая одномерная фильтрация, когда вырезается (или уменьшается) определенная полоса частот. Веерная фильтрация – это другое на-

звание фильтрации в f - k области. Видно, что после выполнения фильтрации разрез стал менее зашумленным, более чистым, частотный состав разреза несколько повысился. Это особенно наглядно видно на частотно-амплитудных спектрах: у разреза после фильтрации он шире, прежде всего в области частот около 40 Гц. Важно, что в целом конфигурация спектра не претерпела принципиальных изменений, т.е. изменения в форму записи внесены достаточно мягкие.

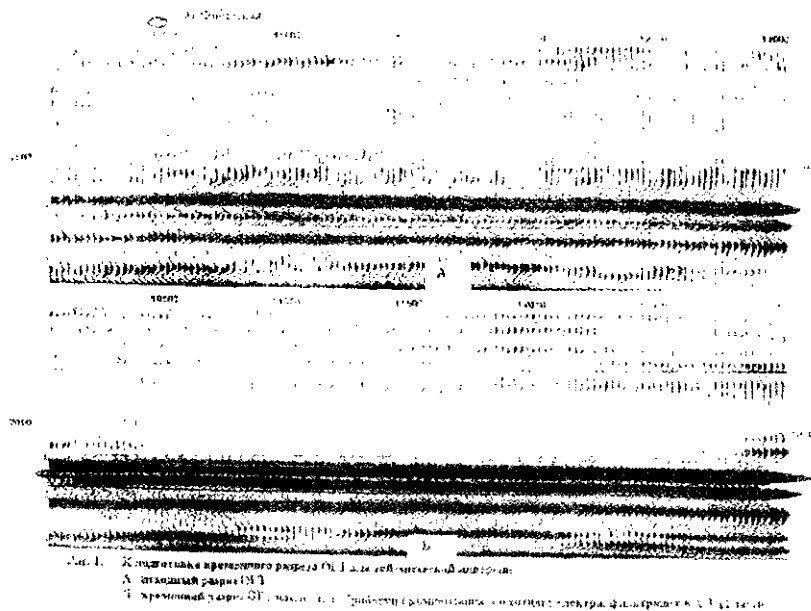


Рис.1.34. Применение спецпроцедур при обработке

Другой пример фильтрации временного разреза. Выполнена фильтрация в Х-Т области, менсс прогрессивная, чем фильтрация в f-k области, но, тем не менее, дающая положительные результаты. Также использована процедура коррекции частотного спектра. Применяется она в сторону выравнивания, или подъема амплитуд низких и высоких частот до уровня средних, и по сути своей очень коварна, так как относится к сильным процедурам в смысле влияния на исходную запись и ее возможного искажения. На данном примере (рис.1.34) процедура выполнена достаточно мягко, резкой коррскции частотного спектра не видно, и ее применение можно одобрить. Это суждение мы выносим после визуального сравнения разрезов до, и после применения фильтрующих процедур.

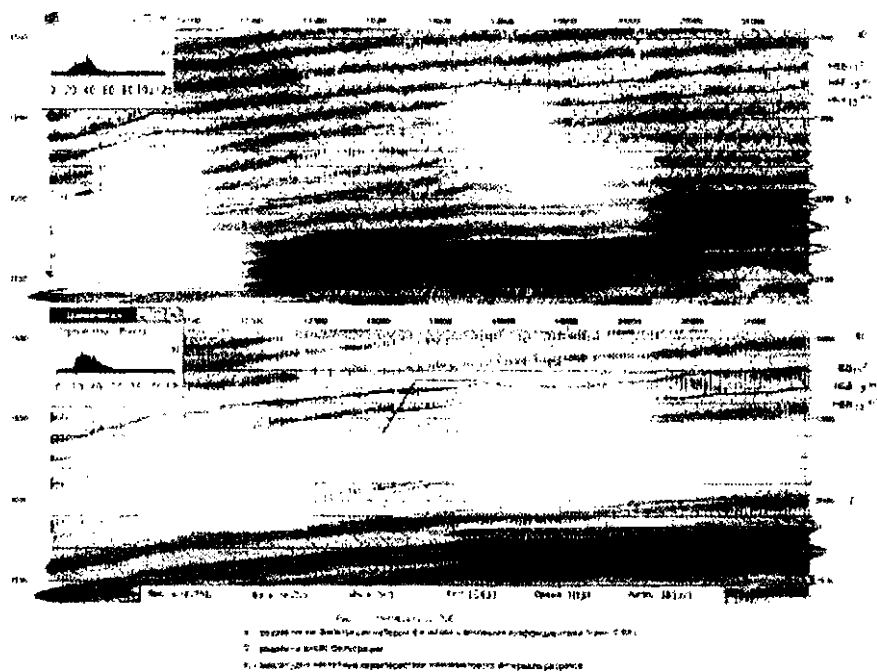


Рис.1.35. Применение фильтрации (треугольный фильтр)

Перед нами еще один пример использования фильтрации временного разреза: применение так называемого треугольного фильтра, который подчеркивает конкретную частоту в разрезе (рис.1.35). В нижней части рисунка исходный временной разрез, в верхней – после такой фильтрации. Видно, что в разрезе поднят уровень частот около 40 Гц. Он был определен путем тестирования, как наиболее типичный для нижнемелового участка разреза. Действительно, структурные построения в нижнемеловых отложениях по верхнему разрезу выполнить проще, чем по исходному разрезу. Но, заметьте, что при этом форма и динамика исходной (зарегистрированной) записи существенно искажилась, и выполнять количественную интерпретацию таких сейсмических данных уже нельзя. Поэтому в функции интерпретатора входит решение, какие процедуры применять, для каких целей, и как можно использовать результирующий материал.

Из физики мы хорошо знаем, что нельзя в точке мгновенно изменить направление движения тела, обладающего массой. Если мы будем пытаться этого добиться, перегрузки будут настолько велики, что они приведут к разрушению тела. Аналогичная ситуация может быть и с фильтрацией. Если мы будем задавать фильтры со слишком резкими краями, это касается и f-k фильтрации, то вместе с фильтрацией будут возникать новые помехи, ложные волны, вызванные искусственным путем, и бороться с ними будет уже намного

сложнее, поскольку физической природы они не имеют. То есть фильтрацию применять можно и нужно, но параметры надо задавать обоснованно и достаточно мягко.

Тем не менее, еще раз акцентируем ваше внимание на том, что сильно действующие процедуры (сильно меняющие спектральный состав сейсмической записи, такие, как кор- рекция или выравнивание, или расширение частотного спектра) можно применять только осмысленно, после предварительного тестирования, и с осознанием того, где можно будет использовать результаты ее применения. И всегда решение принимает интерпретатор – применять или не применять ту или иную процедуру – это вносит субъективный момент во всю обработку – и заказчику необходимо держать его под контролем.

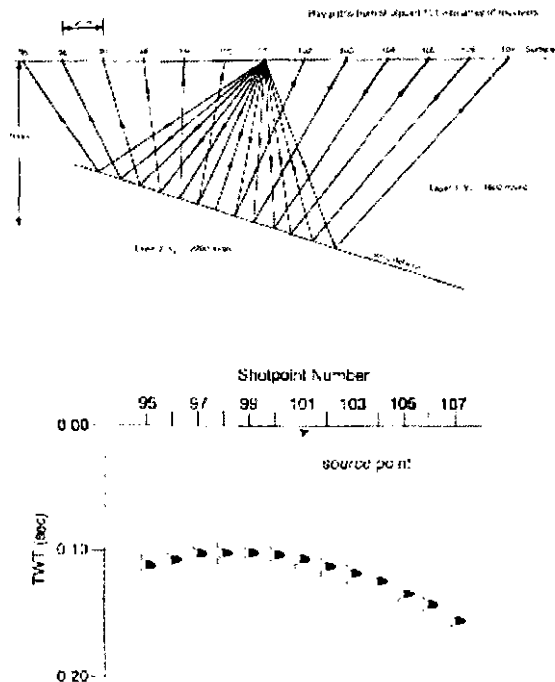


Рис.1.36. Годограф наклонной границы

которой мы приписываем отражение, называется сейсмическим сносом. На приведенном рисунке (рис.1.37) мы видим, что положение общей глубинной точки, которое бы мы определили исходя из идеи симметричности, не совпадает с истинной точкой отражения при наклонной границе.

Аналогичную ситуацию мы наблюдаем и на рис.1.38. Вверху (а) изображен временной разрез, как бы мы его построили, считая, что каждая точка отражает волну вертикально вверх, ведь и суммотрасса ОГТ приводится к наименьшему времени. Однако, учет того, что волна должна падать и отражаться от наклонной границы под иным углом (не вертикально), приводит к иному изображению положения наклонной границы – ее наклон после учета сейсмического сноса будет больше. Таким образом, мы теоретически

Следующая процедура обработки, которую мы кратко рассмотрим ввиду ее важности – это **миграция**.

Что же это такое и для чего миграция нужна? В сейсморазведке, как и во многих других методах, мы опираемся на ряд допущений. Одно из них – то, что мы можем рассматривать отражающие границы как горизонтальные (или субгоризонтальные). Во многих случаях это допущение нас устраивает, но если углы наклона границ становятся значимыми (10градусов и выше), то это приводит к неточности в структурных построениях, а также к некорректному суммированию трасс в ОГТ, и, соответственно, потере точности в динамических характеристиках отражений.

В общем случае отражающие горизонты залегают не горизонтально. В результате мы имеем несимметричное положение годографа отраженной волны на сейсмограмме ОПВ (рис.1.36).

Несовпадение положения реальной точки отражения в пространстве с точкой, ко-

торой мы приписываем отражение, называется сейсмическим сносом. На приведенном рисунке (рис.1.37) мы видим, что положение общей глубинной точки, которое бы мы определили исходя из идеи симметричности, не совпадает с истинной точкой отражения при наклонной границе.

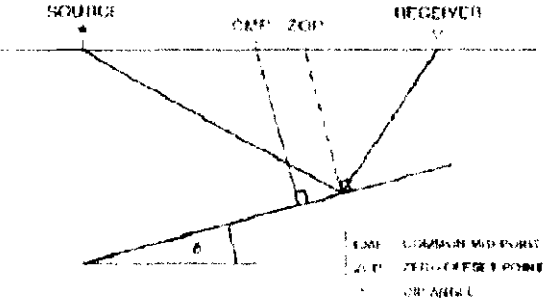


Рис.1.37. Ошибка в позиционировании точки отражения

обосновали, что для наклонных границ присуща ошибка в структурных построениях, кото-

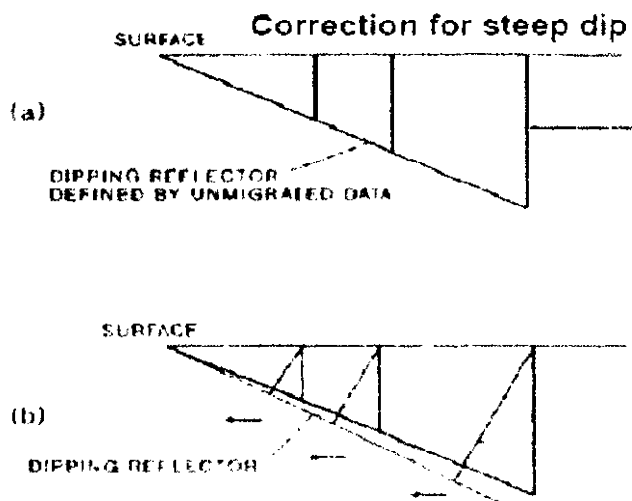


Рис.1.38. Положение отражающего горизонта до (а) и после (б) миграции

кой (рис.1.39).

Миграция, призвана так же помочь в устранении волн дифракции и так называемых петель. Петли на сейсмической записи как раз и образуются при отражениях внутри синклинальной структуры. Это ярко изображено на фрагменте временного разреза до миграции, приведенном на рисунке сверху (рис.1.40). Ниже приведен тот же разрез, но уже после миграции. Петли и дифрагированные волны устранены практически полностью, выполнение структурных построений по опорному горизонту, прослеживаемому на времени 1.1-1.6 сек стало возможным, и мы можем надеяться, достаточно высокой точности.

Необходимо сразу отметить следующую особенность: на верхнем разрезе до миграции в его нижней части мы видим отражения, похожие на годографы, обращенные вверх. На нижнем разрезе, на том же участке мы видим нечто подобное, но годографы обращены вниз. И то, и другое примеры ложных волн-помех. Но если первые можно связать с дифракцией, то последние с неудачно подобранными параметрами миграции.

Дело в том, что для выполнения миграционных преобразований необходимо задаться скоростями (иначе мы не знаем, с чем имеем дело, с наклоном границ или с изменением скоростей). В нижней части разреза скорости использованы явно не оптимальные. Мы еще раз убеждаемся, что обработка несет как положительные, так и отрицательные моменты. И

может быть устранена путем учета сейсмического сноса – что и осуществляет процедура миграции.

Более важной для нефтяников является проблема отображения на сейсмических временных разрезах синклинальных и особенно антиклинальных структур. Выполнив аналогичные построения с учетом вертикального распространения сейсмических волн и с учетом наклона отражающих границ, мы убедимся, что синклинальные структуры на временных разрезах кажутся уже, чем в действительности, а антиклинальные – шире. Это может привести к большим ошибкам в определении объемов УВ, связанных с антиклинальной ловушкой.

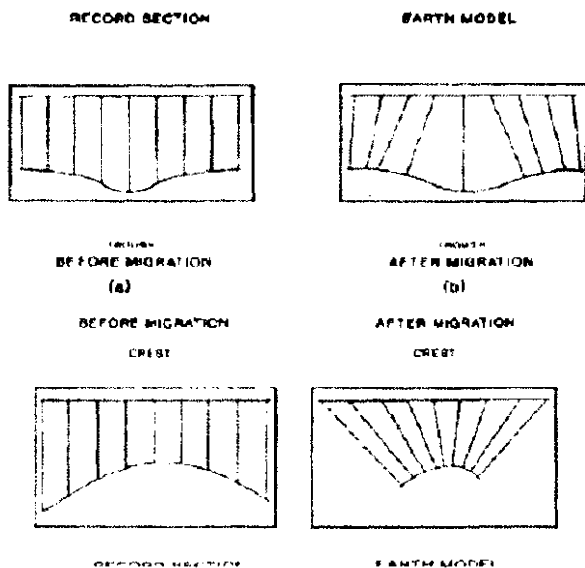


Рис.1.39. Отображение антиклинали и синклинали на временном разрезе до (а) и после (б) миграции

искусство обработчика и интерпретатора заключается в выборе их оптимального сочетания. Вновь – субъективный фактор!



Рис.1.40. Временной разрез до (вверху) и после (внизу) миграции

ных на ее основе первичных сейсмических данных, двумерной миграции и трехмерной миграции. Результат моделирования достаточно нагляден. Мы еще вернемся к сопоставлению материалов 2D (профильной) и 3D (пространственной) сейсморазведки, но здесь отметим: данные пространственной сейсморазведки позволяют выполнить 3D миграцию, что корректнее и точнее миграции двумерной, или профильной. Никакое уплотнение сети профилей 2D не исправляет эту принципиальную разницу. Поэтому с этих позиций при наклонных отражающих горизонтах всегда предпочтительнее пространственная сейсмическая съемка.

Оценить влияние миграции на сейсмическую запись можно применительно к повышению разрешающей способности и размерам первой зоны Френеля. Миграция направлена на уменьшении зоны Френеля за счет лучшей фокусировки сейсмических волн, при этом увеличивается разрешающая способность сейсморазведки и увеличивается детальность материалов (рис.1.42). Большой круг изображает (схематически) размеры зоны Френеля до миграции. Двухмерная миграция приводит к уменьшению одной из осей круга, ставшего таким образом эллипсом. Миграция по 3D данным уменьшает зону Френеля в обоих направлениях. Разрешающая способность

Все предыдущие примеры, рассмотренные нами при обосновании миграции, относились к плоским или двумерным. Применительно к сейсморазведке их можно рассматривать как применение миграции к отдельным профилям или сейсморазведке 3D. В действительности же сейсмический снос может быть связан не с плоскостью, а с 3-мерным пространством. В этом случае миграция в пространстве, безусловно, корректнее и точнее, чем миграция в плоскости, т.к. она также есть результат допущения, в большинстве случаев не выполняемого. На рисунке 1.41 показано сопоставление пространственной геологической модели, и получен-

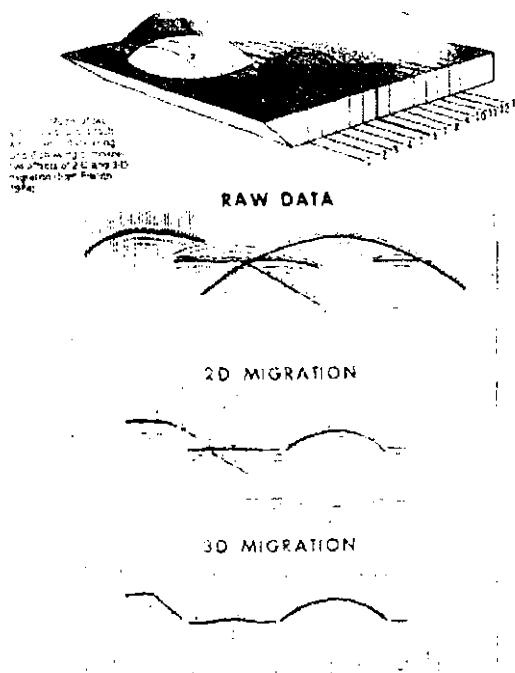


Рис.1.41. Сравнение миграции по 2D и 3D данным

сейсморазведки еще более увеличивается за счет фокусирования энергии на не плоской поверхности и соотношение сигнал/помеха также возрастает.

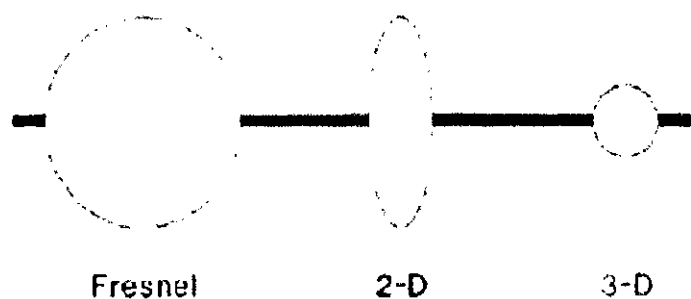


Рис.1.42. Влияние миграции на первую зону Френеля

выполнимы, дифрагированные волны в основном сняты, есть возможность выделить тектонические нарушения. Но применение пространственной миграции повышает качество материала еще больше.

Кроме того, что миграция бывает двухмерная и пространственная, она бывает еще нескольких видов: во временах и в глубинах, до суммирования и после. Примерно по мере увеличения трудоемкости (и эффективности) они могут быть представлены в следующем порядке:

- Частичная миграция до суммирования (DMO);
- 2D миграция во времени после суммирования;
- 2D миграция в глубинах после суммирования;
- 2D миграция во времени до суммирования;
- 2D миграция в глубинах после суммирования;
- 3D миграция во времени после суммирования;
- 3D миграция в глубинах после суммирования;
- 3D миграция во времени до суммирования;
- 3D миграция в глубинах после суммирования;

Если миграция по 2D в глубинах после суммирования занимает до нескольких минут на профиль на обычном ПК, то выполнение 3D миграция до суммирования в глубинах на один блок

может занять до 6-8 недель рабочего времени.

Сопоставление 2D и 3D миграции приведено уже не на модельном, а на реальном примере, на временных разрезах на рис.1.43. На временном разрезе до миграции мы наблюдаем значительное количество дифрагированных волн, выполнить структурные построения по интересующему нас опорному горизонту затруднительно. Двухмерная миграция решает многие из этих проблем: структурные построения

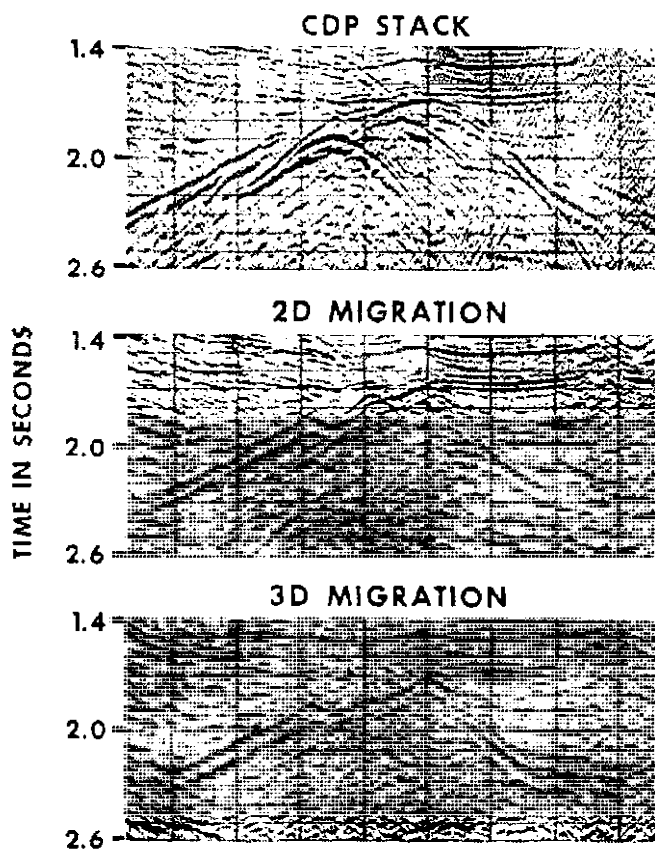


Рис.1.43. Сравнение миграции по 2D и 3D данным

Результаты применения современных процедур миграции могут быть весьма впечатляющими (рис.1.44). На данном рисунке приведены разрезы, на одном из которых выполнена миграция после суммирования, а на другом до суммирования. Обе процедуры выполнены во временах. На разрезе после миграции по суммированному материалу отражения ниже соляного купола видны довольно плохо, в то время как на материалах после миграции по первичному материалу структура подсолевых отложений видна достаточно хорошо.

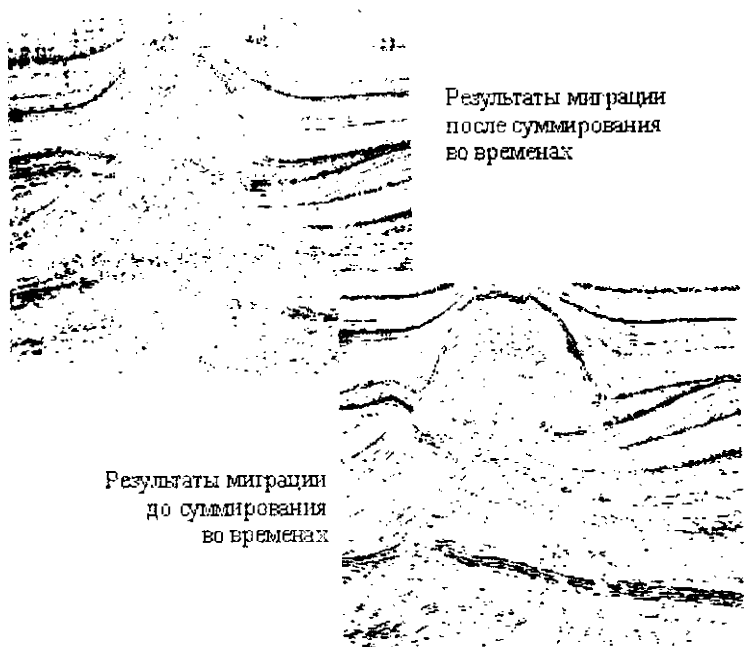


Рис.1.44. Миграция. Изображение подсолевых отложений

ботка 1999) позволило выполнить глубинную миграцию с более высоким результатом: и в отношении кровли соляного купола, и в отношении положения разлома. На разрезах приведены материалы бассейна Северного моря.

Таким образом, уточнение скоростных характеристик и применение более точных процедур миграции повышает качество результата.

Рекомендации по типу применяемой миграции в самом общем виде можно почерпнуть из данного графика (рис.1.46). Миграция по суммарным разрезам во временах может быть применена только в самых простых условиях: при невысокой сложности структурного строения территории и при простом скоростном законе, не сильно меняющимся по площади.

Еще более трудоемкая, но и дающая более надежные результаты – миграция в глубинах (рис.1.45). Как мы уже говорили, для выполнения процедуры миграции необходимо изначально задаться скоростями. Еще лучше задаться априорной моделью в глубинах, и данными по скоростям в каждом геологическом теле – тогда процедура уточнения модели даст наилучшие результаты. На временном разрезе слева (обработка 1996) скоростная модель, наполнявшая глубинную модель строения участка, была задана довольно грубо. В результате края соляного купола видны не очень четко, положение плоскости сложного разлома – тоже.

Уточнение скоростной характеристики модели (обра-



Рис.1.45. Миграция в глубинах

По мере усложнения структурной обстановки необходимо применять уже миграцию до суммирования.

По мере повышения изменчивости скоростных характеристик среды оптимальным является переход на миграцию в глубинах. И в наиболее сложных ситуациях рекомендуется

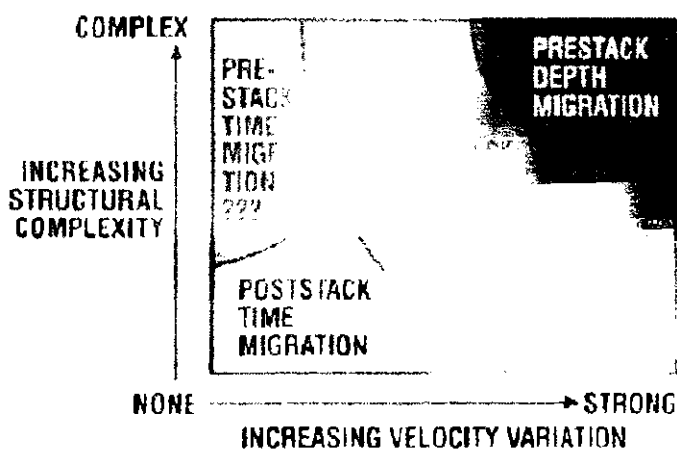


Рис.1.46. Типы применяемой миграции

при интерпретации задач.

миграция до суммирования в глубинах. К счастью, чаще всего строение наших месторождений не характеризуется сложным структурным строением, и, казалось бы, можно использовать не очень трудоемкие процедуры миграции. Но при решении задач количественного прогноза с высокой детальностью и точностью, например, учете эффекта AVO, бывает необходимым применение процедуры миграции по первичному материалу. Таким образом, решение о применении того или иного вида процедуры инверсии принимает интерпретатор в зависимости, как от сложности строения территории, так и от решаемых

1.3. СООТНОШЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ И ПРОФИЛЬНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Пространственная сейсморазведка или сейсморазведка 3D проводится в нашей стране производственными организациями уже более 15 лет. Западные компании уже достаточно давно не рассматривают никакие материалы по нефтяным и газовым месторождениям, если на них не проведена пространственная сейсмическая съемка. Тем не менее, у нас до сих пор часто возникает вопрос какую сейсморазведку ставить: профильную 2D или пространственную 3D. Чтобы выяснить это, кратко рассмотрим плюсы и минусы той и другой.

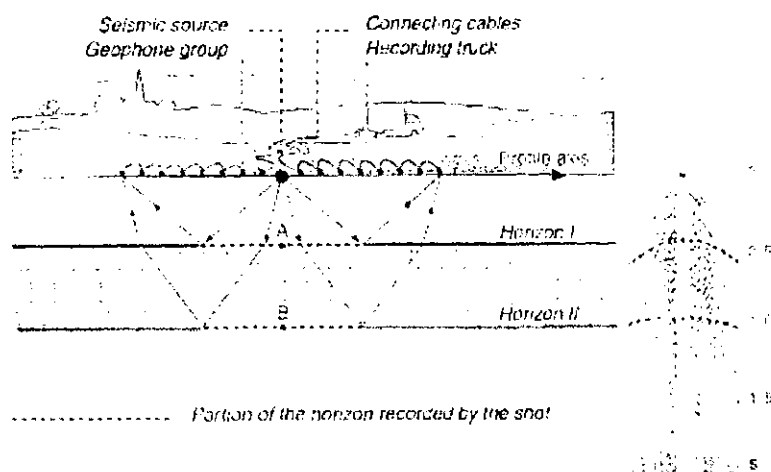


Рис.1.47. 2Д-сейсморазведка, схема наземной съемки

Сейсморазведка 2D дешевле и позволяет быстрее изучить большие площади. Площадь зависит от плотности профилей наблюдения (на стадии поисково-разведочных работ она должна быть не ниже $1,2 \text{ пог.км/км}^2$) и кратности наблюдений (бывает различной, начинали с 6, сейчас наиболее часто применяются кратности 24-30 и до 48, иногда до 60), но при необходимости увеличения объемов это можно достигнуть при-

менением более многоканальных станций и увеличением количества буровых бригад (при взрывных источниках). В результате мы имеем весьма подробную информацию, но вдоль отдельных линий (рис.1.47).

При пространственной сейсморазведке 3D система наблюдений спроектирована таким образом, что точки приема располагаются на дневной поверхности практически равномерно, позволяя изучить простран-

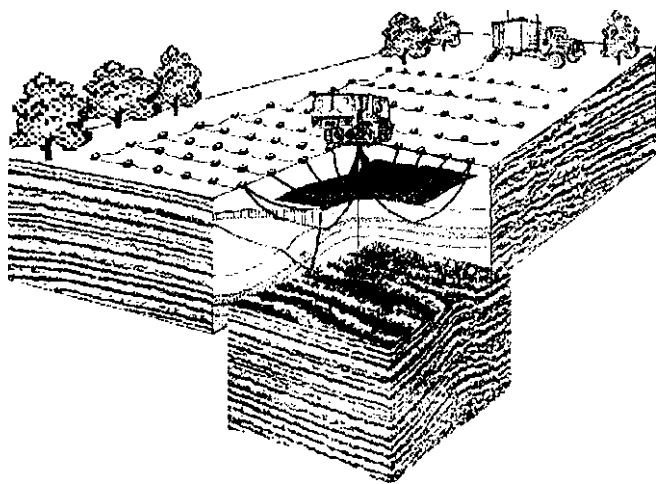


Рис.1.48. 3Д-сейсморазведка, схема наземной съемки

этому полученную информацию мы можем представить в виде куба данных, непрерывно и равномерно заполненного информацией (рис.1.48).

Рассмотрим сначала преимущества сейсморазведки 3D.

В настоящее время сейсморазведка 3D широко используется в поисково-разведочных работах на нефть и газ и при детализации строения месторождений благодаря:

- точному определению положения данных = точность интерпретации;
- обилию данных = достоверность интерпретации;
- лучшей разрешенности по вертикальной = детальность интерпретации;
- надежному прослеживанию данных в пространстве 3D = расчет новых параметров;
- методам визуализации 3D = новое восприятие;

Рассмотрим эти преимущества на примерах, сопоставляя данные пространственной сейсморазведки с профильными наблюдениями.

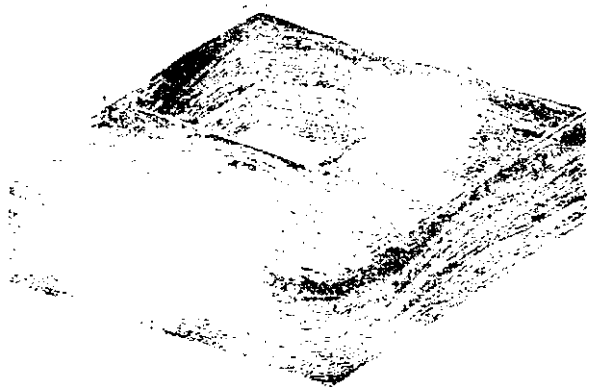


Рис.1.49. Получаемая информация при 2Д-сейсморазведке

мерно, позволяя изучить пространство в вертикальном направлении (1 измерение), и в двух направлениях в горизонтальной плоскости (еще 2 измерения). Пункты взрыва при этом располагаются либо вдоль отдельных линий, либо другими способами, в зависимости от выбранной системы наблюдений, но их гораздо меньше, чем пунктов приема. Тем не менее, влияние на экологию от пространственной сейсморазведки больше, чем от профильной.

В результате проведения такой съемки мы получаем информацию равномерную по всей площади исследований, с принятым при проведении съемки шагом (размером бина). По-

Платой за высокую скорость выполнения и невысокую стоимость сейсморазведки 2D является то, что точность карт в межпрофильном пространстве условна, т.к. там просто нет информации. На рисунке 1.49 это видно очень наглядно. Тем не менее, об этом часто забывают, т.к. результаты всегда представляются в виде карт, которые на изучаемой территории рисуются в непрерывном виде и создается иллюзия, что информацией освещена вся изучаемая территория равномерно. Это частый источник оши-

бок при бурении. Профильная сейсморазведка незаменима на региональной стадии работ, когда длина профилей в соответствии с масштабами изучаемых территорий очень велика. Они могут дать исследователям обзорный взгляд на строение всей Западной Сибири, например. Необходимы они и для поисково-разведочных работ, когда требуется исследовать большие территории и выявить участки, перспективные на поиски месторождений нефти и газа. В этом случае плотность сети профилей зависит от ожидаемых размеров ловушек УВ.

Точные данные по гипсометрии (структурные карты) и по геометрии песчаных тел или экранирующих толщ (тел) – прослеживание их в планс, а также разломов или иных линейно вытянутых тел (русел, каналов) возможно по данным пространственной сейсморазведки (3D) из-за высокой плотности точек наблюдения и невозможно (остается на уровне предположений в межпрофильном пространстве) на основе профильного варианта сейсморазведки. Сравните на рисунке 1.50 точность картирования песчаного русла по данным сейсморазведки 2D и 3D. Очевидно, что разница принципиальная.

Таким образом, можно рекомендовать сейсморазведку 2D на регионально-рекогносцировочном и поисковом этапах. При изучении месторождений необходима сейсморазведка 3D. Тем более, что, как мы рассмотрели ранее, мы собираемся возлагать на нее много сложных задач по описанию свойств резервуара.

Если мы имеем дело со сложной, сильно изрезанной структурной поверхностью, тектоническими нарушениями, влияющими на строение месторождения, отдельными песчаными телами, имеющими сложную форму в плане, то необходима постановка пространственной сейсморазведки.

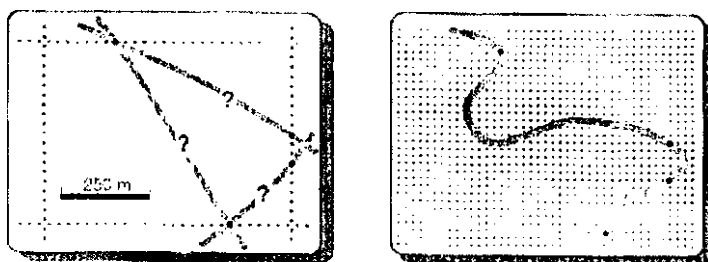


Рис.1.50. Пространственная сейсморазведка 3Д



Рис.1.51. 3Д сейсморазведочный куб

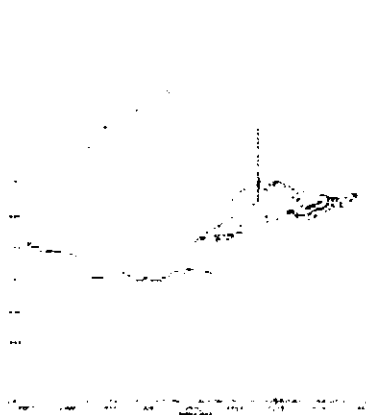


Рис.1.52. Отображение 3D куба

При сейсморазведке 3D заказчик получает огромный объем пространственно равномерно распределенной информации. Пространство обычно покрыто точками наблюдений с шагом 25 м по горизонтали и 2 мс (около 3,5 м) по вертикали (в верхней части разреза чаще, в нижней – реже). При этом имеются широкие возможности сконцентрировать наши исследования на любом объекте в пространстве (рис.1.51). Не всегда сразу известно, в каком интервале разреза находится интересующая нас информация, более того, меняются методики исследований и задачи. Что не менее важно, материалы сейсморазведки 3D позволяют визуализировать полученные результаты очень наглядно. Это не просто удобно, это часто бывает абсолютно необходимо и оказывает решающее влияние на интерпретацию и внедрение полученных результатов.

Результаты можно просматривать по разрезам вдоль куба (inline), поперек куба данных (crossline), разрезам произвольного направления, разрезам вдоль ломанной линии, делать срезы на заданном фиксированном времени (slice) (горизонтальные) (рис.1.51, 1.52).

Существуют и еще более сложные виды просмотра информации: просмотр временных срезов в анимационном режиме, комбинирование горизонтального и вертикальных разрезов (как вы видите на рисунке), создание сборок из профилей 2D, фрагментов куба данных и отдельных разрезов по нсму, совмещая их со скважинной информацией и структурными картами. Трудно представить, как мы могли бы еще более наглядно отобразить пространственное положение ярко выраженных на рисунке 1.52 высокоамплитудных отражений, чем это сделано на материалах пространственной сейсморазведки. Последние достижения техники позволяют получать не только псевдотрехмерные изображения, но и просматривать их в стереоизображении. Наглядно представленная информация легче и быстрее читается. При кажущейся отстраненности средств визуализации от получения и принятия решения, они оказывают на него все большее влияние, да и ускоряют этот процесс. Этому вопросу мы еще коснемся позже, и, надеюсь, посмотрим в реальном времени.



Рис.1.53. Картирование речного вреза по данным сейсморазведки

На рисунке 1.53 вы видите достаточно впечатляющий пример картирования речного вреза по данным сейсморазведки 3D. Стенки вреза показаны в трехмерном изображении, усиленном эффектом наложения теней, глубина точек показана цветом. Как видно на рисунке, геометрию отдельных тел (структурные построения) по материалам пространственной сейсморазведки можно выполнить с очень высокой детальностью, недостижимой другими методами (бурение или сейсморазведка 2D). Однако и здесь скрывается несколько «подводных камней». Как сказал один известный геофизик «красота завораживает», и создается впечатление, что мы все знаем об этом объекте и с высокой точностью. Иногда даже слышны

такие аргументы, как «это получено по материалам пространственной сейсморазведки, а, значит, это точно». Полученные материалы в большинстве случаев являются лишь почвой для принятия решения, а не готовым решением. В частности, детальность нельзя путать с

точностью (т.к. последняя зависит от знания скоростей в разрезе и тут сейсморазведка 3D не точнее, чем 2D) и корректности корреляции, ведь структурные построения по этому разрезу проведены по некоторой границе, нанесенной (прокоррелированной, пропиканной) на сейсмические материалы, скорее всего, в ручном режиме, т.е. в соответствии с решением интерпретатора. В итоге точность опять зависит от субъективного фактора, т.е. от опыта и добросовестности интерпретатора – обращая ваше внимание – это очень важный фактор.

Вместе с тем еще раз обратим наше внимание на ту уникальную степень детальности, которую позволяет достичь пространственная сейсморазведка, и которую не дают другие методы (рис.1.54). На данном рисунке вы видите несколько сложных структурных поверхностей, сформированных в условиях солянокупольной тектоники. Поверхность закартированного горизонта осложнена многочисленными тектоническими нарушениями также сложной формы, и, как вы видите, в таких условиях наиболее успешно спроектировать траектории стволов скважин можно только основываясь на данных трехмерной сейсморазведки. Без детальности, полученной за счет сейсморазведки 3D и определения положения основных разломов картировать ловушки УВ и проектировать бурение просто невозможно. Но это зарубежный пример, и некоторые могут возразить, что в спокойных тектонических условиях Западной Сибири это неактуально. При небольшой толщине продуктивных пластов в Западной Сибири точное знание структурного плана также необходимо с детальностью, не ниже получаемой по сейсморазведке 3D. С другой стороны для Западной Сибири существенным усложняющим фактором является сильная изменчивость строения песчаных пластов по латерали. Таким образом, мы еще раз можем рекомендовать применение сейсморазведки 3D на всех месторождениях нефти и газа.

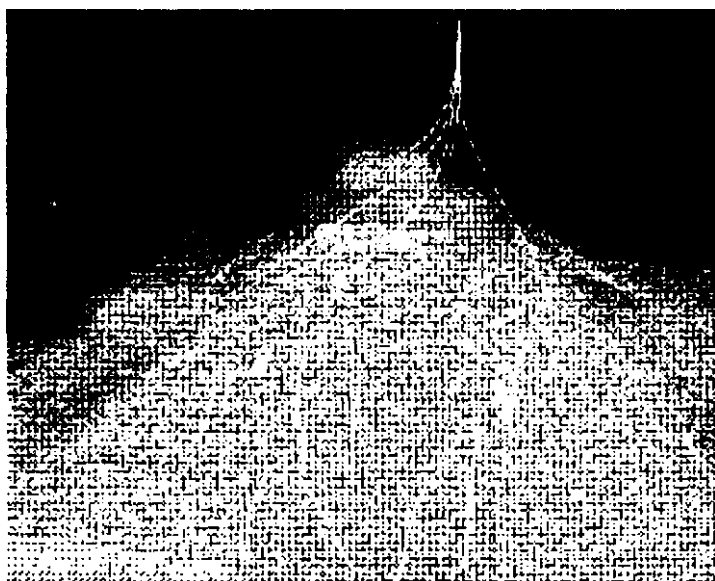


Рис.1.54. Проектирование бурения в условиях солянокупольной тектоники

ловно. Пространственная съемка 1981 года, по материалам которой построена верхняя правая карта, внесла существенное уточнение как в наши представления о структурном плане, так и о положении тектонических нарушений. 1981 год – это лишь первые шаги пространственной сейсморазведки, первые пробы как технологии поверхностных съемок, так и обработки данных. Но последующее развитие обоих направлений не заставило себя ждать. Карта, полученная по материалам пространственной съемки в 1984 году еще более детализировала тектоническую обстановку на месторождении и положение разломов. Насколько это важно? Как вы видите, от планировавшейся в 1975 году системы заводнения не осталось ни

Теперь перейдем к сопоставлению результатов интерпретации материалов сейсморазведки 2D и 3D. Результаты представляются, как правило, в виде карт. Первыми, и самыми важными, являются структурные построения. Как же проявляется повышенная детальность пространственной сейсморазведки на структурных картах? На рисунке 1.55 приведены структурные карты, построенные на месторождении Корморант в Северном море, блок IV зоны Великобритании. Верхняя левая выполнена по материалам профильной съемки 74-75 гг. На ней мы видим довольно округлые очертания изолиний и несколько тектонических нарушений, положение и направление которых довольно ус-

следа ввиду ее полной неэффективности по материалам последующих съемок. Влияние сейсмической информации на планирование разработки месторождения Корморант исключительно велико.

Сопоставление структурных планов, полученных на основе материалов 2D и 3D сейсмических съемок, показывают в основном существенное уточнение и детализацию строения горизонтов, а также количество и положение тектонических нарушений. Это подтверждает сопоставление таких материалов, полученных морской сейсморазведкой вблизи побережья Чили. На структурные карты нанесены положения трех разведочных скважин, вполне логичных на карте по материалам профильной сейсморазведки, и находящихся в неоптимальных условиях согласно более свежей карте (рис.1.56).

На месторождении Хай Айленд 24Л в Мексиканском заливе, побережье Техаса, добыча нефти давно прошла пик и неуклонно снижалась (рис.1.57). Месторождение находилось на грани закрытия по причине своей рентабельности. Проведение на его площади съемки 3D позволило в корне изменить ситуацию. В левой части рисунка вы видите структурную карту по месторождению нефти, построенную по материалам сейсморазведки 2D. На карту вынесены также тектонические нарушения, а красным цветом закрашена

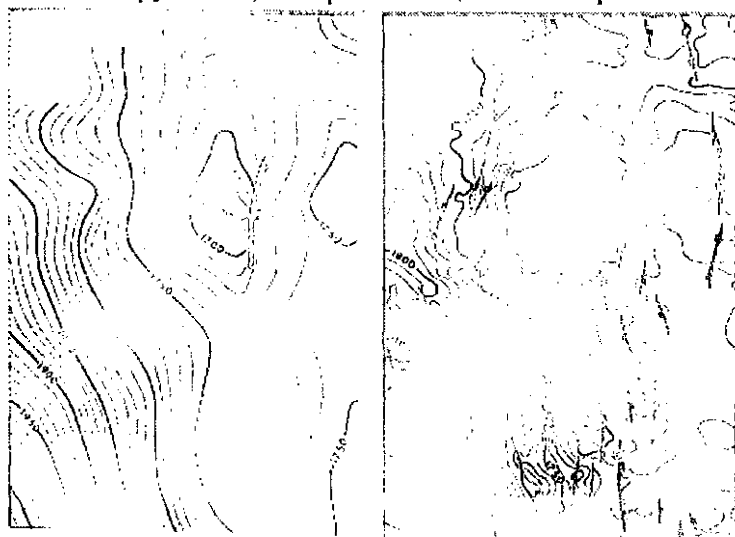


Рис.1.56. Сравнение структурных карт, построенных по 2Д и 3Д данным. Площадь вблизи побережья Чили

до 8. Стали понятны причины плохой работы части скважин. В итоге рентабельность месторождения резко возросла и работы на нем были продолжены. Для полноты информации

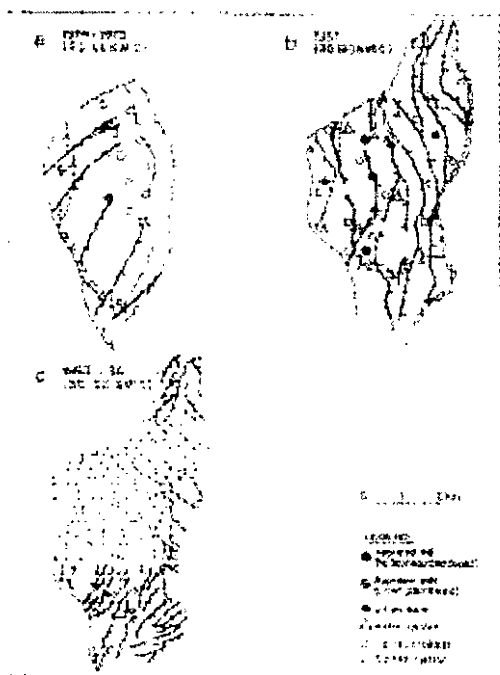


Рис.1.55. Сравнение интерпретации 2Д и 3Д разных лет. Месторождение Корморант

ожидаемая площадь залежи. Проведенные в последствии на этом же месторождении сейсмические исследования 3D позволили существенно уточнить структурную карты месторождения, положение и количество разломов, и, как следствие, контуры залежи. По этим данным залежь имеет большее распространение на северо-запад и меньшее на юго-восток, нежели предполагалось ранее. Кроме того, залежь, рассматривавшаяся как единая, оказалась разбита на две самостоятельные залежи. В результате уточнения строения месторождения было пробурено 3 скважины, все оказавшиеся успешными.

В последующем количество успешных скважин было доведено

заметим, что на рисунке 1.57 приведен структурный план по одному из трех основных нефтеносных горизонтов.

**Интерпретация
данных по 2D**



**Интерпретация
данных по 3D**

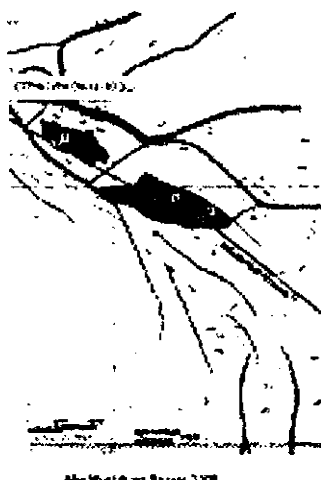


Рис.1.57. Структурные построения по 2D и 3D данным. Месторождение Хай Айленд, вблизи побережья Техаса

роме уточнения структурного плана, материалы сейсморазведки 3D позволяют получать и существенно более детальные и достоверные прогнозные карты фильтрационно-смкостных свойств резервуара по всей площади съемки, также влияющие на разведку и разработку месторождений и позволяющие корректировать бурение. О технологии и точности их получения мы поговорим позже, сейчас же они нас интересуют с позиции плотности и детальности информации.

На рисунке 1.58 слева приведена структурная карта, построенная по материалам сейсморазведки 2D, с нанесенными на нее зеленым цветом доказанными запасами нефти, месторождение Бей Марчанд, вблизи побережья Луизианы. Залежь достаточно сложно построена, т.к. большинство скважин, давших нефть, расположены не на своде, а на краю

Месторождение Бей Марчанд, структурная карта по 2D данным



Месторождение Бей Марчанд, структурная карта по 3D данным



Рис.1.58. Карты фильтрационно-емкостных свойств. Месторождение Бей Марчанд, Мексиканский залив

структуры.

Более того, одна из скважин оказалась в зоне глинизации пласта, и были свидетельства того, что в восточном направлении пласт глинизируется. При бурении новых скважин риск попасть в плохой коллектор был весьма велик. Как мы видим, карта достаточно схематичная. Тем не менее, она была положена в основу проектирования бурения на месторождении. Построенная после проведения сейсморазведки 3D и выполненного анализа атрибутов сейсмической записи карта амплитуд показывает близкое совпадение с распространением на этом месторождении нефтенасыщенных песчаников и их толщиной. Она основана на более плотной информации, а потому отображает реальное распространение песчаного пласта более реально. Она послужила основой для корректировки планов бурения, как вы видите, весьма существенных. Действительно, мы видим, что данная карта позволяет совершенно по-иному взглянуть на строение месторождения. Пробуренные скважины все, кроме одной, находились за пределами наиболее продуктивной части резервуара. Три вновь пробуренные скважины подтвердили наличие в точках их заложения высоко продуктивного резервуара.

Теперь остановимся на некоторых характеристиках и возможных недостатках сейсморазведки 3D. Сейсморазведка 3D характеризуется кратностью наблюдений и размерами бина – площадки, по углам которой располагаются суммотрассы ОГТ или точки наблюдений. Согласно последним рекомендациям («Временное руководство по содержанию, оформлению и порядку предоставления материалов сейсморазведки 3D на Государственную экспертизу запасов нефти и горючих газов. М., 2002 г.») большинству требований удовлетворяет бин размерами 25 x 25 м. Бин может быть прямоугольным, но обычно он квадратный.

Практически все интерпретационные методики, применяемые для 2D, применимы и для 3D. На 3D набор методик больше, да и результат, опять же, точнее. Разрешающая способность сейсморазведки 3D из-за сложностей с определением статических поправок понижается, т.к. нет прямых определений толщины ЗМС в стороне от точек взрыва, хотя возможно исправление данной ситуации путем учета головных волн от подошвы ЗМС, зато из-за возможности применения 3-мерной миграции (учета сейсмического сноса при негоризонтальности залегания границ) – повышается. Это принципиальное отличие: ни при какой плотности профилей при сейсморазведке 2D 3-мерная миграция невозможна.

Таким образом, можно рекомендовать сейсморазведку 2D на регионально-рекогносцировочном и поисковом этапах. При изучении месторождений необходима сейсморазведка 3D. Тем более, как мы рассмотрели ранее, мы собираемся возлагать на нее много задач.

На рисунке 1.59 приведена карта кратности по одному из кубов пространственной сейсморазведки. Максимальная кратность прослеживания 16, и она показана темно-зеленым цветом. Желтым цветом показана неполная крат-



Рис.1.59. Карта кратности наблюдений по 3D кубу

ность, вплоть до 1-кратных наблюдений. Как вы видите, обычно кратность внутри куба не есть величина постоянная, более того, часто она нерегулярна и зависит от факторов на дневной поверхности. Это сильно сказывается на точности количественного прогноза, основанного на амплитудах сейсмической записи. Поэтому одно из первых условий – необходимо следить за соблюдением кратности в пределах куба.

Другой возможной проблемой могут быть стыки между кубами разных лет съемки и обработки (рис.1.60). Дело в том, что пространственная сейсморазведка – достаточно трудоемкое мероприятие. Поэтому при необходимости покрыть большие площади, особенно в наземных условиях, процесс съемки может растянуться на несколько лет. Иногда возникают ситуации, когда обработку сейсмических материалов выполняют по разным графам, а то и вообще в разных организациях.

Это ведет к получению волновой картины разного вида в разных частях куба. При стыковке материалов наблюдений разных лет часто существуют проблемы. В данном случае мы видим ситуацию со стыками кубов на Крапивинском месторождении. Поэтому заказчику необходимо следить за тем, чтобы строго выдерживалась единая система наблюдений и граф обработки. Всегда необходимо сохранять первичный материал для возможности его пересоборочки.

Заключение

Таким образом, сейсморазведка 3D дает существенно большую и более точную информацию о строении месторождений УВ. Примеры показывают, что такое уточнение, как в структурном плане, в положении тектонических нарушений, так и в прогнозе свойств продуктивного резервуара могут очень существенно повлиять на планы разработки месторождения, а также на рентабельность работ на нем. Пространственная сейсморазведка позволяет проследивать небольшие объекты, подобные каналам или речным руслам, в то время, как профильная сейсморазведка такой возможности не представляет. Пространственная сейсморазведка позволяет повысить разрешающую способность сейсморазведки за счет применения 3-мерной миграции. При этом она несколько теряет в точности из-за менее точного ввода статических поправок. Пространственная сейсморазведка может иметь проблемы, связанные со стыковкой материалов разных лет, с неравномерной кратностью внутри куба. Тем не менее, очевидны преимущества пространственной сейсморазведки на месторождениях. Сейсморазведка 2D может быть рекомендована к применению на региональном, рекогносцировочном и поисковом этапах.

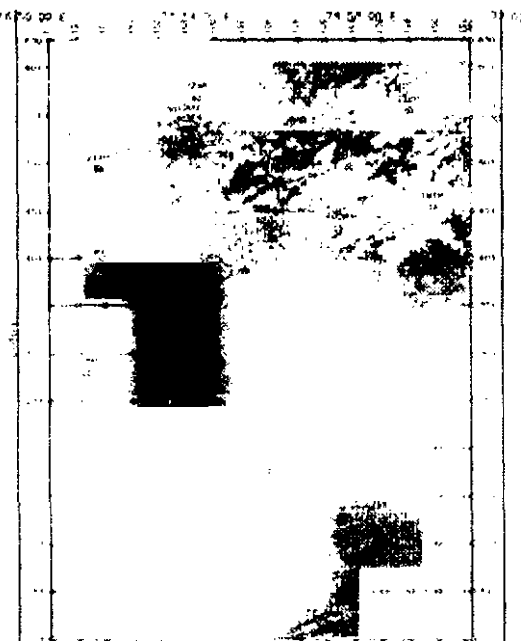


Рис.1.60. Стыки между кубами разных лет съемки. Крапивинское месторождение, Западная Сибирь

ГЛАВА 2

ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Возможности сейсморазведки основываются на изменениях физических свойств горных пород, влияющих на значимые для сейсморазведки параметры, к которым относятся в первую очередь: отражающая способность; акустическая жесткость; скорость прохождения волн. Рассмотрим в этом разделе, как меняются эти параметры в зависимости от изменения литологии, насыщенности, глубины. Также в поле нашего внимания попадут дополнительные параметры, которые могут помочь нам при литологической интерпретации данных сейсморазведки или оценке насыщенности горных пород. Важными для нас будут и зависимости между определяемыми по сейсмическим данным параметрами и интересующими разработчиков свойствами.

Поскольку такие зависимости могут изменяться от месторождения к месторождению, начинать любые работы по сейсморазведке необходимо с анализа физических предпосылок интерпретации, прежде всего по результатам исследования керна.

Если таковых данных не хватает, необходимо целенаправленно ставить работы по получению такой информации, по отбору керна, по определению недостаточно изученных параметров. В обратном случае вся интерпретация сейсморазведки сведется к описанию возможных, но не доказанных ситуаций.

Упругость относится к деформациям (твердых или иных) тел, которые исчезают полностью после снятия напряжений, их вызывающих. Как мы уже говорили, сейсмические волны относятся к типу упругих колебаний, поскольку они низкоамплитудные (в районе взрыва возникает неупругая деформация). Описать распространение упругих колебаний можно на основании постоянных упругости.

Постоянные упругости. В общем случае тензор упругости, связанный со сжатием и растяжением в анизотропной среде, представлен 21 независимой постоянной. В более простой ситуации, в трансверсальной изотропной среде (где свойства одинаковы в двух ортогональных (перпендикулярных) направлениях, но иные в третьем), их число уменьшается до 5 независимых постоянных.

Изотропная среда (где свойства одинаковые по всем направлениям) имеет только две независимые постоянные упругости. Для простоты мы будем пока рассматривать именно такую среду, хотя это, безусловно, некоторое приближение.

Для небольших смещений выполняется закон Гука и деформация пропорциональна напряжению. Опять таки, будем считать, что мы работаем в условиях выполнения закона Гука.

Рассмотрим постоянные упругости для упругой и изотропной среды.

Свойства сжатия-растяжения изотропных материалов, которые подчиняются закону Гука, определяются модулем упругости.

Модуль объемной упругости k определяется формулой:

$$k = \Delta P / (\Delta V / V) \quad (2.1)$$

где ΔP – изменение давления; V – объем; ΔV – изменение объема; $\Delta V / V$ – называется сжатием;

k есть отношение изменения давления к сжатию при чистом гидростатическом давлении. В реальной ситуации он может быть определен только для жидкости.

Модуль сдвига μ определяется формулой:

$$\mu = (\Delta F / A) / (\Delta L / L) \quad (2.2)$$

где ΔF - сдвигающая (касательная) сила; A - площадь поперечного сечения; L - расстояние между плоскостями сдвига; L - смещение при сдвиге.

μ есть отношение изменения удельной силы к смещению при чистом сдвиге.

Модуль растяжения или модуль Юнга E определяется формулой:

$$E = (\Delta F/A) / (\Delta L/L) \quad (2.3)$$

где $\Delta F/A$ - давление (сила на единицу площади); L - начальная длина; ΔL - изменение длины.

E есть отношение изменения давления (линейного) к изменению длины образца, когда образец растянут или сжат.

$1/E$ иногда называется податливостью среды.

Постоянная Ламе λ или модуль упругости определяется по формуле:

$$\lambda = k - 2\mu/3 \quad (2.4)$$

где k - модуль объемной упругости, μ - модуль сдвига.

Еще одна упругая переменная, характеризующая среду - коэффициент Пуассона σ определяется формулой:

$$\sigma = (\Delta W/W) / (\Delta L/L) \quad (2.4)$$

где W начальная ширина; ΔW уменьшение ширины; L начальная длина; ΔL увеличение длины.

Коэффициент Пуассона σ это отношение поперечной деформации к продольной. σ изменяется от 0 до 0.5: значение 0.5 для идеальных жидкостей (не сжимаемых в любом направлении) и 0.25 для Пуассоновых твердых сред, для которых $\lambda = \mu$.

Для твердых сред – горных пород, коэффициент Пуассона может быть вычислен через параметр гамма или отношение скоростей продольных волн к поперечным волнам:

$$\sigma = \frac{\gamma^2 - 2}{2(\gamma^2 - 1)} \quad \text{где } \gamma = \frac{V_P}{V_S} \quad (2.5)$$

где V_P - скорость Р волн, V_S - скорость S волн.

Заметьте, что отношение V_P/V_S позволяет рассчитать коэффициент Пуассона σ и не зависит от плотности горной породы. Таким образом, это сейсмически значимый параметр, или дополнительная характеристика среды, которая в принципе отличается от акустической жесткости, зависящей от плотности.

Через скорости продольных и поперечных волн можно выразить и другие упругие постоянные, например, постоянные Ламе и модуль сдвига.

Постоянная Ламе λ выражается формулой:

$$\lambda = \rho (V_P^2 - V_S^2) \quad (2.6)$$

Модуль Сдвига μ выражается формулой:

$$\mu = \rho V_S^2 \quad (2.7)$$

где V_P - скорость Р волн, V_S - скорость S волн, ρ – плотность

В свою очередь и скорости волн в среде, продольной и поперечной могут быть определены через постоянные упругости. Скорость продольных волн V_P равна:

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.8)$$

а скорость продольных волн V_s равна:

$$V_s = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.9)$$

Отсюда вытекает важность определения в лабораторных условиях постоянных упругости: они позволят нам вычислить интересующие нас скорости поперечных и продольных волн, коэффициент Пуассона, которые в дальнейшем мы будем использовать при интерпретации данных сейсморазведки.

Мы отмечали выше, что независимых постоянных упругости всего две, то есть через любые две из них можно выразить остальные. В данной таблице приведены пересчетные формулы, позволяющие на основе одних постоянных рассчитать другие.

ПОСТОЯННЫЕ УПРУГОСТИ
для изотропной среды, выраженные одна через другую

	E	σ	k	μ	λ
(E, σ)			$\frac{E}{3(1 - 2\sigma)}$	$\frac{E}{2(1 + \sigma)}$	$\frac{E\sigma}{(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)}$
(E, k)		$\frac{3k - E}{6k}$		$\frac{3kE}{9k - E}$	$3k\left(\frac{3k - E}{9k - E}\right)$
(E, μ)		$\frac{E - 2\mu}{2\mu}$	$\frac{\mu E}{3(3\mu - E)}$		$\mu\left(\frac{E - 2\mu}{3\mu - E}\right)$
(σ, k)	$3k(1 - 2\sigma)$			$\frac{3k}{2}\left(\frac{1 - 2\sigma}{1 + \sigma}\right)$	$3k\left(\frac{\sigma}{1 + \sigma}\right)$
(σ, μ)	$2\mu(1 + \sigma)$		$\frac{2\mu(1 + \sigma)}{3(1 - 2\sigma)}$		$\mu\left(\frac{2\sigma}{1 - 2\sigma}\right)$
(σ, λ)	$\lambda \frac{(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)}{\sigma}$		$\lambda\left(\frac{1 + \sigma}{3\sigma}\right)$	$\lambda\left(\frac{1 - 2\sigma}{2\sigma}\right)$	
(k, μ)	$\frac{9k\mu}{3k + \mu}$	$\frac{3k - 2\mu}{2(3k + \mu)}$			$k - 2\mu/3$
(k, λ)	$9k\left(\frac{k - \lambda}{3k - \lambda}\right)$	$\frac{\lambda}{3k - \lambda}$		$\frac{2}{3}(k - \lambda)$	
(μ, λ)	$\mu\left(\frac{3\lambda + 2\mu}{\lambda + \mu}\right)$	$\frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$	$\lambda + \frac{2}{3}\mu$		

Обратите внимание на формулу коэффициента Пуассона, выраженного через модуль сдвига и модуль упругости (постоянную Ламе) – если они равны между собой (для Пуассоновых твердых тел), то коэффициент Пуассона будет равен 0,25.

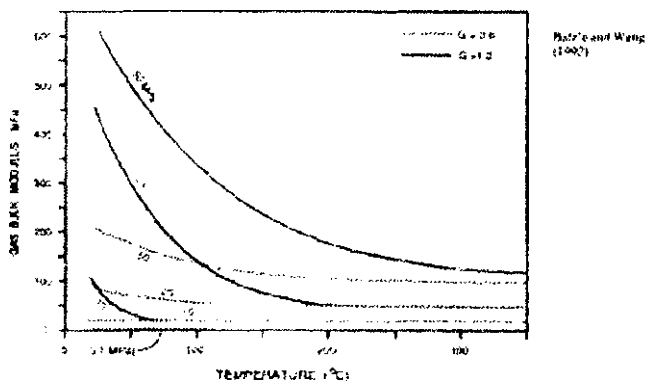


Рис.2.1. Модуль объемной упругости K

Перечисленные выше упругие постоянные изменяются в зависимости от многих параметров. Рассмотрим это на примере модуля объемной упругости.

Модуль объемной упругости K зависит от многих параметров, в том числе от температуры, давления (оба этих параметра в наших условиях увеличиваются с глубиной), от химического состава среды. На рис.2.1 приведены графики зависимости модуля объемной упругости природного газа от перечисленных выше параметров. При увеличении температуры величина модуля K уменьшается (сжать его проще при меньшем давлении), при увеличении давления – наоборот, увеличивается. При увеличении удельной плотности газа (по отношению к воздуху), зависящему от его химического состава, модуль K также увеличивается. В первом приближении мы можем считать, что и горные породы будут иметь сходные тенденции к изменению модуля объемной упругости при изменении этих параметров.

Наиболее часто при интерпретации сейсморазведки мы будем сталкиваться с более ограниченным количеством параметров среды, в основном являющимися производными от постоянных упругости, как мы видели это выше. К этим значимым для сейсморазведки параметрам, которые мы можем назвать механическими свойствами горных пород, относятся:

- Скоростью распространения волн сжатия: V_P ;
- Скоростью распространения волн сдвига: V_S ;
- Плотностью: ρ ;
- Q фактором, или Поглощающей Способностью (зависящей от способности горных пород поглощать энергию сейсмических волн): Q ;

Поэтому для обоснованного применения сейсморазведки необходимо знать, как эти параметры изменяются, от чего это зависит, в каких диапазонах происходит это изменение.

Поглощающая способность горных пород или Q -фактор является одним из самых важных свойств горных пород. Влияние его на амплитуду всех типов волн исключительно велико. Тем не менее, пока он находит лишь ограниченное применение при интерпретации данных сейсморазведки. Более широко в настоящее время он используется при интерпретации данных ГИС. На изучение его направлен метод акустического каротажа по затуханию.

В породах, которые характеризуются большим поглощением, Q фактор - низкий. К таковым относятся глинистые породы: аргиллиты, мергели, вплоть до глинистых сланцев. Q фактор в них меняется от 30 до 70. Чем более крепкие породы, тем меньше энергии проходящей по ним сейсмической волны они поглощают. Такие породы являются хорошими проводниками сейсмической энергии. К ним относятся граниты и базальты, в которых Q фактор повышается до 200 и даже 600 единиц. Близкими к ним значениями характеризуются известняки и доломиты. Пески и песчаники занимают промежуточное положение между глинистыми и кристаллическими породами. Их поглощающая способность зависит от пористости, консолидированности, цементированности, количества и состава цемента. Конечно, оказывает влияние на этот фактор и строение матрицы: размер зерна, характер упаковки, состав зерен.

Пожалуй, самым важным в сейсморазведке параметром является **скорость распространения продольных волн**. Она важна не только потому, что влияет на структурные построения, но и потому, что их сейсморазведка определяет наиболее просто (хоть и не всегда

достаточно точно), и на базе определения скоростей продольных волн строились многие методики интерпретации данных сейсморазведки, прежде всего литологической интерпретации. Поэтому важно знать, каковы физические возможности разделения горных пород по литологии только на основе знания пластовых скоростей.

Таблица 2.1

Q-фактор горных пород

Горные породы	Q-фактор
Глинистые сланцы-аргиллиты-мергели	30-70
Пески песчаники	70-150
Известняки-доломиты	100-600
Граниты-базальты	200-60

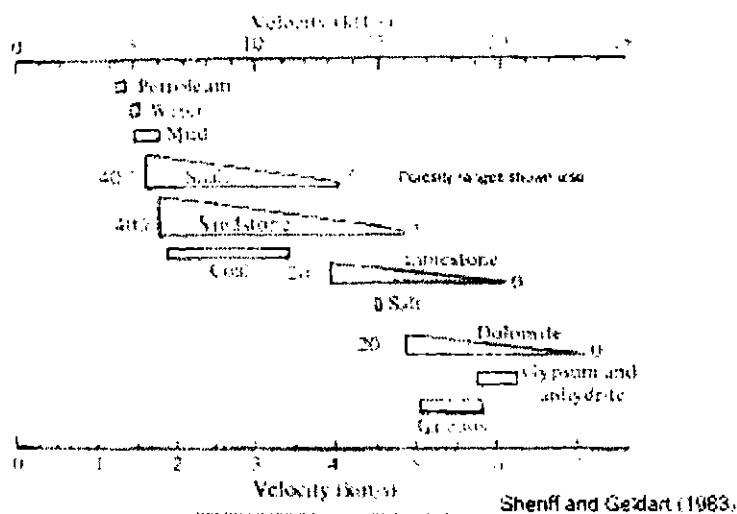


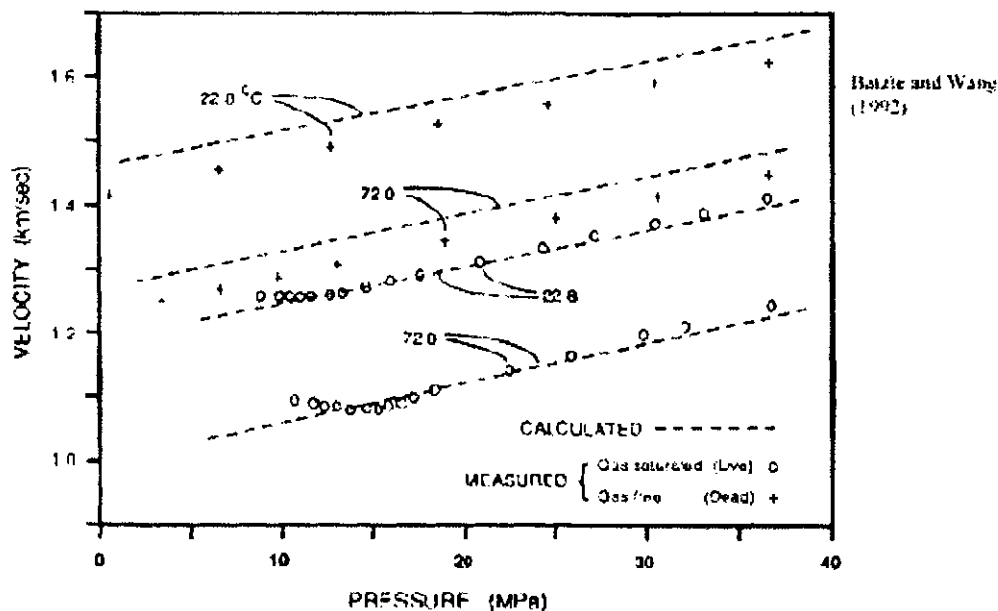
Рис.2.2. График изменения скоростей продольных волн в горных породах разной литологии

На рис.2.2 приведен график изменения скоростей продольных волн в горных породах разной литологии, а также в некоторых жидкостях и даже буровом растворе, опубликованный Шерифом и Гелдартом в 1983 году. Актуально, что практически все приведенные на нем среды характеризуются довольно широким диапазоном изменения пластовых скоростей. Это связано с тем, что на скорость влияет не только литология, но и ряд других факторов, пористость, например. В зависимости от коэффициента по-

ристости скорость в глинистых породах меняется от 1700 м/с (при 40% пористости) до 4000 м/с при пористости около 5%. При аналогичном изменении пористости скорость в песчаниках меняется от 1900 м/с до 5000 м/с. Судя по этим данным, разделить глинистые породы и песчаники невозможно, кроме скоростей выше 4000 м/с. Однако, если мы зададимся типичными значениями пористости в песчаниках и глинистых породах, задача может решаться более определенно. Как правило, аномально низкими значениями скорости характеризуются угольные пласты (скорость в них будет зависеть не от пористости, а от зольности). Аномально высокими скоростями в терригенном разрезе характеризуются карбонаты, а также соли. Метаморфические и магматические породы также характеризуются скоростями большими, чем нормально осадочные отложения.

При рассмотрении модуля объемной упругости мы отметили, что он увеличивается вместе с возрастанием давления. Скорость продольных волн находится в пропорциональной зависимости от модуля объемной упругости, т.е. также возрастает вместе с увеличением давления (для нас это будет связано с глубиной, но наблюдается и эффект от разработки месторождения). Эта зависимость также достаточно сложная, т.к. на нее влияют температура, химический состав. На приведенном графике вы видите зависимость скорости продольных волн в нефти, содержащей растворенный газ (замеры отмечены кружками) и

без газа (отмечено крестиками) (рис.2.3). Мы видим, что скорость при увеличении давления увеличивается. При увеличении температуры тенденция обратная. Поскольку с увеличением глубины давление возрастает и температура тоже, то эти эффекты до некоторой степени гасят друг друга. Наличие растворенного газа в нефти значительно снижает скорость прохождения акустических волн. Этот эффект наблюдается не только для нефти, но и для воды. Например, скорости волн в торфяных болотах, где проводящей средой является композиция торфа, воды и газа, существенно ниже, чем в чистой воде. Недоучет этого приводит к



ошибкам во вводе статических поправок.

Рис.2.3. График изменения скорости V_p с давлением

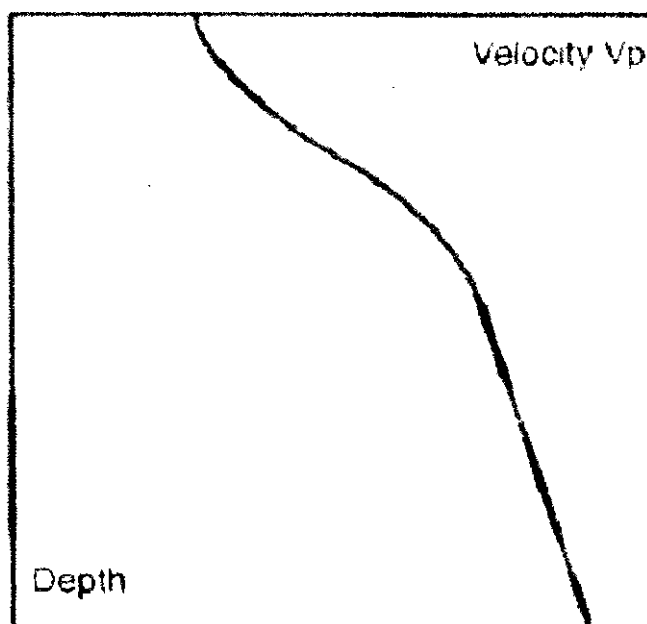


Рис.2.4. Изменение скорости продольных волн с глубиной

От лабораторных изменений скорости продольных волн в жидкости перейдем к геологическому разрезу, сложенному горными породами. Перед нами обобщенный график изменения скорости с глубиной (рис.2.4). Конкретные величины связаны с литологией горных пород, их составом и рядом других факторов. Резкое изменение скорости в верхней части графика связано с почти линейным уплотнением горных пород при уменьшении пористости. После достижения некоторого предела по уплотнению горных пород за счет переориентации зерен, дальнейшее уплотнение происходит уже за счет их механической деформации при высоких давлениях и химических изменений. Тем не менее, общая тенденция по увеличению скорости сохраняется, хотя и с меньшей интенсивностью. Поэтому при интерпретации необходимо знать типичные скорости для пород разной литологии на конкретной глубине, т.к. для одного месторождения или одного из объектов в его пределах она меняется обычно не существенно.

Таблица 2.2

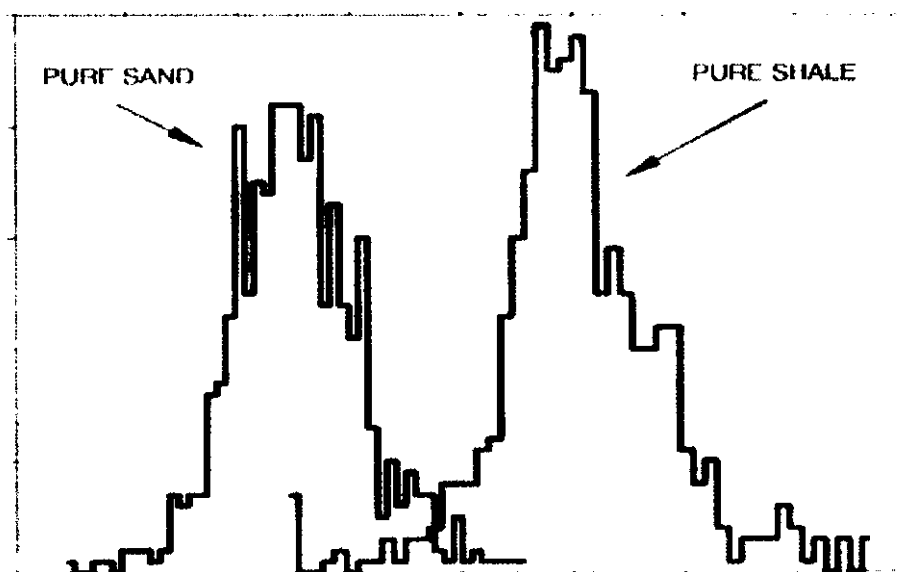
Скорости продольных и поперечных волн в горных породах

Горные породы	Скорость Р-волн V _p (м/с)	Скорость S-волн V _s (м/с)
Почва	300-700	100-300
Сухой песок	400-1200	100-500
Влажный песок	1500-4000	400-1200
Аргиллит	1100-2500	200-800
Мергель	2000-3000	750-1500
Песчаник	3000-4500	1200-2800
Известняк	3500-6000	2000-3300
Мел	2300-2600	1100-1300
Соль, Ангидрит	4000-5500	2200-3100
Доломит	3500-6500	1900-3600
Гранит	4500-6000	2500-3300
Базальт	5000-6000	2800-3400
Уголь	2200-2700	1000-1400
Вода	1450-1500	-
Нефть	1200-1250	-

В таблице 2.2 представлены не только интервалы изменения скорости продольных волн в зависимости от литологии горных пород, но и значения **скорости поперечных волн V_s**. Несмотря на то, что сейсморазведку на поперечных волнах у нас проводят не часто, они будут для нас чрезвычайно важны. В самом грубом приближении можно считать, что скорости поперечных волн в 1,7 раза ниже скорости распространения волн продольных. Для нас важно, что они всегда ниже. Отношение этих скоростей, как мы уже знаем, называется параметром гамма, и его изучение, как и изучение коэффициента Пуассона будут служить для нас источником информации при литологической интерпретации данных сейсморазведки. Пока же мы отмечаем, что скорости поперечных волн зависят от литологии, имеют интервал изменения для каждого из типов литологии, и меньше по величине, чем скорости продольных волн, что хорошо для повышения разрешающей способности сейсморазведки.

На данном графике (рис.2.5) приведены гистограммы параметра гамма или отношения скорости продольных волн к скорости волн поперечных. Как мы видим, для чистых песчанников и для чистых глин распределения этого параметра имеют разное положение. Если мода в песчаниках примерно равна 1,63, а подавляющее количество измерений находится в пределах от 1,58 до 1,71, то для чистых глин мода составляет 1,9, а интервал изме-

нения величины лежит в пределах от 1,84 до 2,0. Самое лучшее, что перекрытие распределений невелико, т.е. предпосылки для литологической интерпретации на основе параметра гамма весьма хорошие, и разделение должно проводиться надежно. Таким образом, информация о скоростях поперечных волн – исключительно важна с точки зрения литологической



ской интерпретации, и предпосылки такие существуют.

Рис.2.5. Гистограмма параметра гамма или V_p/V_s

Снизить наш оптимизм может осознание того, что не чистые литологические разновидности, такие, как глинистые песчаники, суглинки, займут все пространство между хорошо разделяющимися песчаниками и глинами.

Иной способ определения литологии существует с использованием графика, где в по горизонтальной оси откладываются значения скорости продольных волн, а по вертикальной оси – величина, обратная параметру гамма, или отношение скоростей поперечных волн к продольным. Как вы видите на графике, в плоскости значения этих параметров располагаются в разных областях для горных пород разной литологии: доломиты уверенно отделяются от известняков, песчаники отличаются от них еще больше (рис.2.6). Таким образом, мы с вами видим серьезные предпосылки и инструмент для определения литологии горных пород по данным сейсморазведки. Как видите, эта задача решаемая, но для этого нужны по-

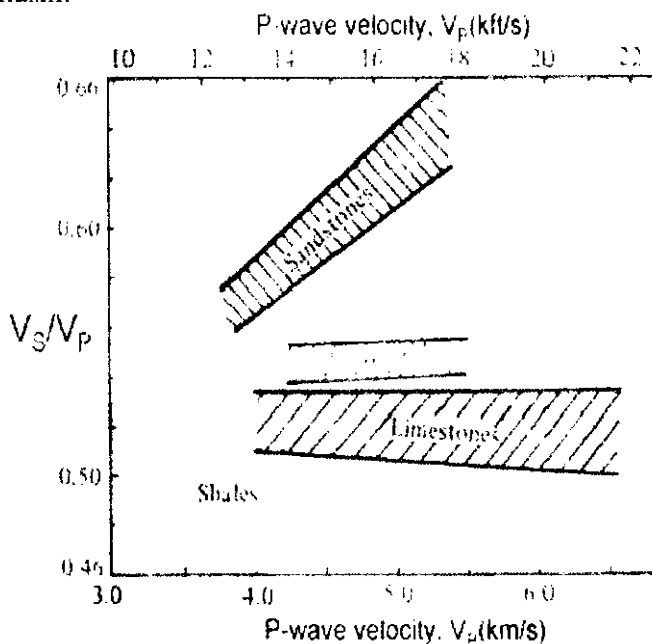


Рис.2.6. Возможность определения литологии по соотношению скоростей V_s/V_p

левые наблюдения поперечных волн.

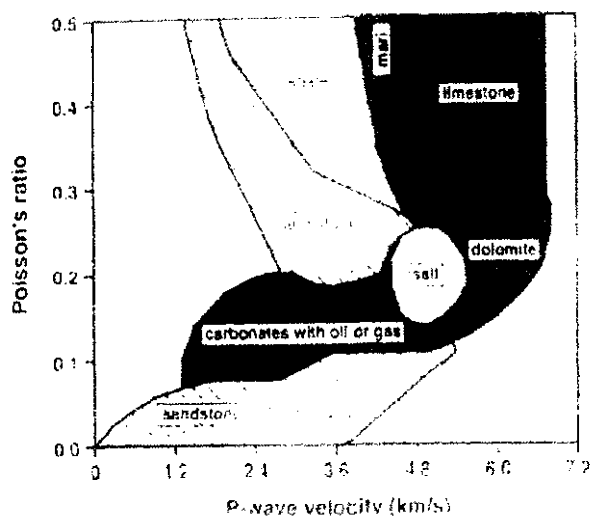


Рис.2.7. Возможность определения литологии по коэффициенту Пуассона

ний скоростей поперечных волн у нас не будет. В этой ситуации можно воспользоваться формулами зависимости скорости поперечных волн от продольных для горных пород разной литологии. Пересчетная таблица взята из статьи Джона Кастаини (рис.2.8). Таблицы являются результатом обобщения достаточно большого объема материала, полученного преимущественно в Мексиканском заливе, и является доказательством того, что не только у нас существует недостаток данных по скоростям поперечных волн. Это шаг в направлении уточнения такой информации по сравнению с коэффициентом 1,7. Вместе с тем понятно, что это лишь некоторый обобщенный прогноз, и он будет тем точнее, чем больше литологических разностей мы выделим в разрезе. С другой стороны, он все же менее предпочтителен, нежели прямые определения скорости поперечных волн на образцах керна.

Определяемый на базе скоростей продольных и поперечных волн коэффициент Пуассона является еще одним инструментом литологической интерпретации данных сейсморазведки. На рисунке 2.7 приведен график, на котором вы видите, что в случае использования его значений вдоль вертикальной оси, мы получаем разделение в плоскости величин, характерных для глин, песчаников, солей, доломитов, известняков и мраморов. Более того, на этом графике вы видите, что существуют предпосылки определения насыщенности углеводородами карбонатных пород и песчаников – они занимают нижнюю область на приведенном графике.

К сожалению, часто мы будем сталкиваться с ситуацией, когда прямых измере-

Table 2. V_p versus V_s regression coefficients for various lithologies

Coefficients are for velocities in km/s and the equation $V_s = a V_p^2 + b V_p + c$.

Coefficient	Limestone	Dolomite	Sandstone	Shale	Coal
a	-0.055	----	----	----	-0.232
std error	0.006	----	----	----	0.012
b	1.017	0.583	0.804	0.770	1.542
std error	0.048	0.037	0.009	0.020	0.064
c	-1.030	-0.078	-0.856	-0.867	-1.214
std error	0.088	0.104	0.106	0.120	0.014
R squared	0.991	0.874	0.984	0.979	0.966
n samples	129	37	136	32	143
min V_p	1.5	4.0	1.5	1.5	1.5
max V_p	6.5	7.0	6.1	5.0	3.5

The sandstone trend is for clean quartz sands only. Use the same trend for lithologies as the

Minimum and maximum V_p indicate intended applicable range of coefficients given

Also use $V_p/V_s = 1.5$ for gas sands, 1.7 for oil and 1.8 for brine.

Coefficients for the "mudrock line" are $b = .88$ and $c = -1.17$.

For velocity scale of ft/s, divide the "a" coefficients by 3281 and multiply the "b" coefficients by 3281.

Рис.2.8. Расчет V_s по V_p для горных пород разной литологии

Плотность горных пород. Плотность – важнейшее механическое свойство горных пород, исключительно важное для сейсморазведки, т.к. плотность входит составляющей частью в расчет акустической жесткости горных пород и соответственно, коэффициентов отражения. При рассмотрении изменения скорости с глубиной мы коснулись и изменения с глубиной плотности. Как и скорость, плотность горных пород увеличивается с глубиной, и зависимости между ней и давлением, пористостью, химическим составом пород во многом сходны с аналогичными для скорости. Наиболее сильно плотность зависит от пористости горных пород (а для нас пористость очень важна при подсчете запасов, поэтому важна для нас и эта зависимость), что вытекает из приведенной на слайде формулы.

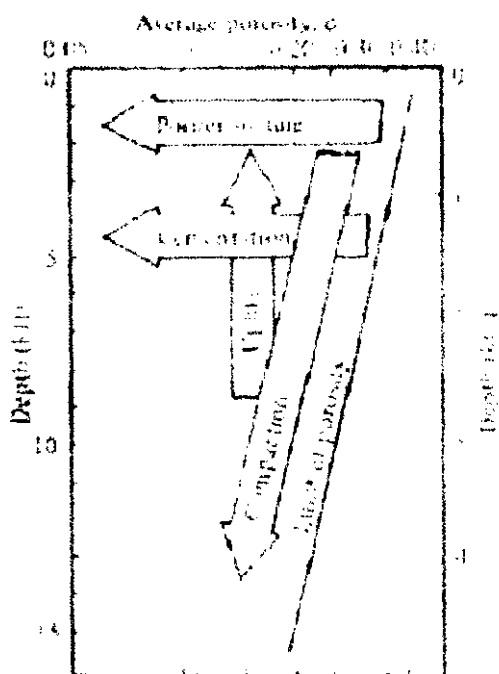


Рис.2.9. Схема основных факторов, влияющих на пористость горных

горных пород, обратного процесса разуплотнения и увеличения пористости не происходит.

Лабораторные измерения плотности газа разного компонентного состава показывают зависимость его плотности от ряда параметров (рис.2.10). При увеличении температуры плотность газа падает, в то время как при увеличении давления она возрастает. Мы вновь наблюдаем две противоположно направленные тенденции, связанные с увеличением глубины, как и в случае со скоростью. Но, как и в предыдущем случае, влияние давления на плотность больше. Имея зависимости такого вида для газа, мы можем представить себе наличие аналогичных зависимостей для горных пород, правда, изменение плотности при этом будет существенно меньшим.

Если мы рассмотрим изменение плотности от тех же параметров у нефти, то заметим существенную разницу (рис.2.11). В целом тенденции те же самые, но жидкость практически

В свою очередь, пористость сильно меняется в зависимости от глубины (и давления). На обобщенной схеме приведены основные факторы, влияющие на пористость горных пород (рис.2.9). По мере ухудшения сортировки зерен осадочной горной породы пористость уменьшается. При увеличении содержания цемента пористость также падает. При увеличении глубины за счет уплотнения горных пород их пористость опять таки уменьшается (но происходит это не линейно, это лишь схема). При этом существует обоснованный предел для пористости горных пород на определенной глубине, выше которого значения пористости быть не могут. При обратном процессе, часто имеющем место в земной коре, воздымании

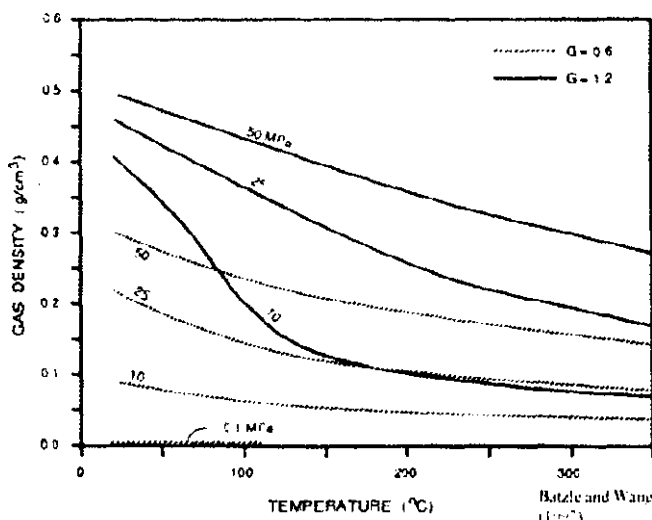


Рис.2.10. График изменения плотности газа от температуры

ки несжимаемая среда. Поэтому на ее плотность температура влияет больше, чем давление. Большое значение оказывает также компонентный или химический состав нефти, определяющий ее плотность при нормальных условиях.

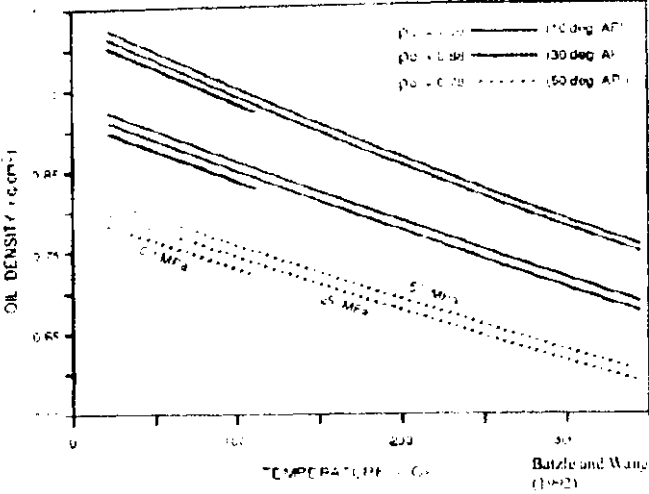


Рис.2.11. График изменения плотности нефти от температуры

Как и другие свойства горных пород, плотность меняется в зависимости от литологии, но для каждой из них имеет диапазон значений. В среднем терригенные горные породы обладают значениями плотности от 2,5 до 2,65 г/см³. Аномально низкой плотностью обладают угли, аномально высокой – карбонаты. Высокой плотностью характеризуются также магматические горные породы. Как и для скоростей горных пород, можно рекомендовать изучение и обобщение данных по плотности горных пород, как самого резервуара, так и вмещающих толщ на каждом отдельном месторождении. Проводится это на основе исследования свойств керна и каротажных данных, из российских методов – по показани

ниям ГГК-П. Отсюда рекомендация – проводить его в каждой скважине. Практически всеми исследователями отмечается, что плотность и скорость находятся в тесной корреляционной зависимости. Однако по своей физической природе это независимые друг от друга свойства среды. Например, вода обладает меньшей плотностью, чем сухой песок, однако скорость прохождения волн в последнем ниже, чем в воде. Поэтому при детальном изучении акустических свойств горных пород необходимо определять и учитывать плотность отдельно от скорости. В общем же случае, когда требования к детальности не столь высоки, по мнению многих исследователей можно пренебрегать изменениями плотности, поскольку их диапазон меньше, чем диапазон изменения скорости (до 10%

Таблица 2.3

Плотность горных пород (зависимость от литологии)	
Горные породы	Плотность ρ (г/см³)
Почва	1,7 – 2,4
Сухой песок	1,5 – 1,7
Влажный песок	1,9 – 2,1
Аргиллит	2,0 – 2,4
Мергель	2,1 – 2,6
Песчаник	2,1 – 2,4
Известняк	2,4 – 2,7
Мел	1,8 – 2,3
Соль, Ангидрит	2,1 – 3,0
Доломит	2,5 – 2,9
Гранит	2,5 – 2,7
Базальт	2,7 – 3,1
Уголь	1,3 – 1,8
Вода	1,0
Нефть	0,6 – 0,9

против возможных изменений в порядок). На взгляд автора данных курсов это преувеличенное различие, но в целом с ним можно согласиться.

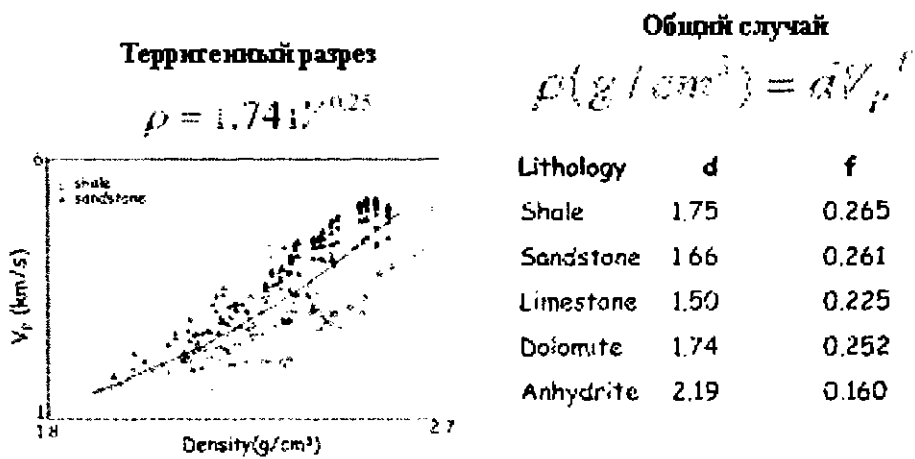


Рис.2.12. Взаимосвязь плотности и скорости. Уравнение Гаднера

Если же прямых определений плотности нет, или их недостаточно, можно прибегнуть к формулам, описывающим зависимость плотности от скорости продольных волн. Такие формулы для разных регионов были предложены Гогоненковым, Туезовой и многими другими исследователями в России. Наиболее широко используемой западными специалистами является формула, предложенная Гарднером (рис.2.12). Она может применяться как для терригенного разреза в целом, так и в условиях возможности первоначального определения литологии горных пород – для каждого из основных литологических типов: глин, песчаников, известняков, доломитов и ангидритов обоснованы свои коэффициенты в этом уравнении.

Table 3. V_p versus ρ regression coefficients for various lithologies					
Coefficients are for velocities in km/s and the equation $\rho = a V_p^b + c$.					
Coefficient	Limestone	Dolomite	Sandstone	Shale	Anhydrite
a	-0.0296	-0.235	-0.0115	-0.0261	-0.0203
b	0.4610	0.390	0.261	0.3730	0.3210
c	0.9630	1.242	1.515	1.4580	1.7320
min V_p	3.5	4.5	1.5	1.5	4.6
max V_p	6.4	7.1	6.0	5.0	7.4

Minimum and maximum V_p indicates expected applicable range for the coefficients given

Also, very roughly use $b = 1.00$ and $c = 1.50$ for gas sands and density about 1.2 g/cm³ for rock salt

For application in ft/s, divide the "a" coefficients by 3281.7 and the "b" coefficients by 3281.

Рис.2.13. Расчет плотности по V_p для горных пород разной литологии.

Другая форма зависимости между плотностью и скоростью продольных волн предложена Джоном Кастаньей (рис.2.13). Это не просто степенная зависимость, но многочлен. Эту зависимость также можно использовать для разных типов горных пород, в то время как единой обобщающей формулы не предложено.

Акустическая жесткость. Акустическая жесткость горных пород – основной фактор, от которого зависит коэффициент отражения и амплитуда волны. Как мы помним, определяется она в виде произведения скорости на плотность. Изменение и тех, и других мы

рассмотрели довольно полно, и отметили, что основные закономерности в изменениях аналогичны и для скорости продольных волн, и для плотности. Акустическая жесткость зависит от литологии, пористости, состава горных пород. Поскольку амплитуда сейсмических отражений зависит в первую очередь от акустической жесткости, многие исследователи считают, что по сейсмическим данным возможно определять именно акустические жесткости горных пород и невозможно разделить ее на отдельные составляющие: скорость и плотность. Это является основой целого ряда интерпретационных технологий, известных в общем как инверсионные преобразования в сейсморазведке. Их мы рассмотрим в рамках нашего курса позже.

Для нас важно отметить, что акустическая жесткость горных пород для продольных и поперечных волн будет разной – и это тоже ляжет в основу соответствующих интерпретационных методик.

Сделав некоторое обобщение, мы можем сказать, что акустическая жесткость горных пород зависит от глубины залегания и возраста горных пород. Такую обобщенную зависимость вы видите на приведенном графике. Как вы видите, изменение акустической жесткости происходит в породах разной литологии по-разному. Поэтому есть как области нормального разделения пород по акустической жесткости, есть области невозможности разделения горных пород разной литологии по акустической жесткости, и есть области инверсии значений. Для нас это актуально, потому что в разных интервалах геологического разреза кровля песчаного пласта будет отображаться либо положительной фазой волны, либо отрицательной.

Рассмотрим обобщающую таблицу 2.4, в которой приведены значения скорости продольных волн, плотности и акустической жесткости песчаника, в зависимости от насыщения, которое меняется от воды до нефти и газа, а также меняется его пористость от 0% до 30%. Для сопоставления с песчаником приведены эти же величины для аргиллита: насыщенность и пористость в последнем не менялась. Как вы видите, скорость в водонасыщенном песчанике всегда выше, чем в аргиллите, как и в нефтенасыщенном, хотя при пористости 30% скорость в песчанике близка к скорости в аргиллите. В случае газонасыщенности скорость в песчаниках существенно ниже, чем в аргиллите, начиная со значения пористости около 13%. Плотность песчаника всегда ниже, чем плотность аргиллитов, за исключением пористости 0%. Но эта ситуация нас не очень беспокоит, потому что и песчаник с пористостью 0%, и аргиллит для нас не коллектор, и даже может выступать как покрывка. Ситуация менее однозначна, когда мы переходим к акустической жесткости. Это следствие того, что на нее влияют оба перечисленных выше параметра.

Таблица 2.4

Зависимость скорости, пористости, плотности и акустической жесткости

Песчаник	Пористость	Скорость	Плотность	Ак. жесткость
Водонасыщенный	0%	5250	2,65	13913
	10%	4290	2,49	10682
	20%	3630	2,33	8458
	30%	3120	2,17	6770
Нефтенасыщенный	0%	5250	2,65	13913
	10%	4020	2,47	9929
	20%	3240	2,29	7420
	30%	2740	2,10	5754
Газонасыщенный	0%	5250	2,65	13913
	10%	2820	2,41	6796
	20%	1920	2,16	4147
	30%	1355	1,92	2602
Аргиллит		2550	2,50	6375

На другом рисунке приведен пример выскоков больших времен на кривой акустического каротажа и соответственно низких скоростей в меловом интервале разреза. Как мы видим, эти выскоки связаны с кавсрнами в стволе скважины, поэтому их также необходимо устранить.

Иногда требуется внести коррекцию в данные по скоростям, полученным по каротажу, опираясь на сейсмическую информацию, как это ни покажется странным. Дело в том, что при проведении каротажа используется другой набор частот (килогерцовый диапазон), нежели в сейсморазведке, и скорость прохождения волн по горным породам на разных частотах разная. Способ корректировки достаточно прост: если путем сейсмического моделирования мы можем точно сопоставить некоторые отраженные волны на модельной сейсмотрассе с отражениями на реальной сейсмотрассе, то сопоставив их времена, мы можем внести поправку в скорости, определенные по каротажу, для того чтобы они соответствовали сейсмическим – в этом случае положения отражений на реальной и модельной сейсмотрассе совпадут точно.

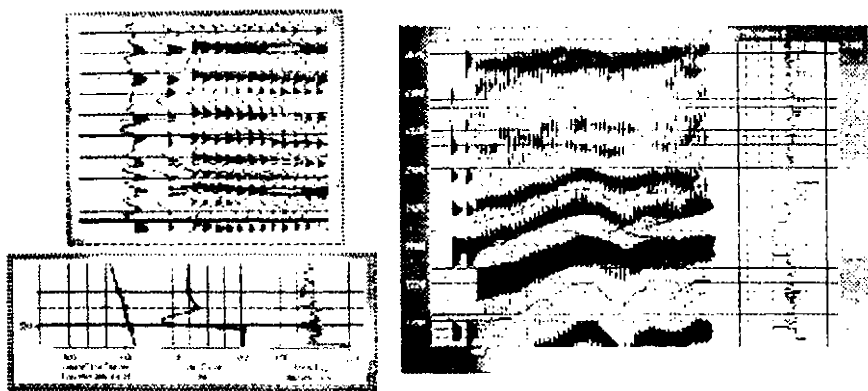


Рис.2.15. Коррекция скоростной характеристики модели по сейсмическим данным

В этом случае корректировка некорректна и может привести к существенным искажениям реальной картины распределения скоростей в разрезе.

Заключение

Итак, в заключение отметим для себя еще раз:

Без опоры на эталонные данные по петрофизике горных пород вся интерпретация материалов сейсморазведки останется качественной, а не станет количественной.

Необходимо в каждой скважине проводить несколько видов каротажа, которые используются, в том числе, и при интерпретации сейсмических данных. Это:

- Акустический каротаж по скорости V_p и V_s ;
- Акустический каротаж по затуханию;
- Плотностной каротаж;

Необходимо также выполнять лабораторные определения ряда параметров, казалось бы, не интересных инженерам-нефтяникам, но необходимых для возможной интерпретации сейсмических данных и решения задач прогноза распределения в межскважинном пространстве коллекторских свойств горных пород, литологии, насыщенности, которые для инженеров-нефтяников уже очень интересны. К ним относятся в первую очередь:

- 1) Скорости V_p ;
- 2) Скорости V_s ;
- 3) Плотности;

Пример выполнения такой процедуры показан на рисунке 2.15.

Необходимо помнить, что сейсмически яркий, но возможно локальный геологический объект, вскрытый в скважине, может не совпадать в пространстве со средним положением этого объекта в пределах первой зоны Френсля, определяе-

- 4) Модуль сдвига;
- 5) Модуль Юнга;
- 6) Модуль сжатия;
- 7) Q фактор горных пород;

Еще раз заметим, что изучать эти свойства необходимо не только в интервале пласта, но и во вмещающих резервуар горных породах. Проводить эти определения, создавать информационную базу необходимо заблаговременно, иначе после начала геофизических работ ее создать в достаточном количестве будет уже просто невозможно.

СЕЙСМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ПРИВЯЗКА

Полученное наблюдаемое сейсмическое волновое поле никогда не являлось самоцелью для исполнителей и заказчиков сейсморазведочных работ. В итоге и геологов, и разработчиков интересовало геологическое строение изучаемого разреза и свойства слагающих его пластов. Каким образом сопоставляется временной сейсмический разрез с геологическим? Самый простой и базовый прием – пробурить скважину и сравнить ее разрез с сейсмическим разрезом. При этом тоже существуют проблемы – например, как соотнести шкалу глубин вдоль ствола скважины со шкалой времени на сейсмическом разрезе? Осуществить такое сопоставление, или оценить, как будет изменяться волновое поле в межскважинном пространстве, или во времени при разработке месторождений – позволяет сейсмическое моделирование. В настоящее время наработан большой комплекс положений, которые позволяют промоделировать получаемое сейсмическое волновое поле в зависимости от исходного геологического разреза. Такое моделирование основано на теоретических положениях (сверточная модель получения сейсмотрассы), алгоритмах моделирования, программном обеспечении, возможностях современной вычислительной техники.

Одним из основных и широко применяемых методических приемов наиболее простого вида сейсмического моделирования – одномерного, является стратиграфическая привязка, или сопоставление геологического разреза в скважине с сейсмическим волновым полем. Оно является основой всей дальнейшей интерпретации, поскольку от того, насколько корректно будет выполнено такое сопоставление, зависит точность, да и корректность всех последующих работ. В связи с его столь высокой важностью, на нем мы остановимся более подробно. С использованием сейсмического моделирования в тех или иных целях мы будем сталкиваться на протяжении всего последующего курса.

Сейсмическое моделирование, называемое также решение прямой задачи в сейсморазведке, т.е. расчет сейсмического отклика на среду с известным строением используется для широкого круга задач в сейсморазведке (рис.3.1). Оно применяется для расчета систем наблюдения, особенно в сложных структурных условиях, когда определяются пути прохо-

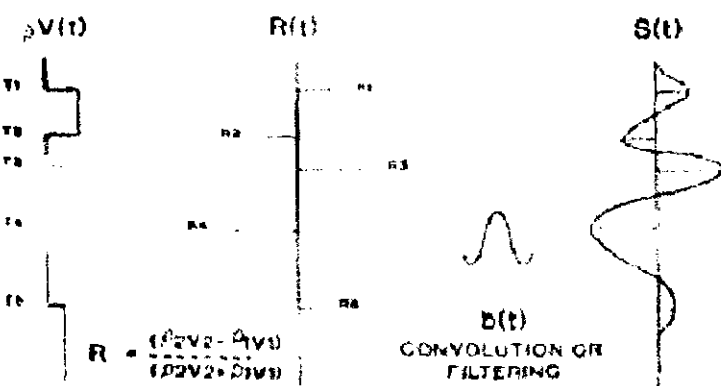


Рис.3.1. Основы одномерного сейсмомоделирования

наблюдения при изменении насыщенности горных пород, и во многих других случаях. Такое широкое применение сейсмического моделирования практикуется не во всех сейсмических организациях, но вам можно рекомендовать требовать его проведения для обоснования практически любого интерпретационного положения.

Наиболее простое моделирование – одномерное, основано на сверточной модели сейсмотрассы, в предположении, что мы имеем дело с вертикально падающей и восходя-

ждения падающих и отраженных сейсмических лучей, при стратиграфической привязки сейсмических данных к скважинным, при прогнозировании изменения волнового поля при появлении новых геологических объектов, например, песчаных тел, или изменении их свойств, при оценке изменения параметров или атрибутов сейсмической записи в тех же условиях, для оценки изменения коэффициентов отражения в зависимости от угла падения волны, характера измене-

щей волнами. Поскольку необходимо рассчитать положение границ разделов пластов по времени, а также рассчитать соответствующие им коэффициенты отражения, то в комплексе начальных сведений о геологическом разрезе входят положение границ геологических пластов в глубинах (или их толщины при моделировании в относительных глубинах), пластовые скорости, плотность. При простом моделировании коэффициент затухания обычно не учитывается. Не всегда учитываются также расхождение, поглощение, и ряд других параметров. В набор исходных данных входит также сейсмический импульс, степень соответствия реальному которому также бывает различной. Поэтому и результат – достаточно приближенное строение волнового поля.

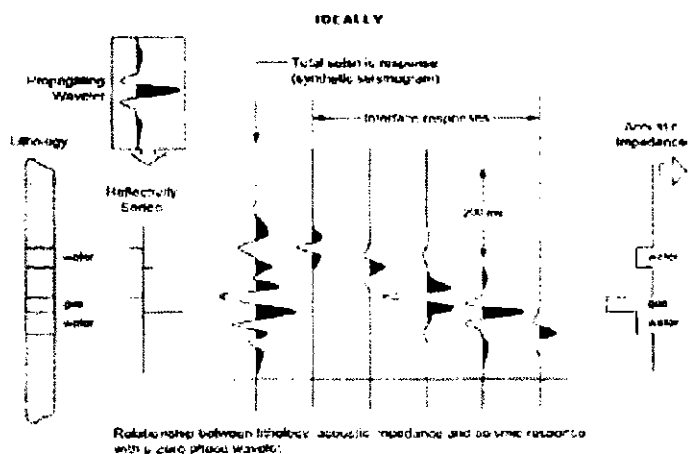


Рис.3.2. Принцип арифметической свертки – построение простейшей сейсмотрассы

Для дальнейших работ нам необходимо задаться сейсмическим импульсом – т.е. той реакцией среды, какую мы получим на наших сейсмограммах при отражении от одной поверхности. В дальнейшем мы должны наш импульс единичной амплитуды умножить на коэффициент отражения каждой из границ в геологическом разрезе со своим знаком (а он может быть как положительным, так и отрицательным), и поместить на вертикальной шкале напротив положения соответствующей границы. В реальности из-за того, что импульс имеет некоторую длительность, отражения от отдельных границ будут перекрываться друг с другом краевыми частями. Когда мы просуммируем все отражения с учетом их амплитуд и времен регистрации, мы получим модельную одномерную сейсмотрассу. Надо заметить, что на данном рисунке для наглядности и геологические границы в глубинах, и отражения во временах точно соответствуют друг другу на вертикальной оси. В реальности мы должны были при моделировании перейти на вертикальную шкалу двойных времен пробега, и они в общем случае не совпадают с масштабом глубин при любом линейном коэффициенте.

Одним из основных составляющих при сейсмическом моделировании является сейсмический импульс. На предыдущем рисунке границе с положительным коэффициентом отражения мы ставили в соответствие импульс в положительной полярности (максимальное отклонение от оси трассы было вправо, и отклонение в эту сторону мы сопровождали заливкой черным цветом). Необходимо заметить, что это некоторая условность, или договоренность.

Например, в Обществе геофизиков-поисковиков SEG принято обратное соглашение (рис.3.3). Поэтому всегда будьте внимательны с полярностью – в разных компаниях разные стандарты. От полярности зависит очнь многое – при стратиграфической привязке, например, мы ошибемся не менее, чем на фазу. При детальном прогнозе строения пластов мы

Рассмотрим более подробно самый простейший вариант сейсмического моделирования (рис.3.2). Для его выполнения мы задаемся некоторой геологической колонкой, достаточно схематичной, разделенной на отдельные пласты, достаточно большие по мощности (на практике это несколько метров), с однородным строением и свойствами. Каждому пласту свойственно некоторое значение скорости прохождения волн, а также плотности. На основе этих свойств определяется акустическая жесткость пластов (график ее приведен на рисунке справа), который в свою очередь служит основой для рас-

можем очень сильно ошибаться при неправильном определении полярности. В некоторых методиках – определении эффективных коэффициентов отражения, например результат,

может быть получен с точностью до наоборот. Более того, правильно определить полярность бывает достаточно затруднительно, т.к. ее можно попутать при любом подключении парных проводов: при прикреплении сейсмоприемников к косс, при распайке разъемов сейсмических кос, коммутаторов. Конечно, сейсморазведчиками прикладываются большие усилия с целью стандартизации полярности наблюдений. Один полевой сезон одна сейсмостанция, как правило, гарантированно работает в одной полярности. Но, тем не менее, ошибки могут быть. В частности, в 80-е годы в тресте «Хантымансийскгеофизика» было принято прилагать к отчету сейсмические временные разрезы в обеих полярностях.

Рис.3.3. Полярность импульса по соглашению SEG

Визуализация также очень важна. Не всегда и не все компании закрашивают черным цветом положительную фазу. В свое время в комплекс СОС-ПС по умолчанию закрашивалась отрицательная фаза. Современные пакеты позволяют использовать любую цветовую палитку при закраске сейсмических временных пакетов. Поэтому при начальном знакомстве с сейсмическими материалами необходимо определиться с их полярностью.

Одним из основных применений одномерного сейсмического моделирования является выполнение стратиграфической привязки. Пример ее вы видите на рисунке 3.4. Основой для выполнения моделирования является разрез скважины. Желательно, чтобы в этой скважине были проведены каротаж акустический и плотностной. В рассматриваемом

случае оба они проведены и представлены на рисунке слева. На их основе выполняется расчет кривой акустической жесткости, и следующим шагом – последовательность коэффициентов отражения во временном масштабе. Для пересчета глубины во временной масштаб требуются данные сейсмокаротажа, или скоростной закон (таблица связи глубина-время), признанный соответствующим разрезу нашей скважины. Используя сейсмический импульс, мы получаем модельную сейсмотрассу, которую часто изображают в количестве

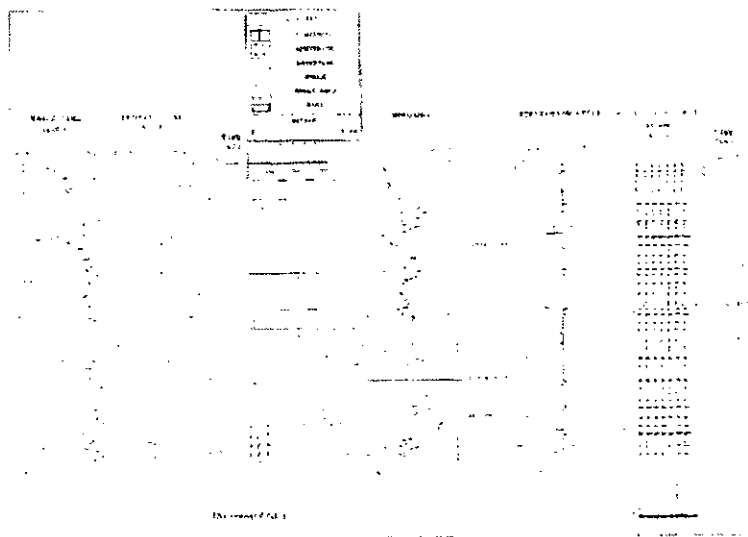


Рис.3.4. Корреляция и стратиграфическая привязка

случае оба они проведены и представлены на рисунке слева. На их основе выполняется расчет кривой акустической жесткости, и следующим шагом – последовательность коэффициентов отражения во временном масштабе. Для пересчета глубины во временной масштаб требуются данные сейсмокаротажа, или скоростной закон (таблица связи глубина-время), признанный соответствующим разрезу нашей скважины. Используя сейсмический импульс, мы получаем модельную сейсмотрассу, которую часто изображают в количестве

нескольких штук, чтобы получить некоторое подобие временного разреза. Геологическая колонка сопоставляется с полученным фрагментом временного разреза.

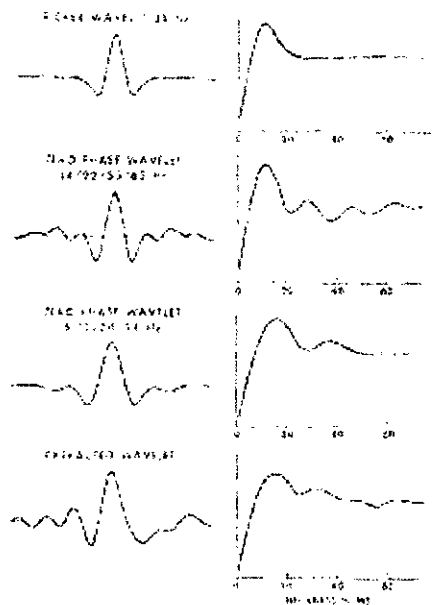


Рис.3.5. Импульсы различной формы

ных – 0-фазовые, когда максимальная энергия импульса совпадает с нулевым отсчетом времени.

Последний из приведенных импульс – извлеченный из реальной трассы, и он ближе к смешанно-фазовому по своим характеристикам.

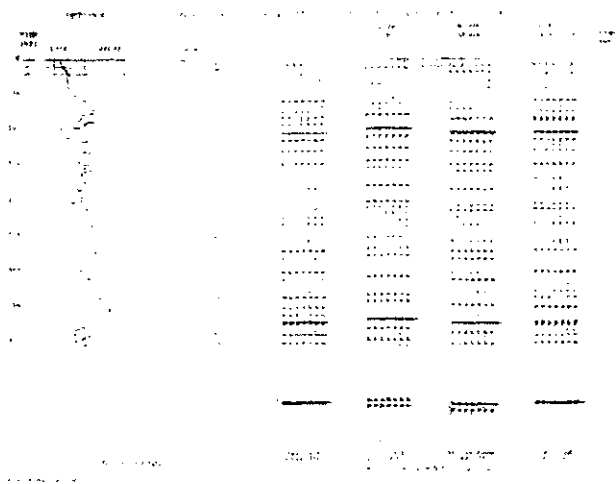


Рис.3.6. Модельные сеймотрассы

но сильные изменения вносят смена полярности и использование минимально-фазового импульса вместо ноль-фазового. Этот пример иллюстрирует необходимость тщательного подбора формы сейсмического импульса, используемого при сейсмическом моделировании.

Подбор импульса для моделирования осуществляется до достижения максимально-го подобия модельной сеймотрассы с реальной, расположенной возможно ближе к скважине (рис.3.7). При использовании сейсморазведки 2D – профильной, не рекомендуется

Используемые при моделировании импульсы характеризуются разной формой, спектральным составом, длительностью. Существует большое количество формул, теоретически описывающих форму импульса (рис.3.5). Это импульсы Риккера (вы видите на рисунке сверху), Берлаге, Пузырева, колоколообразной огибающей, синусоидальной огибающей, извлеченный из реальной трассы по алгоритму Роя-Уайта, и другие. Теоретический импульс описывается обычно доминирующей частотой (реально присутствуют при этом частоты в некоторой полосе, обычно не широкой), фазовым сдвигом, коэффициентом затухания. Подобранные из реальных трасс импульсы характеризуются более широким спектром частот, переменной во времени фазой. Длительность такого импульса, как правило, ограничивает интерпретатор волевым решением. От формы импульса и его характеристик зависит результирующая трасса, поэтому правильно подобрать импульс при моделировании исключительно важно. На рисунке приведено несколько импульсов, характеризующихся разным фазовым сдвигом, а также длительностью. Три импульса из приведен-

На рисунке 3.6 приведено 4 группы модельных трасс, рассчитанных с разными импульсами. Это два импульса 0-фазовых, но с разными характеристиками, один импульс 0-фазовый обратной полярности, и один минимально-фазовый. Несмотря на то, что общие черты имеются на всех модельных трассах, в деталях они очень сильно различаются. Различаются они по временам регистрации наиболее сильных отражений, так что от формы импульса точность стратиграфической привязки зависит очень сильно. Различия наблюдаются в амплитудах, форме отражений, количестве ярко выраженных фаз отражений. Особенно

невозможно. Опять же, для разных интервалов бывает, достижима разная степень сходимости. Например, если обработка нацелена на высокоамплитудные отражения юрского времени, но низкоамплитудные отражения нижнего мела будут моделироваться с невысоким подобием. Так что помните при моделировании о вашем целевом интервале. Коснувшись обработки, заметим, что некоторые процедуры направлены на то, чтобы импульс сохранял свою форму неизменной во всем временном диапазоне. К таким процедурам относятся так называемые стратиграфические деконволюции.

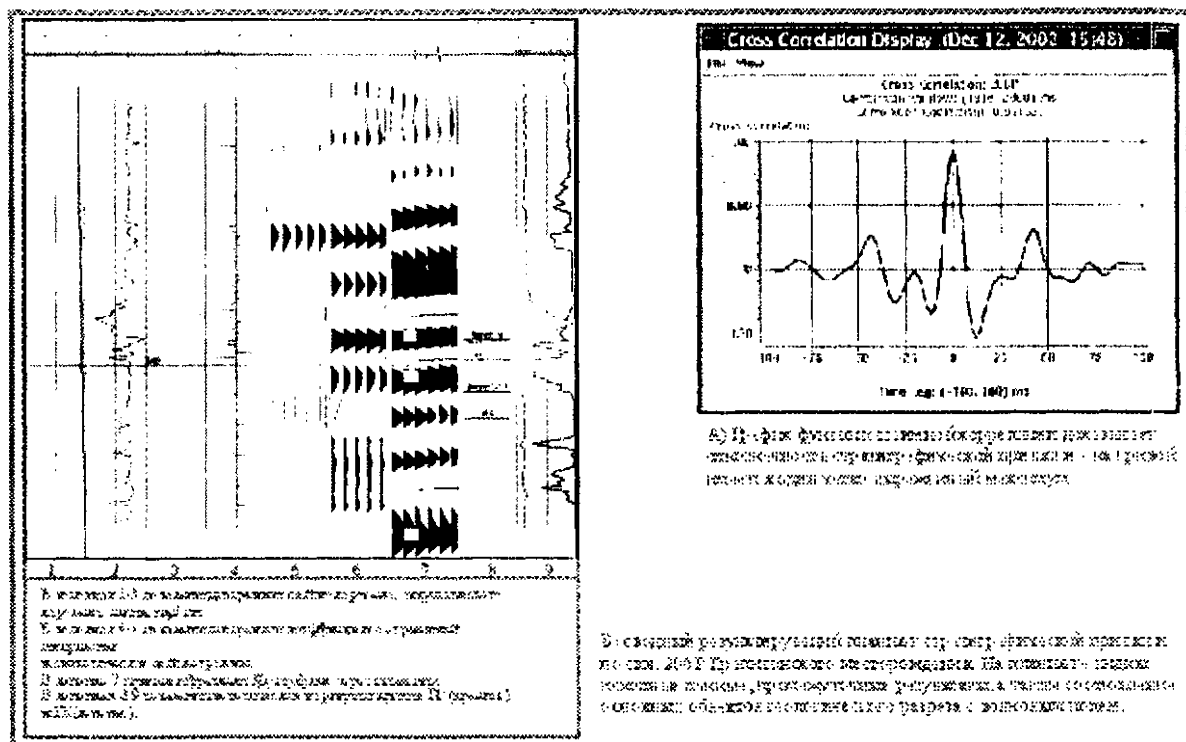


Рис.3.9. Оценка надежности стратиграфической привязки

Еще одной особенностью использования функции взаимной корреляции является то, что она позволяет оценить надежность стратиграфической привязки. По положению максимума этой функции мы судим, насколько модельная трасса (и геологический разрез) сдвинуты (или не совпадают по положению) с реальной трассой. Это несовпадение устраняется путем коррекции данных сейсмокаротажа (или введением поправки за первые вступления в данные сейсмокаротажа) или скоростного закона. На кривой взаимной корреляции желательно наблюдать один четко выраженный максимум. Если на кривой максимумов (по абсолютной величине) несколько, то возможна равновероятная привязка геологического разреза к сейсмическому разрезу в разных точках, что вносит неоднозначность в ситуацию. На рисунке 3.9 мы видим, что за положительным максимумом следует большое отрицательное значение, привязка могла бы осуществиться в обратной полярности. Однако абсолютная величина второго экстремума меньше 0,5, и использовать первый максимум явно предпочтительнее – он более 0,9.

После подбора импульса и достижения необходимой степени сходства модельной и реальной трасс, можно связать отдельные особенности волнового поля с геологическим строением, т.к. соотношение модельной трассы и геологического разреза нам известно абсолютно точно, оставалось только уточнить форму модельной трассы. На рисунке 3.10 видно, что в нижней части разреза выделяется четыре песчаных пласта. Подошве первого из

них, равно как и последнего соответствуют довольно низкочастотные положительные отражения большой амплитуды. По-видимому, их можно расценивать как опорные, и выполнить по ним структурные построения.

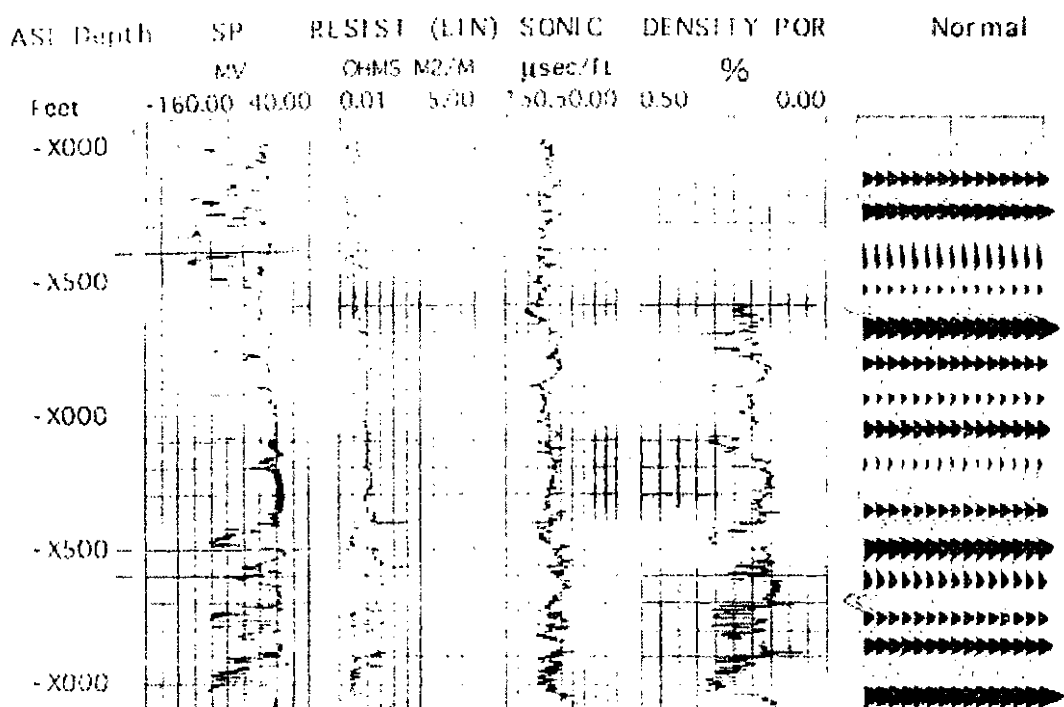


Рис.3.10. Корреляция и увязка сейсмических данных с данными скважин

Кровли обоих этих пластов находят свое отражение в отрицательной фазе волны, но положение экстремума волны не точно совпадает с положением кровель, поэтому точность структурных построений по таким границам будет ниже. Расположенные между ними два песчаных пласта способствуют формированию серии более высокочастотных отражений.

Они в разной степени точности совпадают с кровлями и подошвами этих пластов, но представляется, что положение их во временном разрезе будет неустойчивым.

Надежно выполненное сейсмическое моделирование может помочь скорректировать не только данные сейсмокаротажа, но и акустического каротажа, о чем мы говорили раньше. На данном примере мы имеем уверенное совпадение, отождествление нескольких фаз на временном разрезе и на модельной трассе (рис.3.11). В случае их незначительного несовпадения по временам, возможна корректировка общим сдвигом в некотором интервале скоростей на кривой акустического каротажа с целью большего совпадения их с сейсмическими. Такая

Рис.3.11. Использование сейсмического моделирования для стратиграфической привязки

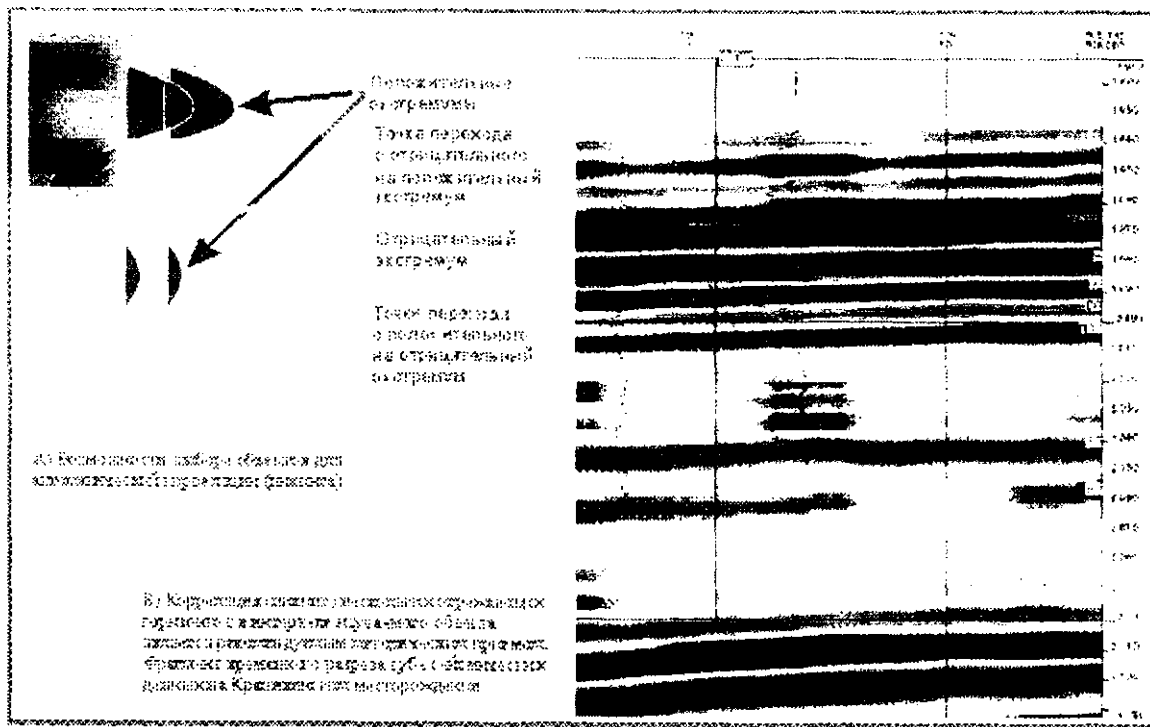


Рис.3.12. Прослеживание горизонтов

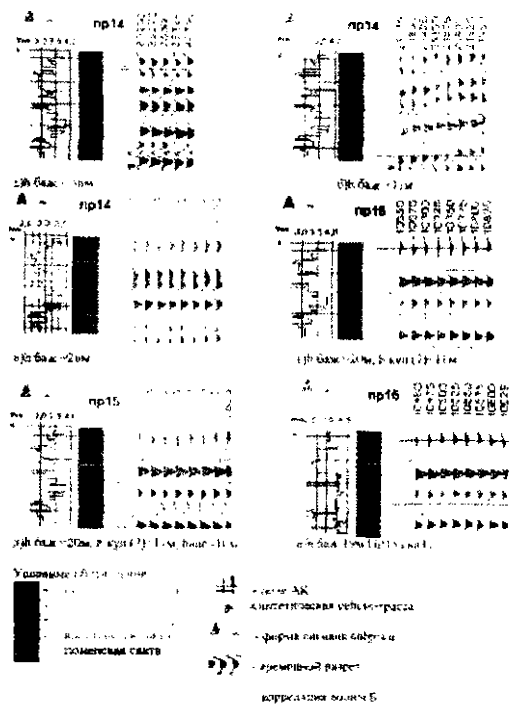


Рис.3.13. Пример стратиграфической привязки кровли бажеповской свиты

интервале от 0 до 100 Гц и несколько выше и волн килогерцового диапазона, используемого при акустическом каротаже, а также из-за проблем с регистрацией низкочастотного диапазона волн (отвечающего на общее изменение скоростей волн в разрезе, дрейф) при акустическом каротаже.

После выполнения стратиграфической привязки отражений на модельной трассе к геологическому разрезу, выполняется прослеживание на временных сейсмических разрезах интересных нас объектов, или горизонтов (рис.3.12). Раньше прослеживание выполнялось вручную, и только по экстремумам горизонтов, т.е. по положительной или отрицательной фазе. Современные программные продукты позволяют проследить горизонты автоматически, используя разные алгоритмы прослеживания, при безусловном контроле интерпретатора, конечно.

Они позволяют проследить, а, значит, отождествлять с геологическими объектами не только экстремумы фаз, но и точки перехода через 0, причем, различая переход с + на - от перехода с - на +. Это расширяет возможности и детальность стратиграфической привязки.

Как правило, на месторождении имеется не одна пробуренная скважина, и в оптимальном случае, в каждой из них должна быть проведена стратиграфическая привязка (т.е. в них необходимо иметь данные СК, АК и ГГК-П). Это существенно повышает надежность стратиграфической привязки и позволяет, обосновано судить об отображении на временных сейсмических разрезах изменений геологического строения.

Рассмотрим пример осуществления стратиграфической привязки кровли баженовской свиты (рис.3.13). При интерпретации материалов сейсмической партии было отмечено, что в центральной части Колтогорского грабен-рифта в интервале баженовской свиты появляется еще одна фаза. Проблема заключалась в стратиграфической привязке этой фазы: не появление ли это новых пластов, ведь с отложениями баженовской свиты, связано несколько месторождений нефти.

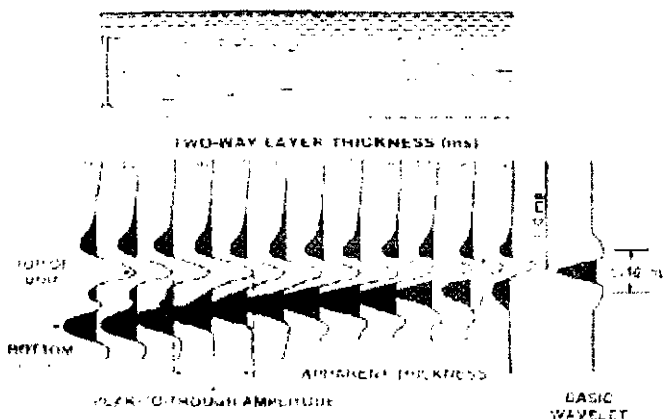


Рис.3.14. Двухмерное моделирование

сейсмического разреза с известным изменением свойств геологического разреза по латерали. Такой разрез помогает оценить проявление пласта и изменения его свойств в изменениях волновой картины на временном разрезе, изменении амплитуд, исчезновении и возникновении новых фаз, определить, какие параметры сейсмической записи изменяются при

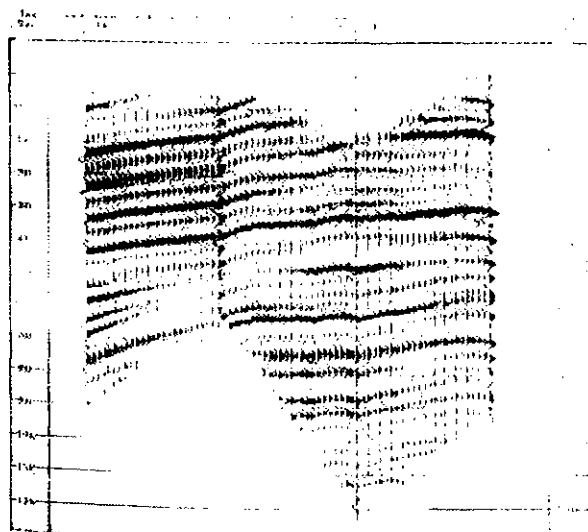


Рис.3.15. Двумерное моделирование выклинивающегося песчаного пласта

сейсмическим данным. Вместе с тем, на модельном разрезе мы обнаруживаем и ряд особенностей.

Сейсмическое моделирование, основанное на данных акустического каротажа в разведочных скважинах показало, что появление дополнительной фазы связано только с увеличением толщины баженовской свиты. Новых пластов (геологических объектов) при этом не появляется. Это еще раз говорит о том, что нельзя напрямую соотносить сейсмический разрез с геологическим.

Еще нагляднее представить и оценить такую ситуацию позволяет двумерное моделирование (рис.3.14).

При двухмерном 2D моделировании предполагается построение модельного

этом и каким образом. Т.е. двухмерное сейсмическое моделирование создает обоснование как для визуальной интерпретации сейсмических разрезов – и это, прежде всего, так и для количественной оценки свойств пластов по параметрам сейсмической записи, о чем мы будем говорить в дальнейшем.

На рисунке 3.15 приведено двумерное моделирование выклинивающегося песчаного пласта, залегающего в глинистой толще. При большой толщине пласта более 100 м его кровля и подошва отображаются отдельными фазами, соответственно отрицательной и положительной. По мере уменьшения толщины пласта, фазы, соответствующие его

кровле и подошве, сближаются, говоря о том, что можно напрямую картировать толщину такого крупного объекта по сейсмическим данным.

При полном выклинивании пласта мы наблюдаем некоторую кажущуюся толщину этого объекта. Это связано с тем, что наш сейсмический импульс далек по форме от дельта-импульса, он имеет несколько фаз, и вот за отражение от подошвы пласта мы, начиная с некоторой толщины, принимать вторую фазу отражения от кровли.

Напротив, при большой толщине пласта, многофазность импульса приводит к тому, что мы видим на разрезе дополнительные фазы, которые не имеют отождествления с геологическими элементами разреза. Это еще раз подчеркивает нам, что сейсмический разрез всегда отличается от геологического и к интерпретации его необходимо относиться осторожно, не истолковывая все напрямую. С другой стороны этот пример наглядно показывает полезность двухмерного моделирования.

Еще один пример двухмерного моделирования (рис.3.16). Опять же мы имеем довольно простую модель выклинивающегося пласта. Однако на этот раз получено два модельных поля.

Рассчитанных с двумя разными импульсами. Как вы видите, полученные картины существенно разные. Если мы попробуем применить одни и те же критерии определения толщины пласта (например, полученные в предыдущем примере), то получим весьма разные результаты. И это несмотря на то, что исходная модель была одной. Таким образом, двухмерное моделирование при неудачном подборе импульса может ввести интерпретатора в заблуждение. Итак, качество двухмерного моделирования определяется сейсмическим импульсом.

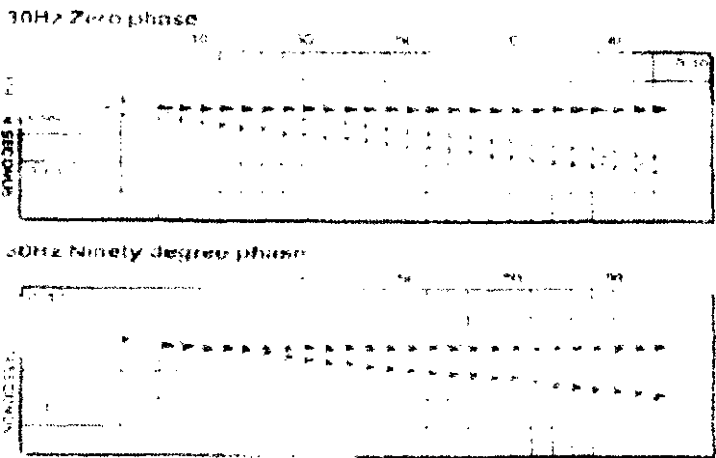


Рис.3.16. Двумерное моделирование. Модель выклинивающегося пласта



Рис.3.17. Моделирование на основе обнажений

зультат (и, соответственно, применимость) двухмерного сейсмического моделирования. На протяжении нескольких последних лет в университете Хериот-Ватт выполнялся научно-исследовательский проект по названию GUP, в

рамках которого было выполнено в числе прочих исследований и двухмерное сейсмическое моделирование, основанное на геометрии реальных глубоководных отложений песчаников (турбидитов), обнажающихся в южных предгорьях Пиреней. Наблюдаемое песчаное тело, точнее комплекс песчаных и разделяющих их глинистых тел, имеет около 1 км в длину и около 60-80 м в толщину. Рассматривая данные отложения турбидитов как типичные, ставилась задача определить, как аналогичные образования будут выглядеть в сейсмической записи в разных нефтеносных бассейнах (рис.3.17).

Задавшись типичными средними пластовыми скоростями, плотностями и акустическими жесткостями массивных песчаников, глин, а также тонко и средне переслаивающихся песчано-глинистых толщ, и используя геометрию обнажения турбидитов, получили два модельных временных разреза: один был рассчитан с доминирующей частотой импульса 25 Гц, другой – 52 Гц (рис.3.18).

Заметим, что средние свойства моделируемых тел достаточно далеки от аналогичных в Западной Сибири, в то время как сейсмические импульсы опять таки не совпадают с наиболее типичными для условий наземной сейсморазведки в Западной Сибири 33 герцами. Вместе с тем на модельном волновом поле при обеих частотах мы наблюдаем достаточно характерно выраженное тело, которое можно интерпретировать как линзу турбидитов.

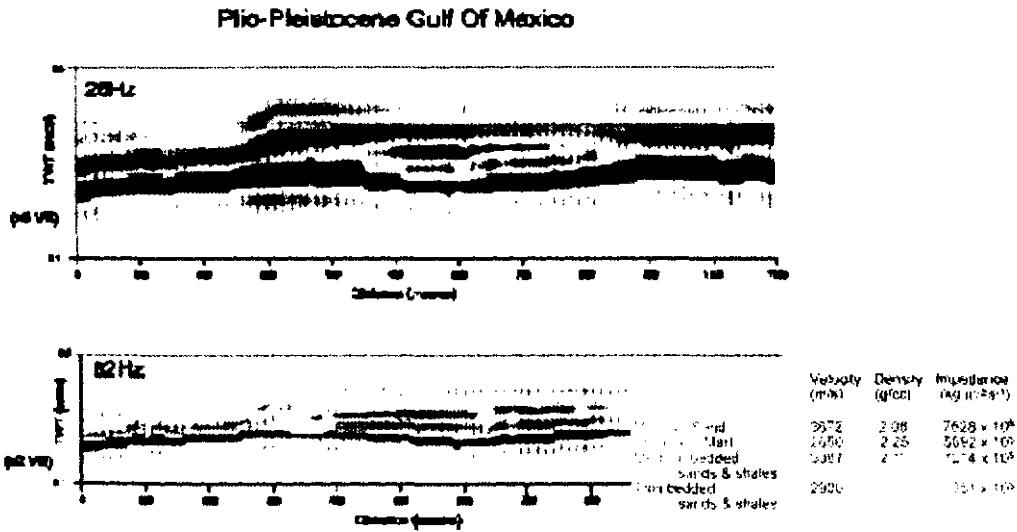


Рис.3.18. Моделирование плиоценовых отложений. Мексиканский залив

В условиях Северного моря и скорости, и плотности горных пород в моделируемом разрезе будут несколько выше (они становятся сопоставимыми с условиями Западной Сибири – глубины 2-2,5 км) (рис.3.19). Используемые частоты – прежние. Но в данном случае если при частоте 52 Гц мы наблюдаем на временном разрезе появление новой линзы, то при частоте 25 Гц – лишь расширение фаз, и снижение их частоты. Таким образом, картирование турбидитов заданных размеров в условиях Северного моря задача более сложная, нежели в условиях Мексиканского залива. В Северном море для успешного опознавания таких объектов необходимо существенно повышать несущую частоту регистрируемых отражений. В этом примере для нас важно еще одно: кроме корректного задания сейсмического импульса при моделировании необходимо задавать, возможно, более точно параметры среды – от этого также зависит ценность результата.

Более сложный пример моделирования, представлен на рис.3.20. В моделируемом геологическом разрезе заложено разное количество песчаника (в процентном отношении), сложно меняющемся количественно вдоль разреза. Задача заключалась в том, чтобы опре-

делить, можно ли установить связь между песчанистостью разреза и амплитудой отраженной волны. Одновременно оценивалась точность картирования толщины песчаника по разнице времен между экстремумами отрицательной и положительной фаз. Если последние для моделируемого случая меняются очень незначительно (скачкообразно в соответствии с шагом дискретизации сейсмической записи) и не пригодны для прогноза эффективной толщины, то амплитуды и эффективная толщина находятся в тесной корреляционной зависи-

Jurassic North Sea Analogue

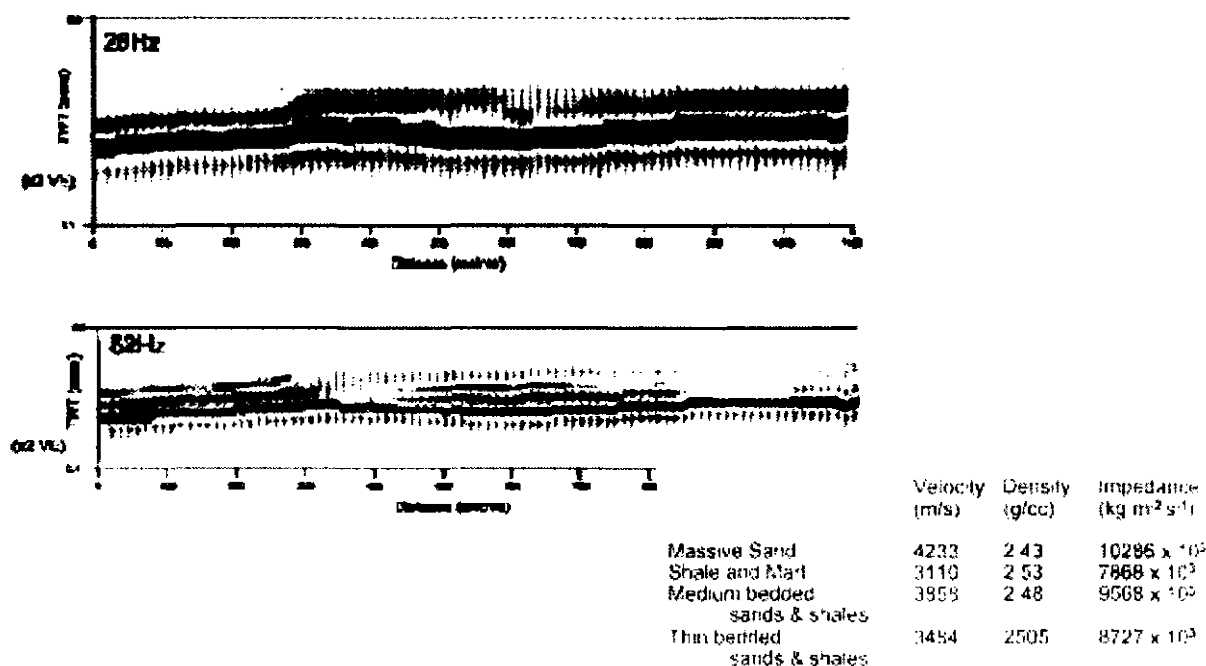


Рис.3.19. Моделирование юрских отложений. Северное море

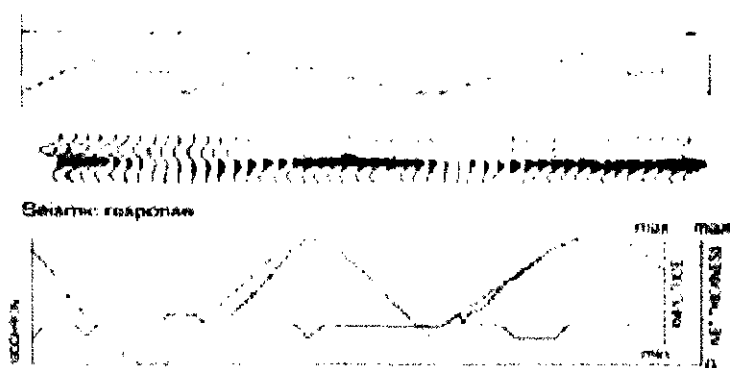


Рис.3.20. Моделирование соотношения песок-глина

мости и по первым спрогнозировать величину последней можно с высокой точностью. Таким образом, моделирование может быть использовано для обоснования возможности и для количественно оценки точности прогноза свойств геологических тел по параметрам сейсмической записи.

Разные пакеты моделирования позволяют моделировать волновое поле с различным набором волн, часто достаточно большим. Сюда входят и кратные волны (задается количество кратности или предел величины, до достижения которой они еще учитываются), и поверхностные, и обменные, прохождение и отражение, рефракция. Существуют также раз-

ные математические аппараты, описывающие возникновение и прохождение акустических волн в средах. Рассчитываются также первичные сейсмограммы с реальными параметрами геометрии систем наблюдения, по которым можно получать суммотрассы ОГТ. Как правило, чем точнее расчет, тем точнее и результат мы получаем. Сложность и степень соответствия модельных полей наблюдаемым зависит от возможностей вычислительной техники и по мере развития ВТ увеличивается. Мне известен случай, когда сотрудник академического института создал формулу расчета полного волнового поля и на ее основе пакет моделирования. Для ее реализации в середине 90-х годов мощностей компьютеров в России (доступных ему) не хватало, и задача была запущена на одной из наиболее мощных машин в Канадском сейсмическом вычислительном центре. После 3 дней счета волевым решением дирекции задача со счета была снята. Это пример того, что моделирование может быть очень времяемким, но для инженера необходимо оставаться в рамках разумной реализации его идей в конкретном месте и в конкретное время.

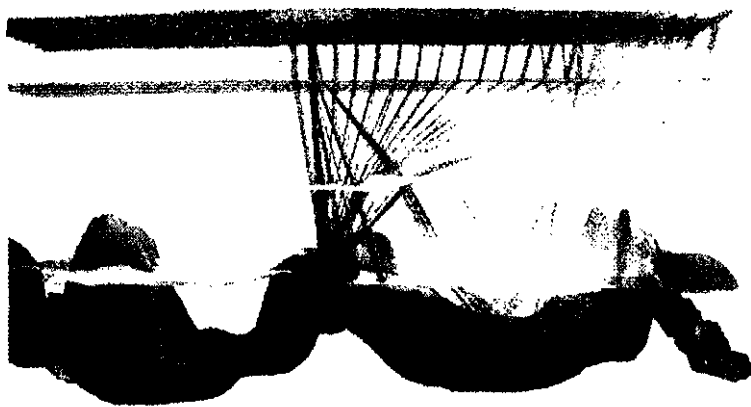


Рис.3.21. Пример лучевого моделирования
(не).

Еще один вид моделирования – лучевое моделирование (рис.3.21). Оно применяется в основном при проектировании систем наблюдения в сложных геологических условиях, при существенно не горизонтальном залегании отражающих границ. Используется такое моделирование и в отдельных случаях, когда требуется спроектировать нестандартную систему наблюдения со сложными путями прохождения волн, например, при тангенциальных наблюдениях вокруг буровой платформы или в случае невозможности получения качественной записи над газовым месторождением, например. Используется такое моделирование и при проектировании скважинных наблюдений. Еще одно место применения такого моделирования – при подборе параметров процедуры миграции.

Перейдем к рассмотрению возможностей сейсморазведки по изучению внутренних особенностей строения нефтеносных пластов на примере Игольского месторождения, расположенного в Западной Сибири (рис.3.22). Возможности эти также достаточно широки и часто нестандартны, т.к. зависят от конкретных условий конкретного месторождения. Для нас сейчас они будут интересны потому, что во многом опираются на результаты сейсмического моделирования.

Залежь нефти на данном месторождении приурочена к верхнеюрским песчаникам. На начальной стадии эксплуатации было отмечено, что сообщаемость скважин на некоторых участках месторождения в направлении с северо-запад на юго-восток аномально низкая. Наличие внутрипластовых экранов также доказывало существование разных уровней ВНК на месторождении (перепад до 40 м). После изучения комплекса геологических материалов было обосновано, что пласт на месторождении является сообществом баровых тел

Итак, моделирование – важнейший инструмент, как настройки, так и проверки нашей интерпретации. Использование его и приложение в отчет результатов моделирования как обоснования дальнейшей интерпретации может быть рекомендовано вам как заказчикам как один из обязательных пунктов в геологическом задании на проведение сейсмических работ (имеются в виду как одномерное, так и двухмерное сейсмогеологическое моделирование).

дальней зоны (принципиальная модель его строения представлена на слайде внизу). Особенность баров дальней зоны в формировании аккреционных поверхностей между отдельными песчаными телами, обогащенными карбонатным материалом. С ними связано образование в последствии плотных непроницаемых прослоев внутри или по краям песчаных тел. На приведенной на рисунке 3.22 фрагменте карты месторождения синим цветом выделены зоны с присутствием одного или более карбонатного прослоя в теле песчаника, желтым – зоны с чистым песчаником. Важность этих зон заключается в том, что они могут служить внутрипластовыми экранами и разделять песчаный пласт на гидродинамически изолированные объекты с разными уровнями ВНК.

Анализ данных акустического каротажа на месторождении показал, что появление карбонатных прослоев в средней части песчаного пласта, как правило, сопровождается карбонатизацией пласта в целом. Повышение же карбонатизации приводит к повышению пластовой скорости, акустической характеристики пласта, что может быть зафиксировано сейсморазведкой. Проведенное сейсмическое моделирование показало, что это может быть прослежено по данным сейсморазведки, т.к. приращение амплитуд отражения, соответствующего верхней части васюганской свиты с песчаным пластом с присутствием карбонатных прослоев составляет 15-20% по отношению к модели, где песчаный пласт чистый. Важно заметить, что в данном случае повышение общей карбонатизации песчаного пласта является благоприятным фактором и усиливает эффект присутствия достаточно тонких пластов, делая возможным их прослеживание сейсморазведкой. Без повышения общей карбонатизации пласта эффект от присутствия только карбонатных пропластков, обычная толщина которых составляет 0,5 м, был бы существенно ниже и остался бы, ско-

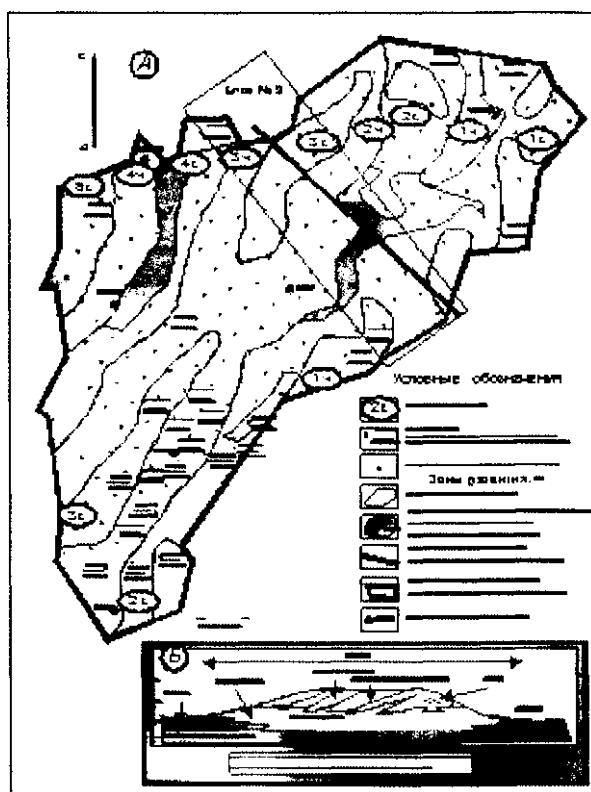


Рис.3.22. Карта песчанистости Игольского месторождения

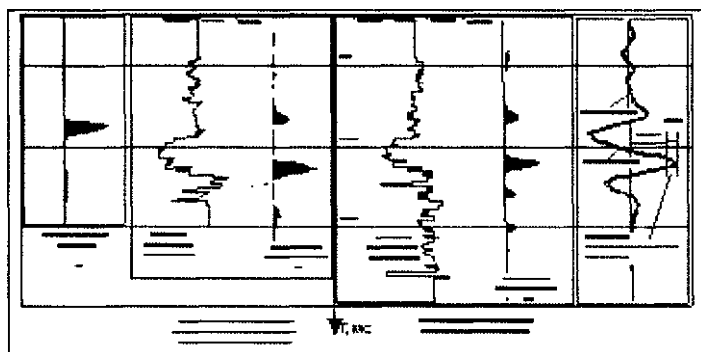


Рис.3.23. Пример одномерного моделирования

рее всего, незаметен для сейсморазведки. Итак, у нас есть физическая возможность картировать не сами тонкие, пусть и контрастные пласты, а связанное с их присутствием общее повышение карбонатизации пласта в целом, чья толщина составляет в среднем около 8 м (рис.3.23).

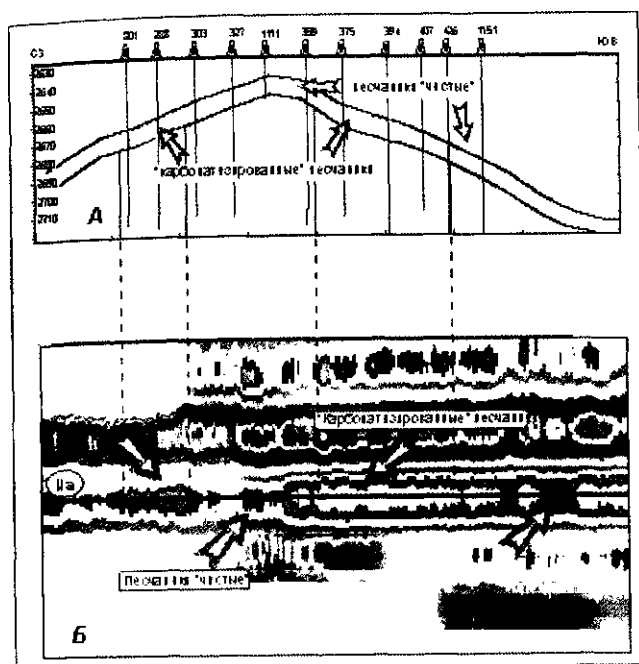


Рис.3.24. Выделение карбонатных прослоев по данным сейсморазведки в разрезе

(рис.3.24). Поэтому для их картирования потребовалось получить карту локальной составляющей амплитуд волны Π_a , которая и соответствует в наилучшей степени зонам распространения карбонатных прослоев.

На построенной карте по всему месторождению видно положение зон присутствия карбонатных прослоев в песчаном пласте (рис.3.25). Эти зоны, как мы говорили ранее, могут являться внутрирезервуарными экранами и разделять залежь на несколько самостоятельных объектов по латерали. Карта качественная, а не количественная, как это мы определяли ранее, но она может быть весьма полезной при построении гидродинамической модели месторождения и при разработке месторождения. Отметим, что построена она по данным сейсморазведки 2D. Будучи построенной, по данным пространственной сейсморазведки, такая карта была бы существенно надежной.

Еще одно важное замечание: часто все эффекты отсутствия взаимосвязи между скважинами объясняются наличием тектонических нарушений, как самой простой и общепринятой причиной. Как вы видите из этого примера, экранировать пласт могут не только тектонические нарушения, но и другие геологические объекты, такие, как карбонатные прослои в случае их выдержанности и пространственном перемещении от подошвы

При анализе сейсмических материалов было отмечено локальное увеличение амплитуд сейсмической записи, совпадающее с положением в плане карбонатных прослоев, определенное по геологическим данным (изучению керна и интерпретации ГИС), выделенных в разведочных и эксплуатационных скважинах. Важно, что на амплитуду изучаемой отраженной волны влияют многие факторы, такие как толщины песчаного пласта и близлежащих слоев, изменение их физических свойств, поэтому проявление влияния присутствия карбонатов происходит не в абсолютных величинах амплитуд записи, а в относительных. Как вы видите на приведенном сейсмическом разрезе, выровненном по волне Π_a , левая и правая аномалии, соответствующие зонам присутствия карбонатов, имеют разные абсолютные значения амплитуд, хотя природа их и не вызывает сомнения



Рис.3.25. Выделение карбонатных прослоев по данным сейсморазведки в плане

пласта к его кровле. Но и это только еще одна причина, а ведь их может быть достаточно много.

Заключение

Завершая рассмотрение сейсмического моделирования, еще раз отметим для себя, что оно применяется для решения широкого ряда задач во многих приложениях сейсмического изучения месторождений. К ним мы можем отнести следующие:

- Стратиграфическая привязка;
- Визуализация возможного отображения геологических объектов на сейсмических разрезах;
- Количественная оценка отображения свойств пласта (песчанистости) в сейсмических параметрах;
- Обоснование и определение положения на сейсмических разрезах разных типов волн;
- Выполнение инверсионных преобразований;
- Обоснование и расчет AVO эффекта;
- Обоснование и расчет изменения сейсмической записи во времени (4D);
- Обоснование и расчет параметров систем наблюдений;
- Обоснование и расчет параметров миграционных преобразований.

Как решается часть этих задач с помощью сейсмического моделирования, мы уже рассмотрели, часть будет рассмотрена дальше.

Для нас также важно, что моделирование является мощным и удобным инструментом и позволяет обосновать практически любой из применяемых интерпретационных приемов, некоторые качественно, а некоторые и количественно. Точность моделирования зависит от многих факторов, к которым относится сейсмический импульс, физические свойства моделируемой среды, алгоритм моделирования. При выполнении любых интерпретационных работ рекомендуется требовать обоснования их моделированием, при этом само моделирование также нуждается в контроле.

МЕТОДЫ НЕКОЛИЧЕСТВЕННОЙ (КАЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ)

Интерпретацию, или истолкование сейсмических данных, можно условно разделить на две большие группы: интерпретацию качественную и количественную. В каждую из групп входит большое количество интерпретационных приемов, каждый имеющий свои особенности, т.е. направленность на решение какого-либо ограниченного круга задач или даже одной задачи, и свои ограничения. Важны и качественные, и количественные методы интерпретации, т.к. они решают разные задачи, и на разном этапе интерпретации. Часто качественные методы, например картирование сейсмофаций, предшествуют количественной интерпретации, позволяя выполнить ее более точно. Заметим лишь, что в последние годы особенно усилились работы по совершенствованию количественной интерпретации, когда мы получаем прогнозную карту или разрез, или график с цифровыми значениями прогнозируемых свойств геологического разреза. Знакомство с приемами и достигаемыми результатами интерпретации сейсмических данных мы начнем с методов качественной (не количественной) интерпретации.

Неколичественная интерпретация материалов сейсморазведки. Сейсморазведка несет огромное количество информации. На начальном этапе интерпретации возможно быстро получить из нее неколичественную информацию, которая несет сведения об относительных различиях, а также о распределении свойств в пространстве, не оценивая их количественно.

К методам и возможностям качественной интерпретации можно отнести:

- Выделение сейсмокомплексов;
- Типизацию волновых полей (сейсмofациальный анализ) с картированием разных фаций, литологии;
- Анализ карт амплитуд, с выделением по ним фациальных обстановок и тел разной литологии;
- Выделение прямых признаков присутствия углеводородов («яркое пятно»);
- Трассирование разломов и др.

Сейсмоформационные комплексы. Материалы сейсморазведки позволяют выделить и закартировать крупные сейсмоформационные комплексы горных пород. Например, на временных разрезах уверенно выделяются комплексы континентальных угленосных отложений, отложения гетерогенного кристаллического фундамента Западно-Сибирской плиты доюрского возраста, параллельно слоистые морские отложения. Выделение сейсмоформационных комплексов – это прием, часто используемый при интерпретации сейсморазведки как в России, так и за рубежом. По мнению некоторых исследователей, сейсморазведка позволяет уверенно картировать *границы формационных комплексов*, к которым приурочены наиболее выдержанные на временных разрезах отражающие границы, связанные с межформационными несогласиями (рис.4.1). Такие границы приурочены к наиболее выдержанным по положению на временных разрезах отражениям во всех диапазонах частот. Тестирование границ перебором частот с помощью фильтров различной формы (например, треугольной) рассматривается, как обоснование для определения таких опорных горизонтов и реализовано, например, в комплексе СВАН. Часто сейсморазведка позволяет проследить поверхности *угловых несогласий* при достаточно больших размерах слагающих комплексы отдельных геологических тел, а также по характеру наблюдаемых несогласий уточнить *историю развития региона*. Картирование распространения таких комплексов и определение их толщин проводится, как правило, на стадии региональных исследований. На стадии детального изучения месторождений нефти и газа решение этой задачи уже обычно не является актуальным.

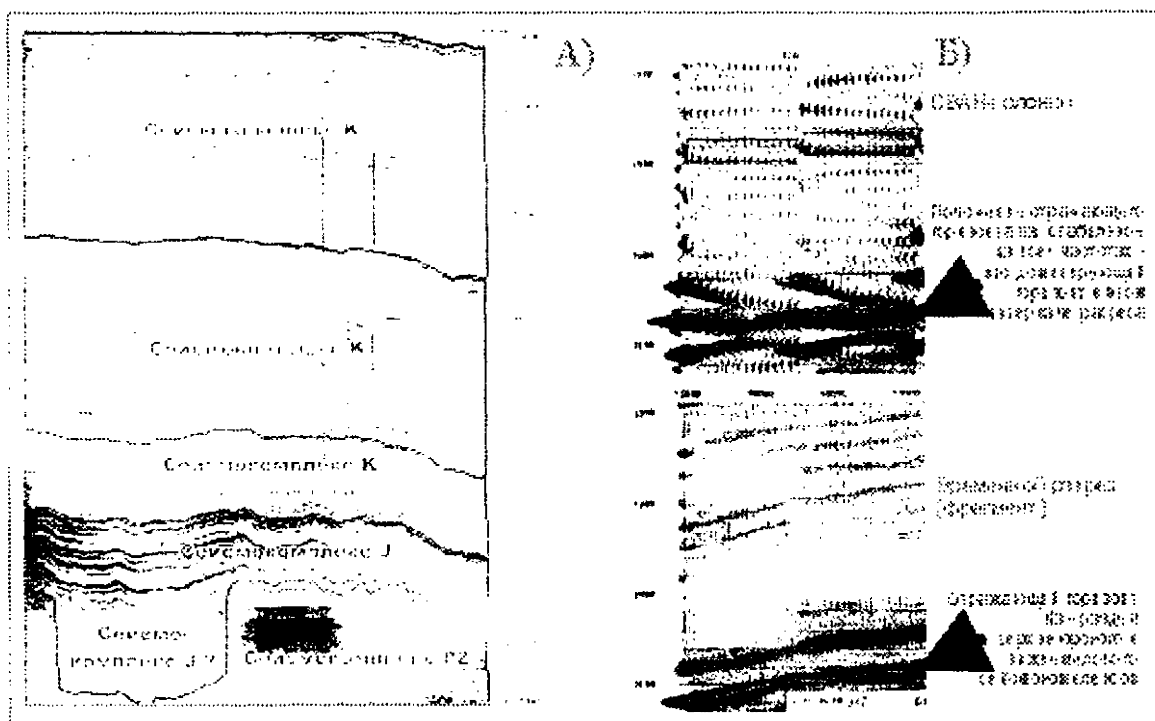


Рис.4.1. Выделение на временном разрезе сейсμοформационных комплексов (А) и пример обоснования границ (Б)

ГЛАВА 4

ТИПЫ ВОЛНОВОЙ КАРТИНЫ (СЕЙСМОФАЦИИ)

Типизацию волновых полей (сейсмофациальный анализ) с картированием разных фаций или литологического строения по временным разрезам выполняют уже на протяжении довольно длительного времени – не менее 25 лет. Основная идея заключается в том, что некоторый типовой геологический разрез отображается на временном сейсмическом разрезе также некоторой типовой картиной и в случае ее неизменности на некотором протяжении вдоль профиля мы можем считать неизменной и геологическое строение разреза. Смена волновой картины подразумевает смену и строения геологического разреза. При этом новый тип может быть как известным нам, так и не известным. Под геологическим строением в разных случаях понимают разное: фациальные особенности, либо литологию.

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

Таким образом, в процессе выделения сейсмофаций определяется ряд типовых форм сейсмотрасс (интервалов сейсмотрасс) и каждая реальная трасса в кубе 3D относится к одной из этих форм (рис.4.2). На приведенном рисунке анализ сейсмофаций был выполнен в постоянном временном интервале относительно положения опорного горизонта.

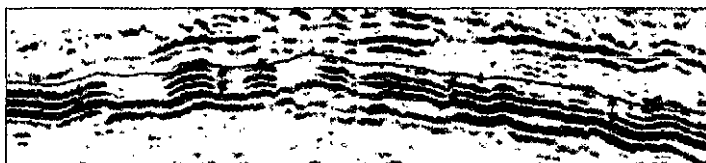


Рис.4.2. Анализ сейсмофаций

Термин «сейсмофация» изначально пришел из сеймостратиграфии, где под ним понималось некоторое обязательно объемное (3-мерное) тело, заполненное типичным рисунком сейсмической записи, позволяющим по своему виду и структуре судить об обстановке осадконакопления, хотя бы в общих чертах. В любом случае, речь шла о довольно крупных объектах по вертикали – 2-3 фазы и более. При типизации волновой картины также часто используется термин «сейсмофация», но он может относиться к характерному строению волнового поля на небольшом временном интервале, иногда меньше одной фазы. Он может не походить на другие «сейсмофации», но судить по нему об обстановке осадконакопления не представляется возможным. В общем случае оба термина не обязательно совпадают с понятием фации в геологии – не забывайте об этом.

Вначале процедура выделения типов сейсмической записи выполнялась вручную. По мере развития методологии этого интерпретационного приема и средств ВТ задачу эту перекладывали на ЭВМ. Наиболее известным из пакетов автоматизированной классификации волнового поля в СССР была система «Залежь». В этом пакете интерпретатор сам выбирал количество типов записи, и критерии, по которым они выделялись. Количество критериев строилось на нескольких базовых характеристиках формы волны. К таким характеристикам относятся соотношение длительности фаз или их четвертей, соотношение площадей, длин огибающих и т.п. Процедура выбора при этом – достаточно трудоемкое дело. В настоящее время наиболее широко используются пакеты Stratimagic компании Paradigm Geophysical и пакет SeisClass компании Schlumberger. Суть – классификация типов волновой картины по набору признаков, выбираемых программой.

Пример выделения сейсмофаций в пакете Stratimagic (рис.4.3). В данном случае выделено 12 типов волновой картины, или сейсмофаций. Мы видим, что все модельные трас-

сы отличаются друг от друга по количеству, положению, амплитуде фаз. Для удобства все сейсмофазии помечены разными цветами. Выделение осуществляется преимущественно автоматически, на основе самоорганизующейся нейронной сети. При этом достигается

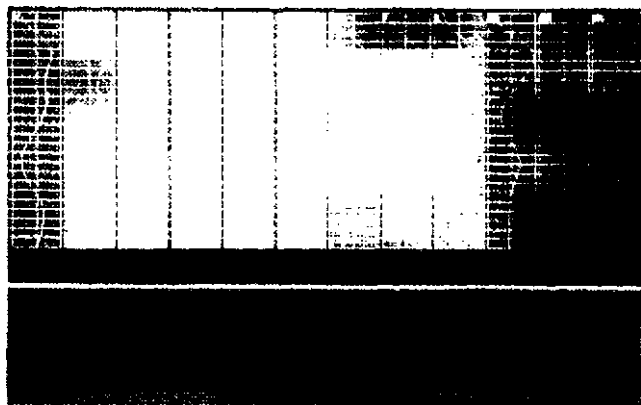


Рис.4.3. Пример выделения сейсмофазий в пакете Stratimagic

выделение детальных характеристик волновой записи, не достигаемых другими способами. Ожидается, что эти особенности связаны с особенностями строения коллектора. Пакет позволяет также автоматически рассчитывать карты параметров сейсмической записи и получать их комбинации для достижения наиболее полного разделения сейсмофазий. Контроль осуществляется при визуализации графиков многомерной зависимости – до 4-х размерностей. 3 размерности отображаются вдоль осей X, Y и Z, для удобства график можно произвольно вращать. 4-е измерение задается цветом. Интер-

претатор может вносить свои изменения или оказывать влияние на решение, сделано это достаточно технологично. Влияние человеческого фактора обязательно, так же как и контроль качества полученного результата.

Пример с выделением сейсмофазий в пакете Stratimagic (рис.4.4). В данном случае на временных разрезах выделено всего 6 типов сейсмической записи или сейсмофазий. График приведенный под типовыми сейсмотрассами показывает на то, что разделение их достаточно надежное – чем круче его наклон, тем выше надежность разделения. Соответственно, чем больше сейсмофазий выделено на площади, тем полнее будет наклон этого графика, тем менее надежно разделяются соседние сейсмофазии.

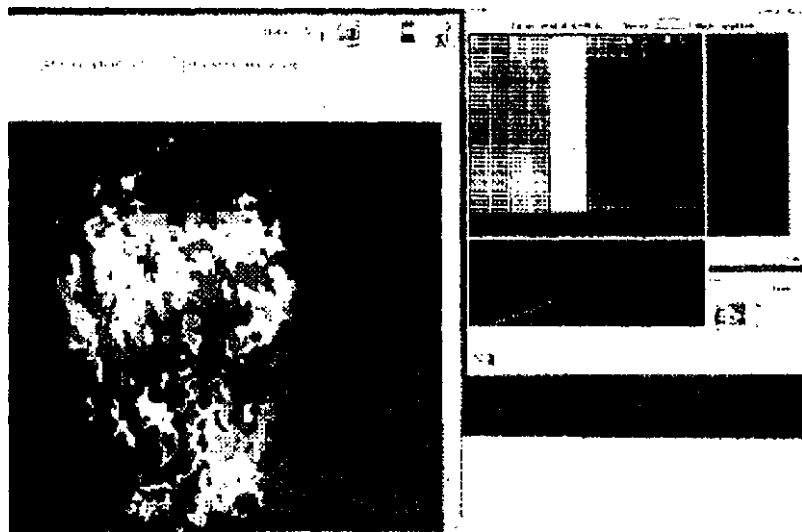


Рис.4.4. Карта сейсмофазий и типовые трассы

чаемая территория довольно изменчива. Сейсмофаия, помеченная красным цветом, встречается в виде отдельных пятен. Основную часть территории заполняют синие цвета. Еще одна особенность – в идеальном случае на карте должны соседствовать смежные сейсмофазии: за красной должна следовать желтая, затем голубая и т.д. Однако часто красная сейсмофаия соседствует с фиолетовой. Это говорит об изменении особенностей развития тер-

Но даже при высокой надежности разделения типовых сейсмотрасс соседних сейсмофазий, все равно остаются области перехода между ними (количество сейсмофазий дискретно и ограничено, а сейсмотрассы меняются, по сути, непрерывно), где разделение достаточно условно. В результате классификация достаточно продолжительного по вертикали интервала разреза представлена в виде карты, характеризующей этот интервал – на рисунке слева. По ней мы видим, что изу-

ритории на разных участках, а иногда может служить признаком наличия тектонического нарушения.

Рассмотрим, каким образом выделены сейсмофации на временном разрезе. Полоса переменного цвета указывает, какая сейсмофация выделена на том или ином участке. Это еще один способ контроля полученного результата. Выделенные сейсмофации должны соответствовать нашим представлениям о геометрии распределения геологических тел в известных нам и описанных в литературе седиментационных обстановках. То же самое относится и к разрезу, где сейсмофации должны соответствовать геологическим представлениям об их распределении в разрезе (рис.4.5). На данном разрезе мы видим, что «синие сейсмофации» сопоставлены с фацией склоновых конусов выноса – в данном случае с песчаными телами. «Коричневые сейсмофации» соответствуют областям его выклинивания. В центральной части разреза это хорошо соответствует нашим представлениям об их положении и согласуется с геометрией тел в разрезе. Насколько эти же сейсмофации могут быть проинтерпретированы таким же образом в левой части разреза, сказать сложно, но явно с меньшей степенью надежности. В этой ситуации можно попробовать вновь выделить сейсмофации, задавшись другим интервалом временного разреза, иным опорным горизонтом и иными критериями. В целом же можно заметить, что количество сейсмофаций, выделенных на этом разрезе, кажется несколько избыточным.

Картирование сейсмофаций – удобный инструмент картирования геологических тел, возможная форма которых достаточно хорошо известна (рис.4.6). Например, глубоководные песчаники, или турбидиты, отлагающиеся за счет привноса песчаного материала через узкий канал на склоне шельфа, образуют у его подножья конуса выноса характерной формы, расширяющиеся и уменьшающиеся по толщине по направлению от нижней точки канала. На временных сейсмических разрезах они образуют волновую картину характерной

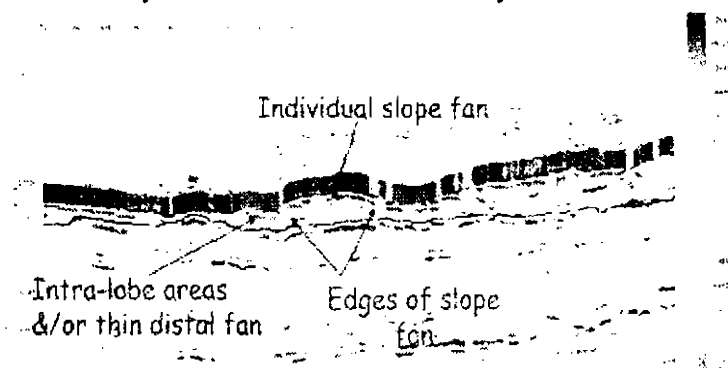


Рис.4.5. Сейсмические фации на разрезе

"The Winters pinchout play is turbiditic in nature, sands being transported through channels incised into the shelf and deposited into deep water fans surrounded by shales" (K. Lanning 1998).

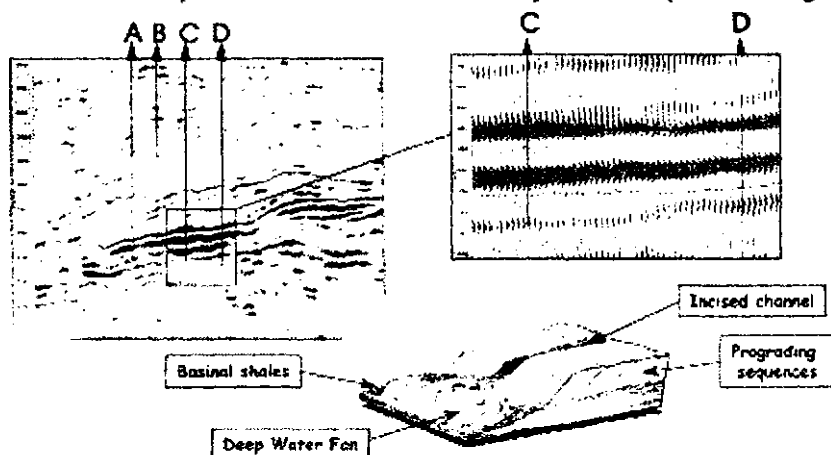


Рис.4.6. Анализ фаций морского склона

формы, приуроченную к подножью шельфового склона, в виде подошвенного прилегания отражающих границ, обрамляющих клиноформные комплексы пород. Другая особенность – турбидиты, преимущественно песчаные образования, залегают в толще глин, и поэтому с акустической точки зрения они достаточно контрастны, и приводят к получению относительно высокоамплитудных отражений.

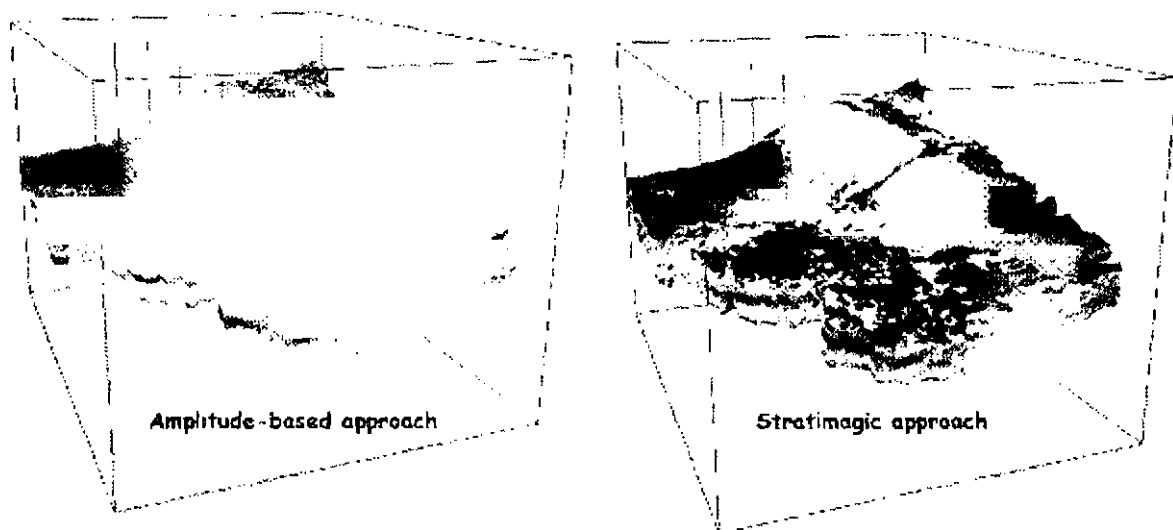


Рис.4.7. Амплитуды и сейсмические фации в 3-мерном изображении

На рисунке 4.7 приведено два 3-мерных изображения. По вертикали в обоих случаях мы наблюдаем, фрагменты временных разрезов (соответствующих интервалу разделения на сейсмофации), а верхняя поверхность представлена на левом изображении картой амплитуд, а на правом картой сейсмических фаций. Конус выноса турбидитов, как и сам канал в склоне шельфа, мы наблюдаем в обоих случаях, на картах амплитуд по более светлым тонам (соответствует песчаникам) среди более темных, соответствующих глинистым отложениям, а на карте сейсмофаций – по темно-синей расцветке. Видно, что карта сейсмофаций дает более детальную картину строения территории и во многом не совпадает с картой амплитуд, т.е. несет принципиально иную, дополнительную информацию. Это понятно, т.к. карта амплитуд несет в себе значение только одного параметра, взятого либо вдоль одного горизонта, либо в некотором интервале, но все равно только одного. При построении карт сейсмофаций учитывается сочетание большего количества факторов и скорее всего в более широком интервале, чем при построении карт амплитуд. Карта же амплитуд явно входит составляющей частью в набор критериев выделения сейсмофаций.

Еще один пример сопоставления карт амплитуд и сейсмофаций, или типизации волнового поля. Этот пример более корректен визуально, т.к. и та, и другая карта представлены в цветном изображении. На карте амплитуд мы наблюдаем некоторую преимущественную вытянутость геологических тел в северо-западном направлении. Вместе с тем трудно сказать что-либо о контурах этих тел, они довольно размыты. Тектонические нарушения, нанесенные на эту карту, в ее рисовке проявляются слабо, по большей части на ней они не видны (рис.4.8).

Карта сейсмофаций (рис.4.9) дает более четкую рисовку структуры данной площади. Во многом это благодаря небольшому количеству выделенных фаций – мы видим их здесь

только 5. По этой карте мы можем достаточно уверенно говорить о пространственном положении и границах вероятных геологических тел (о сути этих тел только по карте мы сказать ничего не можем). Как и ожидалось согласно карте амплитуд, преимущественное простирание геологических тел – северо-западное. Что актуально, тектонические нарушения на

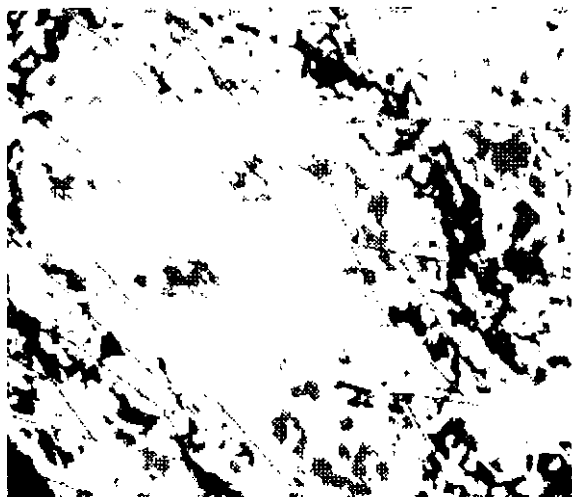


Рис.4.8. Карта амплитуд

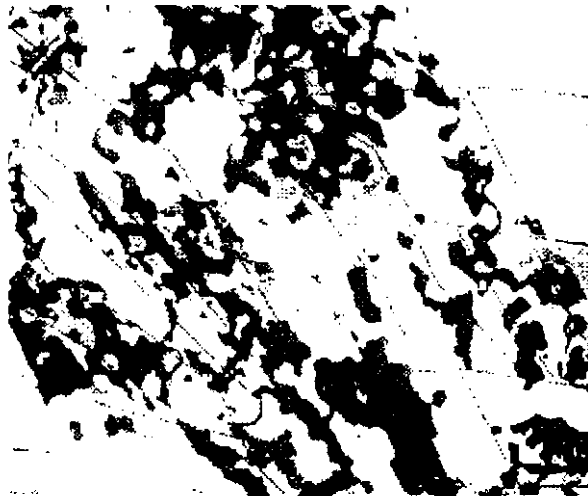


Рис.4.9. Карта сейсмофаций



Рис.4.10. Карта сейсмических фаций

влияющих на выделение сейсмофаций, является амплитуда сейсмической записи. Иногда это приводит к не вполне корректному выделению типов сейсмической записи. На представленной (рис.4.10) карте мы видим, что на отдельных участках на краях куба сейсмических данных контуры сейсмофаций идут согласно границам куба. Очевидно, что это связано не с особенностями геологического строения, а с уменьшением амплитуды сейсмической записи на краях куба при уменьшении кратности. Это надо иметь в виду при анализе карт сейсмофаций. Вместе с тем, в целом карта хорошая и несет полезную информацию. Как сделать ее еще более информативной и удобной для интерпретации?

Один из вариантов – построение «комплексных» карт, наложение на карту сейсмофаций других карт, например, структурных, или карт наклонов (рис.4.11). Последние могут

карте сейсмофаций выглядят существенно более логично: часто они идут по границам сейсмофаций. Даже имея столь ограниченную информацию о представленных картах, карта сейсмофаций представляется более предпочтительной и достойной построения и использования. Если же имеются скважинные данные (а они практически всегда есть при разведанном месторождении) и у нас есть возможность сопоставить типичные геологические разрезы с выделенными сейсмофациями, то ценность этой карты сразу существенно возрастает.

Выделение сейсмофаций зависит от многих параметров, как мы уже говорили с вами ранее. Одним из наиболее важных параметров,

помочь в более надежном выделении и прослеживании тектонических нарушений, которые могут быть видны по отдельным чертам уже на карте сейсмофаций. Наложение на карту сейсмофаций структурной карты может позволить выделить литологически ограниченные (структурно-литологические) ловушки в том случае, если с сейсмофациями мы будем связывать литологию горных пород. К сожалению представленный на рисунке пример не самый удачный, т.к. полученная карта несколько перегружена информацией и для интерпретации довольно сложна.

Рассмотрим пример выделения сейсмофаций на российских материалах. На данном рисунке приведен фрагмент карты сейсмофаций на северо-западную часть Крапивинского месторождения (рис.4.12). Сейсмофации в пакете Stratimagic были выделены на Крапивинском месторождении в 2000 г. (авторы отчета Глебов и др., Томск-НИПИнефть). Всего было выделено 8 сейсмофациальных комплексов, два из которых были объединены в один и закрашены голубым цветом. Между скважинами 208Р и 211Р выделяется зона, которая проинтерпретирована как сейсмофациальный комплекс с менее хорошими коллекторскими свойствами, нежели красная, обладающая лучшими свойствами как коллектор на исследуемой территории. Такая зона ухудшенного коллектора



Рис.4.12. Фрагмент карты сейсмофаций. Северо-западная часть Крапивинского месторождения

расположено на территории Западной Сибири, нефтеносность связана с верхнеюрскими песчаными пластами. При построении карты использованы следующие параметры сейсми-



Рис.4.11. Комплексная карта. Карта сейсмофаций+Карта наклонов

встречена последующим эксплуатационным бурением. Это доказывает реальную пользу, которую приносят такие карты. На этом же фрагменте видно, что кратность и стыки кубов разных лет влияют на достоверность результата – горизонтальная желтая полоса на этой карте – отображения стыка кубов разных лет наблюдений и разных графов обработки. С другой стороны видно, что карта сейсмофаций достаточно устойчива к обработке материалов по разным графам. В целом зоны развития сейсмофаций прослеживаются логично через линию стыков кубов. Динамический анализ – по параметрам сейсмической записи, ввиду их сильного различия в пределах кубов разных лет, был бы просто невозможен. В этом еще одно преимущество карт сейсмофаций – их можно получать при относительной выдержанности волновой картины и при слабой зависимости от использованного графа обработки.

Другой, также довольно широко использующийся пакет выделения сейсмофаций или классов волновой записи – пакет SeisClass компании Schlumberger. На рисунке 4.13 вы видите карту, построенную в данном пакете. Материалы российские – месторождение

ческой записи: амплитуда по горизонтам B_0 , B_3 , Πa и временная толщина между горизонтами B_3 и Πa .

В этом пакете интерпретатором задается желаемое количество классов, и оценивается мера их подобия, приведенная в таблице. Чем ниже величина, тем более надежно отделяется класс сейсмической записи от другого. Как вы видите, выделенные классы отделяются от одних очень надежно, надежность отделения от других не столь высока. Задача интерпретатора добиться оптимального сочетания количества классов и надежности разделения их всех друг от друга. Полученная карта применялась при выделении тектонических нарушений, прослеживаемых вдоль линейных смен одного типа записи на другую.

Заключение

В заключение рассмотрения метода выделения типов волновой картины или сейсмофаций отметим, что метод является качественным, достаточно быстрым и полезным, позволяющим картировать по площади разные типы волновой картины, связанные с фациальными особенностями строения геологического разреза, его литологией или иными характерными чертами (песчанистостью, толщиной песчаного тела). Метод дает возможность проанализировать комплекс данных, характеризующих прежде всего форму сейсмических отражений и в силу своей комплексности выявить такие черты строения территории, которые не доступны для выделения другими методами. Метод малочувствителен к графу обработки и в случае разнородности сейсмических материалов применим, в отличие от многих других методов.

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

Итак, метод заслуживает широкого использования, при условии его осмысленного применения и внимательного контроля за входными данными.



Рис.4.13. Выделение классов сейсмической записи в пакете SeisClass

ГЛАВА 5

ВЫДЕЛЕНИЕ РАЗЛОМОВ

Еще одной из основных задач неколичественной интерпретации материалов сейсморазведки является выделение тектонических нарушений (разломов). По материалам профильной сейсморазведки тектонические нарушения уверенно выделяются в отдельных точках, но прослеживание их крайне затруднительно и неоднозначно. Поэтому при выделении разломов мы будем говорить только о материалах пространственной сейсморазведки.

Важность знаний о наличии и положении разломов для разработки месторождений трудно переоценить — они могут являться тектоническими экранами и оказывать решающее влияние на потоки, как извлекаемой нефти, так и закачиваемой воды. Будут влиять они и на распределение давления в залежи. К сожалению, в настоящее время о свойствах разломов по данным сейсморазведки мы сказать практически ничего не можем, мы будем говорить только о положении. Определить свойства разломов количественно по геологическим данным пока предпринимаются лишь первые попытки. Осознавая это, будем ставить перед сейсморазведчиками задачу корректно: дать положение, но не свойства разломов.

Выделение разломов по данным сейсморазведки 3D важная и реально выполнимая задача. Однако картировать возможно не все разломы, и степень достоверности всегда различна.

Рассмотрим этот своеобразный график (рис.5.1). Он отражает ту закономерность, что наиболее крупные разломы с большой амплитудой смещения встречаются достаточно редко, а по мере уменьшения амплитуды смещения разломов и их размеров частота их встречаемости возрастает. При этом даже не имея точных данных, мы можем с высокой степенью вероятности экстраполировать линию на графике в область малых амплитуд тектонических нарушений. При этом станет очевидно, что пласты на изучаемой территории могут быть довольно часто осложнены малоамплитудными тектоническими нарушениями

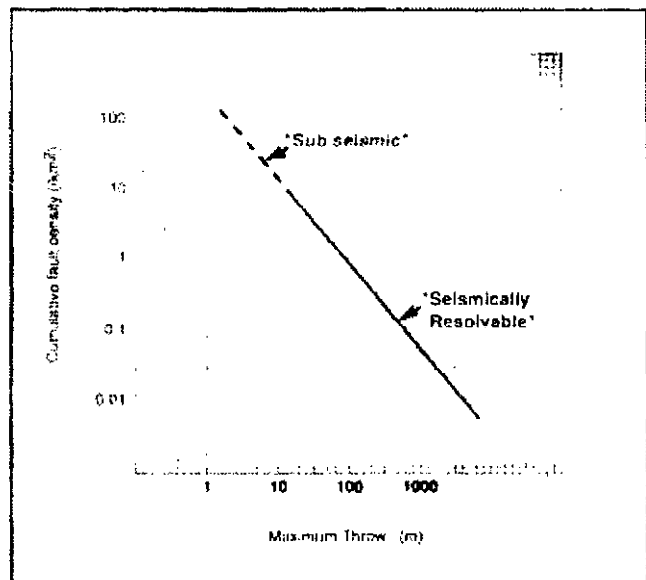


Рис.5.1. Распределение присутствия разломов разных размеров в пространстве

(при амплитуде порядка 1 м их может быть несколько сотен на квадратный километр), но нарушения такой амплитуды не определяются по данным сейсморазведки, они относятся к так называемым субсейсмическим разломам. Но даже если сейсморазведка их не видит, это не значит, что их нет.

Такой график может быть построен конкретно для каждой территории и для отдельных геологических толщ, но основной вывод останется прежним: существуют разломы, которые сейсморазведка может картировать уверенно, а существуют и те, которые она не видит. Важно определиться, с какими разломами мы имеем дело на изучаемом месторождении (если они есть и оказывают существенное влияние на разработку) и ставить перед сейсморазведчиками выполняемые задачи.

Разломы с большим смещением, прослеживаемые по латерали на значительном расстоянии, а также составляющие систему разломов, хорошо соотносимую с одной из характерных тектонических обстановок, выделяются по материалам сейсморазведки 3D вполне

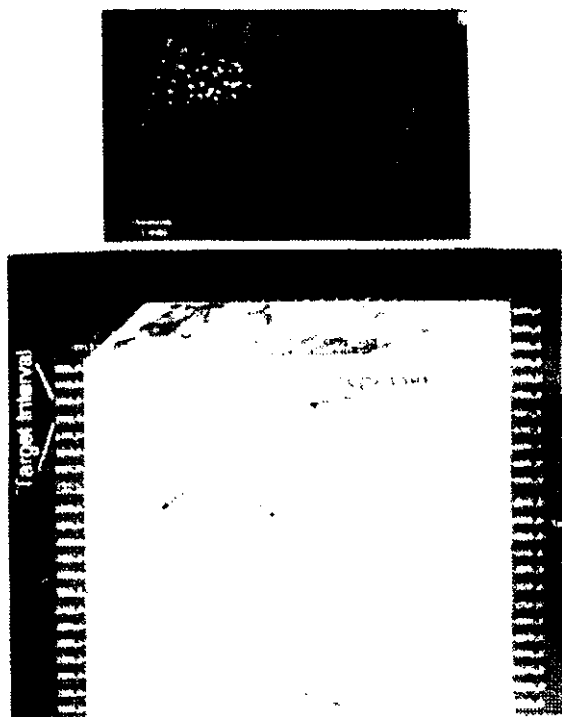


Рис.5.2. Выделение разломов по 3Д сейсморазведке

новка растяжения. Разломы образуют логически правильную систему, практически взятую из учебника структурной геологии. И это еще одно подтверждение того, что разломы выделены правильно. В целом на этом примере выделение разломов практически однозначное.

Перед нами пример на этот раз не однозначного выделения разломов. На рисунке 5.4 приведен фрагмент профиля, отображающий нижнюю часть платформенного чехла (юрские отложения) и верхи палеозойского фундамента на юго-востоке Западно-Сибирской платформы. Положение разломов, выделенных на данном разрезе, достаточно условно. Не будем говорить, хорошо это или плохо – условия выделения разломов совершенно другие. Для нас важно, что достоверность выделенных разломов уже не столь велика. Возможно, другой интерпретатор выделил бы разломы в других местах и другой протяженности. Поэтому перед нами авторский вариант интерпретации (рис.5.4).

К счастью, эти разломы никак не повлияют на возможную разработку, кроме крупного разлома, проникающего в юрские отложения. Но его положение более достоверное, нежели разломов глубоко в фундаменте. Проверить бурением большинство выделенных разломов практически невозможно, да и де-

однозначно. Основные признаки наличия разлома – локальное снижение амплитуд отражений вдоль плоскости разлома и смещение осей синфазности отражений по разные стороны от нее. Выделение таких разломов – стандартная ситуация в Северном море или Мексиканском заливе (рис.5.2). Выделение их практически однозначное, а это значит, что все интерпретаторы выделяют те же самые разломы в тех же местах.

Заметим, что для картирования одного плоского разлома средствами бурения потребует не менее 3 скважин (плоскость описывается тремя точками), а листрического – не менее 4. Но бурить скважины с целью картирования разломов довольно дорогостоящее мероприятие и при разработке месторождений вряд ли осуществимое. Таким образом картирование разломов практически монопольная прерогатива пространственной сейсморазведки.

Еще один пример с акватории Мексиканского залива (рис.5.3). Разломы имеют большую амплитуду и хорошо прослеживаются. На данном примере ярко видна и типичная обста-

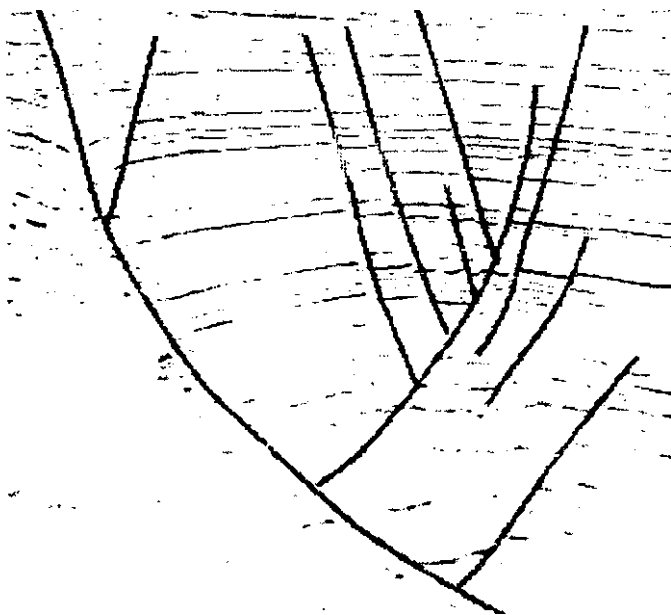


Рис.5.3. Однозначное выделение разломов

латься это не будет. Необходимость выделения таких разломов, а также характер результирующих структурных карт – пликативный или с учетом возможных разломов, должен определяться геологическим заданием или заказчиком после предварительного рассмотрения результатов.

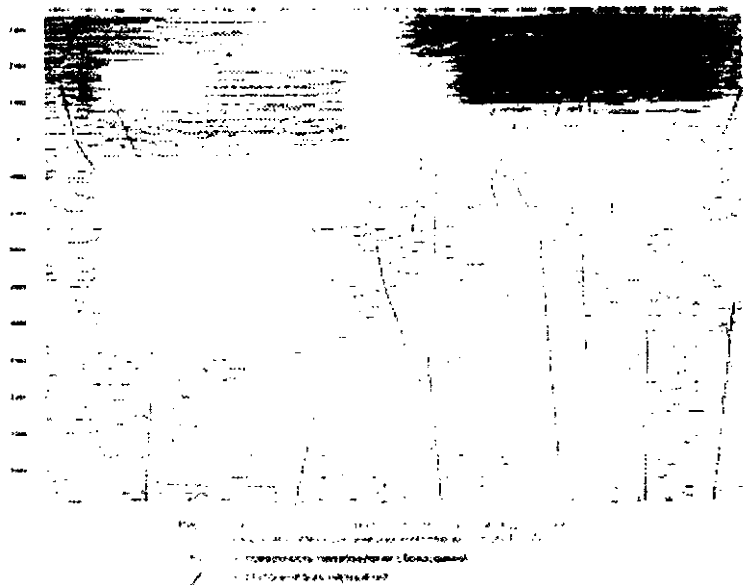


Рис.5.4. Пример неоднозначного выделения разломов

амплитуде смещения вверх по разрезу и в интервале верхней юры, где и располагается основной нефтеносный пласт, отмечаются только флексуры – перегибы отражающих горизонтов. Точных доказательств проникновения тектонических нарушений в верхнеюрские отложения нет, но вероятность их существования велика. Поэтому в данных точках (а положение этих точек мы знаем достаточно хорошо) тектонические нарушения в верхнеюрских отложениях можно выделить условно. При выделении тектонических нарушений, кроме использования стандартных временных разрезов, на которых видны смещения осей синфазности отражающих горизонтов, а также затухание амплитуд вдоль субвертикальных линий, можно применять и другие инструменты. Например, расчет кубов когерентности (рис.5.6). Линейное снижение когерентности является типичным признаком тектонического нарушения, и может быть использовано при обосновании его выделения и трассирования. На данном примере мы видим снижение когерентности, выделяемое красным цветом, на временном разрезе. Это тектоническое нарушение, выделяемое очень уверенно (пример взят с месторождения Западной Сибири), проникает высоко в меловые отложения.

Другой инструмент выделения разломов – построение карт наклонов и азимутов падения поверхности (рис.5.7). Такие карты несложно построить, имея соответствующее программное обеспечение и имея хорошо прослеживаемый по площади отражающий горизонт, а также материалы пространственной сейсморазведки хорошего качества. Карты могут рассматриваться как стандартные при выполнении структурных построений, но в практике

Ситуация с выделением тектонических нарушений малой амплитуды гораздо более сложная. Вместе с тем это типичная ситуация для нижней части платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. На данном временном разрезе мы наблюдаем (рис.5.5), что два тектонических нарушения в отложениях тюменской свиты уверенно выделяются смещением осей синфазности отражающих горизонтов. Это подчеркивает и сильно растянутый в вертикальном направлении масштаб изображения.

Нарушения уменьшаются по

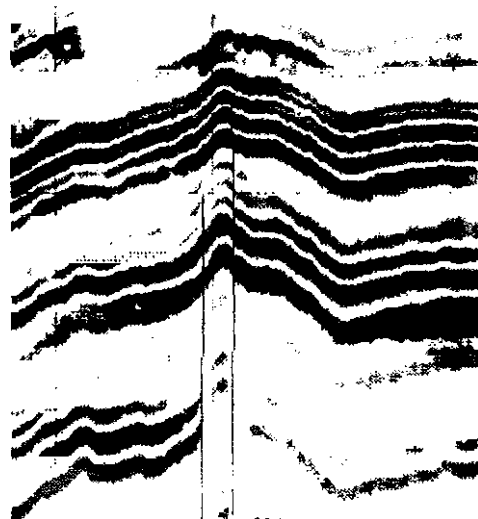


Рис.5.5. Тектоническое нарушение. Верхнеюрские отложения

проникает высоко в меловые отложения.

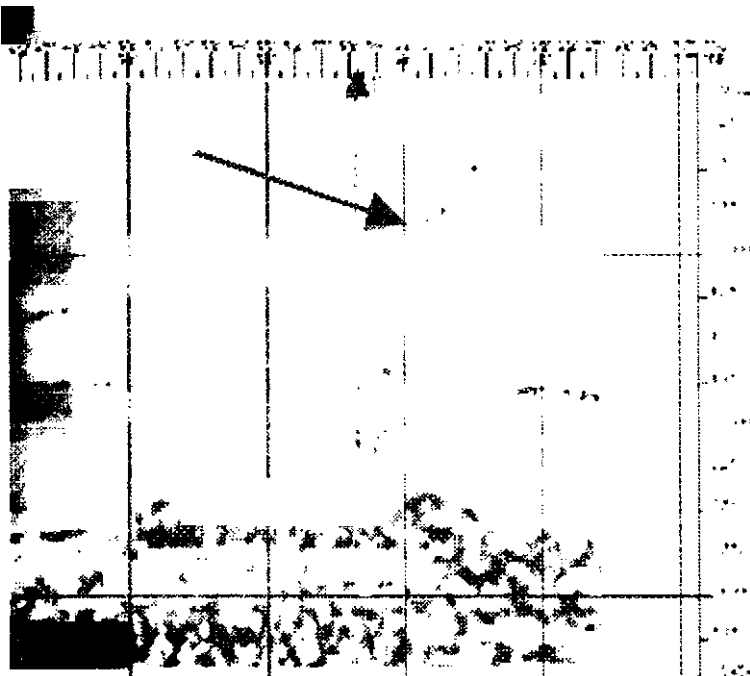


Рис.5.6. Картирование тектонического нарушения по кубу когерентности

нарушений.

Субсейсмические разломы можно картировать косвенно по картам сейсмических параметров и классов сейсмической записи (рис.5.8). Их можно рассматривать как еще один инструмент картирования положения возможных разломов. Критерием выделения возможных тектонических нарушений будет служить наличие линейно вытянутых элементов. Такие элементы могут выделяться уверенно на одних картах, и менее выразительно на других,

российских отчетов прикладываются не часто. Оправдать это желанием сэкономить на бумаге трудно. Как правило, разломы лучше видны на картах наклонов (на рисунке представлена слева) по резким линейным изменениям их величин, разделяющим поля примерно равных значений. Однако так бывает не всегда. На данном примере мы имеем дело с картами по кровле верхнеюрских отложений, где явно выраженных тектонических нарушений с большим смещением не наблюдается. И в этой ситуации карта азимутов (приведена справа) — по резкой смене направлений пусть даже небольших углов наклона — даст больше обоснований для определения наличия возможных малоамплитудных

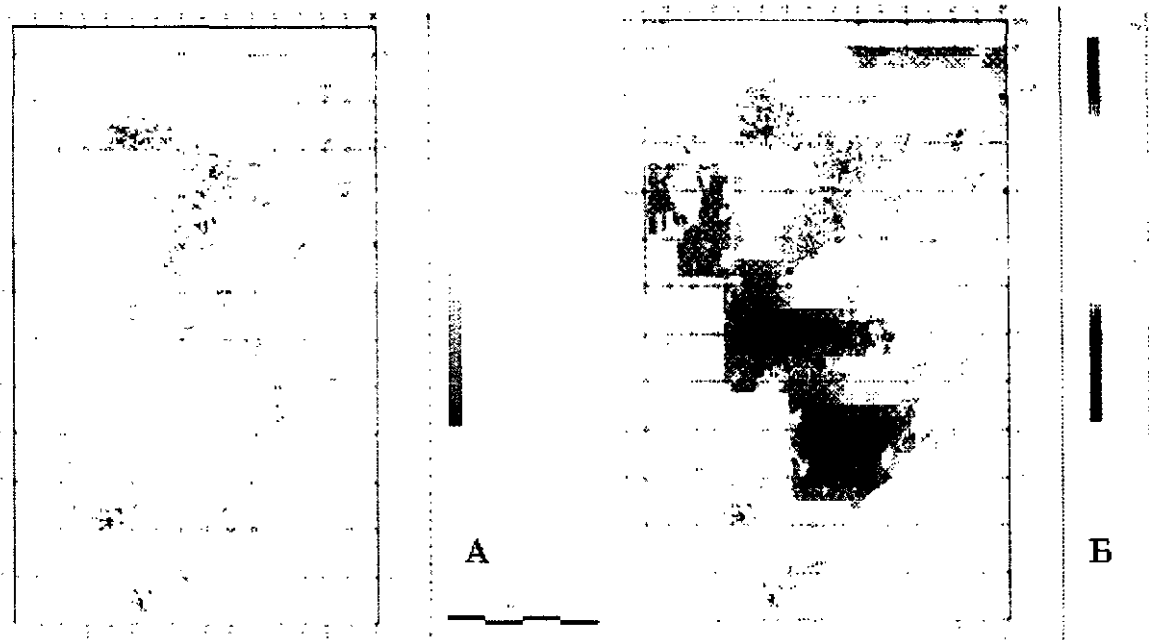


Рис.5.7. Карты: наклонов (А) и азимутов (Б)

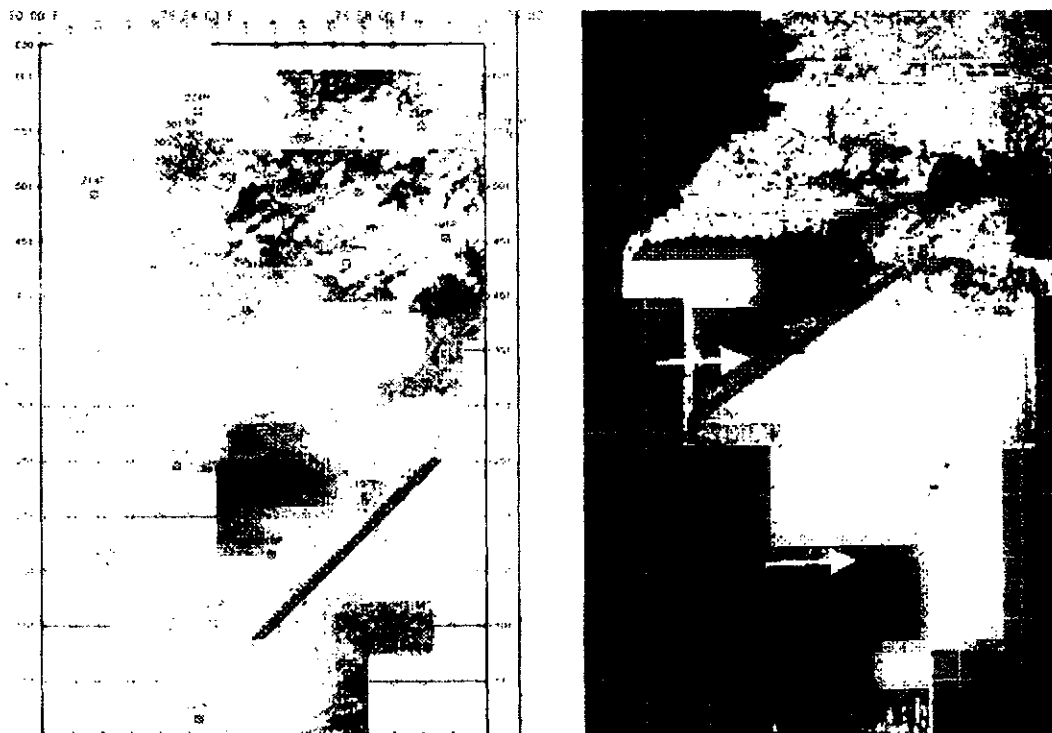


Рис.5.8. Возможные тектонические нарушения

поэтому в данном случае можно рекомендовать использовать возможно более широкий набор карт. При этом нет точных доказательств, наблюдаем ли мы тектоническое нарушение или только флексуру и проникает ли это нарушение в интересующие нас отложения. Тем не менее это объективная информация, и резонно ее использовать. Подтвердить существование тектонических нарушений могут дополнительные данные, например, полученные в процессе разработки: взаимное влияние скважин при закачке воды для поддержки пластового давления, проведение испытания скважин, показывающее наличие разломов.

Эти данные в комплексе с возможным положением разломов, полученным по данным сейсморазведки, будут уже существенно более полезными, нежели оба этих набора информации раздельно.

На рисунке 5.8 приведен пример такого подхода – возможные тектонические нарушения выделены по картам сейсмических параметров, причем и в этом случае выделяются условным знаком те из них, которые картируются более надежно и те, которые выделены с большей степенью условности. Подтверждают возможное проникновение тектонических нарушений в отложения верхней юры их наличие в низах платформенного чехла по временным разрезам. Такое подтверждение выполнено выборочно, в отдельных точках. Приведенная на рисунке схема дает более полное представление как о наличии возможных тектонических нарушений, так и о степени их обоснованности.

На представленной на рисунке 5.9 карте одного из параметров сейсмической записи мы видим в отдельных местах осложняющие факторы – места стыковки кубов разных лет съемки. Они также имеют линейную форму, но необходимо их отбраковывать во избежание истолкования их как тектонических нарушений.

Кроме стыков кубов разных лет, на возможность выделения разломов очень сильное влияние оказывает обработка. К сожалению, многие процедуры обработки нацелены на прослеживание ненарушенных горизонтов, что полагается априорно, в результате практически все применяемые процедуры направлены на то, чтобы сделать отражающие горизонты (опорные, но следом за ними и остальные) таковыми. В результате затушевываются

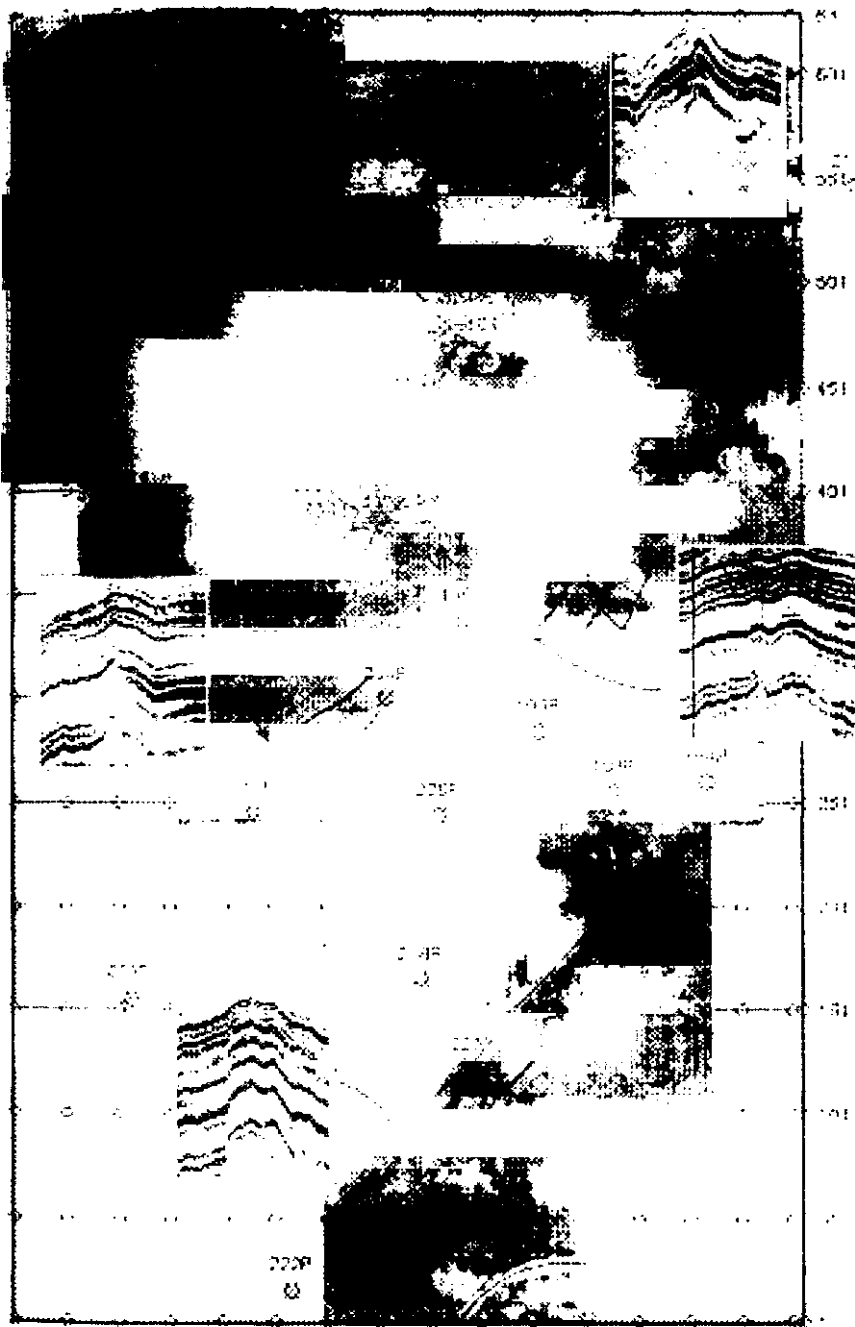


Рис.5.9. Выделение разломов по картам сейсмических параметров и временным разрезам

так и в сторону улучшения.

Заключение

В итоге можно сказать следующее. Сейсморазведка 3D является действенным и точным инструментом картирования тектонических нарушений, не сравнимым в этом отношении ни с каким другим методом. Тектонические нарушения большой амплитуды выделяются на сейсмической записи уверенно по ряду признаков. Малоамплитудные тектонические

многие малоамплитудные тектонические нарушения, даже если они видны на исходном материале. Это также надо иметь в виду, когда мы пытаемся выделять нарушения на временных разрезах, а также когда выбираем процедуры для графа обработки. Некоторые процедуры помогают подчеркнуть или хотя бы выделить в нормальном виде тектонические нарушения. К таковым относится миграция. На рисунке 5.10 мы видим, что на разрезе после применения самой простой процедуры миграции после суммирования во времена положение тектонических нарушений определить сложно, хотя ясно, что они есть. Миграция после суммирования в глубинах улучшает ситуацию, но наиболее корректная процедура миграции в глубинах по первичному материалу позволяет точно определить конфигурацию надвига. Таким образом, обработка может существенно влиять на выделение тектонических нарушений, причем как в сторону ухудшения,

нарушения могут быть выделены условно. Инструментами выделения тектонических нарушений являются расчет когерентности, карт наклонов и азимутов, карт сейсмических параметров. Удобно получать комплексные карты, на которых отображены разные признаки наличия нарушений. Большое влияние на возможность выделения тектонических нарушений оказывает обработка сейсмических данных, в основном затрудняя их выделение. Процедура миграции уточняет их положение, и в условиях напряженной тектоники использование ее обязательно.

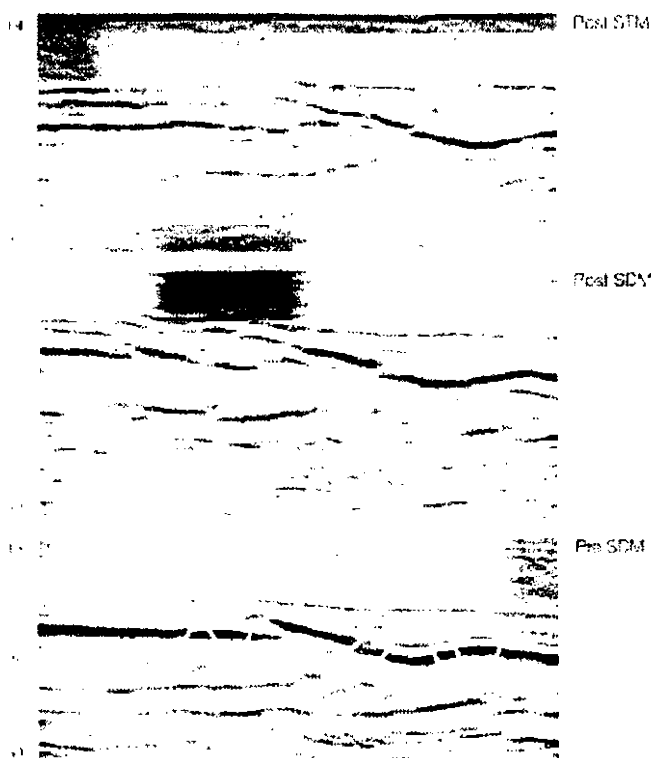


Рис.5.10. Влияние обработки на выделение разломов

ГЛАВА 6

АНАЛИЗ АМПЛИТУД

К одному из базовых методов качественной интерпретации относится анализ амплитуд. Амплитуды – это то, что мы в первую очередь видим на временном разрезе, и поэтому первое, что интерпретатор анализирует – это амплитуды сейсмической записи. Заметим сразу, что амплитуды можно использовать и для количественной интерпретации, как самостоятельно, так и в комплексе с другими параметрами сейсмической записи. Но сначала мы познакомимся с тем, что мы можем получить из амплитуд сейсмической записи при неколичественном подходе.

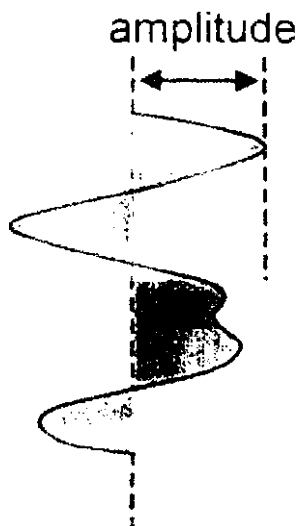


Рис.6.1. Амплитуда сейсмической записи

Амплитуда – один из основных фиксируемых сейсморазведкой параметров. Сейсмотрасса – это амплитуда отклонения отраженной волны от нуля в определенный момент времени (рис.6.1). То есть сейсморазведка фиксирует два параметра: амплитуду и время.

Точность по времени не велика: отсчеты идут через 2 мс – это около 3,5 м в песчанике на глубине около 2,5 км. При уменьшении шага дискретизации точность повышется, но пока она стандартная практически повсеместно и составляет 2 мс. Раньше иногда применялся шаг дискретизации 4 мс.

Амплитуды при формате сейсмической записи I2 – целочисленное двухбайтная запись – изменяются от примерно -32 000 до +32 000 с шагом в 1 – и это очень хорошая точность, гораздо выше, чем у времен, и это обстоятельство необходимо использовать. При формате записи с плавающей запятой диапазон оцифровки еще выше.

При работе с амплитудами важна полярность – ее легко попутать, и в этом случае результат может быть не корректным.

Анализ амплитуд сейсмической записи может производиться по разным видам отображения сейсмической информации.

Наиболее распространенным является анализ амплитуд на временных разрезах:

- по отражающим горизонтам.
Возможен анализ амплитуд также по:
- временным срезам (на фиксированном времени);
- срезам, согласно отражающим горизонтам.

Перечисленные выше виды анализа амплитуд могут выполняться по одному отсчету на сейсмотрассе. Иногда отсчет выбирают максимальным вблизи заданного экстремума. Анализ можно проводить по значениям амплитуд во временном окне – средних, или определенных иным способом. Всю полученную информацию по амплитудам можно анализировать также:

- по картам;
- по графикам.

Отдельной методикой качественной интерпретации амплитуд является выделение эффекта прямого присутствия углеводородов, к которому относятся эффекты:

- Яркого пятна;
- Бледного пятна;
- Плоского пятна.

При рассмотрении сейсмического моделирования мы видели, что амплитуды можно использовать для оценки изменения толщины геологических тел и для оценки изменения

песчанистости, но эти способы уже близки к количественной интерпретации данных сейсморазведки.

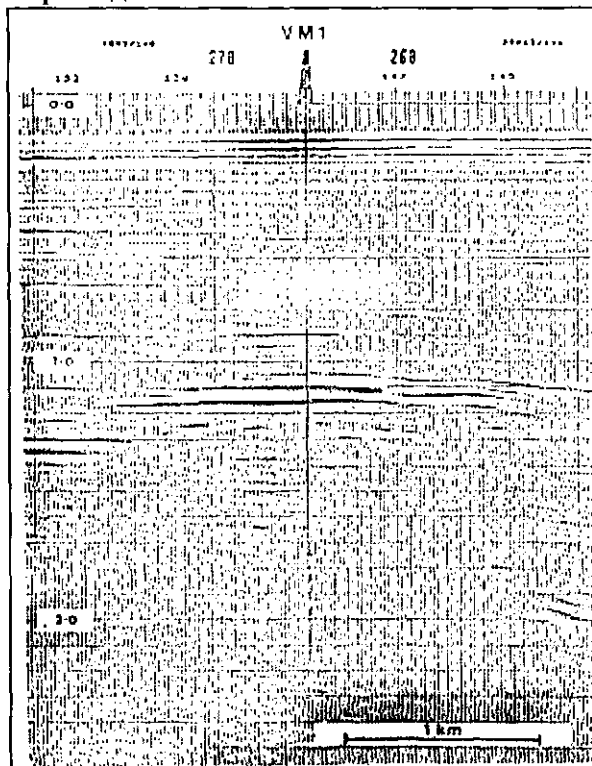


Рис.6.2. Амплитудные аномалии на разрезе

(ширина на временном разрезе) часто увеличивается – в центральной части разреза.

Современные пакеты позволяют создавать любой вид разреза, задавая цветовой кодировкой амплитуду (рис.6.3). Чаще всего используются 3 цвета: например, красный – положительная фаза, синий – отрицательная фаза и белый – область нуля, перехода от одной фазы к другой. Интенсивность цвета соответствует увеличению значений по абсолютной величине. Но в общем случае интерпретатор сам задает цвет, и выбрать он может любые сочетания без каких-либо ограничений и стандартов. Поэтому будьте аккуратны с определением на таких разрезах, какая фаза каким цветом закрашена. Иногда 3-цветной закрашки бывает недостаточно для того, чтобы увидеть особенности строения волновой картины, и тогда прибегают к более многоцветной и соответственно детальной палитре.

Изображение амплитуд на карте. На рисунке 6.4 карта амплитуд показывает изменение амплитуд в плане. Поскольку палитра для карты может быть создана любой, необходи-

Отображение амплитуд зависит от выбранного способа визуализации. Традиционным было изображение трассы в виде кривой, отклоняющейся от вертикали пропорционально амплитуде (рис.6.2). Отклонение вправо принято считать положительным.

Для удобства закрашивалась черным положительная амплитуда (фаза). Именно в таком виде представлен приведенный на слайде временной разрез. По нему удобно проводить корреляцию, однако плохо видна форма отражений положительной полярности – они закрашены черным и сливаются в сплошную линию. А видеть форму отражения иногда очень важно, и изображение сейсмотрасс в виде линий по-прежнему часто используется (вы видели это при выделении сейсмофаций).

В разных программных пакетах закрашивалась разная фаза на сейсмотрассах. У тюменских геофизиков было принято представлять разрезы в обеих полярностях.

На этом разрезе амплитудные аномалии видны в виде ярких черных и белых полос – при большой амплитуде длительность фазы

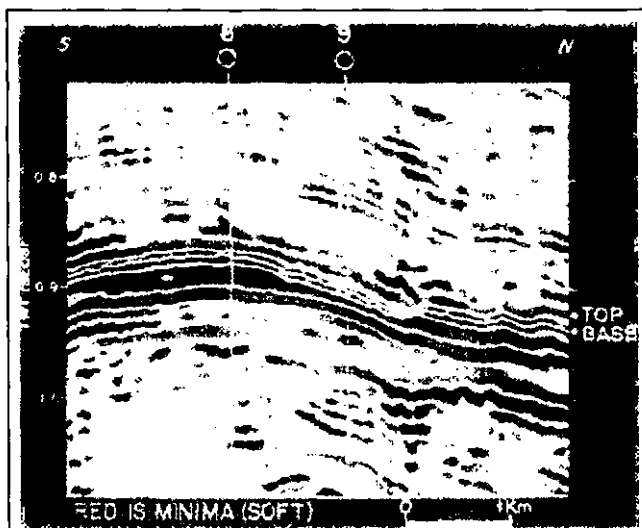


Рис.6.3. Разрез амплитуд

мо обязательно прикладывать цветовую шкалу. По данной карте невозможно сказать, какого цвета аномалии положительных значений амплитуд, а какого – отрицательных.

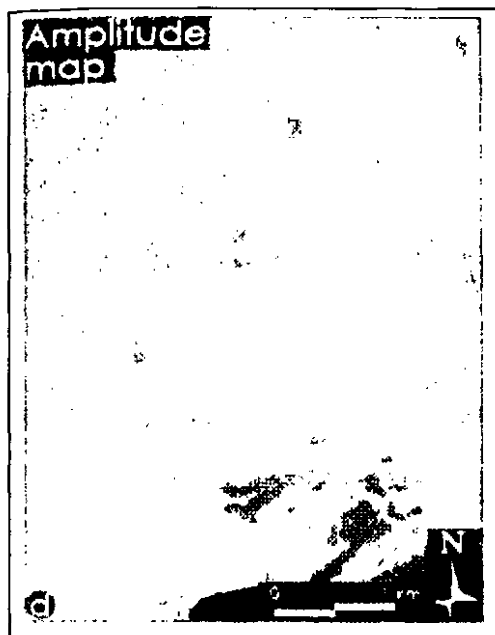


Рис.6.4. Карта амплитуд

связаны.

К данной карте амплитуд (рис.6.5) приложена цветовая шкала, и она сразу позволяет сделать нам два заключения:

1) Сейсмический материал имеет формат II - однобайтный целочисленный и не может быть использован для количественного анализа.

2) Интерпретатор вел пикинг горизонтов с нарушением фазовой корреляции – на части территории горизонт протянут по положительной фазе, а на части – по отрицательной. Для этого должны быть веские причины. Это иллюстрирует то, что карты в сейсмораз-

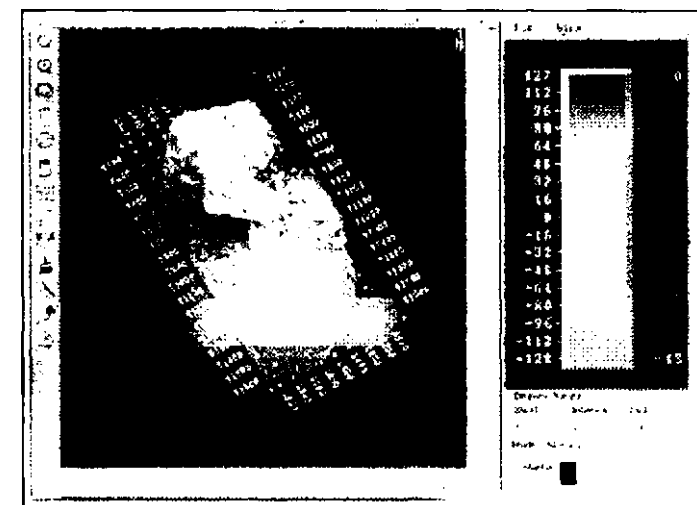


Рис.6.5. Карта амплитуд по горизонту

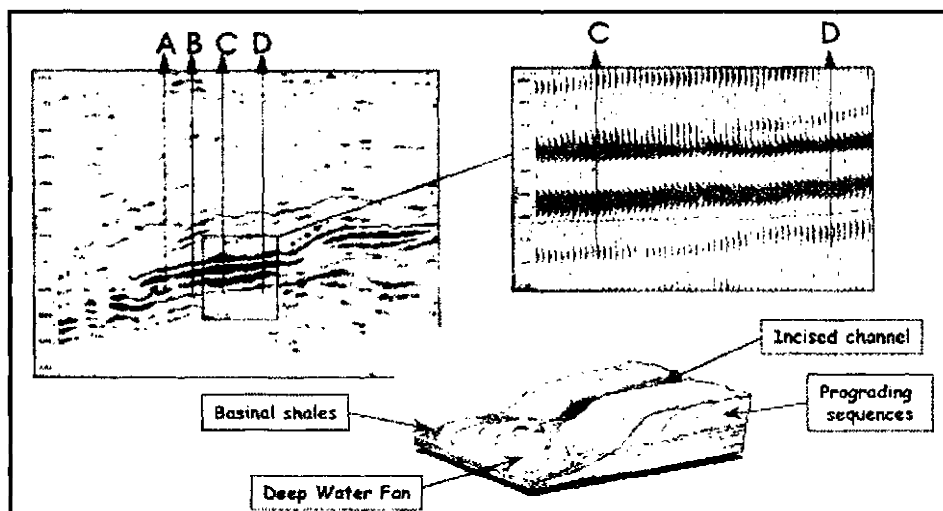


Рис.6.6. Отображение турбидитов на разрезе амплитуд

ведке не лишены влияния субъективного фактора. При анализе полученных результатов и их приемке необходимо обращать внимание на содержание, в том числе и карт амплитуд и, если необходимо, требовать их обоснования.

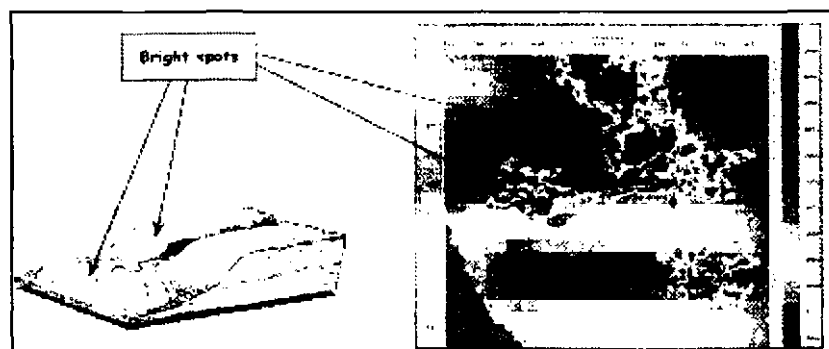


Рис.6.7. Аномалии на карте амплитуд

Уже знакомый нам пример турбидитов (рис.6.6). Мы уже говорили, что можно построить карту амплитуд, которая позволит на качественном уровне оценить распространение песчаников. Это связано с тем, что, как мы видим, амплитуды в области появления песчанника меняются очень сильно. На увеличенном фрагменте

разреза мы видим, что отдельные фазы вообще исчезают с временного разреза.

Отложения турбидитов выделяются на карте амплитуд яркими синими пятнами (рис.6.7). Так же выделяются и другие объекты, возможно, песчанники на кромке шельфа. По аналогичным причинам фациальный анализ карт амплитуд часто довольно затруднителен.

Помочь может комплексный подход с построением карт сейсмофаций. Однако и уже такая довольно простая карта может многое подсказать и в отношении фациальной обстановки, и в отношении пространственного распространения песчаных тел. Заметьте, что яркие синие пятна на карте связаны с отрицательными амплитудами. Это зависит от того, по какому горизонту интерпретатор счет правильным вести пикинг, где он определил на временном разрезе место, наиболее соответствующее песчаным телам турбидитов. Многие также зависят от правильно выбранной палетки.



Рис.6.8. Карта амплитуд по временному срезу

В некоторых случаях, возможно, получить полезную информацию по временным срезам, еще до корреляции отражающих горизонтов (рис.6.8). В этом случае отпадает вопрос, по какой фазе волны мы ведем корреляцию это просто срез на постоянном времени. Современные материалы 3D сейсморазведки высокого разрешения позволяют картировать по картам амплитуд (и других атрибутов) отдельные каналобразные тела. На данном рисунке приведен пример картирования глубоководных третичных отложений вблизи побережья Западной Африки.

Хотя сделать перебор временных срезов – довольно простая задача, но получить удачную карту с хорошо видимыми геологическими телами или временной срез – всегда

большое искусство интерпретатора и удача для тех, кто на этой территории будет работать в дальнейшем.



Рис.6.9. Выделение каналобразных тел на карте амплитуд

рии прослеживание канала менее уверенное. Вместе с тем никакими другими способами мы не сможем получить столь же детальную информацию о положении канала, как по материалам пространственной сейсморазведки.

Наиболее полное представление о строении каналобразных тел мы можем составить по картам амплитуд в том случае, когда кровля и подошва такого тела отображаются отдельными отражающими границами. На рисунке 6.10 представлена карта амплитуд по кровле каналобразного тела. Кровле его соответствуют отрицательные амплитуды, а вмещающие породы отображаются положительным отражением. Само тело довольно широкое, осложнено, по видимому, изменением литологического состава слагающих его горных пород, но отображается не так же, как в предыдущем примере – с ярко выраженными границами. Бросаются в глаза небольшие каналы, примыкающие в центральной части карты к основному руслу. Эта ситуация довольно типична для прибрежной части Таиланда.

Каналообразные тела наблюдаются на материалах сейсморазведки в разных регионах мира. На рисунке 6.9 представлен временной срез по материалам пространственной сейсморазведки в пределах блока 668 Матагорда, вблизи побережья Техаса. В юго-восточной части среза канал прослеживается исключительно уверенно, причем характерен облик его в виде обрамления канала аномальными амплитудами вдоль его краев, и наличия внутри канала амплитуд записи, близких к фоновым.

Но, конечно, главной отличительной особенностью канала является его геометрия в плане. В северо-западной части террито-



Рис.6.10. Карта амплитуд. Кровля резервуара

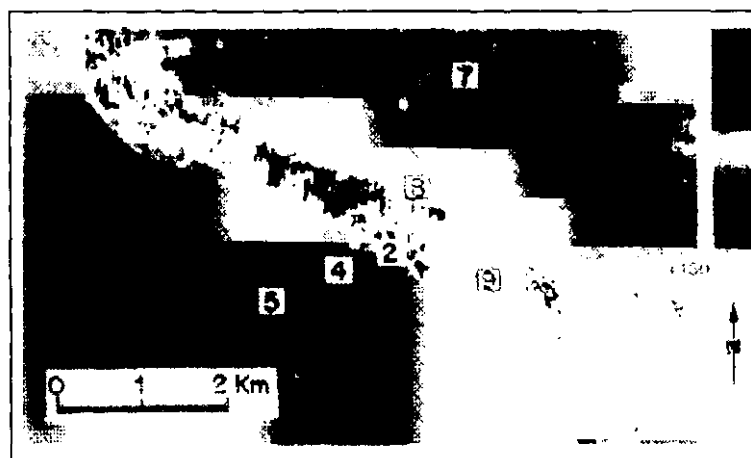


Рис.6.11. Карта амплитуд. Подошва резервуара

Карта амплитуд по подошве изучаемого резервуара (рис.6.11). Как вы видите, картина изменилась – русло отображается положительными отражениями, породы вмещающей толщи – отрицательными. Если для самого русла это логично при условии что акустическая жесткость песчаников в нем ниже, чем акустическая жесткость вмещающих его глинистых отложений, то для глин ситуация иная. Мы имеем дело, скорее всего, просто со второй фазой отражения от кровли глинистой толщи, совпадающей по времени образования с кровлей русловых отложений. Эта карта позволяет отбраковать аномалии амплитуд отрицательного знака на предыдущей карте, располагающихся к востоку и северо-востоку от основного русла, т.к. на данной карте они не видны. Позволяет она также точнее оценить геометрические размеры русла – по подошве оно имеет несколько меньшие размеры, а также более точно качественно оценить литологию – совпадение на обеих картах наиболее ярких аномалий дает наиболее аномальные (более опесчаненные, с большей толщиной песчаного пласта) зоны. Боковые притоки по этой карте не видны, что говорит об их относительно небольшой толщине.

Результат интерпретации приведен на этой карте (рис.6.12). В результате сопоставления двух имеющихся карт амплитуд на изучаемой территории выделен основной канал, несущий песчаные осадки, а также несколько небольших каналов, соответствующих небольшим притокам, примыкающим к основному руслу почти под прямым углом. Их геометрия позволяет описать их как крутые врезающиеся небольшие долины – мы говорили о том, что это, скорее всего побережье Таиланда, а такой тип притоков характерен для этой территории. Каротажные диаграммы, полученные в скважинах, пробуренных на данной территории, подтверждают сделанные нами на основе изучения только сейсмических данных выводы.

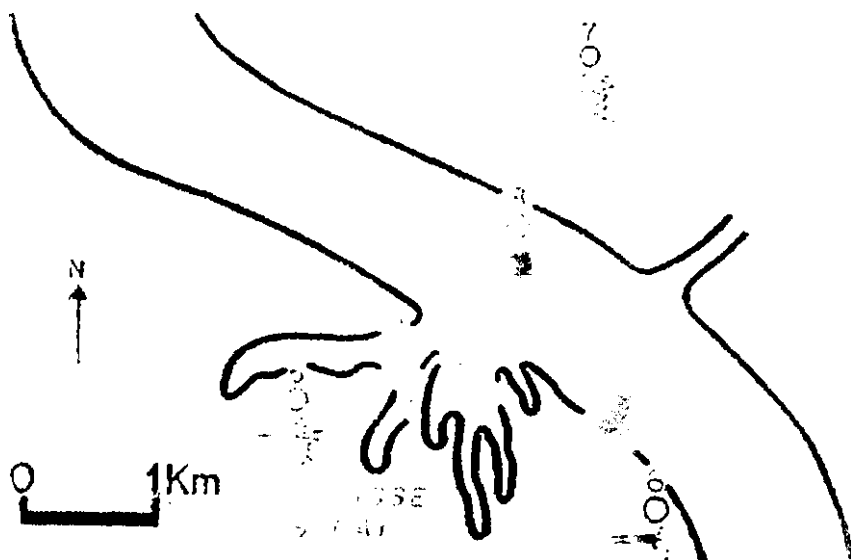


Рис.6.12. Результат интерпретации карт амплитуд

Еще один пример прослеживания на локальной площади (месторождении) таких сложностроенных объектов, как русловые каналы (рис.6.13). Перед нами вновь карта амплитуд некоторого отражающего горизонта, условно названного «Х», т.е. опять никаких сложных процедур не применялось. Видимые нами аномалии синего цвета в виду специфичности формы не могут быть сопоставлены ни с чем, кроме русла меандрирующей реки. Не нужно доказывать, что закартировать это русло (его положение и ширину) другими методами практически невозможно. Видимые на карте горизонтальные полосы бледно розового цвета связаны с нерегулярной кратностью наблюдения в пределах имеющегося куба данных и для нас это помехи.

Интенсивность аномалий синего цвета, по-видимому, можно связать с качеством руслообразного пласта, с содержанием песка в наблюдаемых каналах. Таким образом, от имеющейся карты амплитуд есть возможность перейти к прогнозной карте качества пласта в цифрах, это качество характеризующих. Но это уже следующий шаг. Пока мы имеем не



Сейсмические
данные по 3-D
определяют
качество пласта и
содержание песка
в его каналах

Modified from Brown, 1996

Рис.6.13. Карта амплитуд отражающего горизонта «X»

этому и задача решается не всегда. Приведенная на рисунке 6.14 карта является собой, пожалуй, одно из самых ярких доказательств возможности картирования разнофациальных тел. Это всего лишь карта среднеквадратичных амплитуд в окне 50 мс, достаточно просто получаемая, никаких сложных интерпретационных методик здесь не применялось. Характеризует она формацию Балдер к западу от Шетландских островов (Великобритания) – северная часть бассейна Северного моря. Высокие амплитуды – красные, низкие – синие. Карта получена по результатам морских съемок 3D нескольких лет. На полученной карте явно видны прибрежная равнина (на юго-востоке), линия палеопобережья с пляжными песками, относительно узкая полоска шельфа с редкими баровыми отложениями, пески кромки шельфа и его склон, изрезанный каналоподобными телами подводных оползней. Кажется, лучше и не покажешь, разве сделать аэрофотосъемку современного побережья. Красота и видимая простота полученной картины не должна создавать у вас иллюзию, что такую карту получить просто.

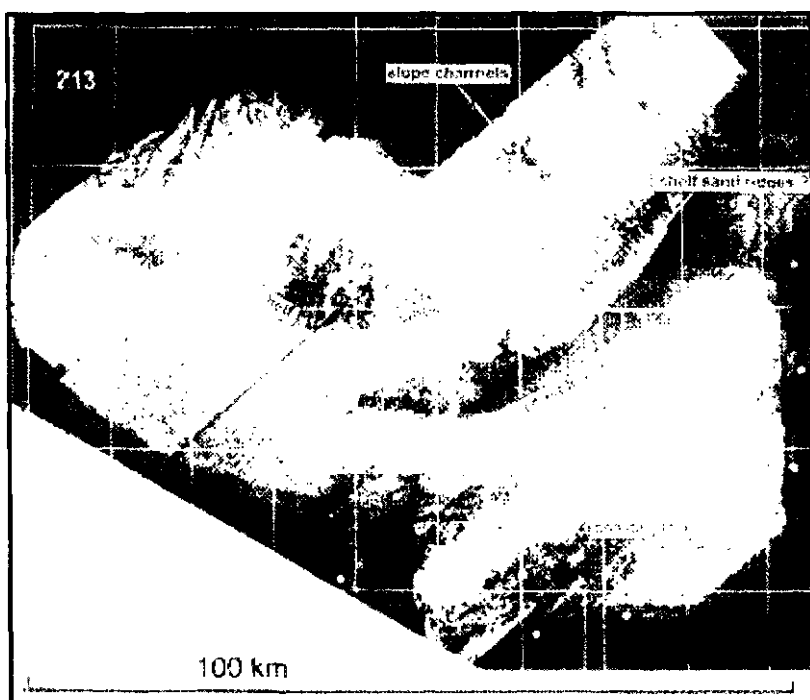


Рис.6.14. Картирование разнофациальных тел

Во-первых, это очень деликатная обработка материалов наблюдений разных лет и их сшивка (стыковка), затем сам горизонт, относительно которого производился расчет прокоррелирован очень талантливо и кропотливо высококласным специалистом, хорошо знавшим геологию региона. Тем не менее перед нами пример, что задача решается и весьма успешно. Надо заметить, что такую наглядную карту можно было построить только для достаточно большой территории, это региональный обзор, локальные ее фрагменты выглядели бы менее убедительно.

Все предыдущие примеры относились к сейсмическим материалам, полученным западными компаниями. Поэтому могут возникнуть сомнения, можно ли получать аналогичные результаты на отечественных данных, которые часто отличаются не столь высоким качеством. Поверхностные условия наземных съемок гораздо сложнее, чем морских, тем более в условиях чередования болот и лесных полос Западносибирской равнины. На рисунке 6.15 приведена карта магнитуд (величин, рассчитанных на базе амплитуд) между отражающими горизонтами B_2 и B_3 на Крапивинском месторождении в Томской области. Интервал относится к верхам тюменской свиты, интервал анализа 15-30 мс. На карте четко видны аномалии, которые могут быть сопоставлены только с руслами рек с ярко выраженными меандрами. Реки преимущественно небольшие, но их русла достаточно хорошо выдержаны. Карта говорит о направлении уклона поверхности и почти полной пенеппенизации и затухании тектонической активности на границе средней и поздней юры. До этого я не раз был свидетелем дискуссий геологов о характере отложений этого интервала: континентальный ли он или мелководно-морской. Полученная карта однозначно свидетельствует в пользу континентальной обстановки. Более того, например, на территории Томской области открыто лишь 3 промышленных месторождения нефти в континентальных отложениях тюменской свиты ввиду сложности картирования коллектора – по-видимому, речного генезиса. При этом прогнозные ресурсы нефти этих отложений весьма велики, но практически совсем не освоены. Сейчас же перед нами инструмент поиска месторождений нефти в тюменской свите – остается пользоваться.

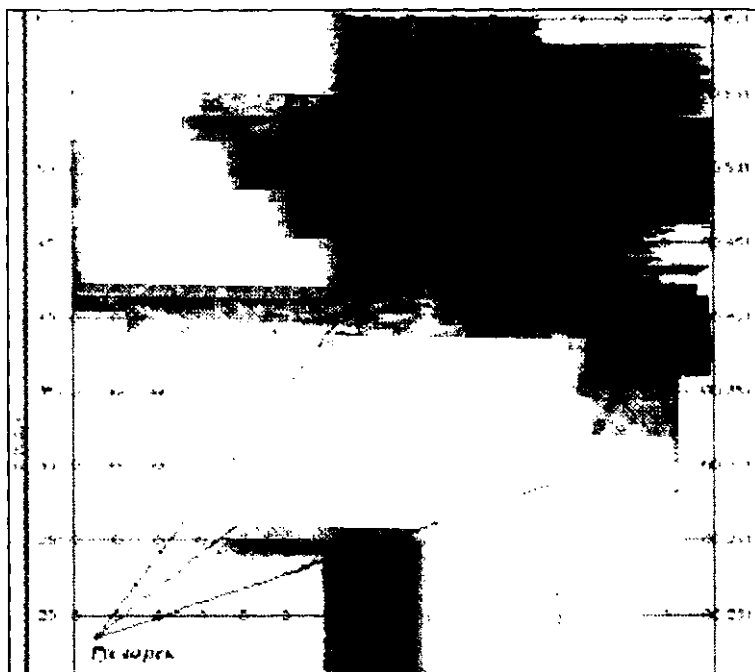


Рис.6.15. Карта мгновенных амплитуд. Выделение русел палеорек в континентальных отложениях средней юры. Западная Сибирь

Еще один пример наземной съемки в условиях Западной Сибири - выделения руслообразных тел на сейсмической записи на Киньяминском месторождении. На рисунке 6.16 приведена еще одна модификация карты амплитуд – средняя положительная амплитуда. Полученная карта относится к верхнеюрскому интервалу и в нем уверенно выделяются русловые каналы. Об их свойствах сказать что-либо сложно, но положение их мы видим вполне детально. Интересно, что облик их сходен с изображением канала в Мексиканском заливе – границы канала выделяются аномальными значениями, в то время как внутри ка-

нала значения амплитуд близки к фоновым. Важно также то, что абсолютные значения амплитуд меняются по площади — в центральной части краям канала соответствует белая кодировка амплитуд, в северо-западной — розовая. Наличие каналообразных тел в отложениях верхней юры на этой площади свидетельствуют

Рис.6.16. Пример выделения руслообразных тел. Киньяминское месторождение, Западная Сибирь

либо о субконтинентальном генезисе этих отложений, либо о прибрежно-морском, когда каналы сформировались либо как подводное продолжение речных водотоков, либо как приливно-отливные каналы, или каналы прорывных течений.

Заключение

Завершая рассмотрение использования амплитуд сейсмической записи, заметим, что получение такой информации наиболее просто в сейсморазведке, а потому оптимально для использования особенно на начальной стадии изучения территории. Разрезы и карты амплитуд, а также срезы и иные виды представления информации, дают качественное представление о строении территории, однородности или неоднородности, основных ее чертах, и могут также быть использованы для оценки распределения песчаных тел по площади, иногда с определением фациальной обстановки: к таковым относятся каналообразные тела, конуса выноса турбидитов, шельфовые пески. В случае региональной сейсмической съемки мы можем рассчитывать на то, что уже на карте амплитуд мы увидим основные черты обстановок осадконакопления, сможем определить не только распространение отдельных геологических тел, но и их фациальную природу.

ПРЯМЫЕ ПРИЗНАКИ НАЛИЧИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

На акустическую жесткость горных пород и, соответственно, коэффициенты отражения и амплитуды регистрируемых отражений оказывает влияние характер насыщения горных пород. На практике было отмечено, что с залежами УВ и прежде всего с залежами газа на временных сейсмических разрезах связаны ярко выраженные амплитудные аномалии. Это привело к появлению отдельного направления в интерпретации данных сейсморазведки, получившего названия DHI - direct hydrocarbon indicator, или прямые признаки (поиски) углеводородов. К сожалению, в российской практике это направление было с энтузиазмом подхвачено на начальном этапе, но в связи с проблемами при его использовании (высокие требования к качеству полевых работ, особенно актуальные при поверхностных условиях смены болот и лесов на территории Западной Сибири, обработки сейсмических материалов, а также меньшей выраженности его на месторождениях нефти) в последующем оно стало столь же активно отрицаться. Мы постараемся убедиться, что эффект присутствия УВ виден на временных разрезах, но присутствует не на всех месторождениях, и проявляется по-разному. Как и все другие методы, он эффективен при использовании и может быть рекомендован, но обязательно с учетом физических предпосылок, как в отношении насыщающего флюида, так и в отношении пород резервуара.

В общем, эффекты проявления УВ в амплитудах сейсмической записи разбиваются на 3 группы явлений: яркого пятна, тусклого пятна и плоского пятна.

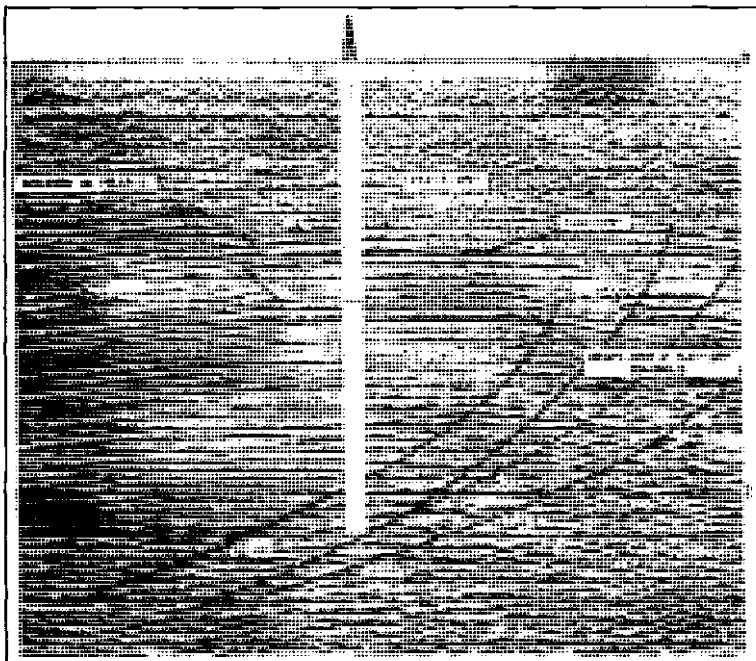


Рис.7.1. Прямые признаки углеводородов на временном разрезе

На рисунке 7.1 изображен временной разрез, причем визуализирован он не наилучшим способом. Такая визуализация была характерна для начала 80-х годов в России. Тем не менее, даже на нем мы видим ряд специфических явлений, происходящих с амплитудами отражений. В центральной части разреза наблюдается пологая антиклинальная структура, в присводовой части которой на временах около 900 и 1140 мс наблюдаются амплитуды повышенных значений – яркие пятна. Ниже их располагаются субгоризонтальные отражения, не согласующиеся с общим залеганием пластов в антиклинали – это проявления контактов углеводородов в залежи с водой – плоские пятна.

Еще одно интересное явление, о котором мы пока не упоминали: на краях ярких пятен мы отмечаем, что волна, или отражающая граница, меняет свою полярность. Все эти явления, наблюдаемые нами на реальном сейсмическом материале не очень высокого качества – прямые проявления присутствия углеводородов в разрезе.

Чем же обусловлен эффект прямых признаков углеводородов на сейсмическом материале, какова физическая основа этого явления. Амплитуды сейсмических отражений зависят от коэффициентов отражений кровли и подошвы пласта в водо-, нефте- или газонасы-

ценной части, точнее, от их различий. В свою очередь коэффициенты отражения зависят от акустической жесткости, а она от скорости и плотности горных пород. Рассмотрим сначала, как изменяется плотность горных пород в зависимости от насыщения. Плотность пористой среды с одним типом насыщающего флюида описывается уравнением:

$$\rho_{av} = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_M \quad (7.1)$$

Плотность пористой среды с неоднородной насыщенностью описывается как:

$$\rho_{av} = [S_w \phi \rho_w + S_o \phi \rho_o + S_g \phi \rho_g] + (1 - \phi) \rho_M \quad (7.2)$$

Плотность среды без порового пространства никак меняться не будет.

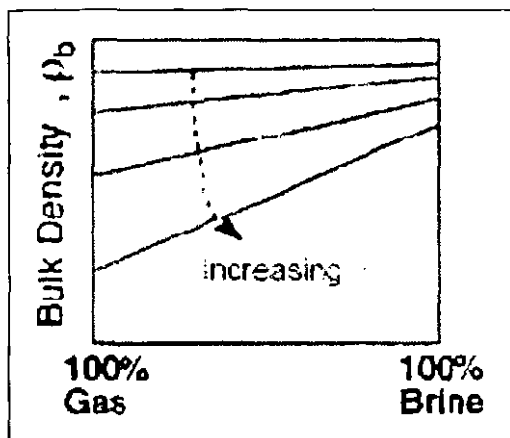


Рис.7.2. График зависимости плотности горных пород от пористости и характера насыщения

Из приведенных уравнений вытекает, что присутствие углеводородов, имеющих меньшую плотность, чем пластовая вода, приводит к снижению общей величины плотности горной породы (рис.7.2). Это снижение тем больше, чем больше доля углеводородов в пласте, а также чем выше значение пористости. Это иллюстрируется приведенным графиком, на котором приведено семейство кривых, соответствующих каждой некоторому значению пористости. Каждая из кривых показывает уменьшение плотности с увеличением содержания газа в породе, причем, чем выше пористость, тем это уменьшение происходит быстрее.

Пластовая скорость в зависимости от насыщающего флюида зависит по более сложным законам. Зависимость эта связывает пластовую скорость с величиной пористости, а также с химическим составом углеводородов, пластовым давлением или глубиной (рис.7.3). Мы уже

знаем, что для горных пород характерна прямо пропорциональная взаимосвязь скорости продольных волн и плотности (уравнение Гарднера). Тесная связь существует, соответственно, и между скоростью и пористостью. Вместе с тем, зависимость между скоростью и плотностью для жидких сред имеет обратно пропорциональный характер. Поэтому по лабораторным исследованиям в целом пластовая скорость незначительно увеличивается при увеличении количества углеводородов в порах.

Легкая нефть имеет тенденции к обратной зависимости. Особенно важна зависимость при газонасыщении. Появление небольшого количества свободного газа в пласте резко уменьшает пластовую скорость, которая быстро достигает минимума и затем начинает медленно увеличиваться. При этом пластовая скорость пород со 100% водонасыщенностью все же выше, чем со 100% газонасыщенностью. Важно, что на небольших глубинах возмож-

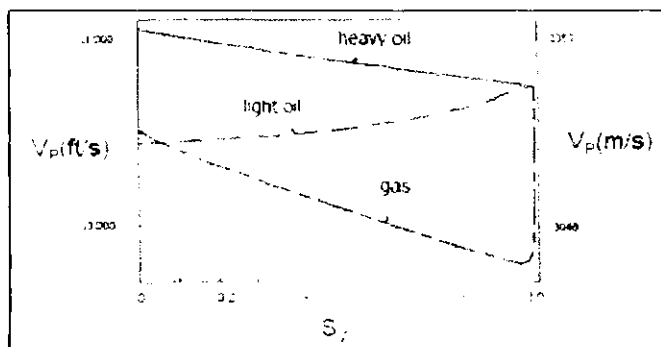


Рис. 7.3. График зависимости скорости от характера насыщения

но выделение свободного газа из пластовой воды, что приводит к появлению ложных эффектов яркого пятна. Для больших глубин и давлений выше 20 МПа свободный газ из пластовой воды уже не выделяется, и здесь ошибку сделать труднее.

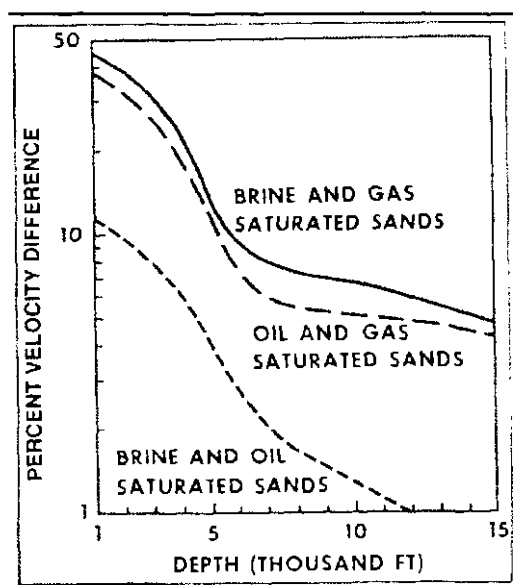


Рис. 7.4. Изменение с глубиной влияния типа флюида на изменение скорости

Обобщая сказанное, отметим, что в целом в пределах залежи акустическая жесткость горных пород понижается, особенно сильно в газовых залежах.

Теперь рассмотрим, к чему может приводить газонасыщенность в разных ситуациях. Как будут отображаться кровли резервуаров?

На рисунке 7.5 вверху приведена модель газовой залежи в карбонатах, залегающих в глинистых горных породах. Акустическая жесткость глинистых пород существенно ниже, чем у карбонатов. В этом случае газонасыщенность может привести к исчезновению отражений от кровли резервуара.

Расположенная ниже модель газовой залежи в песчаниках. Песчаники также залегают в окружении глинистых пород, акустическая жесткость которых немного ниже жесткости песчаников. В этом случае вероятный результат — смена полярности отражений на кровле резервуара при переходе через ГВК.

Какие характерные аномалии амплитуд будут образованы такими типами газовых залежей?

Приведенные графики (опубликованные Гарднером, Гарднером и Грегори в 1974 г.) показывают, что изменения скорости продольных волн в пористых горных породах при смене насыщения уменьшаются с глубиной (рис. 7.4). То есть, и прямые признаки присутствия УВ лучше проявляются для мелкозалегающих залежей, при увеличении же глубины залегания залежи их интенсивность падает. Сильно влияет на характер и величины изменений также тип флюида. Если при наличии газа изменение происходит в пределах от 50 до 10% на глубине около 5000 футов (1,5 км), то замена воды на нефть даже в поверхностных условиях приводит к изменению скорости примерно на 10%. На глубине примерно 2 км изменения скорости составляет всего около 3%, а при глубинах более 12000 футов (около 4 км) смена нефти на воду никак не влияет на пластовую скорость. Правда, надо заметить, что на такой глубине трудно встретить горную породу со значимой величиной открытой пористости, т.к. последняя закономерно уменьшается с глубиной.

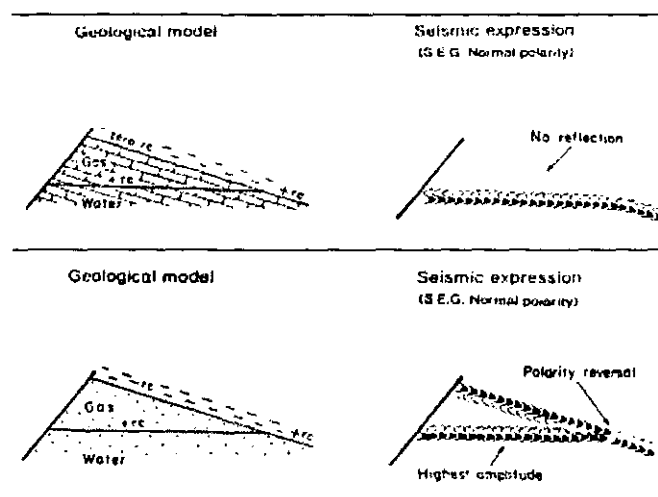


Рис. 7.5. Модели газовой залежи в карбонатах и песчаниках, залегающих в глинистых породах

На рисунке 7.6 в верхней части приведена модель залежи песчаного резервуара, заполненного газом. В этом случае кровля резервуара будет отображаться в виде яркого пятна, ГВК – в виде плоского пятна (яркого, если судить по амплитудам).

Модель приуроченной к карбонатным отложениям газовой залежи будет отображаться на временных разрезах в виде тусклого пятна, а ГВК – в виде плоского пятна (яркого).

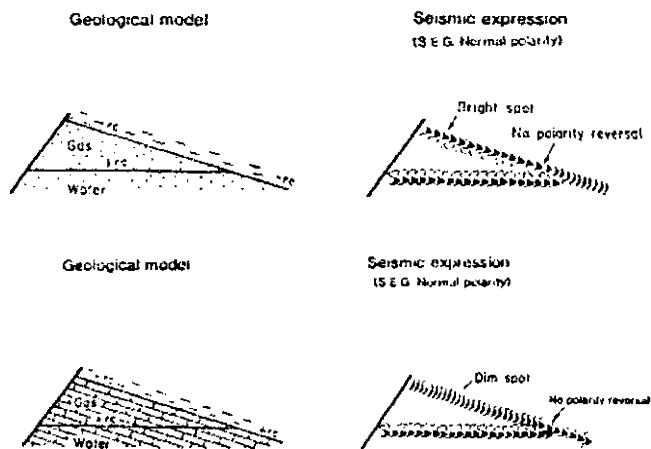


Рис. 7.6. Модели газовой залежи в карбонатах и песчаниках

(рис.7.7). Если породы резервуара характеризуются средними значениями акустической жесткости и залегают в горных породах с высокими значениями этого параметра, то насыщение пласта углеводородами усиливает контрастность его свойств и мы наблюдаем эффект яркого пятна. При этом кровля резервуара будет отображаться отрицательной фазой на сейсмической записи, а подошва – положительной (если пласт имеет толщину больше разрешающей способности сейсморазведки на исследуемых глубинах). Положение контакта УВ-вода может быть видно на временных разрезах в виде слабой

положительной горизонтально залегающей границы. Эффект тусклого пятна будет наблюдаться в обратной ситуации – вмещающие породы характеризуются низкими значениями акустической жесткости, а породы резервуара – высокими. Положение контакта может быть видно на временных разрезах также малоамплитудным положительным горизонтальным отражением. В случае, если различие между акустической жесткостью резервуара и вмещающих пород невелико, но резервуар все же более жесткий, то при резком снижении его жесткости из-за газонасыщенности, например, мы будем наблюдать в кровле и подошве резервуара смену полярности отражений, а наиболее яркой положительной границей на временном разрезе будет плоское пятно, соответствующее ГВК.

В случае насыщенности нефтью горных пород мы будем наблюдать аналогичные явления, но несколько меньшего масштаба. Если соотношение акустических жесткостей между породами резервуара и вмещающей толщей будет другим, то изменится и отображение залежи. Поэтому на каждой площади необходимо рассматривать ситуацию со своими локальными особенностями.

Рассмотрим еще один схематический пример, приведенный в книге А.Брауна. В нем условно принято лишь три градации акустической жесткости: с большими значениями, средними и низкими

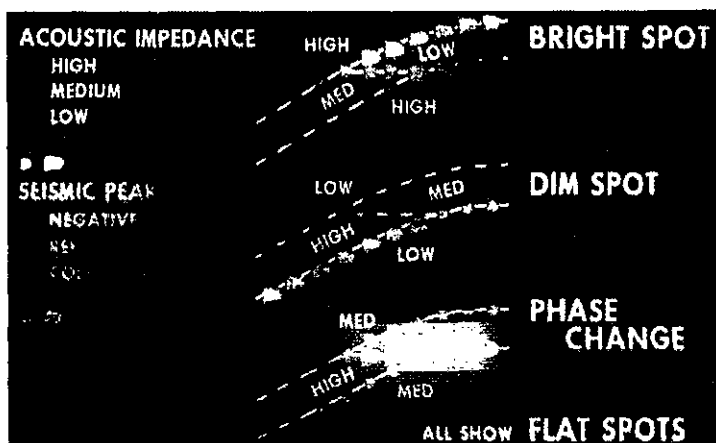


Рис.7.7. Типы прямых признаков УВ

Эффект тусклого пятна будет наблюдаться в обратной ситуации – вмещающие породы характеризуются низкими значениями акустической жесткости, а породы резервуара – высокими. Положение контакта может быть видно на временных разрезах также малоамплитудным положительным горизонтальным отражением. В случае, если различие между акустической жесткостью резервуара и вмещающих пород невелико, но резервуар все же более жесткий, то при резком снижении его жесткости из-за газонасыщенности, например, мы будем наблюдать в кровле и подошве резервуара смену полярности отражений, а наиболее яркой положительной границей на временном разрезе будет плоское пятно, соответствующее ГВК.

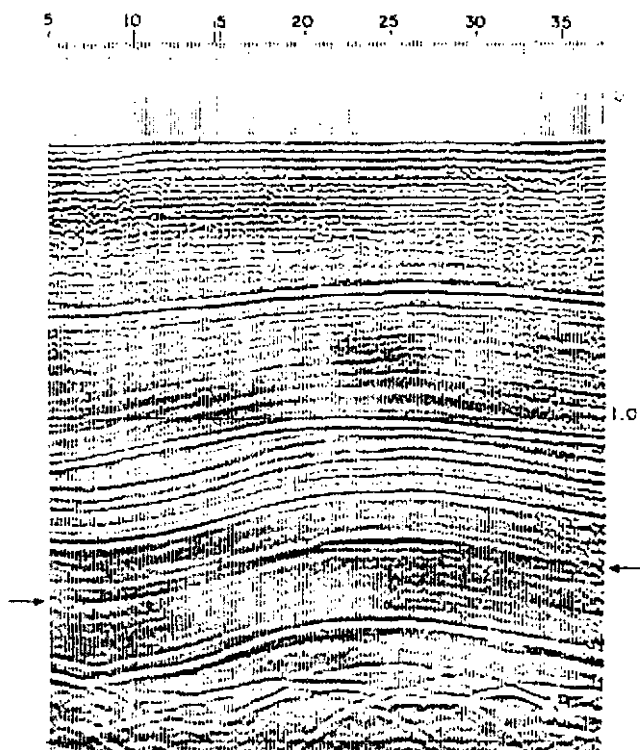


Рис.7.8. Амплитудные аномалии на сейсмическом разрезе

наиболее возвышенной части. Об относительно большой толщине нам позволяет судить плоское пятно, свидетельствующее о свободном положении ГВК в пределах карбонатного тела. Широкие зоны смены полярности отражений от кровли резервуара говорят как о пологом ее залегании, так и о значительной по ширине переходной зоне залежи.

Пример прямых признаков присутствия УВ, полученный в 1975 г. Для удобства визуализирован только фрагмент временного разреза, зато в крупном масштабе. Другая его особенность – разрез выведен в режиме так называемой двойной полярности. Это сделано для того, чтобы эффекты прямого присутствия УВ были видны возможно более четко. Мы видим на временн 1.62 мс и 1.72 мс яркие пятна, а на времени 1.46 мс – плоское пятно (рис.7.9). Результат возможной интерпретации этого временного разреза также приведен на данном рисунке. По всей видимости, плоское пятно соответствует подошве газовой залежи. При нанесении положения газовой залежи на временной разрез более удобно отметить, что при сме-

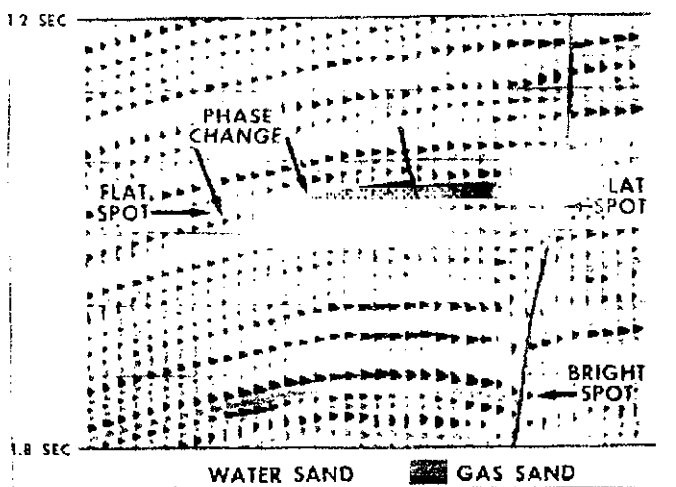


Рис.7.9. Эффекты: «яркое пятно», «плоское пятно», смена полярности

Вновь вернемся к реальному временному разрезу, опять-таки не очень высокого качества визуализации (рис.7.8). Мы видим на нем яркое пятно и плоское пятно. Некоторая изменчивость записи по краям яркого пятна может быть истолкована нами как смена полярности отражений – это не вполне надежное наблюдение из-за качества визуализации, но весьма вероятное. Попробуем проинтерпретировать его на основе тех положений, которые мы только что рассмотрели. Наличие яркого пятна говорит о высокой контрастности акустических свойств пород в пределах залежи по отношению к вмещающим горным породам, причем различие возможно только в меньшую сторону. Смена полярности говорит об относительно небольшом, но превышении акустической жесткости пород резервуара за пределами залежи по отношению к вмещающей толще. Таким образом, наиболее вероятно, мы имеем дело с достаточно большим по толщине карбонатным телом и газовой залежью в его

не насыщающего пласт флюида с воды на газ происходит смена полярности отражения, соответствующего кровле изучаемого резервуара.

На рисунке 7.10 приведен временной разрез, полученный при выполнении морской съемки вблизи побережья Калифорнии. Разрез представлен уже в довольно типичном для современных возможностей визуализации виде. В данном разрезе обнаружено несколько залежей газа. При этом хорошо видна смена полярности при пересечении отражающей границей ГВК. Таким образом, мы имеем уже на временном разрезе хорошие доказательства наличия залежей газа и возможность определить их размеры.

Если на предыдущем рисунке хорошо видны были плоские пятна, а яркие пятна были видны плохо, что было связано с наличием

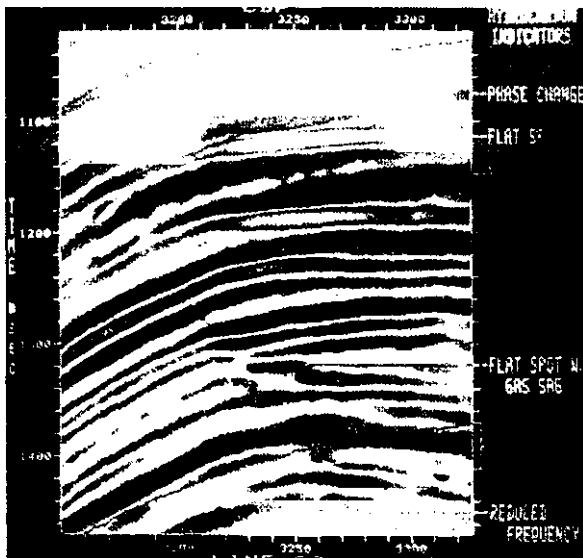


Рис.7.10. Проявление залежей газа на временном разрезе

большого количества залежей газа по вертикали, и, возможно, и не очень удачным подбором цветовой палитры, но на приведенном рисунке яркое пятно и плоское пятно видны практически одинаково хорошо (рис.7.11).

Эти материалы получены также в морских условиях, в акватории Мексиканского залива. Яркое пятно также связано с залежью газа.

Если на месторождении наблюдается эффект прямых

Рис.7.11. «Яркое пятно» над залежью. Мексиканский залив

признаков присутствия углеводородов, то на таком месторождении эффективным будет применение сейсмомониторинга, или сейсморазведки 4D – повторяющейся во времени съемки. Такие наблюдения позволят проследить изменение состояния залежи в процессе разработки.

Как и иные методы интерпретации, прямые признаки УВ не могут рассматриваться как абсолютные. Яркие пятна на временных разрезах могут быть связаны не только с залежами газа, но и с другими явлениями (угольными пластами, например, поскольку они обладают аномально низкими акустическими свойствами).

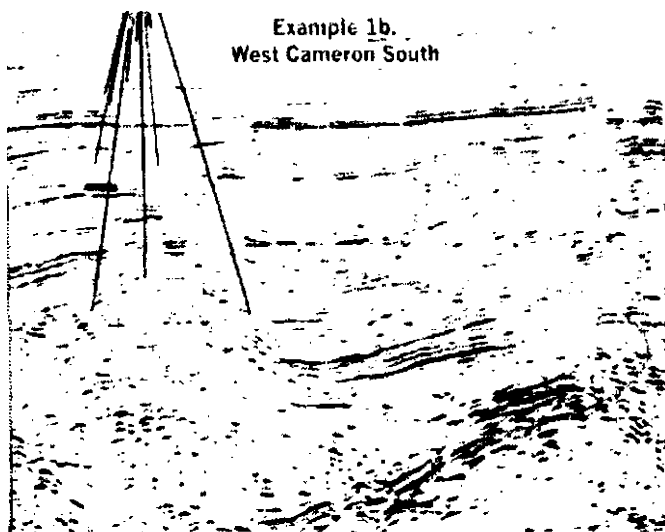


Рис. 7.12. Эффект «яркого пятна». Западный Камерун

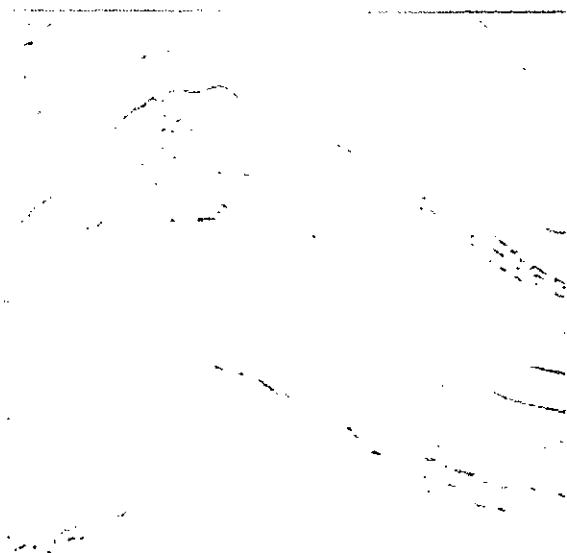


Рис.7.13. Эффект «плоского пятна» не прослеживается

ми. На рисунке 7.12 виден эффект яркого пятна, связанный с газовой залежью в южной части месторождения Западный Камерун. Его легко принять за появление в разрезе пластов иной литологии.

Обнаружение прямых признаков во многом зависит от обработки сейсмического материала. При неудачном графе обработке эффект может и не наблюдаться. Для достижения визуально наблюдаемого эффекта от залежей УВ необходимо производить обработку сейсмических материалов с сохранением истинных амплитуд. Применение процедур типа АРУ существенным образом губит возможности наблюдения в амплитудах отражений этого эффекта (в ярком пятне амплитуда снижается до средних значений, в тусклом пятне — усиливается). Приведенный на рисунке 7.13 временной разрез обработан с учетом возможного присутствия на нем прямых признаков наличия УВ, однако, в явном виде таковые на нем пока не проявились. Возможно, виной этому сложное тектоническое строение района. Необходимо также проанализировать, какой вид миграции применялся при обработке.

На разрезе виден результат целенаправленного повышения качества суммирования с целью подчеркнуть возможное наличие плоского пятна (рис.7.14). Процедура пространственного суммирования может быть отнесена к процедурам спецобработки и не может входить в стандартный граф обработки, т.к. она привела к ухудшению прослеживания отражающих горизонтов. Зато плоское пятно, ранее не видимое, начинает проявляться.

До этого мы рассматривали в основном довольно простые примеры, где залежи УВ были связаны с антиклинальными структурами. Но залежи УВ и связанные с ними яркие пятна могут быть связаны не только с антиклинальными ловушками, но и с литологическими залежами. В этом случае к амплитудным аномалиям надо подходить особенно осторожно, чтоб не спутать возможные залежи УВ со сменой литологии. В случае, если мы наблюдаем появление в разрезе геологических тел с аномальными акустическими свойствами (угольные пласты, битуминозные аргиллиты, карбонаты), то им свойственны, как правило, большие размеры в плане. С ними не связаны плоские пятна. Вместе с тем, и литологически ограниченные залежи УВ имеют достаточно сложную конфигурацию и при небольшой толщине пласта не будут сопровождаться хорошо видимыми плоскими пятнами.



Рис.7.14. «Плоское пятно» на разрезе после пространственного суммирования

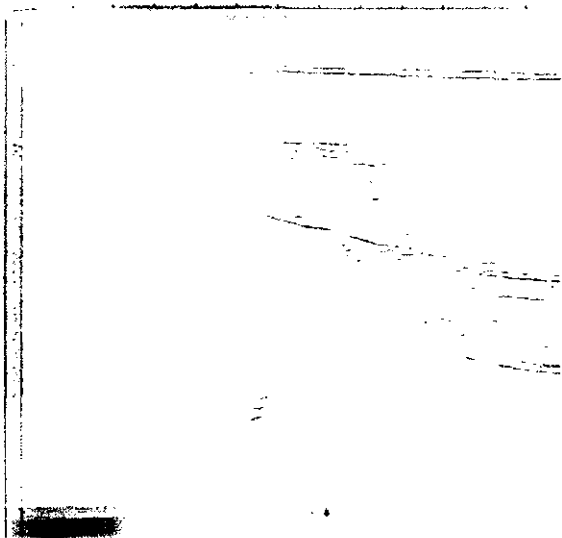


Рис. 7.15. «Плоское пятно» на разрезе нерегулярности

виду отображения сейсмической информации.

Обратим ваше внимание на еще одну особенность отображения плоского пятна. Визуально на временных разрезах оно часто выглядит не плоским, как на приведенном рисунке 7.16. Это происходит из-за снижения пластовых скоростей в залежи УВ, поэтому контакт в подошве залежи у антиклинальной ловушки будет выглядеть не плоским, а изогнутым вниз.

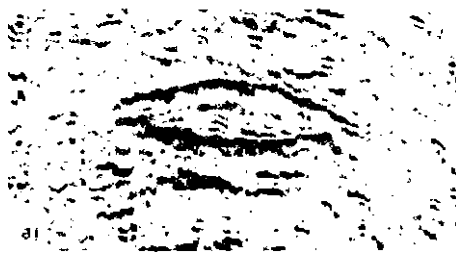


Рис. 7.16. «Плоское пятно» на временном разрезе

До этого мы с вами рассматривали амплитудные аномалии, связанные с залежами УВ, на временных разрезах. Такие аномалии могут быть закартированы, и представлены в виде карт, которые дают представление о распределении залежей в пространстве. Именно такие карты и необходимы при поисках, разведке и разработке месторождений. Пример такой карты приведен на рисунке 7.17. Отличается от обычной карты амплитуд она тем, что при анализе амплитудных аномалий мы сделали вывод о связи их с залежами УВ и по сути своей эта карта близка к карте распределения залежей на изучаемой территории. На ней выделены зоны с доказанной нефтеносностью, где в настоящее время уже идет добыча, а также выделены перспективные зоны, возможно связанные с залежами УВ. Степень достоверности выделения перспективных зон остается в данном случае за кадром, т.к. о ней мы

можем судить, прежде всего, по характеристике прямых признаков, наблюдаемых на разрезах.

Качество получения такой карты опять во многом зависит от опытности интерпретатора. Возможные проблемы при получении такой карты связаны со: 1) сменой полярности сигнала, что в отдельных случаях может быть и положительным критерием, но требует выполнения корреляции по фазе не одной полярности, 2) сменой литологии. Для получения таких карт часто нужны усилия не только сейсморазведчика-интерпретатора, а команды, состоящей из геофизика, геолога и разработчика.

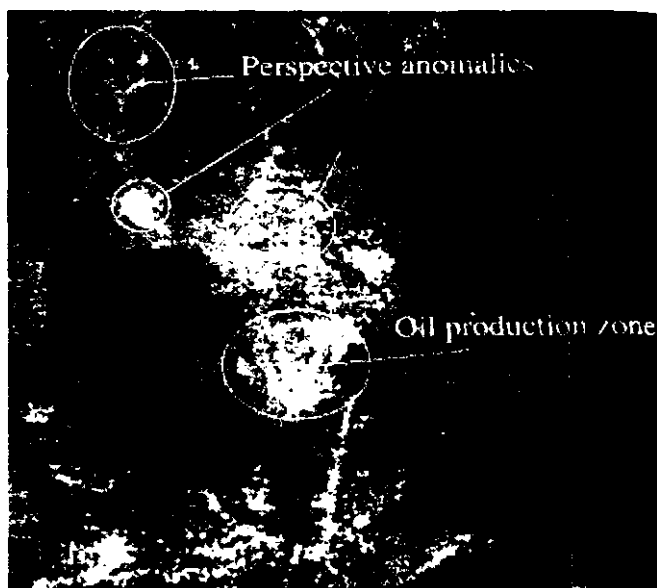


Рис. 7.17. Прямые признаки углеводородов на карте

Закключение

- Прямые признаки наличия углеводородов на сейсмической записи физически обоснованы и существуют на практике: к ним относятся эффекты «яркого пятна», «бледного пятна», «плоского пятна»;
- Наиболее часто эти эффекты наблюдаются на газовых месторождениях;
- Эффект наблюдается не на всех месторождениях углеводородов, но это не повод отрицать его существование вообще;
- Выразительность эффектов зависит от конкретных условий;
- На степень их видимости влияют обработка сейсмического материала и искусство интерпретатора.

МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Прогноз коллекторских свойств пластов – важная и сложно решаемая задача, которую потребности эффективной разработки месторождений ставят перед сейсморазведкой.

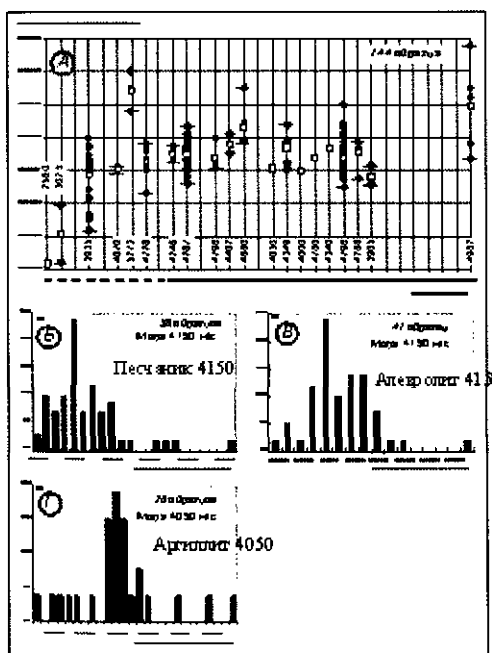
В рамках нашей встречи дальше мы поговорим о сейсмических атрибутах и количественном прогнозе – построении карт со значениями, характеризующими то или иное физическое свойства резервуара, которое необходимо учитывать при построении гидродинамической модели.

Существует большое количество методик решения этой задачи, рассмотреть все за короткий срок не представляется возможным. Вот только некоторые из них, которых мы коснемся ниже:

- *Параметрический анализ;*
- *Инверсия;*
- *AVO;*

Методики эти выбраны по принципу наибольшей распространенности и их физической обоснованности.

Рис.8.1. Обоснование возможности параметрического анализа методами сейсморазведки



Первый, весьма широко распространенный, наиболее простой и быстрый, но физически менее обоснованный метод это параметрический или атрибутный анализ и использование статистических подходов при интерпретации сейсморазведки.

Первое и обязательное условие его применимости, это наличие физических предпосылок. Породы разной литологии и свойств различаются по пластовым скоростям и плотности (следовательно, и по акустической жесткости), что создает предпосылки для определения их по данным сейсморазведки (рис.8.1). Но различия эти должны быть значимыми, а интервалы значений свойства для разных пород должны по возможности меньше перекрываться между собой. Такую информацию мы получаем по результатам исследования керна, а также по интерпретации данных каротажа, прежде всего АК и ГГК-

П. На приведенных графиках, полученных при изучении отложений васюганской свиты, видно, что среднее значение пластовой скорости у песчаников то же, что и у алевролитов, т.е. для сейсморазведки они неразличимы. Значения скорости в аргиллитах несколько ниже, т.е. выделить их в геологическом разрезе по сейсмическим данным представляется возможным. Однако интервалы изменения пластовой скорости в аргиллитах существенно совпадают с таковыми у песчаников и алевролитов, т.е. литологическая интерпретация по данным сейсморазведки в принципе возможна, но несет большую погрешность.

Итак, для нас важно иметь такие графики для обоснования возможности количественной интерпретации сейсмических данных. Не основанные на подобном анализе результаты интерпретации могут быть просто абстракцией. Второе, для интерпретации сейсмических данных важно отбирать керн, и не только из продуктивного пласта, а и из вмещающих пород также, определять пластовые скорости и плотности, а также по возможности во всех

скважинах проводить АК и ГГК-П. Чем больше таких данных на конкретном месторождении, тем точнее будут результаты интерпретации сейсморазведки.

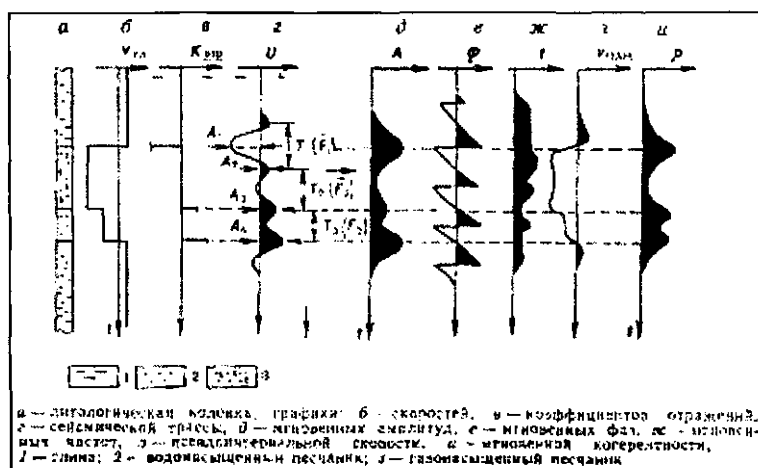


Рис.8.2. Схема соответствия элементов геологического разреза динамическим параметрам

На рисунке 8.2 показана схема соответствия элементов геологического разреза динамическим параметрам отражений, где:

А — литологическая колонка; б — график пластовых скоростей; в — график коэффициентов отражений; г — сейсмическая трасса; д — мгновенная амплитуда; е — мгновенная фаза; ж — мгновенная частота; з — псевдоинтервальная скорость; и — мгновенная когерентность.

Как мы видим, форма сейсмической записи состоит из наложения сигналов, отраженных от контактов акустически контрастных пластов. Перепад скоростей и распространения волн в глине и в песчанике, определяет знак и величину коэффициентов отражения.

Если скорость в водонасыщенном песчанике меньше скорости в глинах, то знак коэффициента отражения в кровле песчаников будет отрицательным.

Величина и знак коэффициента отражения определяют знак и интенсивность элементарного сигнала, отраженного от каждой из границ.

ГЛАВА 8

АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ АТТРИБУТОВ

Определение:

Сейсмические Атрибуты - вся информация, полученная из сейсмических данных, прямыми измерениями, логическим или опытным путями.

Для чего они нужны?

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

Интерпретатор использует атрибуты в качестве основы при прослеживании разломов, описании резервуара и прогнозировании коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

Собственно параметров сейсмозаписи можно рассчитать бесчисленное множество: как простых, так и сложных, как имеющих физический или геологический смысл, так и формальных. Вопрос в том, на сколько они будут значимы и информативны.

Типы и использование атрибутов

Сейсмические Параметры рассчитываются на основе исходных Сейсмических Амплитуд, либо во Временной Области, либо в Частотной Области.

Предлагаемая Классификация Сейсмических Параметров:

- Объемные атрибуты
- Атрибуты Горизонта
- Атрибуты Интервала

Сейсмические волны при распространении от источника вглубь акустически неоднородных осадочных толщ отражаются от границ слоев с различными акустическими свойствами.

Если считать, что форма отраженной волны несет информацию о строении неоднородных перспективных толщ, то задачей динамического анализа является изучение оценок параметров отражений и выявление аномальных изменений связанных с конкретным геологическим объектом.

В арсенале средств динамического анализа отражений в настоящее время существует большое количество программ для оценки динамических параметров. Можно провести достаточно четкую границу между двумя существующими подходами к реализации идей динамического анализа.

Первый подход к проблеме атрибутивного анализа основан на преобразовании Гилберта сейсмической записи и позволяет получать так называемые мгновенные параметры, т.е. непрерывные по времени и по объему изображения параметров сейсмических волн. Параметры оцениваются независимо для каждого текущего мгновения сейсмической записи, т.е. каждого временного отсчета записи для каждой текущей трассы.

Второй подход связан с использованием преобразования Фурье для расчета энергетических и спектральных параметров сейсмических волн в частотной области.

Третий подход - это расчет амплитудных характеристик. Таких как, сумма амплитуд, сумма положительных и отрицательных амплитуд, среднеквадратическая амплитуда.

ОБЪЕМНЫЕ АТТРИБУТЫ

Параметры, рассчитываемые для каждого сейсмического отсчета:

- Амплитуда;
- Мгновенная фаза;

- Мгновенная частота;
- Акустический импеданс;
- Когерентность или Подобие;

Изучение и интерпретация сейсмических атрибутов дает некоторую качественную информацию о геометрии и физических параметрах внутри земли.

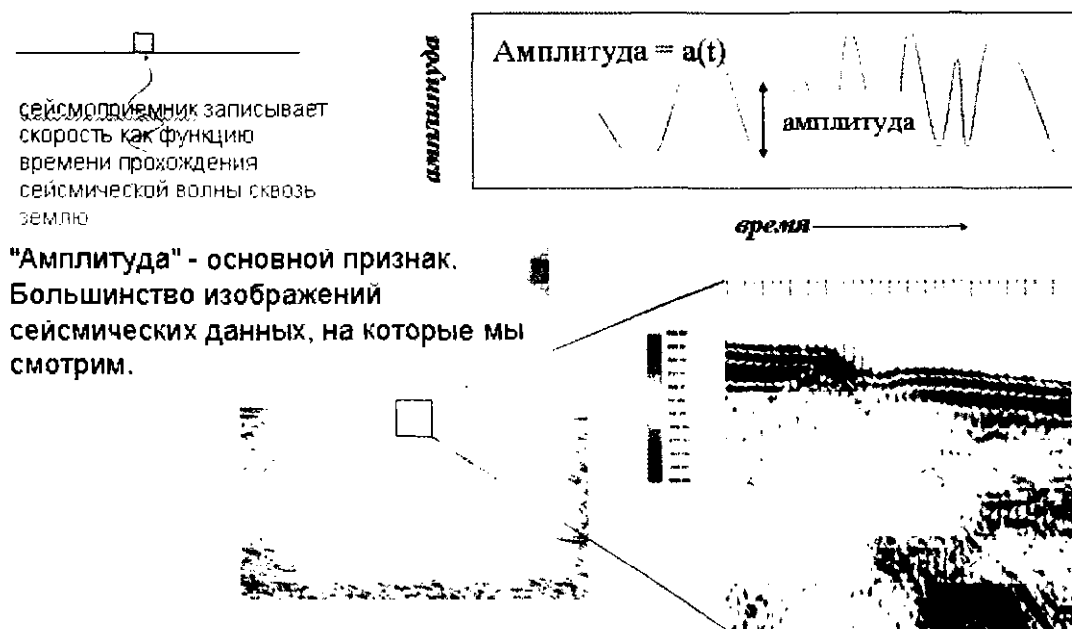


Рис. 8.3. Основные параметры сейсмической записи – амплитуда и время

Амплитуда (рис.8.3, 8.4) является достаточно традиционным параметром, используемым при ПГР по сейсмическим данным. Считается, что увеличение амплитуды вызвано ростом коэффициентов отражения.

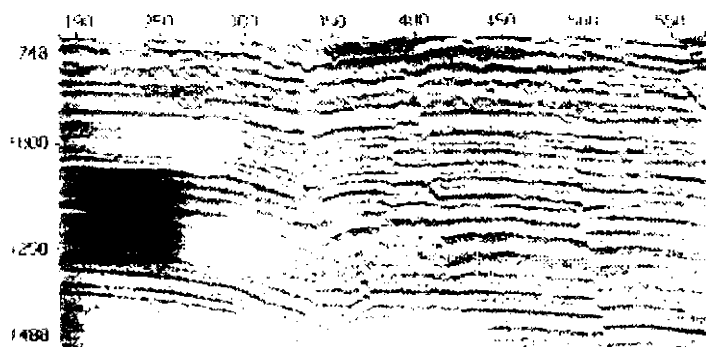
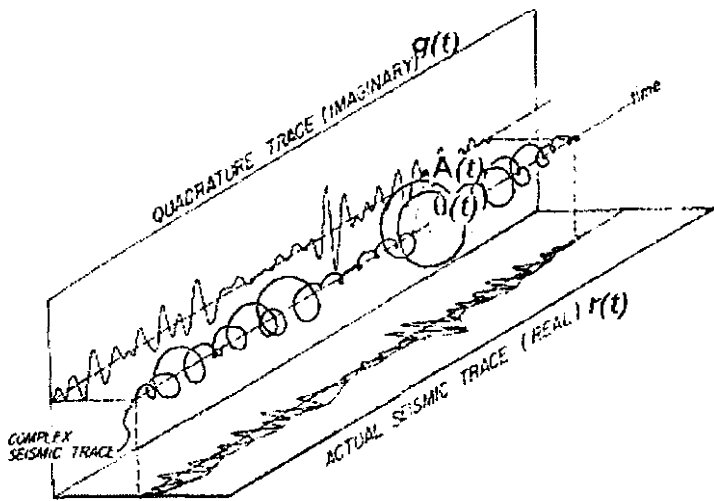


Рис.8.4. Временной разрез амплитуд

В начале 80-х годов 20 века в сейсмической интерпретации стали активно использоваться мгновенные амплитуды, фазы частоты, являющиеся атрибутами Гильберт-проброобразования сейсмической записи. Как всякое новое начинание,

тогда это казалось, чуть ли не революционным. Первые цветные высокоразрешенные разрез действительно внушали оптимизм и большие надежды. По прошествии времени анализ мгновенных параметров стал вспомогательным инструментом в сейсмической интерпретации преимущественно на качественном уровне.

Рис.8.5. Схема расчета мгновенных сейсмических параметров



Мгновенные параметры были вычислены из комплексной трассы, $q(t)$, которая получена из сейсмической трассы, $r(t)$, и Hilbert преобразования, $h(t)$, которое похоже на сдвинутую на 90° по фазе трассу. Написание комплексной трассы в полярной форме, как показано ниже, дает нам два основных признака: мгновен-

ную амплитуду, $A(t)$, и мгновенную фазу, $f(t)$ (рис.8.5). (Обратите внимание, что термин мгновенная амплитуда используется синонимично с огибающей амплитуды.)

В основе алгоритмов анализа мгновенных параметров лежит преобразование Гильберта сейсмических записей. Важнейшее преимущество этого преобразования состоит в том, что с помощью простой и доступной вычислительной схемы преобразования, функция, оставаясь во временной области, переводится в комплексный вид, что позволяет оценить ее мгновенные параметры: текущих амплитуд, фаз и частот. Не следует искать физического смысла в самом преобразовании Гильберта. Это всего лишь формальный способ трансформации сигнала, который обеспечивает доступность к удобному для анализа новому представлению функции.

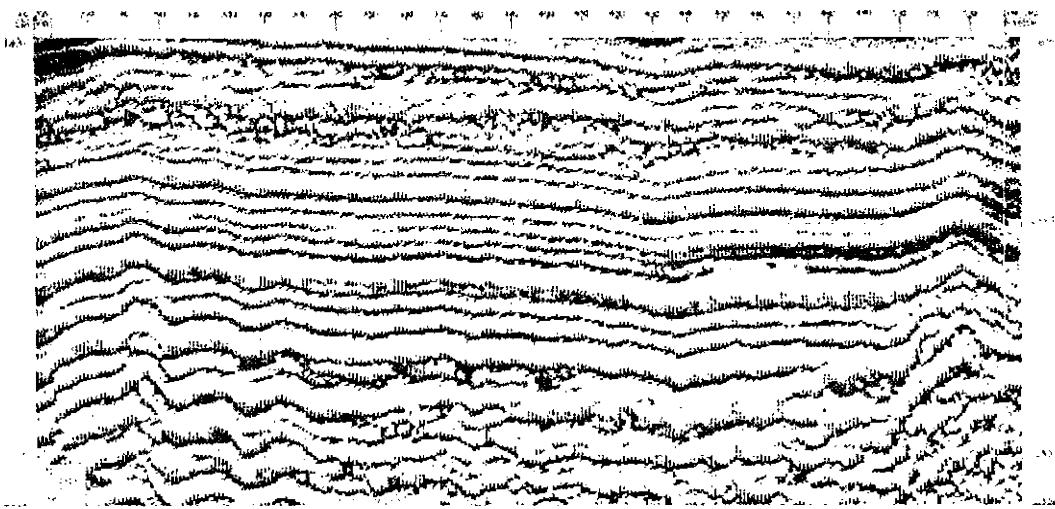


Рис. 8.6. Разрез мгновенных фаз

Мгновенная фаза - это характеристика угла фазы в любой точке вдоль сейсмической трассы, рассчитанная для каждого дискрета горизонта (рис.8.6).

Фазовая составляющая, является основным фактором в определении формы отражающих границ, их геометрической конфигурации и т.д.

Математически, мгновенная фаза определяется как:

$$\Theta(t) = \arctan[q(t)/r(t)] \quad (8.1)$$

где:

$\Theta(t)$ - мгновенная фаза ,

$g(t)$ - реальная трасса, и

$g(t)$ – мнимая часть сейсмической трассы, Гильберт трансформанта от $f(x,t)$

Мгновенная фаза подчеркивает пространственную неоднородность отражений, не зависит от амплитуды и поэтому на разрезах, и срезах мгновенных фаз слабые сигналы становятся более отчетливыми.

Мгновенная фаза наиболее информативна при картировании зон:

- Выклиниваний;
- угловых несогласий;
- разломов;
- литологических ловушек;
- границ пластов и др.

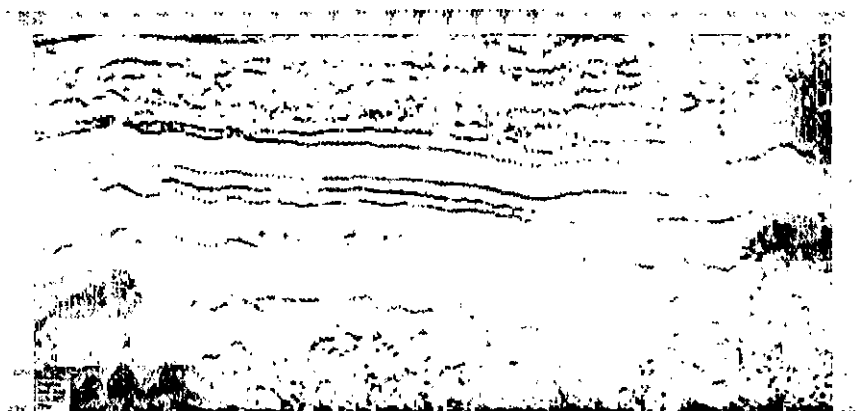


Рис. 8.7. Разрез мгновенных частот

Мгновенная частота - это первая производная мгновенной фазы, которая описывает скорость изменения фазы комплексной трассы (рис.8.7).

Математически, мгновенная частота определяется как:

$$\omega(t)=d\Theta(t)/d(t) \quad (8.2)$$

Мгновенная Частота информативна как:

- Индикатор углеводорода – низкочастотная аномалия.
- Индикатор зоны трещиноватости, проявляется как низкочастотные зоны,
- Индикатор толщины пласта. Более высокие частоты указывают четкие границы или тонкие глинистые пропластки, низкие частоты указывают богатые песчаные пропластки,
- Индикатор отношения песок/глина.

Таким образом, с помощью атрибутов Гильберт-преобразования (мгновенная амплитуда, частота, фаза) возможен более детальный визуальный анализ волновой картины, который иногда помогает отметить те особенности, которые не были замечены при изучении обычного временного разреза. В то же время эти атрибуты могут быть использованы наравне с другими при прогнозе фильтрационно-емкостных свойств с использованием математического аппарата многомерного анализа параметров.

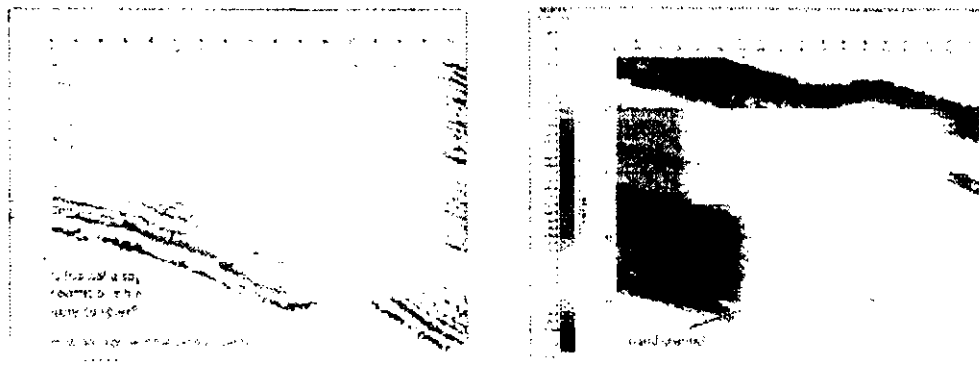


Рис. 8.8. Разрезы амплитуды и акустического импеданса (жесткости)

Самый общий случай расчета жесткости отражения – инверсии, выглядит следующим образом.

Жесткость отражения:

$$R_c = (Z_2 - Z_1) / (Z_2 + Z_1) \quad (8.3)$$

где, Z_1 , Z_2 - значения произведения скорости на плотность в разных средах.

Если мы знаем плотность (возможно из скважины), то возможен пересчет сейсмических данных в акустический импеданс.

На рисунке 8.8 видно, что после расчета акустического импеданса, стало возможным проследить сейсмический горизонт в зоне руслового канала.

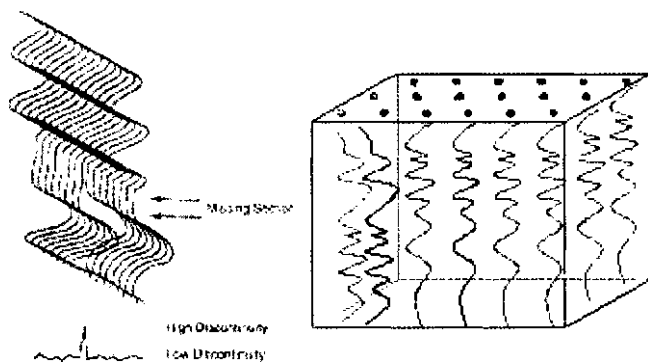


Рис.8.9. Схема расчета когерентности

Куб когерентности служит для определения меры подобия формы сигналов для соседних трасс. Предполагается, что формы трасс резко различаются по обе стороны от тектонического разрыва или стратиграфической границы (рис.8.9).

Наиболее высокие оценки коэффициента когерентности можно ожидать от гладких выдержанных границ, например как баженовская свита Западной Сибири.

Наименьшие оценки связаны с границами массивных однородных тел типа крупных рифов, диапиров, магматических штоков, соляных куполов. В этом случае резкая граница смены коэффициента когерентности обрисует зону контакта облегающих слоистых осадочных толщ с этими телами.

Амплитуда (временной срез)



From Gersztenkorn et al, 1999

Когерентность (временной срез)

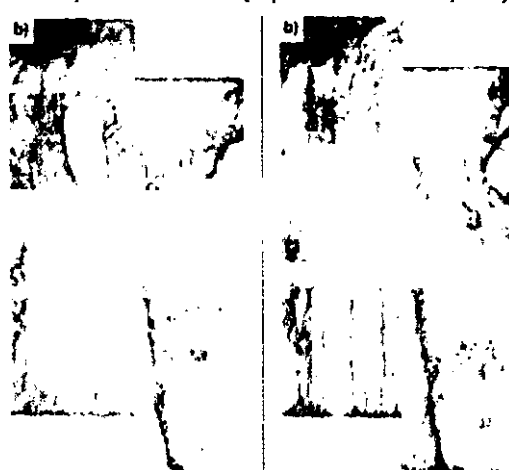


Figure 5. (a) Time slice at 600 ms and (b) corresponding coherence slice at 600 ms

Figure 6. (a) Time slice at 600 ms and (b) corresponding coherence slice at 600 ms

Рис.8.10. Пример использования когерентности

С позиции геологического истолкования, коэффициент когерентности отражений количественно характеризует гладкость отражающих границ и характер частых (по отношению к базе анализа) изменений толщины пластов по латерали. На рисунке 8.10 представлен пример использования когерентности для более детального прослеживания разломов.

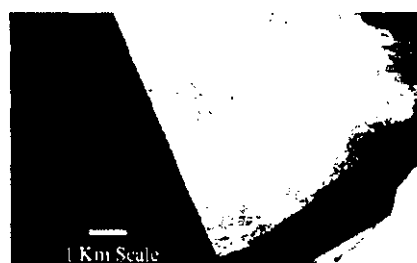


Figure 9. Coherence map on the middle fan from Figure 4, based on a peak horizon approximately 500 ms below the seafloor at 2000 to 2400 ms. Low coherence of adjacent seismic traces, shown in black, defines the channel edges and faults



Figure 10. Strike-oriented seismic line across the channel. Location of the line is shown on Figure 9. The horizon of interest is the strong black peak between 2300 and 2400 ms. This line shows the sharp edge of the channel system where a dramatic change occurs between adjacent seismic traces. Figure 9 shows the geometry of this channel edge defined by coherence

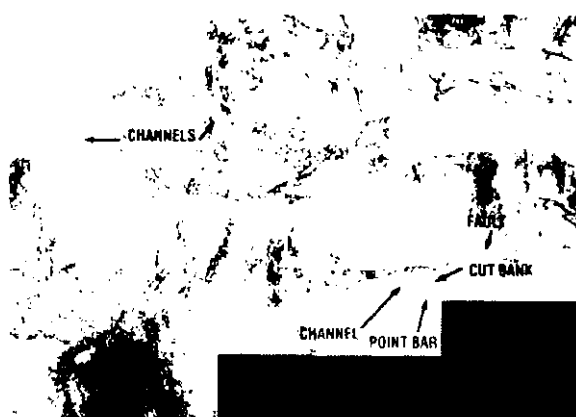


Рис.8.11. Когеренция и стратиграфия

На рисунке 8.11 показан пример использования когерентности с позиции оконтуривания стратиграфических изменений.

ПАРАМЕТРЫ ГОРИЗОНТОВ

Параметры, рассчитанные по горизонту и связанные с горизонтом:

- Наклон,
- Азимут
- Производные
- И так далее ...

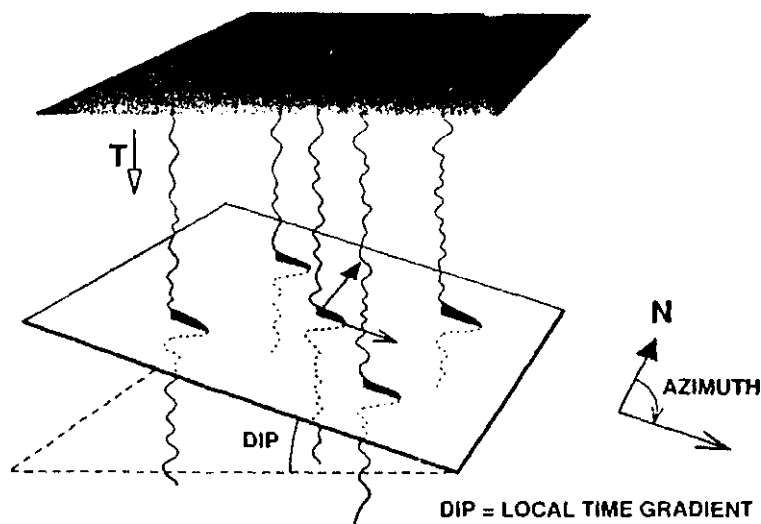
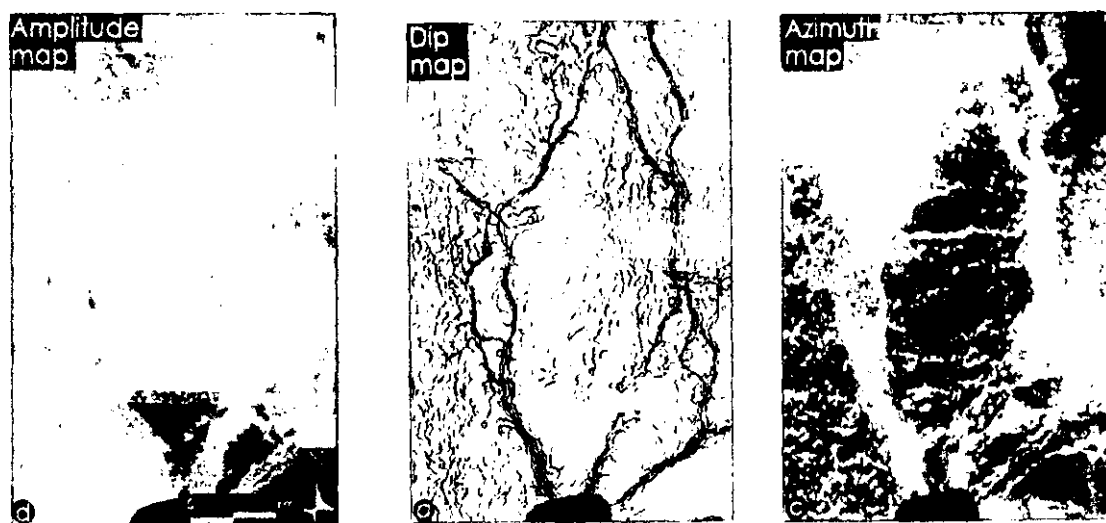


Рис. 8.12. Наклон и азимут



РРис.

8.13. Карты амплитуд, наклонов, азимутов

Пример использования карт амплитуд, наклонов, азимутов для идентификации разломов представлен на рисунке 8.13, 8.14.

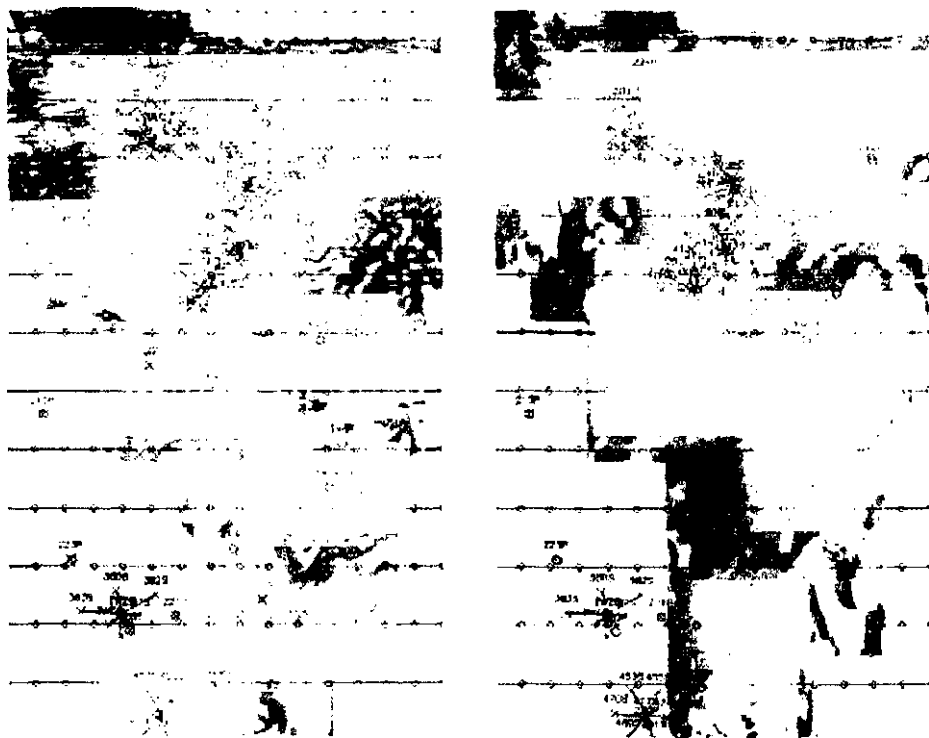


Рис.8.14. Карты наклонов и азимутов. Крапивинское месторождение

ИНТЕРВАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Параметры, рассчитанные по части трассы во Временном Окне:

1. заданном между 2 Горизонтами
2. между горизонтом и временной отметкой
3. между двумя отметками времен
 - Среднеквадратичная амплитуда
 - Сумма амплитуд
 - Средняя Энергия
 - Ширина частотного спектра
 - Преобладающая частота
 - И так далее ...

Временной интервал соответствует времени прохождения волны от одного сейсмического горизонта до другого, от сейсмического горизонта до указанной отметки времени или между двумя указанными пользователем отметками времен. В целом параметры амплитуды служат указателями участков, где могут находиться скопления углеводородов.

На данном примере все области развития песчаных каналов/конусов выделяются высокими значениями амплитуд (рис.8.15). Детальный статистический анализ интересующего нас интервала позволяет увидеть геометрию этих ярких пятен, представляющих собой м-андры.

Среднеквадратичная амплитуда – это мера отражательной способности в пределах временного окна. Используется при картировании прямых индикаторов углеводородов.

Сумма амплитуд – это среднее арифметическое значений амплитуд умноженное на количество образцов в окне. Данный атрибут является мерой контрастности, высокие значения атрибута указывают на высокое содержание песка.

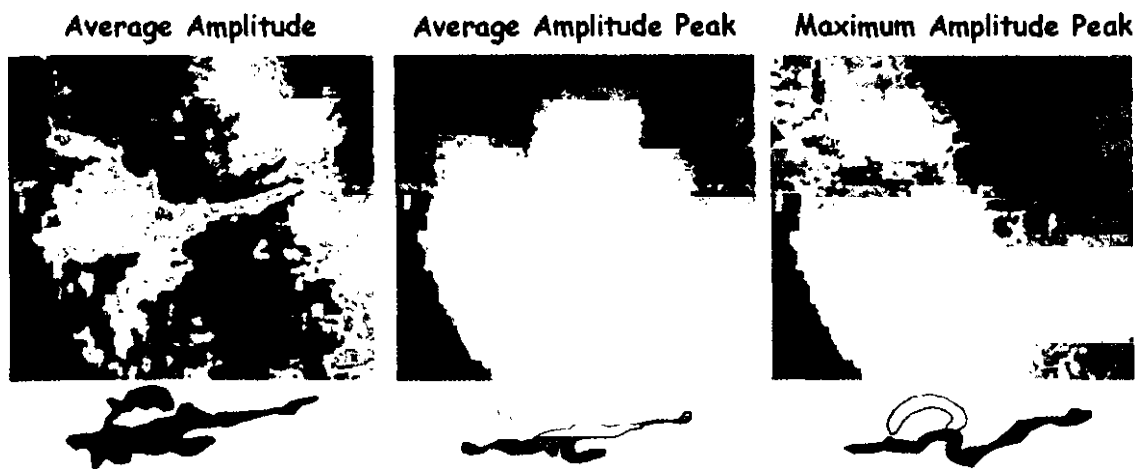


Рис.8.15. Карты интервальных параметров



Рис. 8.16. Карты интервальных параметров. Крапивинское месторождение

Ширина частотного спектра – данный атрибут является мерой частотного диапазона. Например, циклическая или глинистая последовательность имеют узкую ширину спектра; значительные изменения литологии чаще всего характеризуются более широкой шириной спектра (рис.8.16).

Использование атрибутов для прогноза

Общий подход:

- Выделить необходимую персменную, которую необходимо посчитать (пористость, нефтенасыщенность, толшины и др.).
- Рассчитать набор сейсмических атрибутов.
- Сделать статистическое сравнение с набором различных атрибутов.

- По полученным статистическим связям пересчитать карту атрибутов в карту петрофизического свойства.

Параметрический прогноз возможен в 2-мерном варианте. В качестве результата мы сразу строим карту (и входные данные в этом случае будут некоторые осредненные цифры, полученные с карт или пригодные для картопостроения, полученные на базе каротажных кривых). В 3-х мерном варианте, в этом случае входными являются кубы сейсмических данных и каротажные кривые целиком, на выходе – кубы прогнозных параметров. И в том, и в другом случаях используемые методические приемы по сути одинаковы.

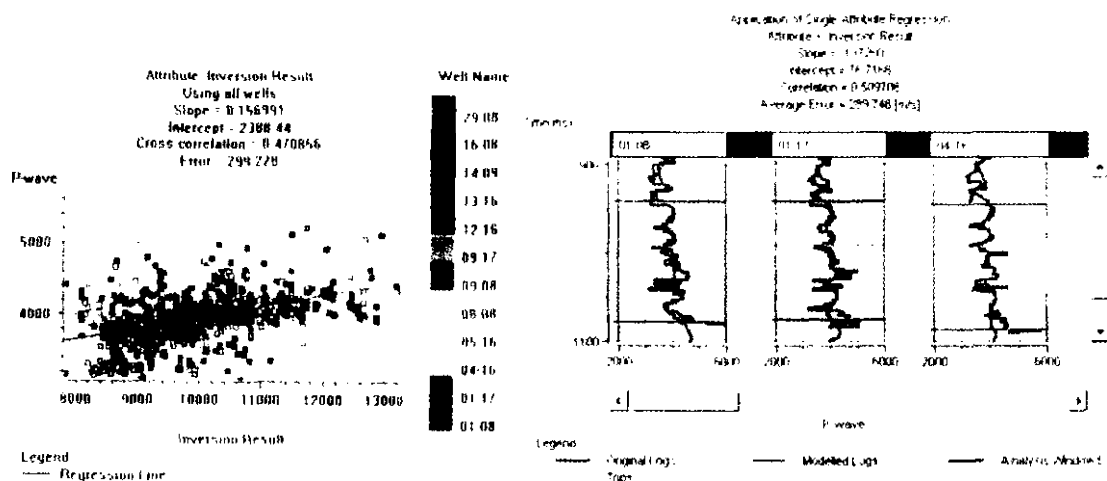


Рис.8.17. Пример одномерного анализа

Перед вами пример расчета простейшей одномерной зависимости между рассчитанной акустической жесткостью и пластовой скоростью (рис.8.17). Эти данные получены на основе наземной сейсмической съемки, на территории Канады. Как вы видите, это пример 3-мерного прогноза. Основой его служит построение графика зависимости прогнозируемого параметра от базового. В данном случае рассчитанной акустической жесткости по кубу сейсмических данных. Графики используются для визуального контроля существования зависимости, единственности ее (их может быть и несколько для разных фаций, например), отбраковки выпадающих из зависимости точек. Для выбранного вида зависимости определяется формула регрессии и коэффициент корреляции, который может служить мерой достоверности прогноза. В данном случае коэффициент корреляции равен 0,51.

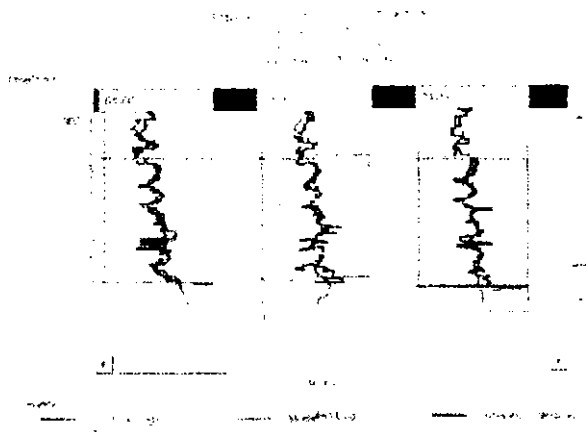


Рис.8.18. Результаты применения многомерной регрессии

Следующий шаг по мере усложнения расчетов и повышению точности прогноза – использование многомерной регрессии, когда в формулу расчета прогнозной величины входят несколько исходных параметров (рис.8.18). Под параметрами в данном случае мы понимаем любые свойства волновых сейсмических полей, рассчитанных на базе окончательных

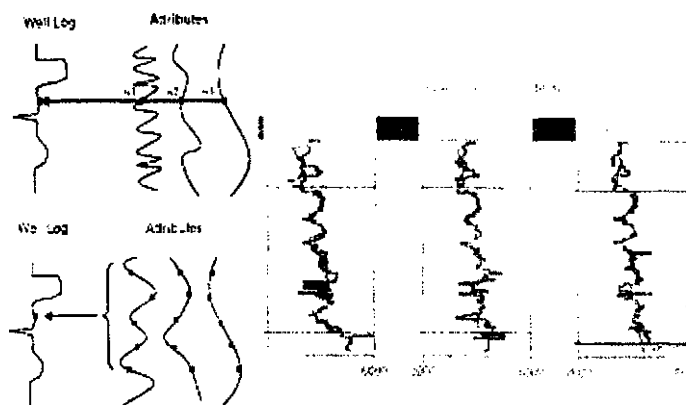
разрезов. Это могут быть амплитуды, энергия волны, магнитуды, частоты, фазы и т.д. Рассчитываться они могут в задаваемом интерпретатором окне, симметричном или нет относительно имеющегося сейсмического горизонта, с разными смещениями относительно него, между двумя горизонтами и т.п. Как правило, таких параметров в каждом сейсмическом пакете можно рассчитать более двух десятков. Можно использовать и поля параметров, рассчитанных в других программах и загруженных в базу данных извне. Получаемая формула в обобщенном виде может быть представлена как:

$$Y=a+bX_1+cX_2+dX_3... \quad (8.4)$$

Также необходимо визуально оценить наличие зависимости между прогнозируемым и каждым из используемых параметров. В нашем случае применение многомерной регрессии позволило повысить коэффициент корреляции между прогнозными и контрольными значениями до 0.62.

Рис.8.19. Конволюционные параметры

Дальнейшее усложнение расчетов с целью уточнения прогноза - использование конволюционных параметров. Понятие конволюционных параметров иллюстрируется на рисунке 8.19 слева. Если обычные параметры – это оценка параметра в одной точке пространства, или



получение некоторой средней величины, основанной опять же на ряде отдельных значений, но приписываемая к точке в пространстве, то конволюционные параметры позволяют получить оценку интервала с учетом взаимоотношения точек кривой, характера ее изменчивости, т.е. формы, частоты, дисперсии. Это не просто математическая абстракция, за этими характеристиками параметра стоят физические причины, поэтому и использование их вполне правомочно. В нашем случае использование конволюционных параметров позволило повысить коэффициент корреляции уже до 0.67.

Здесь пора отметить правильный на наш взгляд подход к интерпретации сейсмических материалов – не поиск принципиально новых методик, которые как панацея разом решат все наши проблемы и абсолютно точно, а шаг за шагом искать способы уточнить полученный результат. В геофизике этот подход не нов, например, в гравirazведке для получения точного результата вводится до 30 различных поправок: за луно-солнечное притяжение, за рельеф местности в радиусе до 100 км, за толщину снежного покрова зимой. К сожалению, в сейсморазведке этот подход пока не имеет широкого применения. А он, как было сказано выше, правилен, поэтому применяться все равно будет. От вас же, как от заказчиков, зависит, насколько быстро это произойдет.

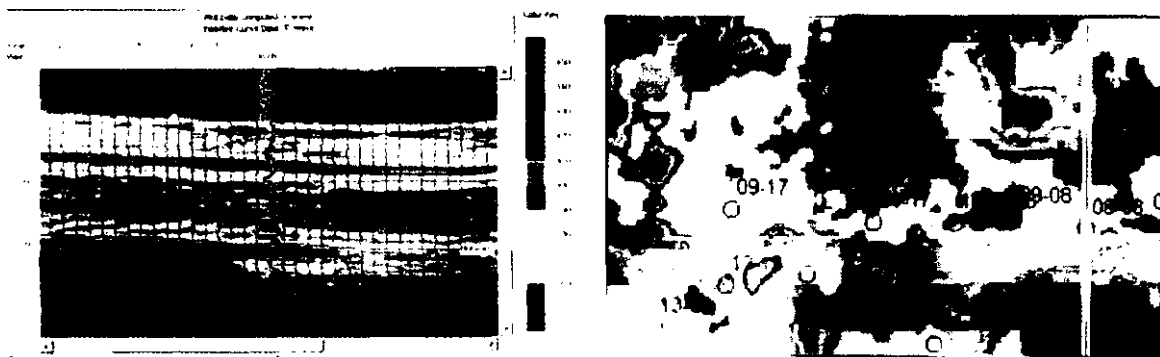


Рис. 8.20. Результат пространственного прогноза

Пример представления результатов прогноза приведен на рисунке 8.20. Прогноз в 3-мерном варианте более трудоемкий, но зато в результате мы имеем гораздо больше информации – мы получаем куб прогнозных данных. Информацию можно просмотреть как в виде разрезов (слева приведен один разрез), так и в виде прогнозных карт. В случае 2-мерного прогноза информация получается только в виде карт. На приведенных, на рисунке 8.20, карте и разрезе виден песчаный канал, являющийся объектом разработки на этом месторождении. На разрезе он виден даже лучше, но информация в виде карты при построении модели месторождения, безусловно, важнее.

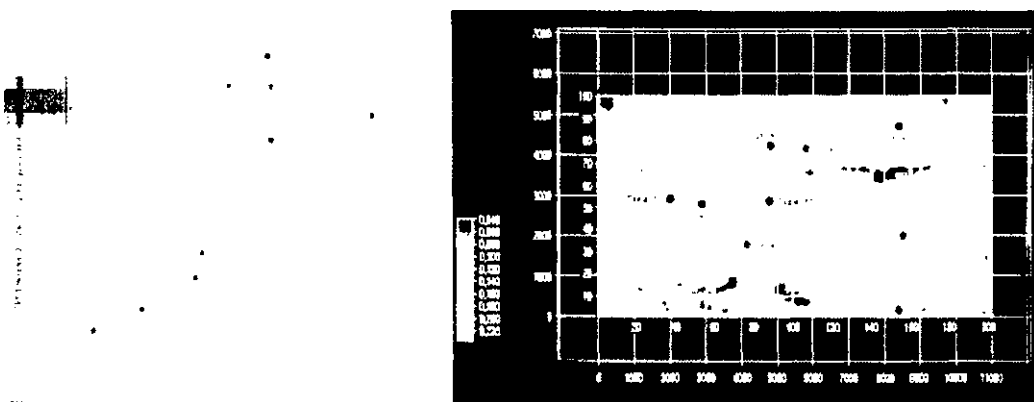


Рис. 8.21. Зависимость эффективной пористости от амплитуды сейсмической записи. Месторождение Страттон, США

При использовании параметрического анализа существует одна важная особенность. Кроме визуальной проверки наличия зависимости между опорным и прогнозируемым параметрами, выполняемой на графиках, необходимо оценивать и возможную физическую взаимосвязь между этими параметрами. В связи с этим рассмотрим еще один пример. На месторождении Страттон, США получена одномерная зависимость эффективной пористости песчаников от сейсмических амплитуд (рис.8.21). Физическая основа для этого есть, т.к. пористость (эффективная) тесно коррелируется с плотностью горных пород, а отсюда и с акустической жесткостью. Однако более пористые породы обладают меньшими значениями акустической жесткости, т.е. зависимость обратная, а на графике мы видим прямую. Это возможно при плотных вмещающих горных породах и песчаниках, обладающих меньшей акустической жесткостью. Пористые песчаники в этом случае дадут всплеск абсолютных значений сейсмических амплитуд. При обратном соотношении акустических жесткостей

песчаников и вмещающих горных пород полученную зависимость можно поставить под сомнение. Итак, при рассмотрении результатов работ по параметрическому анализу заказчику необходимо обращать внимание на физическую сущность взаимосвязи между используемым и прогнозируемым параметрами.

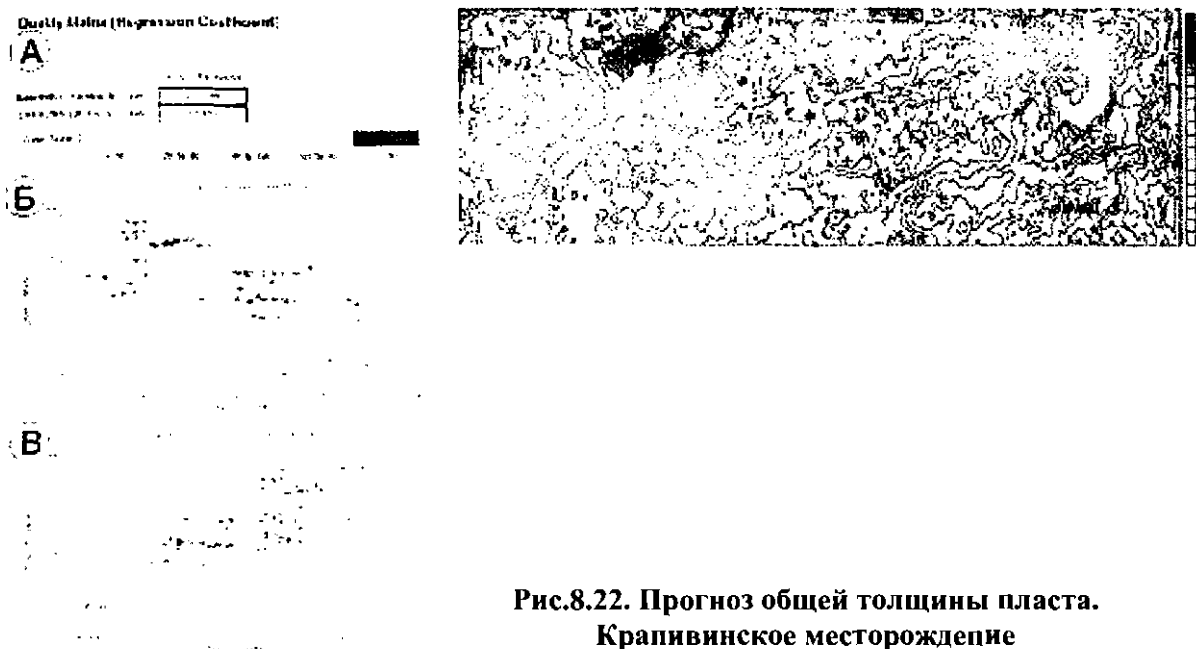


**Рис.8.22. Прогноз общей толщины пласта.
Крапивинское месторождение**

Рассмотрим еще один пример, на этот раз из российской практики. Параметрический анализ был выполнен на части Крапивинского месторождения, Томская область (рис.8.22). Осуществлен прогноз по сейсмическим данным общей толщины пласта Ю_1^3 (верхняя юра). Используются: временная толщина между 2 горизонтами и ширина частотного спектра. Зависимость 2-х мерная. Прогноз осуществляется для точек на плоскости (карты). Полученная карта представлена в верхней части рисунка, толщины показаны как цветом, так и изолиниями. Как же оценить, насколько хороша эта карта?

Оценка точности

Прогнозные карты строятся с использованием различных алгоритмов интерполяции и экстраполяции на базе полей сейсмических атрибутов с использованием полученных связей. Как правило, значимо (с разной степенью достоверности) прогнозируется один-два петрофизических параметра. Такими параметрами, например, могут быть эффективные толщины или пористости. Для построения карт других петрофизических параметров используются петрофизические связи, полученные по данным ГИС и керна, и параметрические прогнозные сейсмические карты пересчитываются в новые параметры. Например, для построения прогнозных карт проницаемости используются известные в промысловой геофизике и геологии связи пористости от проницаемости. Соответственно прогнозная карта (поле) пористости по петрофизическому уравнению пересчитывается в поле проницаемости.

Прогнозные карты петрофизических параметров не претендуют на высокую точность. В частности, А.Г. Авербух [1] пишет, что на основе сейсмических параметров можно улучшить карты, построенные по данным ГИС. Степень улучшения описывается формулой:

$$\sigma_{1,2} = \sigma_1 \sqrt{1 - r^2},$$

(8.5)

где: $\sigma_{1,2}$ - среднеквадратическая погрешность карт, построенных по данным сейсморазведки и ГИС; σ_1 - среднеквадратическая погрешность карт, построенных только по данным ГИС; r_2 - коэффициент взаимной корреляции сейсмических атрибутов и петрофизического параметра по данным ГИС.

Из приведенной формулы следует, что значимое (на 30% и более) улучшение карт будет иметь место при $r \geq 0.7$. При меньших значениях коэффициента взаимной корреляции использование сейсмических параметров для геологического моделирования малоэффективно.

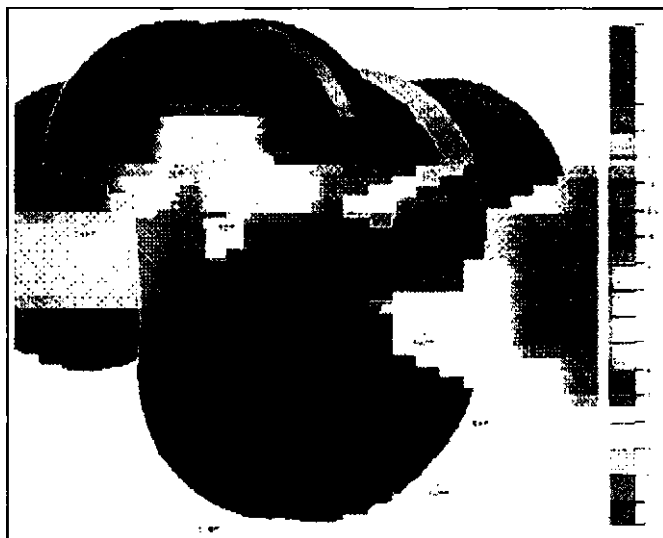


**Рис.8.23. Карта конфиденциальности.
Крапивинское месторождение**

Контроль точности прогноза осуществляется полуавтоматически практически всеми пакетами по расхождению между прогнозной картой и значениями параметра в скважинах. Построенные таким образом карты называются картами конфиденциальности. Приведенная на рисунке 8.23 карта конфиденциальности, которая характеризует карту общей толщины фрагмента Крапивинского месторождения, которую мы видели на предыдущем рисунке.

Видно, что в большей части территории ошибка прогноза составляет около 1.5 м, что для глубин порядка 2,5 км и толщине пласта от 9 до 25 м совсем неплохо. На западе территории качество прогноза низкое – красный цвет соответствует ошибке в 9 м.

Заметим, что это контроль качества прогноза, но не результирующей карты, т.к. она калибруется (корректируется) на значения, полученные в скважинах. Таким образом, результирующая прогнозная карта по сейсморазведке учитывает также и скважинную информацию. Карты конфиденциальности служат для оценки надежности прогноза чисто по сейсмическим данным.

Это был контроль без исключения скважин из выборки. Более корректно производить поочередное исключение скважин из выборки и получать для них чисто прогнозные значения и сравнивать их с истинными значениями - полученными из геологических источников.

Внешний контроль точности был осуществлен для прогнозной карты эффективной толщины пласта Ю₁², построенной для Катыльгинского и части Первомайского месторождений (рис.8.24). Месторождения расположены в Томской области, продуктивный пласт верхнеюрского возраста. Сравнение прогноза с геологическими данными осуществлялось на скважинах Западно-Катыльгинского месторождения, расположенного в центральной части данной карты и не участвовавших в ее построении. Толщина пласта в области контроля составляет в среднем 8 м, а среднеквадратическая ошибка 1,3 м. Казалось бы, совсем неплохо. Интересно то, что затем было проведено сравнение значений эффективной толщины в скважинах Западно-Катыльгинского месторождения со значениями по карте, построенной

только по данным из разведочных скважин. Изучаемая территория достаточно специфична, разведочные скважины размещены по ней довольно равномерно,

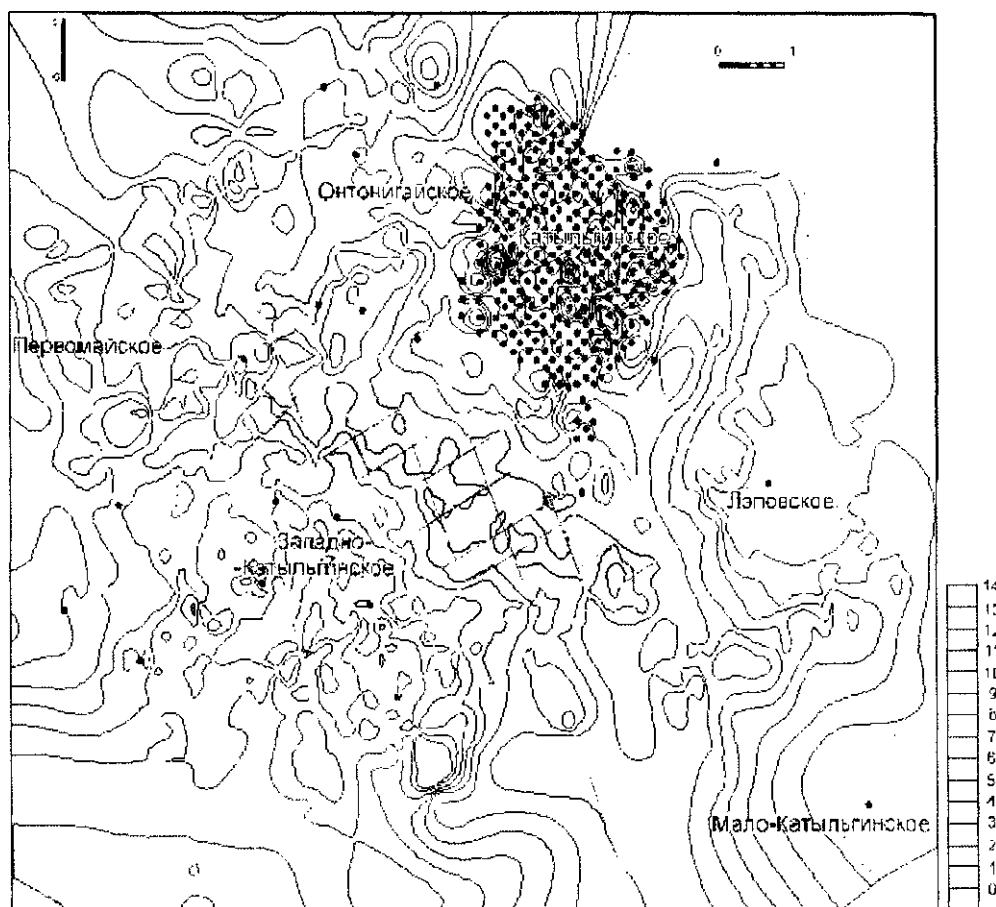


**Рис.8.24 Карта эффективных толщин песчаного пласта.
Северо-восточный склон Каймысовского свода.**

а пласт полого увеличивается по толщине с северо-востока на юго-запад. Для тестированного фрагмента площади такая ошибка составила 1.45 м. На наш взгляд, это хорошее сравнение и корректный результат. На основе только геологических данных мы имеем представление о распределении эффективных толщин пласта по площади с некоторой точностью. Применение сейсморазведки позволило эту точность повысить. Ненамного, но это реальное уточнение информации. Как мы раньше и говорили: шаг за шагом.

Необходимо осуществлять не только контроль качества прогноза, но и контроль количества используемых параметров при многомерных зависимостях. Общая тенденция такова, что чем больше мы используем параметров при построении многомерной регрессии – тем меньше достигаемая средняя ошибка (черная кривая на графике, приведенном на рисунке 8.25). Но качество прогноза – а его характеризует контроль с поочередным изъятием из исходной выборки по одной точке и проверка на ней качества прогноза, при количестве параметров более 6 падает (красная кривая): ошибка начинает вновь увеличиваться. Здесь мы вновь вернулись к рассмотренному ранее примеру месторождения из Канады. Контроль качества осуществлен в пакете EMERGE компании Hampson-Russell. Мы видим, что по сути дела при формальном улучшении прогноза при количестве параметров более 5 мы увеличиваем шум. Таким образом, будьте осторожны при виде слишком многомерных регрессий и просите обоснования их количества.

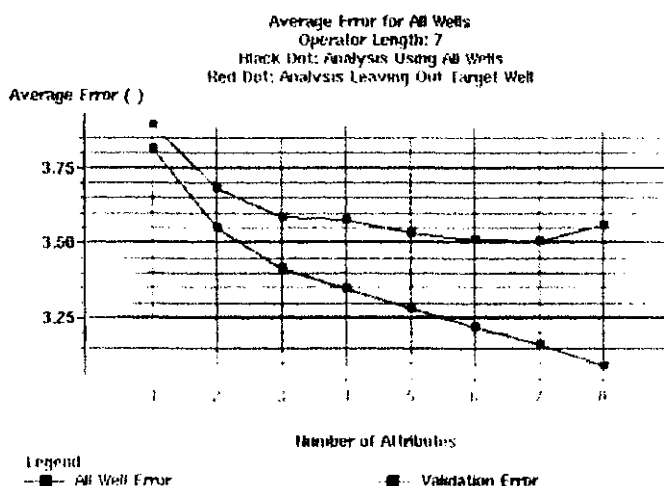


Рис.8.25. График зависимости средней ошибки от количества используемых атрибутов

но видна коррелируемость между этими картами. Хорошо, если эффективная толщина и средняя пористость пласта взаимосвязаны на этом месторождении, но в общем случае это не обязательно. Тогда получение этих двух карт близко к получению двух параметров на базе одного, или решения уравнения с одним известным или двумя неизвестными, что некорректно. Выходом из данной ситуации может быть построение одной карты на базе сейсмического параметра, а пересчет ее в следующую осуществить на основе зависимостей, полученных по керну, например.

Еще одно замечание по поводу параметрического анализа. Несмотря на то, что можно рассчитать много параметров по сейсмической записи, многие из них имеют сильную корреляционную зависимость между собой, т.е. не являются независимыми. Например, амплитуды и энергия. Кроме этого, иногда один сейсмический параметр показывает наилучшую зависимость с разными прогнозируемыми свойствами. В приведенном на рисунке 8.26 примере, построены прогнозные карты эффек-

тивных толщин и средней пористости песчаного пласта на основе карт амплитуд сейсмических отражений. Ясно

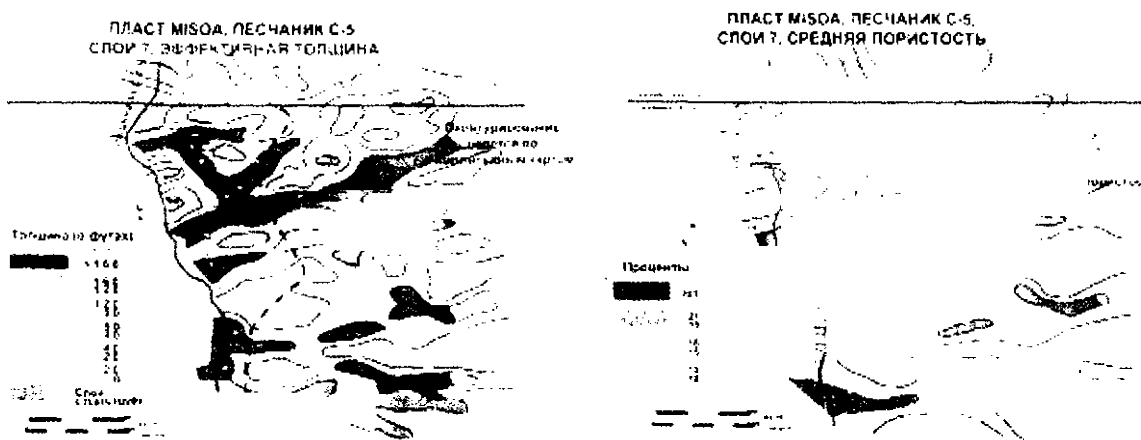


Рис.8.26. Карты эффективных толщин и средней пористости песчаного пласта, построенные на основе карт амплитуд сейсмических отражений

Знание слабых и сильных сторон каждого метода может вести к объединенной интерпретации (рис.8.27).

На рисунке 8.28, объектом разработки служит каналобразное песчаное тело. В ходе интерпретации сейсмических данных были рассчитаны кубы: когерентности, импеданса и амплитуды. Некоторые скважины были пробурены, с переменными результатами из-за изменений в литологии, пористости и толщине. В результате исследований был рассчитан куб пористости.



Figure 3. Amplitude transect on the 1.5-s velocity set. No patterns are recognizable except for a lineament running from the top left to the lower right of the image.

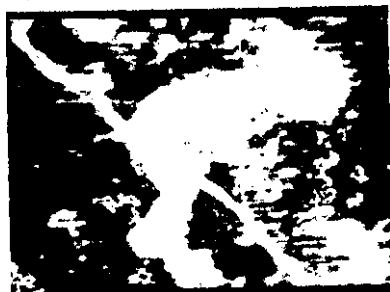


Figure 4. Instantaneous frequency at the same time as Figure 3. This instantaneous-frequency attribute brings out the singular feature marked by the amplitude.

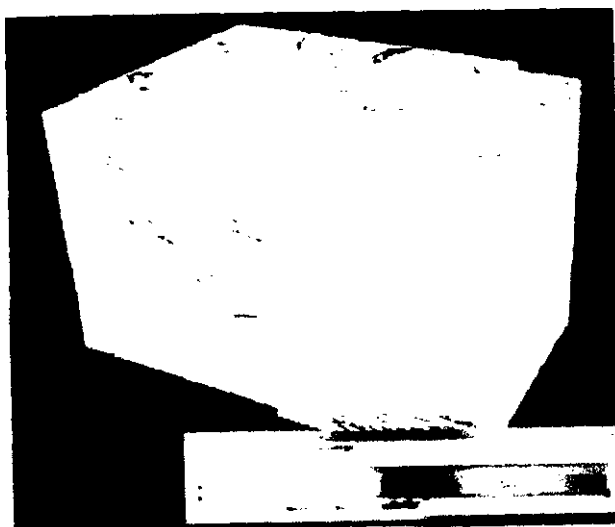


Figure 2. Amplitude (left) and instantaneous phase (right) display a flat spot in deep water offshore Brazil. Truncation of the flat spot by the interpreted top reservoir is more clearly visible on the phase data.

Рис.8.27. Использование комплекса атрибутов для интерпретации

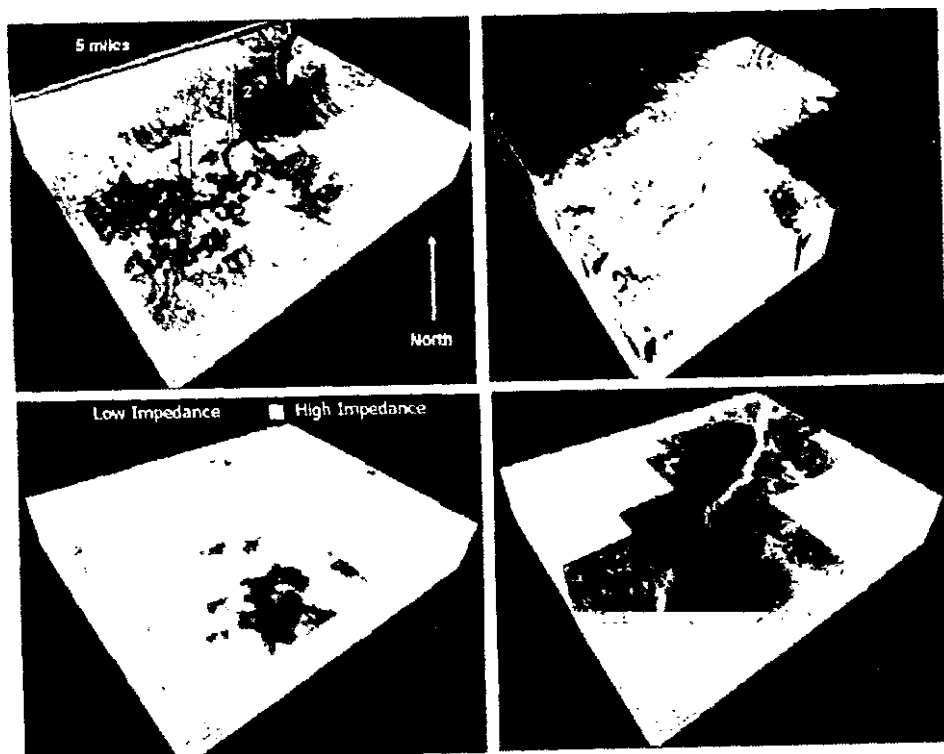


Рис. 8.28. Пример комплексирования сейсмических параметров для выделения песчаного канала

На рисунке 8.29 представлена карта эффективных толщин пласта А₁₁, Приобского месторождения. Карта построена по данным сейсморазведки с учетом скважин.

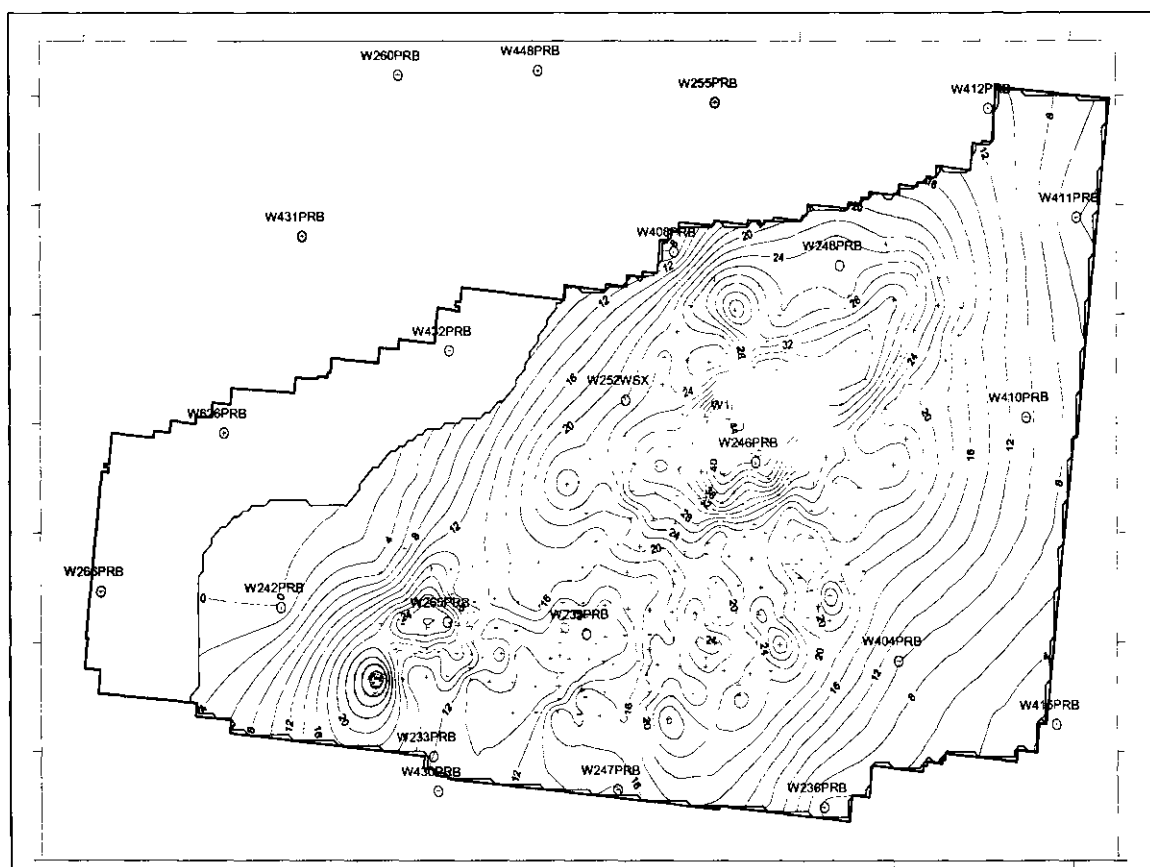


**Рис.2.29. Прогнозная карта эффективных толщин пласта А₁₁.
Фрагмент Приобского месторождения**

Таблица 8.1

Эффективность сейсморазведки

Параметр	Структурные построения		Эффективные толщины	
	Сейсморазведка - скважины	Скважины	Сейсморазведка - скважины	Скважины
Количество значений	218	229	243	228
Минимум	-6.7	-37	-3.4	-13.8
Максимум	5	49.6	4.2	21
диапазон	11.7	86.6	7.6	34.8
Среднее	0.012	-1.436	0.0065	-0.2832
Медиана	0.007	-3.49	-0.0867	-0.8896
Стандартное отклонение	1.343	15.06	1.066	5.403
Ошибка (%)	-0.3 - 0.2	-1.5 - 2	-22 - 21	-87 - 67

Таблица 8.1 показывает качество построения структурной карты и карты эффективных толщин пласта A_1^I , построенных по скважинным данным и данным сейсморазведки по Приобскому месторождению.

Заключение

В заключение рассмотрения параметрического анализа сформулируем некоторое резюме.

Итак, параметрический анализ – быстрый метод, в применении удобный и практически всегда применимый.

При этом важно:

1. Контролировать физичность зависимостей, т.к. посчитать можно все. Проводить визуальный контроль зависимостей. Хорош контроль зависимостей по керну и по сейсмическому моделированию.
2. Контролировать результат сопоставлением с данными бурения при исключении скважин из выборки и сравнением с картами по данным только бурения.
3. Помнить, что высокий коэффициент корреляции получается не только при хорошей зависимости, но и при малом количестве данных (через 2 точки всегда можно провести прямую и коэффициент корреляции будет 1, через 3 точки – кривую с тем же результатом) – надо следить за количеством исходных данных.
4. Применять зависимости не на всю площадь целиком, а на ее отдельные участки (разделяя их по фациальному признаку, например).

ГЛАВА 9

МЕТОДЫ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Переходим к рассмотрению процедуры инверсии сейсмических данных, следующему инструменту прогноза физических свойств разреза, который можно выполнить количественно. Инверсия – это группа процедур, осуществляющая по разным алгоритмам обратное динамическое преобразование данных: из сейсмотрассы в геологический разрез, процедуру, обратную свертке.

К сожалению, автору курсов в 1997 г. приходилось сталкиваться с мнением, что процедура инверсии мало используется (особенно в России) по причине своей сложности, даже заумности. По сути, это, конечно, не так. Процедуры инверсии имеют в своей основе надежное физическое и математическое обоснование, и суть ее довольно проста. По мнению специалистов фирмы Шлюмберже и многих других специалистов эта процедура на протяжении многих последних лет остается одним из самых мощных инструментов геофизиков при изучении месторождений. Это подтверждается и все возрастающим интересом к инверсии, проявляемым не только за рубежом, но и в России. Поэтому особенно важно знать ее основы, возможности и ограничения.

Сейсмические данные можно связывать с петрофизическими свойствами резервуара УВ только косвенно: ведь они по сути своей есть только волновое поле. Получаемые эвристическим путем связи применимы только в некоторых ограниченных условиях, причем часто по отношению только к конкретным сейсмическим данным, т.к. волновое поле зависит от графа обработки и системы наблюдений. Напрямую сейсмические амплитуды не связаны со свойствами резервуара. Сейсмическим данным свойственно присутствие на них шума, а часто и недоустранимых волн-помех. Сейсмическое волновое поле всегда интерференционно вследствие тонкослоистости геологического разреза. Из-за длительности и многофазности импульса также существуют фазы волны, не соответствующие новым, реальным геологическим объектам.

Сейсмическая Инверсия – существенный шаг спецобработки данных сейсморазведки и позволяет рассчитывать 2D Разрезы или 3D Кубы Акустической Жесткости, которые:

- ноль-фазовые;
- лучше соотношение сигнал/помеха;
- лучше вертикальное разрешение.

Процедура инверсии реализована во многих программных пакетах. К ним относятся TDROV от CGG, InterWell от Beicip-Franlab, STRATA от HRS, InverTrace от Jason GS и многие другие.

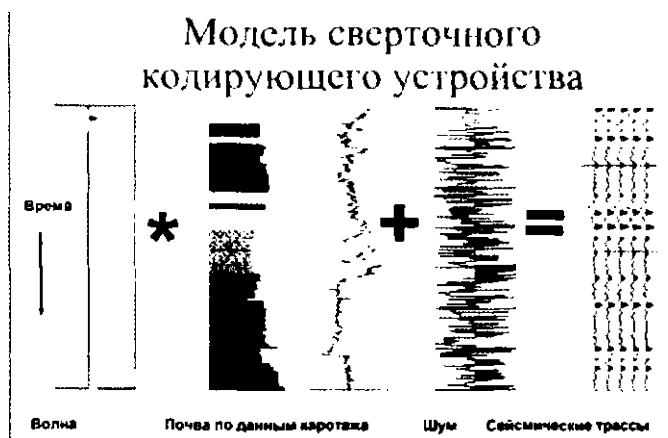


Рис.9.1. Процедура свертки

В чем же суть инверсии? Для этого сначала рассмотрим суть прямой задачи, получения сейсмических трасс на основе геологического разреза, или свертки. Сейсмическая трасса образуется за счет суммирования во времени сейсмических импульсов, отраженных от границ геологической среды со своим временем прихода и амплитудой. Иногда в сейсмотрассу добавляют случайный шум. Образованная таким образом сейсмотрасса соответствует сверточной модели трассы, т.к. эта процедура называется

сверткой и обозначается звездочкой. Итак, сейсмограмма получена как свертка сейсмического импульса с геологическим разрезом. Процедура свертки – арифметическая операция во временной области (рис.9.1). В частотной области ей соответствует процедура умножения комплексных чисел. Это важно, поскольку любую сейсмограмму можно перевести из временной области в частотную путем преобразования Фурье.

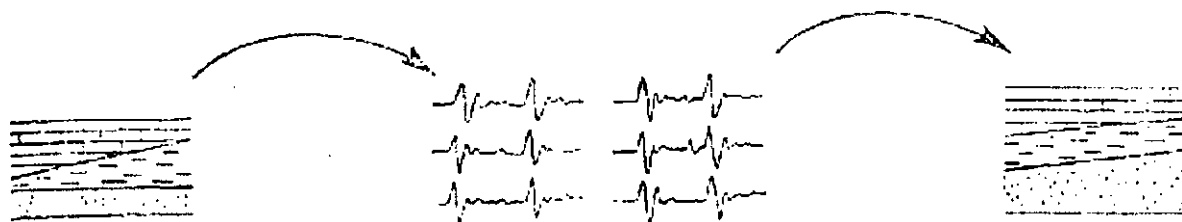


Рис.9.2. Прямая и обратная задачи в геофизике

Итак, мы получили временной сейсмический разрез. Реально мы не рассчитываем его, а наблюдаем при сейсмической съемке. Но он как таковой мало кого интересует. Для заказчиков, будь то геологи или разработчики, важно иметь сведения о геологическом разрезе. Поэтому наиболее корректное решение обратной задачи – получения геологического разреза на основе сейсмического и есть задача любой геофизической съемки (рис.9.2). И инверсия решает именно эту задачу наиболее корректно. Конечно, в определенных рамках и с учетом ряда допущений.

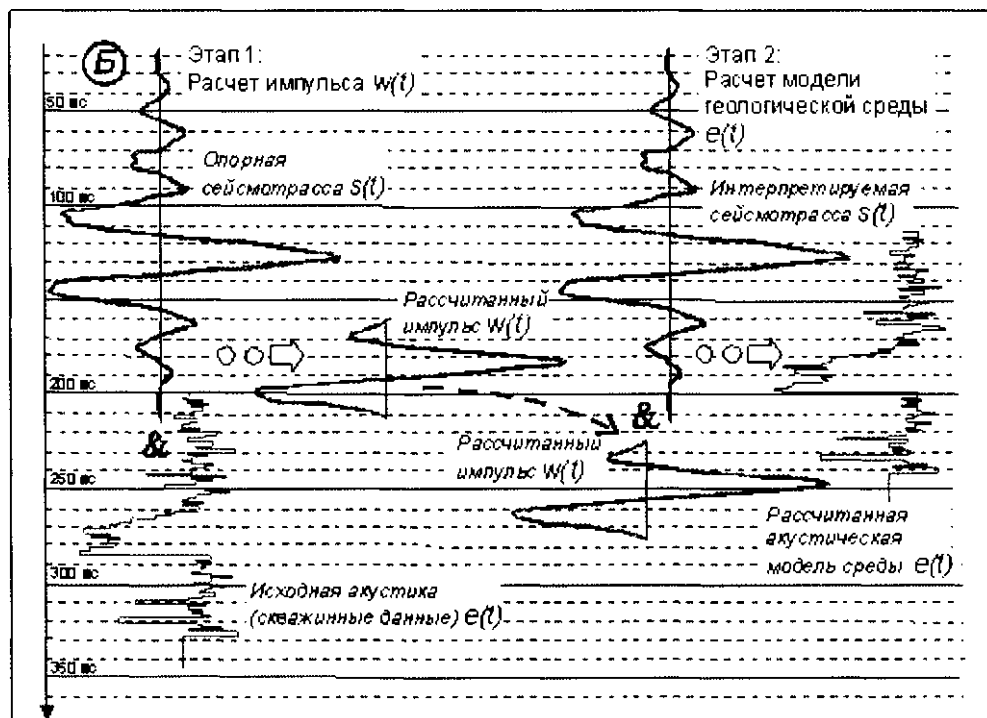


Рис.9.3. Переход от сейсмограммы к геологическому разрезу

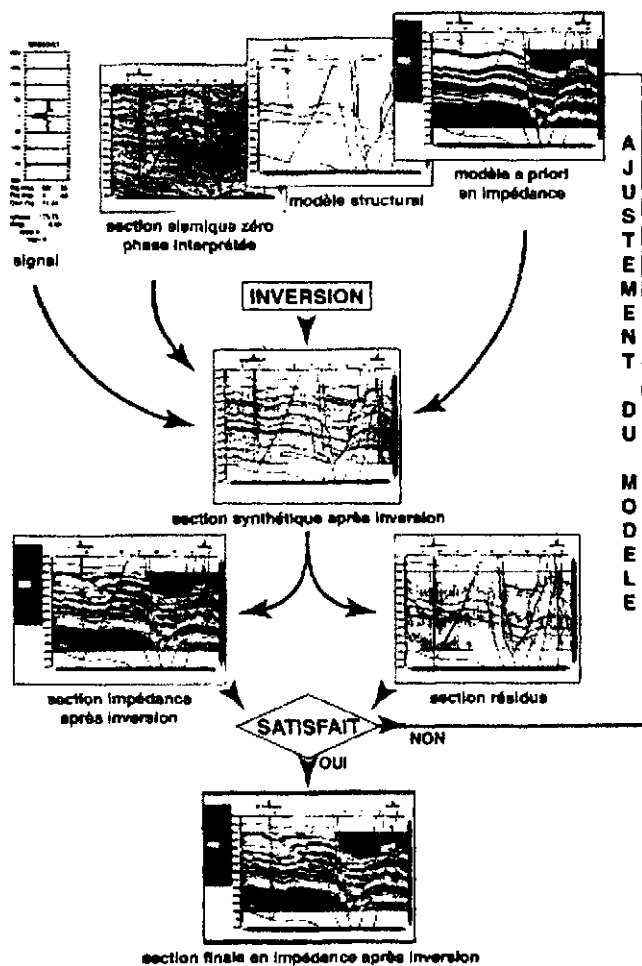
В идеальном случае инверсия позволяет перейти от волнового поля с интерференционным характером записи к свойству геологического разреза – акустической жесткости. Мы переходим к геологическому разрезу, к которому можно подходить с привычными для нас мерками – это главный результат инверсии, этим она так ценна. При этом, как вы видите на примере этого рисунка, инверсия может позволить математически точно перейти от сейсмо-

трассы к геологическому разрезу (рис.9.3). Точность здесь будет зависеть от набора используемых частот. Затем, акустическая жесткость или произведение пластовой скорости на плотность, измеряется лабораторно. И все зависимости между ней и интересующими нас при построении динамической модели месторождения коллекторскими свойствами горных

пород могут быть получены на основании исследований керна, т.е. существенно более точно и обоснованно. Инверсия переводит нас совсем в другой уровень прогноза по сравнению с параметрическим анализом.

Сразу надо отметить, что к идеальным условиям, необходимым для надежной работы процедуры инверсии надо стремиться, но реально мы от них далеки. Прежде всего, суммотрасса ОГТ – это не однократное наблюдение. Спектр сейсмической записи не безграничен, импульс по площади не постоянен, волнопомехи не всегда полностью удалены с окончательных сейсмотрасс.

Рис.9.4. Схема реализации сейсмической инверсии



ческими данными – кубом данных или временными разрезами, по возможности приведенными к 0-фазовому сейсмическому импульсу. 0-фазовый импульс – тот, у которого максимум энергии приходится на нулевой отсчет по времени. Необходимой составляющей является сейсмический импульс, удовлетворяющий сверточной модели сейсмотрасс. Не всегда используемыми элементами являются исходная или начальная модель строения территории в акустических жесткостях и структурная модель с выделенными разломами. Последняя требуется только на площадях со сложным тектоническим строением. На основе начальной акустической модели и сейсмического импульса рассчитываются синтетический куб данных или разрезы. Они сравниваются с реальными данными, в результате мы имеем куб или разрезы расхождений. Основная процедура – инверсия, приводит к получению уточненной акустической модели строения территории. Она служит основой для нового расчета синтетических сейсмотрасс и куба или разреза расхождений. Если на последних расхождения велики, по уточнению акустической модели повторяется, иногда многократно. Когда расхождения между реальными сейсмическими данными и модельными, получаемыми на основе уточненной акустической модели будут удовлетворять интерпретатора или станут меньше заданной величины, то акустическая модель считается окончательно уточненной. Сходство

модельных и реальных трасс рассматривается как доказательство корректности полученной акустической модели.

Еще раз рассмотрим данные, которые требуются для выполнения процедуры инверсии.

Пржде всего, это сейсмические данные после суммирования, или окончательные временны́е разрезы. Для классической инверсии первичные сейсмограммы не требуются.

Каротажные данные, достаточные для расчета начальной модели акустической жесткости. Это как минимум в одной скважине каротаж АК по скорости Р-волн. Желателен также каротаж по плотности, тогда точность работ повышается. При его отсутствии можно пользоваться формулами зависимости плотности от скорости, например (формула Гарднера), или полученными конкретно для изучаемой площади. Скважин лучше больше.

Входными данными для геометрии начальной модели являются прокоррелированные горизонты, заключающие в себя изучаемый объект или пласт. Если на изучаемой площади выделены тектонические нарушения, их также необходимо использовать. Стратиграфическая информация позволяет более корректно провести изучаемые горизонты, задать несогласия и области размыва. Важны также и начальные представления о строении изучаемой толще, возможном литологическом составе и интервалах изменения свойств горных пород.

Последним обязательным элементом является сейсмический импульс. От точности подбора импульса очень сильно зависит и точность расчета инверсии. Обычно он подбирается на основе данных по скважине – по скорости (АК) и плотности. Иногда импульс подбирается непосредственно из сейсмотрасс и, в общем случае, точность такого импульса несколько ниже. Иногда используются переменные импульсы по площади, что более корректно.

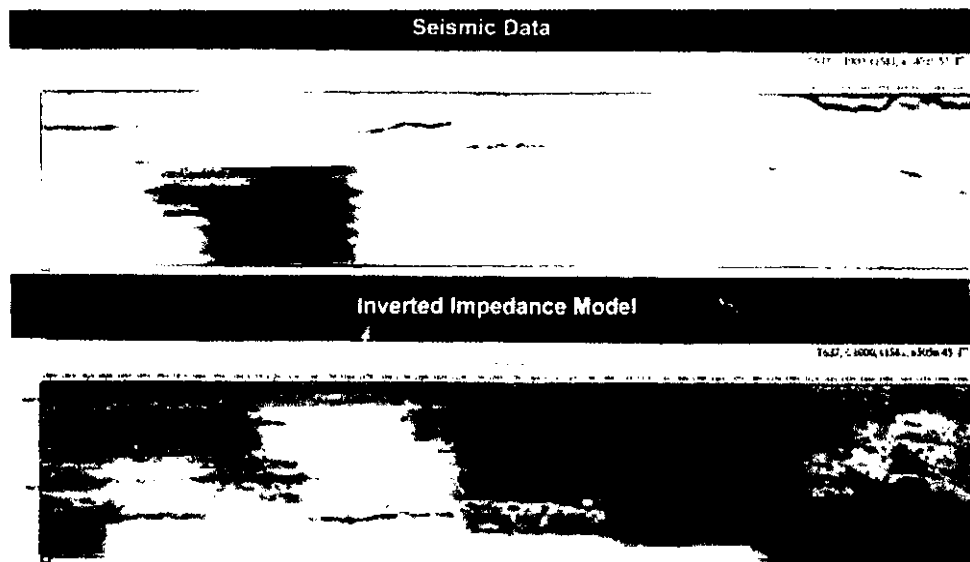


Рис.9.5. Сейсмическая инверсия

На рисунке 9.5 приведены стандартный временной сейсмический разрез и соответствующий ему разрез акустической жесткости. В чем их внешние различия на первый взгляд? Если на временном разрезе амплитуды колеблются относительно нуля в ту и другую сторону, то на разрезе акустической жесткости мы видим закономерное увеличение ее по мере увеличения глубины, что отражается в цвете. Если на временном разрезе мы видим более-менее симметричные фазы, то на разрезе акустической жесткости такой симметричности не

остается, т. к. она не присуща геологическому разрезу. Мы видим, что разрез акустической жесткости уже по внешнему виду ближе к геологическому.

Как соотносятся амплитуды сейсмической записи с акустической жесткостью? На приведенном примере ясно видно сходство (рис.9.6). Это подчеркивает и выбранная цветовая гамма. Такое сходство связано, по-видимому, с тем, что карта амплитуд построена по одному из опорных, наиболее ярко выраженных и определяющих акустические свойства геологического разреза горизонтов. Это подчеркивает то, что амплитуды отражений напрямую зависят от акустической жесткости пород. Вместе с тем, карты различаются во многих деталях, а местами, и в отношении крупных элементов строения. Например, в восточной части карты акустической жесткости выделяется крупный канал, совершенно аномальный по своим свойствам. На карте амплитуд он не виден, т.к. ничем не отличается от значений амплитуд в западной части территории.

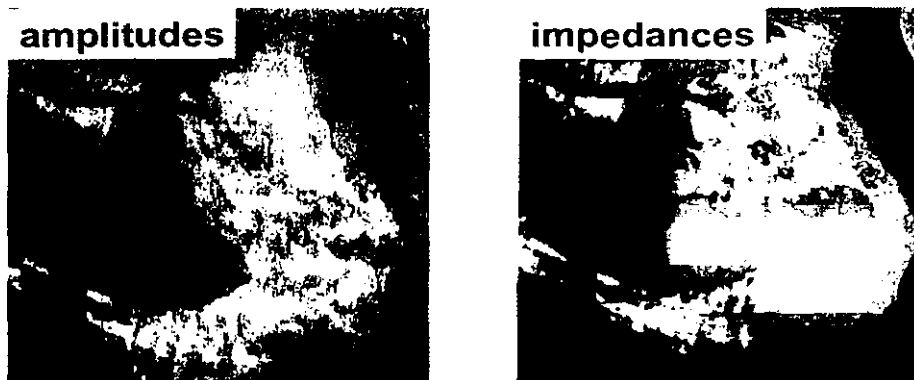


Рис.9.6. Пример карт амплитуд и акустической жесткости

Существует довольно много алгоритмов инверсионных преобразований. К ним относятся:

1. Частотно-ограниченная инверсия (band limited inversion);
2. Минимальной плотности импульсов (sparse spike inversion);
3. Инверсия, основанная на модели (model based inversion);
4. Инверсия, основанная на нейронных технологиях (neuron network inversion).

Список алгоритмов этим не исчерпывается.

Инверсия выполняется с заданием ряда параметров: диапазонов частот для алгоритма 1, количества импульсов – алгоритм 2, количества итераций, радиуса осреднения, размера блока, интервала перебора значений, детерминистического или стохастического заполнения модели. Точность результата зависит от их всех. При этом параметры задаются оператором, т.е. мы вновь приходим к тому, что результат субъективен, зависит от человека.

Отсюда следует еще один вывод: результат инверсии, как правило, не уникален. Возможно получение разных результатов счета. Это зависит не только от использованного алгоритма и выбора параметров. Части алгоритмов это присуще по их природе: моделирование позволяет создавать очень близкую волновую картину на базе разных геологических моделей, нейронные технологии, основанные на использовании генераторов случайных чисел, может привести к разным результатам при одних и тех же исходных данных. Это также снижает ценность процедуры инверсии.

Мы обязаны знать и минусы, и плюсы методик интерпретации. Для инверсии плюсов существенно больше, поэтому процедура инверсии имеется в обрабатывающих или интерпретационных пакетах практически всех ведущих компаний. На рисунке 9.7 приведен пример выполнения инверсии в обрабатывающем пакете Focus (сейчас принадлежит компа-

нии Paradigm-Geophysical). Выполнение процедуры основывается на расчете промежуточного разреза коэффициентов отражения. На рисунке приведены стандартный временной разрез (слева), разрез коэффициентов отражения (в центре) и результирующий разрез акустической жесткости (справа).

Обратите внимание, что неудачная цветовая гамма и масштаб изображения результата делают его ненаглядным. На первый взгляд временной разрез выглядит предпочтительнее, как более насыщенный информацией. Т.е. самый лучший результат можно испортить плохой визуализацией или докладом о нем. Как преподносится материал тоже очень важно.

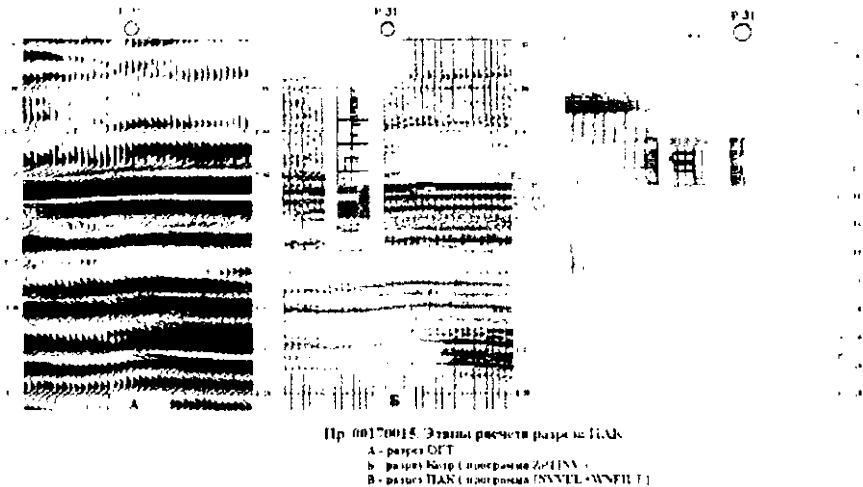


Рис.9.7. Инверсия в обрабатывающем пакете Focus

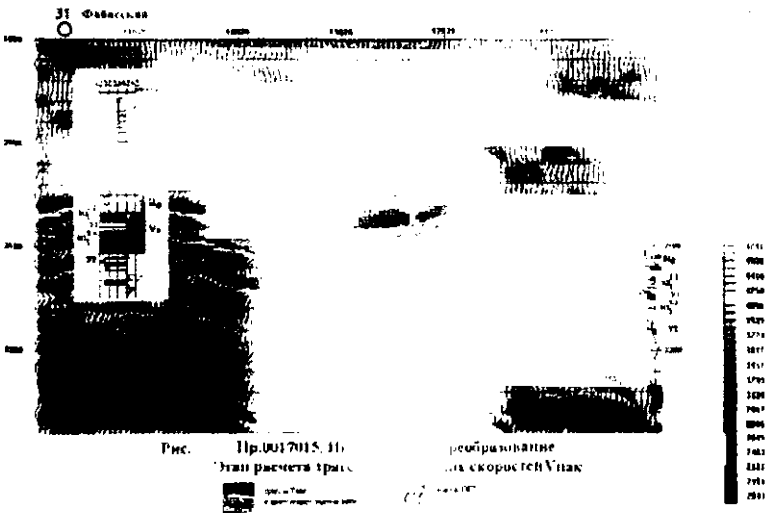


Рис.9.8. Инверсионное преобразование

На рисунке 9.8 представлены материалы той же партии (ТГТ). Использована более удачная палетка – и вид разреза стал гораздо удобным для восприятия. Темно-синим на разрезе отображена баженовская свита, однозначно выделяющаяся в разрезе. Красные тона в первом приближении соответствуют опесчаненным породам. Такому разрезу

уже не требуется стратиграфическая привязка, он воспринимается вполне однозначно. Еще лучше такой разрез воспринимается при переводе из временного в глубинный масштаб. Цветовая гамма разреза соответствует истинным значениям акустической жесткости, мы можем нанести на него замеры, выполненные на образцах керна и сравнить результаты. Разрез действительно стал ближе к геологическому. Правда, использованный частотный состав оставляет желать лучшего – высоких частот явно не хватает. Для себя же мы еще раз отметим, что удачная визуализация результата очень важна. Вы можете настаивать

на изменении визуализации исполнителем, если она вас как заказчика не устраивает.

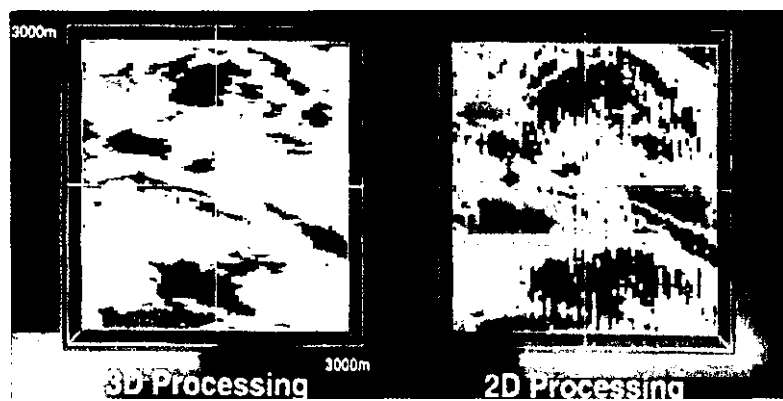


Рис.9.9. Сопоставление инверсии 3Д и 2Д

Качество результата инверсии зависит не только от варианта визуализации, а также от многих других факторов. Одним из них является обработка. На рисунке 9.9 вы видите результаты инверсионных преобразований по кубу данных, но в одном случае по нему выполнена 3-мерная миграция, а во втором – нет (на рисунке справа). Последние данные сопоставимы с просто плотным расположением профилей 2D. Результат, полностью использующий все преимущества пространственных наблюдений, менее зашумленный, геологические тела видны на нем более четко, особенности геологического строения – более уверенно.

Еще один пример выполнения инверсии в другом пакете (рис.9.10). Здесь использо-

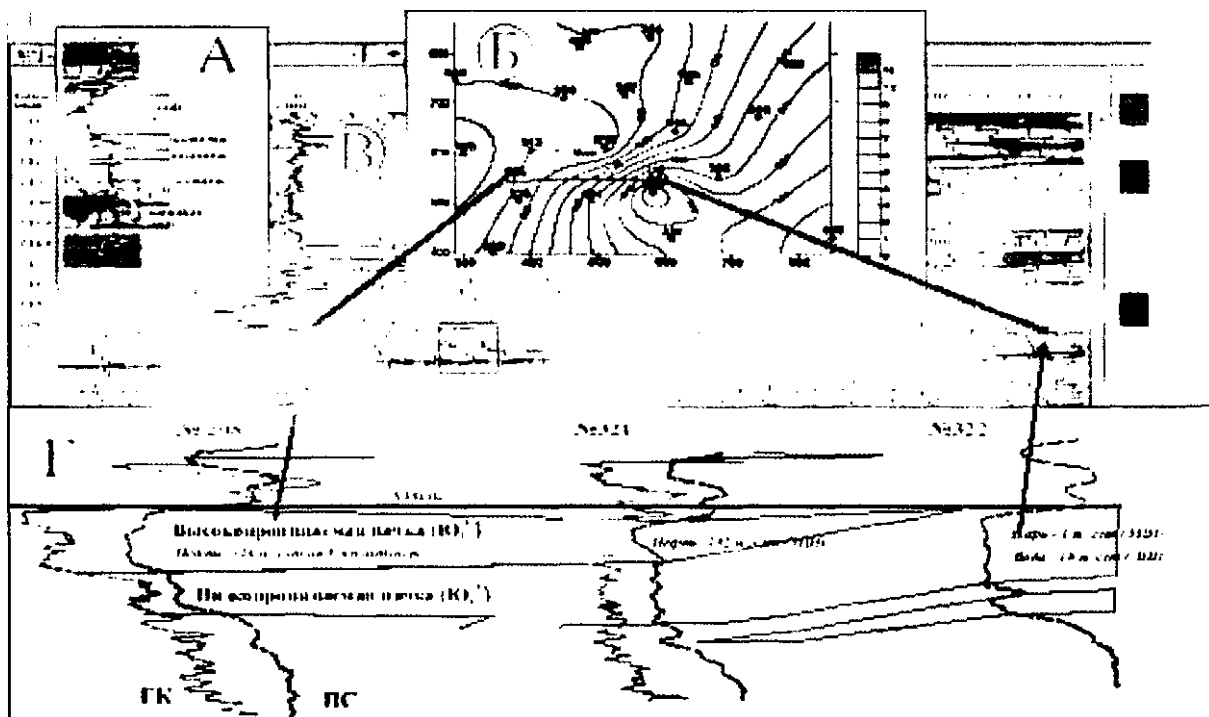


Рис.9.10. Пример выполнения инверсии в пакете STRATA

ван пакет STRATA компании Hampson-Russell, считающийся одним из наиболее удобных и достаточно мощных пакетов инверсии. Расчет выполнен на уже знакомом нам Крапивинском месторождении. При аккуратном использовании данных АК – их корректировке перед загрузкой на предмет возможных ошибок и калибровке на сейсмические данные, а также тщательном подборе сейсмического импульса возможно изучение внутреннего строения пласта Ю₁³. Напомним, что пласт песчаный верхнеюрского возраста и имеет толщину от 9 до 28 м. При выполнении инверсии использован алгоритм, основанный на подборе модели, размер подбираемого блока 2 мс, равном шаге дискретизации сейсмических данных – т.е.

предельно малым. На Крапивинском месторождении шли дискуссии геологов о возможном косослоистом строении этого песчаного пласта, при наложении друг на друга серии отдельных песчаных тел. Схематическое строение этого участка месторождения показано на схеме корреляции. Однако она остается достаточно ненадежной или субъективной ввиду сложности корреляции даже между эксплуатационными скважинами. Сейсморазведочные материалы, обработанные по процедуре инверсии, доказывают правомочность таких заключений.

Разрезы акустической жесткости, полученные с достаточно хорошим качеством, сразу решают проблему стратиграфической привязки.

Например, на приведенных разрезах баженовскую свиту невозможно спутать с иным объектом в разрезе (рис.9.11). С другой стороны, разрез акустической жесткости позволяет проследить положение акустически контрастных геологических тел точнее, нежели опираться на соответствие им отдельных фаз волны. Поэтому на разрезах акустической жесткости мы можем уточнить положение геологических границ и тем самым повысить точность структурных построений. Разрезы акустической жесткости имеют повышенную разрешающую способность, т.к. на них видны тела по вертикальным размерам меньшие, чем разрешающая способность сейсморазведки. Ограничения в этом случае связаны с шагом дискретизации, а также акустической контрастностью изучаемых объектов.



Рис.9.11. Использование разрезов акустической жесткости

Несмотря на то, что разрезы акустической жесткости существенно ближе по своей природе к геологическому разрезу и легче читаются, равно, как и несут информацию в более явном виде, при построении статических геологических моделей перед динамическим моделированием и для целей разработки часто бывает удобно пересчитать акустическую жесткость в одно из коллекторских свойств горных пород, например, в пористость. Этот прием часто используется в мировой практике, потому что между акустической жесткостью горных пород и пористостью существует тесная взаимосвязь. На рисунке 9.12, слева приведена такая зависимость, использованная на одном из месторождений Северного моря. На правом графике приведена такая зависимость для пород верхней юры западной части Томской области, полученная на основе исследований керна. Для отдельных литологических разностей она очень надежная: для песчаников она характеризуется квадратом коэффициента корреляции 0.88. Теснота взаимосвязи нарушается при добавлении в выборку горных пород иной литологии: алевролитов, аргиллитов. Особенно сильно влияют обогащенные органическим веществом горные породы: угли, углистые аргиллиты, битуминозные аргиллиты. Обладая низкой акустической жесткостью, они обладают и плохими коллекторскими качествами. Эти породы образуют левую часть графика на приведенной обобщенной зави-

мости. Для нас актуально: необходимы исследования свойств керна разной литологии, разных стратиграфических уровней, разных участков. Чем более обоснованные и локальные будут использованы зависимости, тем точнее будет результат нашей интерпретации.

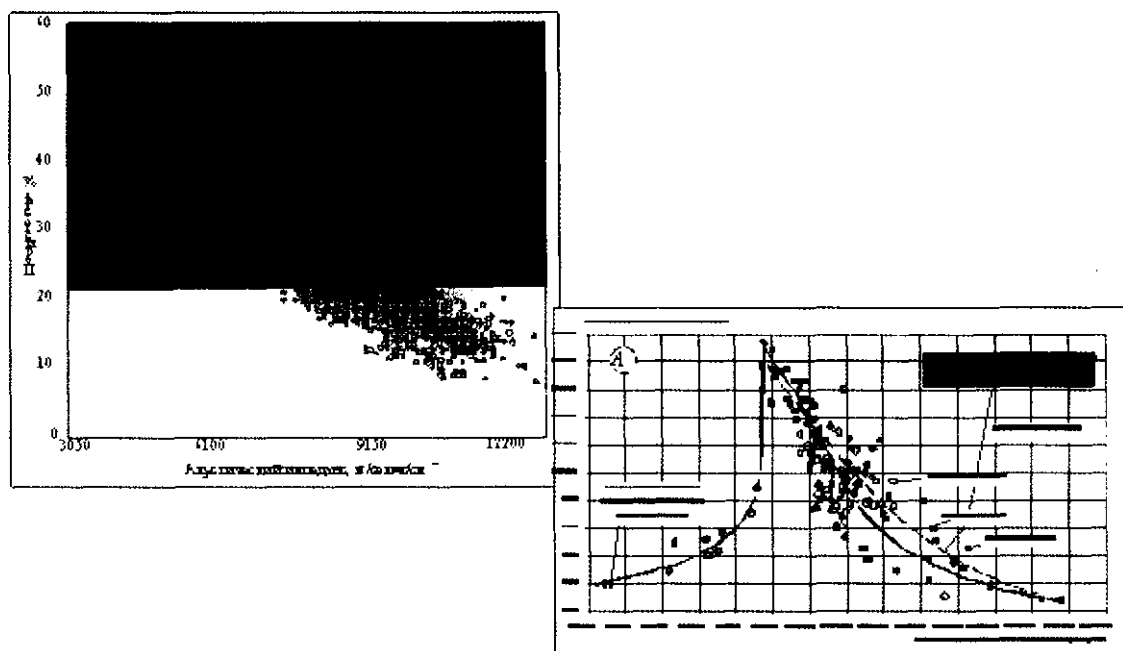


Рис.9.12. Связь между акустической жесткостью и пористостью

Вновь перейдем к примеру. На Северо-Вахской площади, вблизи границы Томской и Тюменской областей, по материалам сейсморазведки 2D были проведены инверсионные преобразования. На рисунке 9.13 приведен фрагмент исходного временного разреза, использованного при проведении инверсии сейсмического импульса, результатов счета инверсии (фрагмент разреза акустической жесткости). В качестве опоры при выполнении процедуры инверсии использована 1 скважина: 101Р. На оба фрагмента нанесены графики пластовых скоростей для сопоставления с изображаемым материалом. Внизу, приведен фрагмент схематического геологического разреза, построенного по скважинам вдоль этого профиля. На приведенном материале наглядно видно, что результаты инверсии неплохо сопоставляются с графиком пластовых скоростей - таким отображением геологического разреза, и существенно детальней исходного материала. При этом применен вариант инверсии близкий к частотно-ограниченной инверсии – выполняемая прямым расчетом без уточнения или оптимизации результата. Точность применения такого варианта инверсии зависит от точности подбора импульса и его выдержанности вдоль профиля.

На рисунке 9.14 приведен тот же фрагмент разреза, но разрез акустических жесткостей по приведенной ранее зависимости был пересчитан в разрез средней пористости. На разрез вынесен только интервал васюганской свиты. Такой вид разреза читается еще более легко и удобен для инженеров-нефтяников. Достоверность прогноза подтверждает хорошее совпадение его с разрезами скважин 1071, 4527 и 4552. По этому разрезу нельзя делать глобальные выводы, однако на нем видно ухудшение коллекторских свойств пласта Ю₁³, возможно, объясняющее разное положение ВНК на Северо-Вахской и Кошильской площадях. От разрезов средней пористости легко перейти к картам пористости интересующего нас интервала или объекта. Возможно и получение срезов с равными интервалами. А эти карты уже легко использовать при построении компьютерной модели месторождения.

Результат применения так называемой литологически ограниченной инверсии (рис.9.15). В данном варианте результат обычной частотно-ограниченной инверсии (итера-

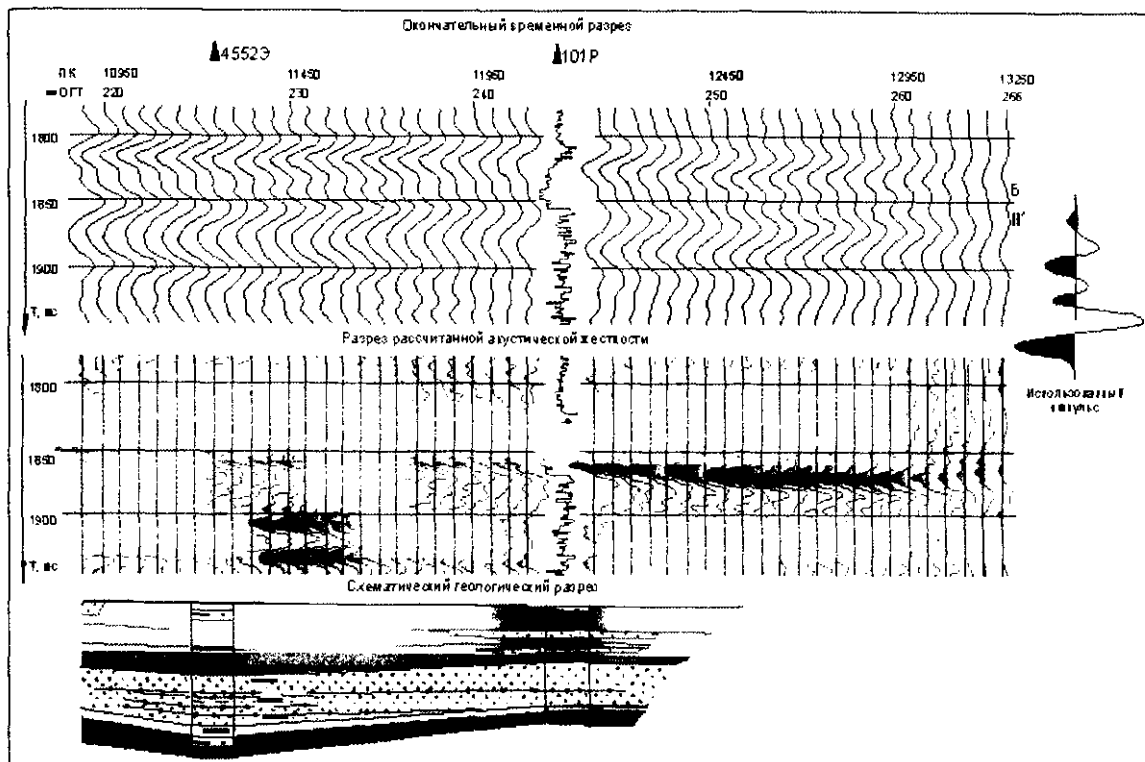


Рис.9.13. Пример использования инверсии. Северо-Вохская площадь

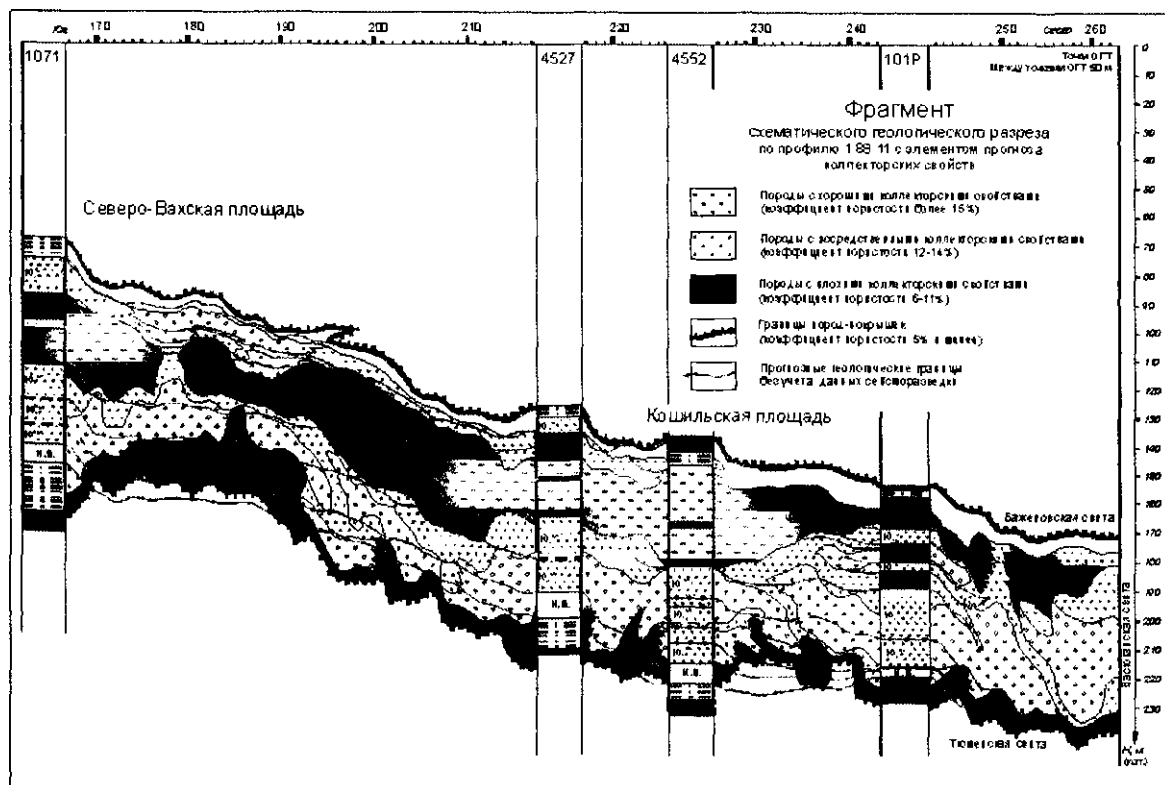


Рис.9.14. Пример пересчета разреза акустической жесткости в разрез средней пористости

ционно уточняемой) дополнен начальными моделями пористости, а также литологии (выделены глинистая составляющая и песчанистая), построенными по данным каротажа. По-

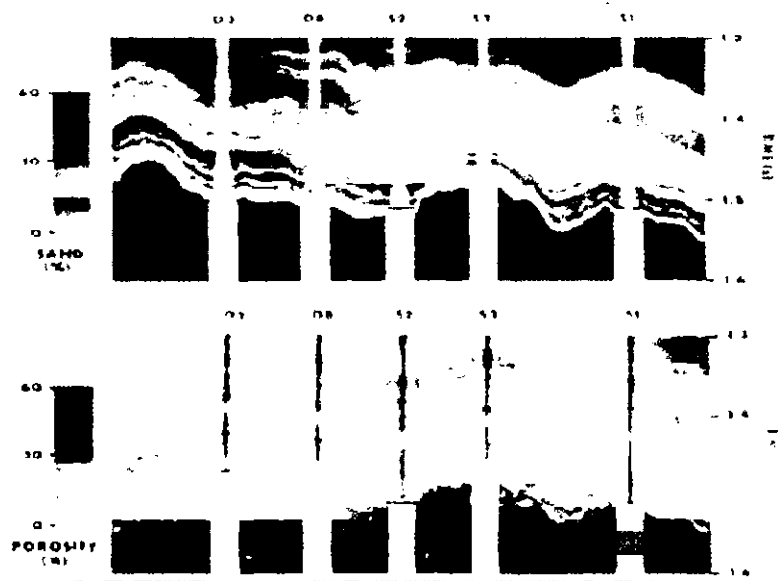


Рис.9.15. Результат применения литологически ограниченной инверсии

После краткого знакомства с основами инверсионных преобразований, перейдем к рассмотрению нескольких практических примеров их использования. Инверсия может быть выполнена в разных пакетах. Начнем с пакета INTERWELL, разработанного в Veisip-Franlab.

Основной алгоритм выполнения инверсии в пакете INTERWELL близок к тому, что мы рассматривали для инверсионных преобразований в целом (рис.9.16). Инверсия базируется на комплексном использовании сейсмических, каротажных данных и структурной модели территории, названной на данном рисунке геологической информацией. После калибровки сейсмических и каротажных данных мы получаем сейсмический импульс. С учетом каротажных и геологических данных мы строим начальную модель акустической жесткости, и после выполнения инверсии мы получаем оптимизированную модель акустической жесткости изучаемой территории.

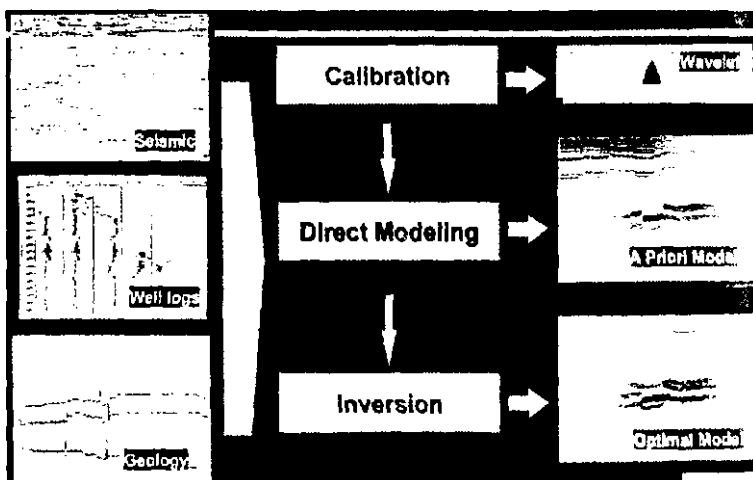


Рис.9.16. Методология INTERWELL

Перед началом выполнения инверсии входные данные необходимо подвергнуть некоторым процедурам предобработки. Все каротажные кривые необходимо отредактировать, а также перевести во временной масштаб. Анализ сейсмических данных заключается прежде всего в изучении спектрального состава сейсмической записи, построении амплитудно-частотных спектров. К процедурам предобработки относятся также извлечение сейсмического импульса по каждой скважине в отдельности, а также по набору скважин – всем

скважинам на территории или ограниченной выборке, если часть скважин признана непригодными к использованию по каким-либо причинам.

Аналогичные процедуры предобработки часто необходимо выполнять и при работе с другими пакетами.

Исходный пункт для расчета инверсии – начальная априорная модель распределения акустической жесткости. Построение ее и есть суть прямого моделирования.

В пакете INTERWELL начальная модель должна удовлетворять следующим требованиям:

- Начальная модель должна быть построена с тем же шагом дискретизации, что и сейсмические данные;
- Начальная модель основана на интерполяции акустической жесткости между скважинами;
- При построении начальной модели используется структурная основа (горизонты + разломы, выделенные по сейсмическим данным);
- При построении начальной модели используется стратиграфическая схема (модель осадконакопления на изучаемой территории). Под этим пунктом мы понимаем информацию о разрывах в осадконакоплении, размывах, типах согласий и т.п.

Особенность инверсии в пакете INTERWELL заключается в интеграции всех данных для получения достоверного распределения акустической жесткости:

- Геологических Данных;
- Сейсмических Данных;
- Скважинных Данных.

Это основа повышения разрешающей способности сейсморазведки после применения процедуры инверсии.

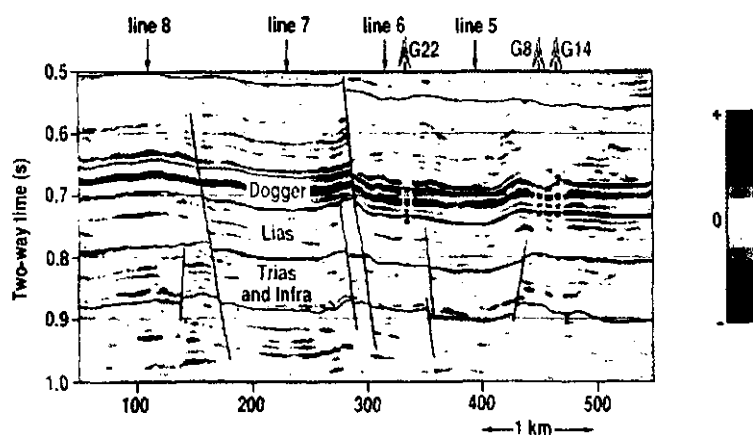


Рис.9.17. Сейсмическая интерпретация. INTERWELL

На рисунке 9.17 приведен стандартный временной разрез, с нанесенными на него элементами интерпретации. К последним относятся сейсмические отражающие горизонты, тектонические нарушения, а также выделенные разновозрастные комплексы пород. Как

мы видим, изучаемый разрез сложен породами от средней юры до триаса.

На основе скважинных данных – каротажей и структурной модели, включающей в себя отражающие горизонты и тектонические нарушения, построена начальная модель акустической жесткости. Поскольку такая модель построена, наиболее вероятно, что алгоритм применяемой инверсии близок к основанному на модели (Model Based Inversion). Поскольку эта модель интегрирует в себе структурные данные в межскважинном пространстве, полученные от сейсморазведки и каротажную информацию, характеризующуюся высоким разрешением, сама модель также довольно разрешенная по вертикали.

Ограничено оно, согласно требованиям, предъявляемым к начальной модели, шагом дискретизации сейсмических данных.

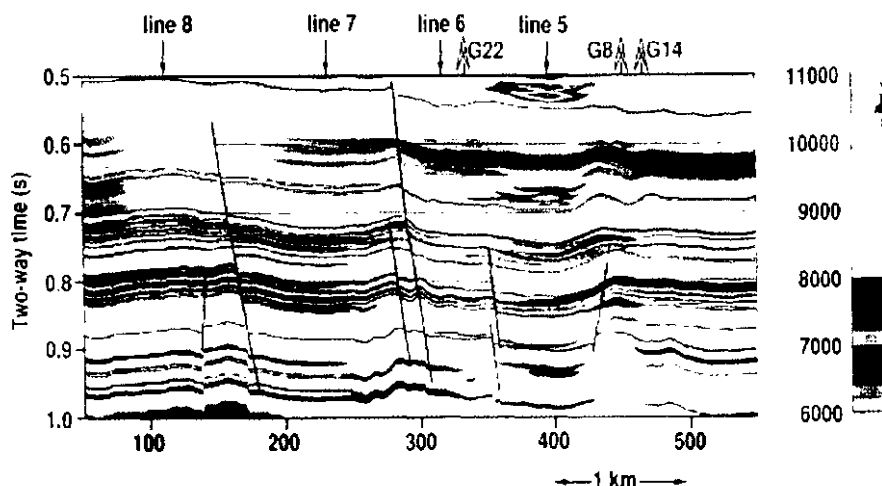


Рис.9.18. Начальная модель акустической жесткости

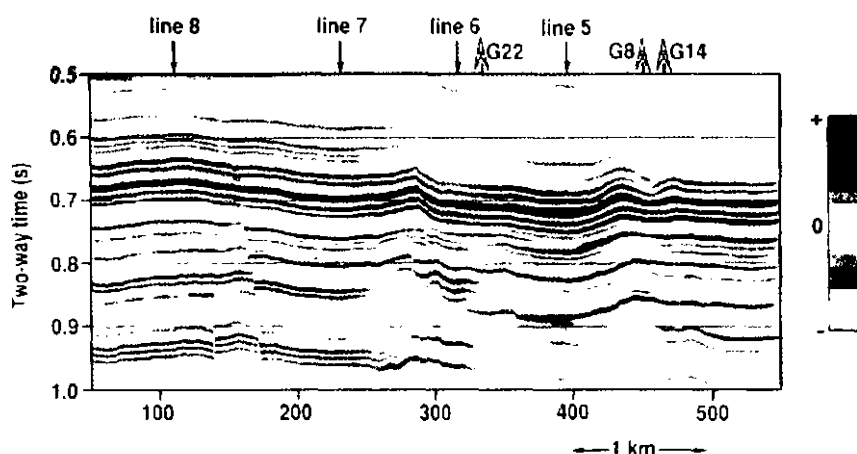


Рис.9.19. Исходный модельный сейсмический разрез

На рисунке 9.19 приведен исходный временной разрез без элементов интерпретации. На нем видны сильные отражения (высокой амплитуды), связанные с отложениями средней юры, однако однозначно сказать, с какими геологическими телами – высокой или низкой акустической жесткости, они связаны, затруднительно. На разрезе видно, что изменчивость акустических свойств по латерали явно выше, чем наблюдается на начальной модели.

В результате применения процедуры инверсии была получена результирующая оптимизированная модель акустической жесткости (рис.9.20). Разрешенность по вертикали полученной модели существенно выше, чем исходных сейсмических данных. Характеристики геологического разреза на полученной модели также видны существенно лучше. При этом учтена латеральная неоднородность слагающих разрез пластов. Учитывая, что глубины изучаемого интервала сравнительно невелики ($TWT = 0,65-0,85$ с), мы можем рассматривать пласты с пониженной акустической жесткостью как песчаные, потенциальные резервуары УВ. Как мы видим, они приурочены в основном к отложениям нижней юры и триаса. Среднеюрские отложения представлены в основном породами повышенной акустической жесткости с явно более плохими коллекторскими свойствами. Это могут быть пла-

сты глин, но глин довольно своеобразных, плотных, возможно с присутствием карбонатного материала.

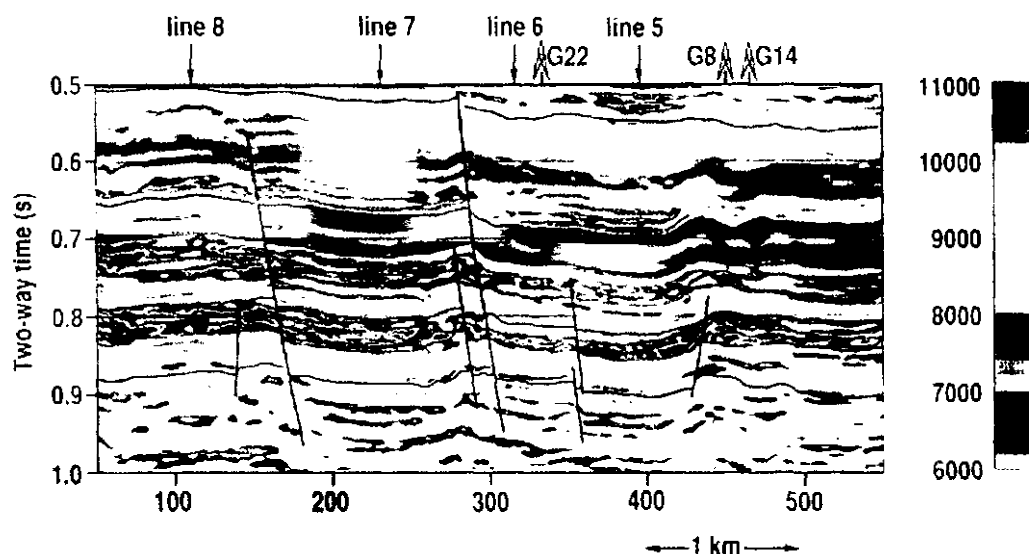


Рис.9.20. Оптимизированная модель акустической жесткости

Доказательством того, что полученная модель акустической жесткости является истинной (или может являться), служит модельный сейсмический куб (на рисунке 9.21 приведен только один разрез этого куба). Если модельный разрез, рассчитанный на основе оптимизированной модели акустической жесткости, совпадает с исходным сейсмическим разре-

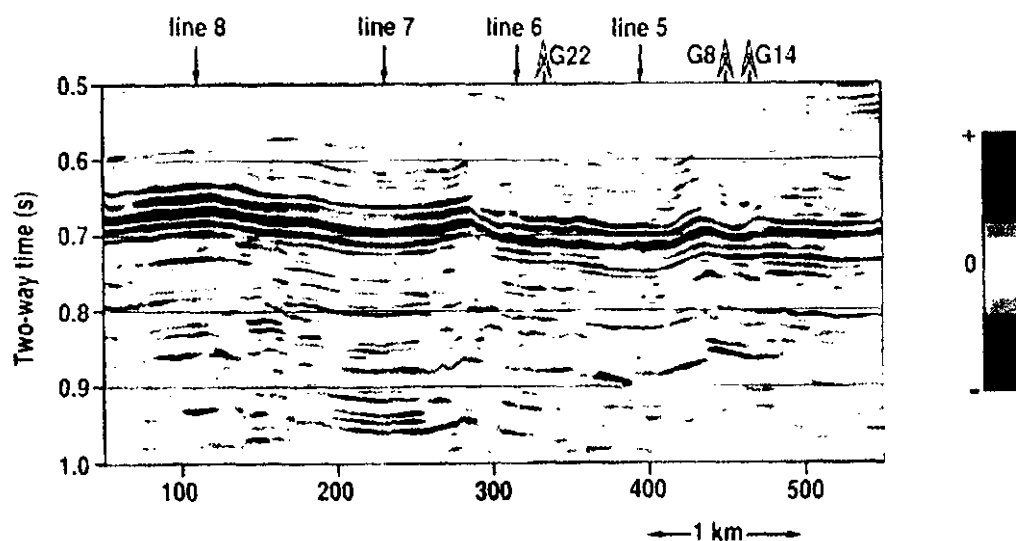


Рис.9.21. Оптимизированный модельный сейсмический разрез

зом, то акустическая модель может рассматриваться как правильная. Мы видим, что приведенный на данном рисунке модельный разрез похож на исходный сейсмический. Более надежной оценкой является расчет разрезов расхождений между ними. Выполнение такого расчета будет приведено в следующем примере.



CMP stacked seismic data. The arrow indicates the carbonate reservoir.

Рис.9.22. «Сырые сейсмические данные»

Еще один пример связан с применением процедуры инверсии в пакете INTERWELL при изучении карбонатных коллекторов. На рисунке 9.22 приведен исходный сейсмический временной разрез ОГТ. Стрелкой указано местоположение карбонатного резервуара. На месторождении пробурен ряд скважин, причем часть из них оказалась продуктивной, а часть – нет. Сухой оказалась скважина, расположенная гипсометрически выше продуктивных. Материалы сейсморазведки, которую решено было использовать для выполнения инверсии, довольно обычного качества: шаг дискретизации 2 мс, трассы ОГТ расположены через 20 м друг от друга.

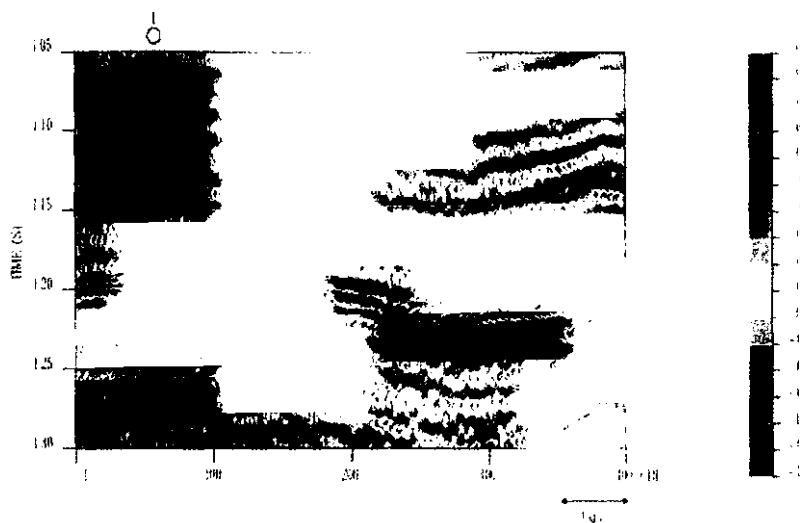


Рис.9.23. Ноль-фазовые сейсмические данные

В качестве процедур предобработки в данном случае были выполнены стратиграфическая привязка в скв. 1 – на разрез нанесена кривая отражающей способности разреза в непрерывном виде. Предел верхней частоты в данном случае взят 110 Гц. Вторым достаточно важным шагом явилось преобразование сейсмических материалов к 0-фазовому виду посредством применения спе-

Filtered reflectivity log from borehole 1 (high cut 110 Hz) inserted into the zero-phase section. The picked seismic time horizons tied to well 1 are used in the direct stratigraphic modeling

циальной деконволюции. Это позволило сделать предсказуемой ожидаемую форму сейсмического импульса, а также несколько повысить разрешающую способность сейсморазведки – спектральный состав ее увеличился в области верхних частот, это видно невооруженным глазом при сравнении предыдущего разреза и приведенного на рисунке 9.23.

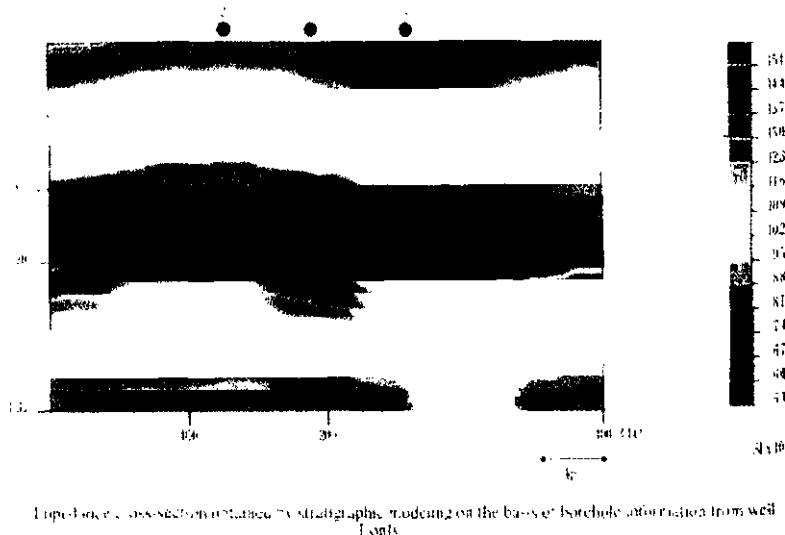
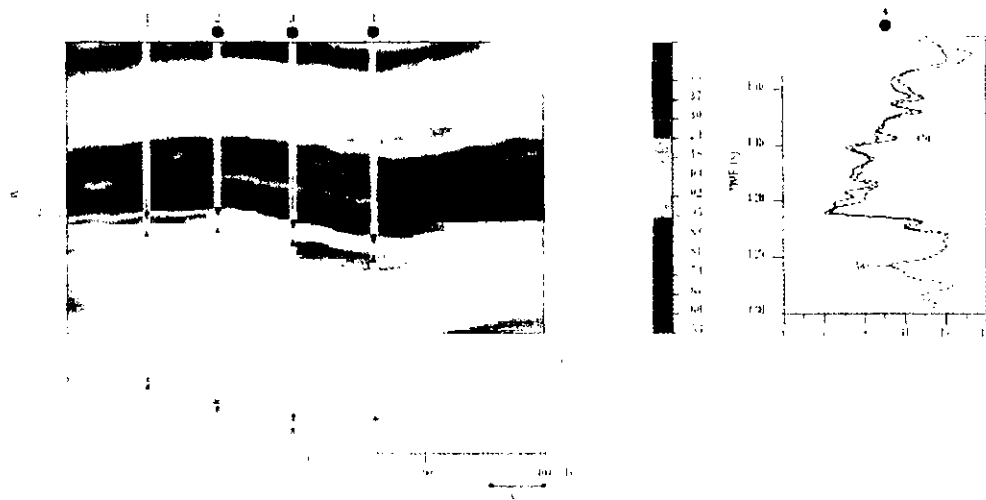


Рис.9.24. Начальная модель акустической жесткости

Начальная акустическая модель изучаемой территории была построена на основе только одной скважины 1 (при наличии нескольких скважин на площади (рис.9.24). Остальные были оставлены для контроля точности результата). Модель учитывает распределение акустической жесткости по разрезу, а также

геометрию пластов и стратиграфическое распределение акустической жесткости в пространстве как линейную функцию от значений жесткости в скважине.

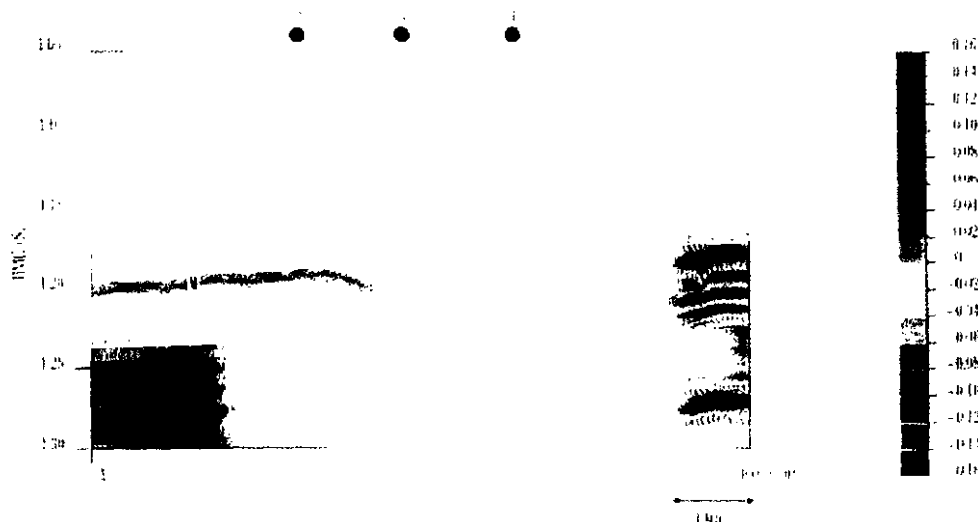
После выполнения процедуры инверсии получен куб оптимизированной модели акустической жесткости. Он обладает всеми теми достоинствами, о которых мы уже упоминали выше. Для контроля точности расчета акустической жесткости использованы скважины, данные по которым в расчете не использовались. На рисунке 9.25, справа приведены кривые акустической жесткости во временном масштабе по данным каротажа (сплошная линия) и по результатам инверсионных преобразований (пунктирная линия). Видна высокая сходимость обеих кривых. Более того, по значениям акустического каротажа произведен расчет пористости карбонатного коллектора. В нижней части рисунка в виде сплошной линии показано распределение пористости вдоль линии разреза, полученное по данным инверсионных преобразований, звездочками показаны значения, определенные в скважинах по каротажным данным. Опять таки совпадение весьма хорошее. Интервал изучаемого пласта показан на разрезе стрелочками. Полученные результаты объясняют причины наличия сухих скважин и хороших дебитов их других.



(a) Optimal impedance cross-section obtained from the integrated interpretation of the data set. (b) Porosities predicted in the reservoir compared to porosities calculated from borehole data (1).

Рис.9.25. Оптимизированная модель акустической жесткости

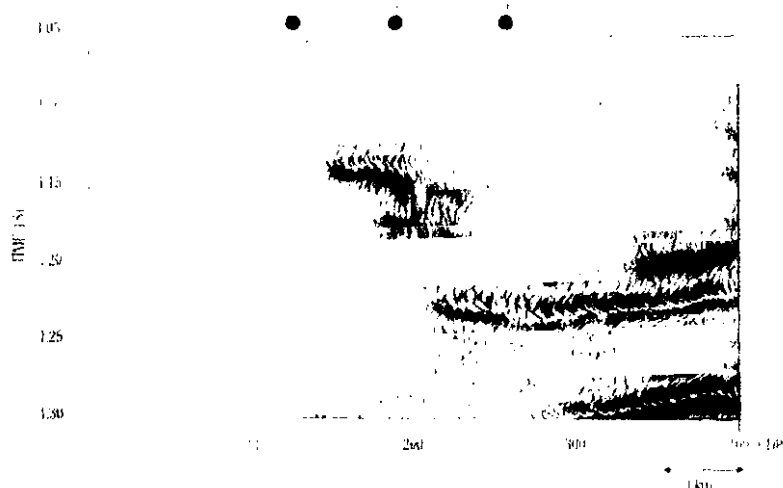
По оптимизированной модели акустической жесткости в соответствии с принятой технологией построен модельный временной куб сейсмических данных с 0-фазовым импульсом (рис.9.26). Особенностью его является то, что в модельные материалы не вносился шум. Авторы показывают, что это повышает разрешающую способность сейсморазведки. Само по себе это является естественным выводом, но введение шума в используемые материалы практикуется многими интерпретаторами, в то время как определение шума в сейсморазведке – вопрос открытый и никто не может точно сказать, что на сейсмограмме является полезным сигналом, а что – шумом (кроме очевидных случаев, типа волн-помех известной природы или шума от трактора на паре каналов).



Reflectivity section associated with the optimal model shown in Figure 7. Such a conversion of the seismic section to a broad-band zero-phase section presents the advantage of improving the resolution without introducing noise.

Рис.9.26. Оптимизированный модельный сейсмический разрез

Разрез остаточных сейсмотрасс – разницы между реальными и модельными сейсмотрассами рассчитывается и на этапе построения начальной (исходной) акустической модели. На рисунке 9.27 вы видите такой разрез. Как видно, на начальном этапе сходство не очень велико и безусловно модель нуждается в уточнении.



Residual seismic section associated with the stratigraphic model
(observed section – synthetic section)

Рис.9.27. Разрез остаточных сейсмотрасс

На рисунке 9.28 приведен разрез по той же линии, но на нем представлены остаточные сейсмотрассы при оптимизированной модели. В этом разрезе невозможно выделить участок, более других не совпадающий с реальными сейсмотрассами. Само несоответствие сравнительно невелико и равномерно распределено по латерали и по времени. Это может считаться доказательством хорошего совпадения реальных и модельных сейсмотрасс и, соответственно, истинности оптимизированной модели акустической жесткости.

Перейдем к рассмотрению пары примеров использования другого пакета – TDROV, разработанного французской фирмой CGG. Компания CGG до недавнего времени являлась крупнейшей во Франции, да и одной из крупнейших в мире компаний, проводящей геофизические работы. Компания занималась всем комплексом геофизических работ от проекти-

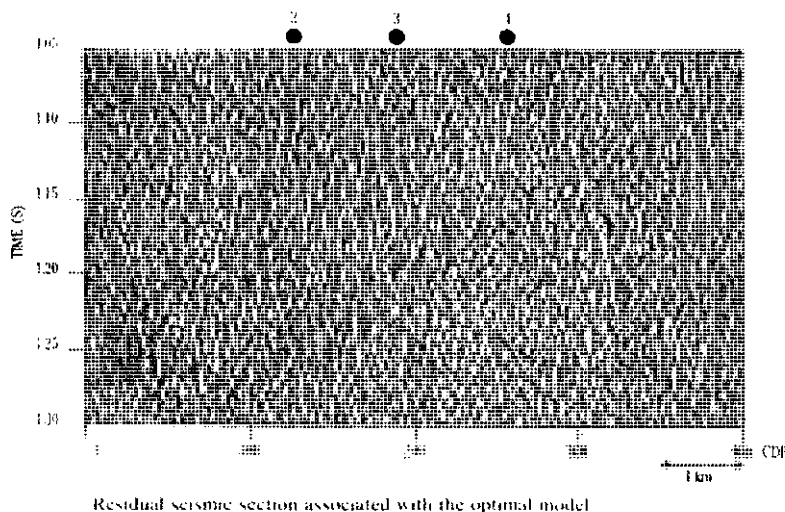
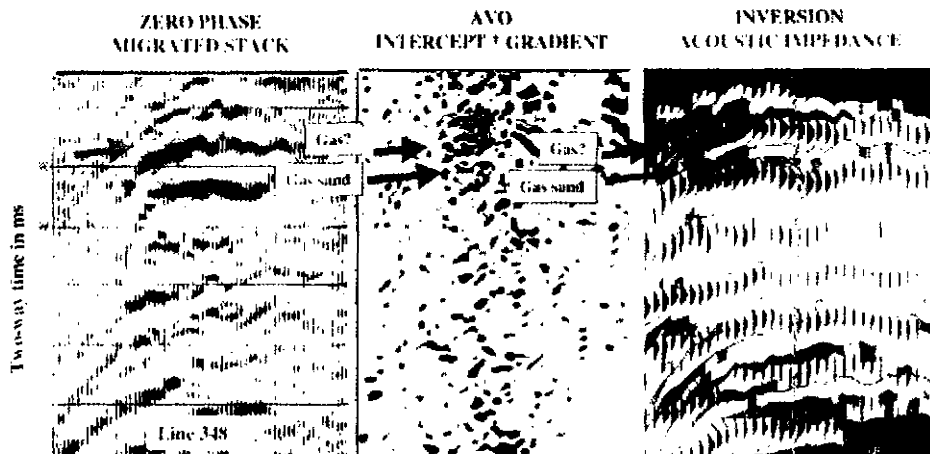


Рис.9.28. Разрез оптимизированных остаточных сейсмотрасс

рования и изготовления оборудования до интерпретации геофизических данных. Разработка программных продуктов является также одним из основных направлений ее деятельности. Инверсионные преобразования реализованы этой фирмой в обрабатывающем пакете GeoVector. Особенностью этого пакета является то, что он осуществляет расчет пластовых скоростей на основе сейсмических данных, а не акустической жесткости, что более близко к данным АК. То, что фирмой разработан специальный пакет инверсионных преобразований TDROV указывает на их важность, а также на большое значение используемого алгоритма при выполнении таких преобразований.

На рисунке 9.29 приведен пример продвинутой интерпретации сейсмических данных, выполненной на месторождении Тобако, Мексика. Съемка выполнена в наземных условиях. На месторождении газа имеются стандартные сейсмические данные, на которых трудно определить детальные характеристики залежи газа. Это связано еще и с небольшой толщиной пласта, ниже разрешающей способности сейсморазведки, и проследить отдельно кровлю и подошву пласта не представляется возможным. На стандартном временном разрезе видны яркие пятна – повышенные значения амплитуд, но трудно сказать, с чем они связаны. Для повышения надежности интерпретации авторы предлагают использовать две основные методики – AVO, о которой мы поговорим чуть позже, и инверсию. На разрезе акустической жесткости, полученном в результате счета инверсии, мы видим локальное уменьшение акустической жесткости (показано синим цветом в верхней левой части разреза), связанное с залежью газа. Это сразу повышает надежность интерпретации. Заметим, что для повышения надежности инверсионных преобразований перед их выполнением сейсмический материал был подвергнут спецобработке: стратиграфической деконволюции.

Карта средней акустической жесткости, полученная по микрослоям 82-83 (рис.9.30). Микрослои были выделены в начальной акустической модели месторождения с шагом, равным шагу дискретизации сейсмических данных. Инверсионные преобразования позво-



Example of the mutual support of the results obtained in the complementary AVO and seismic inversion studies on the Fortuna National 3D survey. The $T \times G$ attribute is positive at the top and base of the gas-bearing reservoir (dual anomaly in red). At the same time, the acoustic impedance should be relatively low in the HC interval (bluish-green). However, thin-bed effects prevent proper recognition of the individual top and base responses.

Рис.9.29. Пример интерпретации сейсмических данных. Месторождение Тобако, Мексика

лили уточнить распределение свойств каждого из микрослоев в пространстве. Аномалия, связанная с залежью газа, показана голубовато-зеленым цветом. Она подтверждена бурением. Как видно, залежь имеет очень ограниченные размеры и изучать ее без применения сейсморазведки очень сложно. Вместе с тем, мы видим еще несколько небольших аномалий, имеющих те же значения акустической жесткости. Вполне возможно, что они связаны

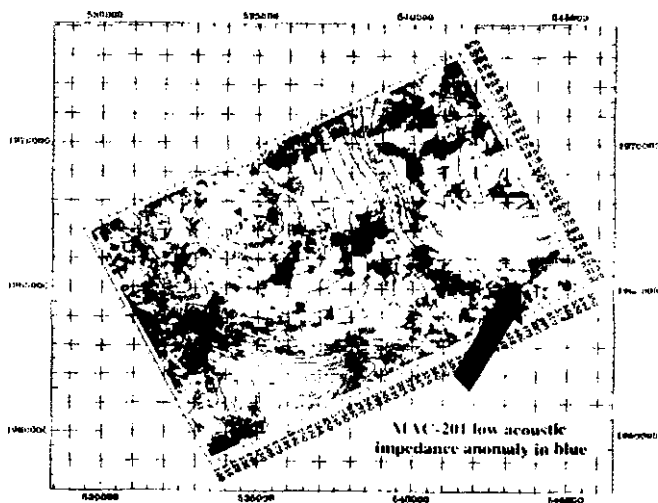


Рис.9.30. Карта акустической жесткости. Микрослой 82-83

с другими залежами газа. К аномалиям, расположенным рядом с участком отсутствия информации, стоит отнестись осторожно. Вместе с тем две аномалии, одна из которых расположена на западном склоне поднятия, другая связанная с его северным куполом, наиболее вероятно связаны с литологически ограниченными залежами газа.

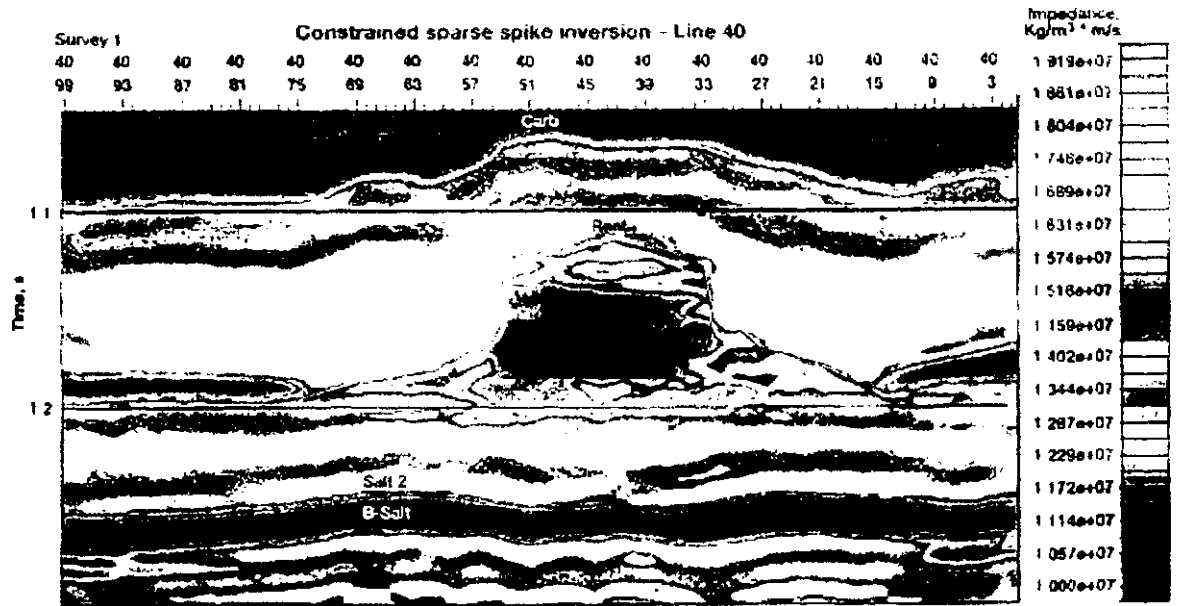
Карта средней акустической жесткости по более глубокому горизонту. Для ее получения использованы микрослой 110-112 (рис.9.31). На карте отчетливо

выделяется одиночная аномалия, связанная с залежью газа, которая показана голубовато-зеленым цветом. Как и некоторые на предыдущей карте, аномалия смещена относительно выделенной структурной ловушки: вероятно, это стратиграфическая ловушка. Заметьте, поиск ловушек в неструктурных залежах по-прежнему остается сложной задачей для геологов. Полученные материалы позволяют решить ее несопоставимо более эффективно, т.к. предоставляют информацию о наличии залежи и о ее конфигурации практически напрямую. Конечно, при этом надо знать, что в выделенном нами интервале не могут быть встречены породы с такой низкой акустической жесткостью (угли, например). Изучаемый нами интервал также должен быть корректно выделен на временных разрезах.

Рис.9.31. Карта акустической жесткости. Микрослой 110-112

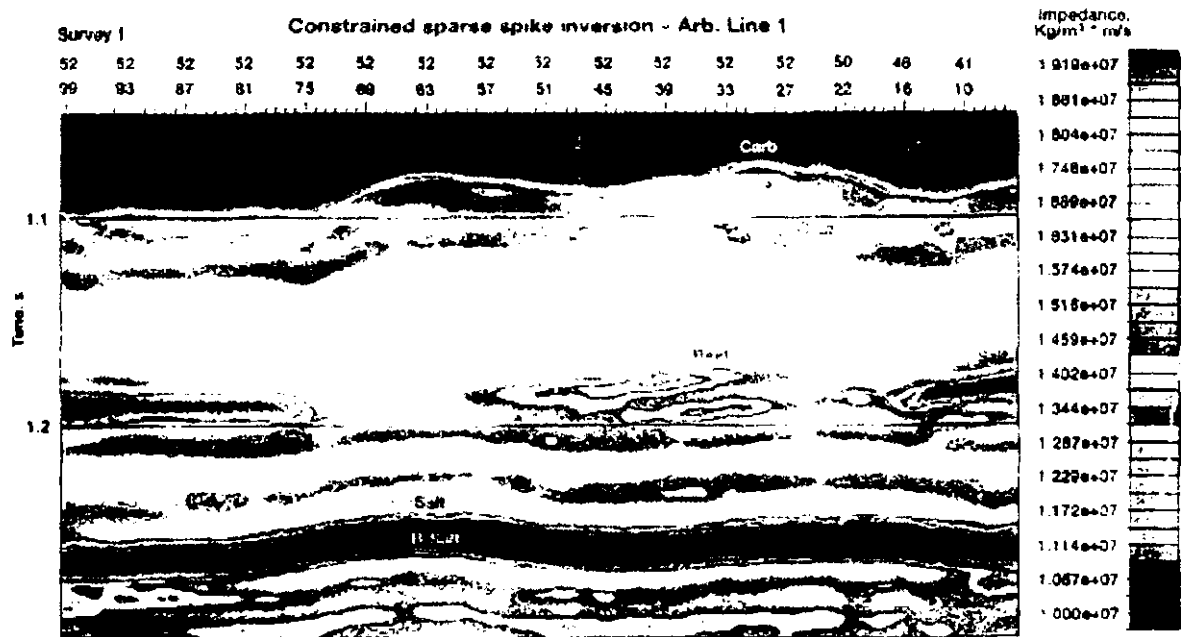
На рисунке 9.32 приведен временной разрез акустической жесткости – результат применения инверсии по алгоритму минимальной плотности импульсов. В пределах карбонатного комплекса, осложненного пластовыми телами соли, встречена биогенная карбонатная рифовая постройка, обладающая пониженной акустической жесткостью и повышенной пористостью. На полученном разрезе не только прескрасно виден сам карбонатный комплекс и его кровля, но и пластовые тела соли – обладающие также пониженной акустической жесткостью и окрашенные темно-синим цветом, а также тело рифа. Оно закрашено светло-синим цветом, а лиловый цвет можно условно принимать за предельные значения повышенной пористости. Риф хорошо опознается по своей форме и размерам.

На рисунке 9.33 приведена краевая линия того же куба акустической жесткости. Она пересекает прикраевую часть рифа. Ниже горизонта, протянутого по кровле отложений рифа, видны межрифовые пальцы в виде узких полос пониженной акустической жесткости. В области отсутствия пласта соли, проиндексированного как Соль 1, залегают вне рифовые фации. Эти примеры показывают, что при благоприятных условиях разрезы акустической жесткости несут весьма подробную информацию как по распределению разнородных геологических тел в разрезе, их структуры, так и по распределению пористости и фациальному составу изучаемых тел.



A line through the final inversion cube. Magenta color represents limit of best porosity. Note also low impedance salts both underlying and flanking the reef complex.

Рис.9.32. Инверсия. Пример выделения рифа



inversion along a line off the main reef built up, intertongering of reef and off reef facies is represented by low impedance layering below reef horizon.

Рис.9.33. Инверсия. Пример выделения рифа. Краевая часть

На месторождении Эван в дельте р.Нигер, по заказу компании Chevron Nigeria Ltd была выполнена 3-х мерная многоканальная инверсия с итерационным уточнением модели и глобальной оптимизацией (рис.3.34). Этот вариант инверсионных преобразований может быть выполнен все в том же пакете, разработанном французскими геофизиками. Особенности данного варианта инверсии являются использование полученной модели среды при обратном счете, уточнение закона распределения низких частот, блоковый характер визуализации результирующих данных, поиск глобального оптимума решения – таким образом, компенсируется возможная неединственность решения при инверсии. Всегда актуально знать, в каких условиях применяется технология, и какие в соответствии с ними достигаются результаты. Надо отметить, что в этом случае условия довольно благоприятные: толщина исследуемого пласта 50 м, глубина его залегания всего 1650 м. Поэтому и задача изначально формулировалась как изучение внутреннего строения пласта.

На рисунке 9.34 вы видите сопоставление результатов одномерной инверсии и трехмерной с итерационным уточнением модели. Последняя в большей степени соответствует геологическому разрезу, более детально. Насколько более точно, по предоставленным материалам судить сложно.

По заключению авторов этих работ, полученное решение более устойчиво. Это видно на рисунке, где приведены исходные данные – карта амплитуд, карта акустической жесткости без итерационного уточнения и глобальной оптимизации и карта акустической жесткости, полученная с применением последних. Различия весьма существенные. Безусловно, последняя карта кажется более логичной и работать с ней удобнее. Опять таки, насколько она точнее других здесь мы сказать не можем. Важно, что алгоритм глобальной оптимизации был призван привести инверсию к единственному решению, т.к. при работе с итерационным уточнением опорной модели это происходит не всегда, т.е. возможны разные решения. Будем надеяться, что в данном случае этого избежать удалось.

При выполнении процедуры инверсии по этому алгоритму к сейсмическим материалам предъявляются определенные требования. Они следующие:

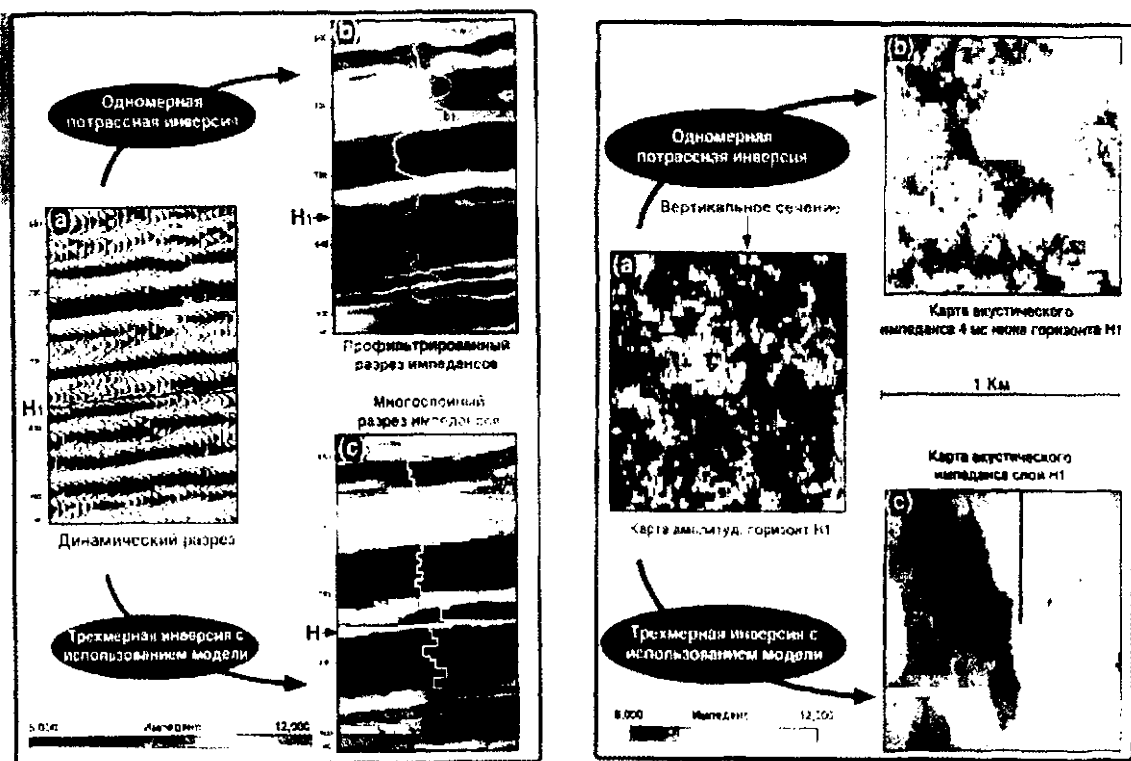


**Рис.9.34. 3-х мерная многоканальная инверсия.
Месторождение Эван в дельте р.Нигер**

1. Сейсмические данные должны быть свободны от кратных волн, обработаны с сохранением амплитуд;
2. Приведены к нулевому удалению;
3. Мигрированы;
4. Желательно приведены к 0-фазовой форме записи.

Как видите, они аналогичны требованиям для других алгоритмов инверсионных преобразований. Поэтому, обратите ваше внимание: в большинстве случаев перед применением процедуры инверсии на старых материалах потребуется их переобработка, а при работе с новыми, их обработка по специальному графу. Иначе результат будет заниженной точности.

Эти требования были выполнены при работах на этом месторождении и аккуратное выполнение 3-х мерной инверсии помогло оценить свойства пласта по вертикали и выделить ВНК. Вы видите на рисунке 9.35, слева два временных среза акустических жесткостей и пористости (уже знакомый нам прием). Чем же отличалась работа скважин А и В? На обоих уровнях скважина В находится в полях средних значений пористости и должна работать неплохо. Скважина А в верхней части разреза пласта встретила непроницаемую пачку пород. Зато в нижней части пласта она попала в высокопористую зону, более того, зона эта имеет значительные пространственные размеры и обеспечивает повышенные притоки нефти при работе этой скважины. А вот скважина В в эту зону не попала.

Справа на рисунке 9.35 мы видим резкое изменение акустической жесткости (увеличение) одного из пластов по мере его погружения. Это явление было проинтерпретировано как положение ВНК в залежи. Таким образом, на временных сейсмических разрезах в отдельных случаях мы можем наблюдать положение ВНК невооруженным глазом.

Одним из наиболее популярных на настоящий момент пакетов, осуществляющих

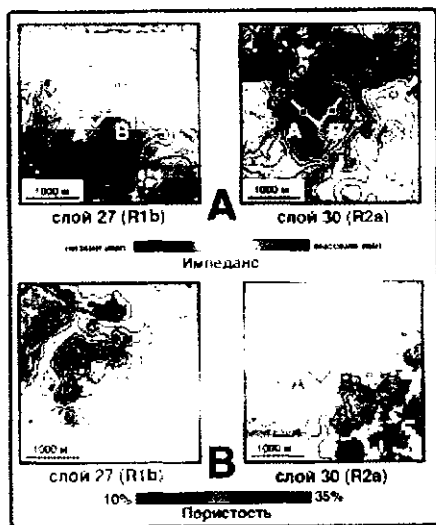
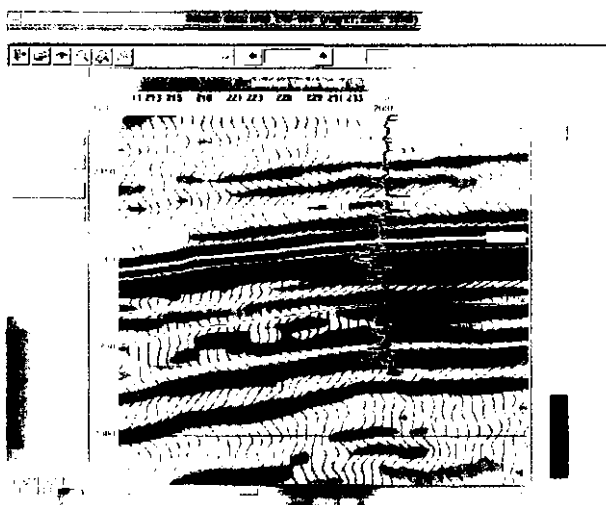


Рис.9.35. Оценка свойств пласта

инверсионные преобразования, является пакет STRATA, разработанный в Hampson-Russell Systems, не так давно вошедшей в состав компании Veritas. С одной стороны пакет достаточно прост в использовании и хорошо работает на ПК, с другой стороны он весьма развит и включает 4 разных алгоритма инверсионных преобразований с возможностью изменения ряда параметров, что еще больше расширяет возможности интерпретатора. Положительным моментом является и то, что разработчики стремятся вкладывать в пакет самые свежие теоретические наработки в этой области.

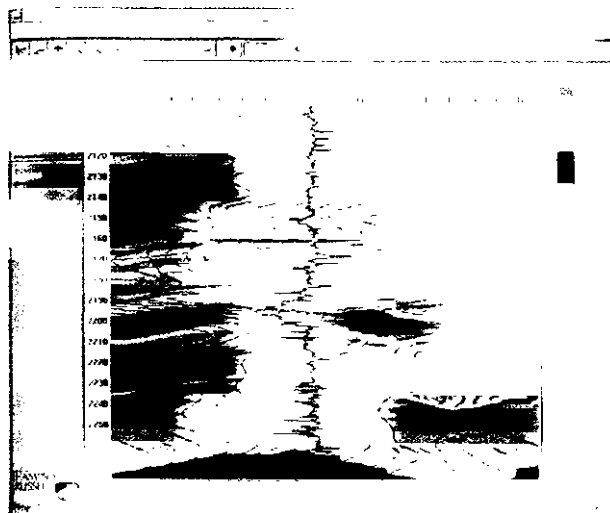


До начала выполнения инверсии в просект пакета STRATA необходимо загрузить несколько прокоррелированных отражающих горизонтов. Они необходимы для задания корректной геометрии при распределении свойств в начальной модели территории. Горизонты можно создать и прокоррелировать внутри пакета, но в отношении автопикинга возможности пакета не очень широки (рис.9.36). Можно рекомендовать создавать горизонты в другом, болсе специализированном на пикинге пакете.

Рис.9.36. Временной разрез. Кранивин-ская площадь

Целсвой объект должен находиться между как минимум двумя горизонтами.

Начальная модель распределения акустической жесткости рассчитывается с выби-раемым интерпретатором разрешением (рекомендуется брать максимально возможное, рав-ное шагу дискретизации сейсмических данных), с использованием всех горизонтов с запол-нением межскважинного пространства по алгоритму Inverse Distance. Возможен выбор еще двух алгоритмов заполнения межскважинного пространства (триангуляция и кригинг, при-чем параметры также выбираются интерпретатором). При создании начальной модели ис-



пользуются данные по скорости и плотности во всех имеющихся на изучаемой площади скважинах (или выбранных для построения модели).

**Рис.9.37. Начальная модель инверсии.
Крапивинское месторождение**

На приведенном рисунке 9.37, изображен фрагмент начальной модели, где хорошо видна проницаемая часть пласта Ю₁³, выделенная оранжевым цветом, и его плохо проницаемая часть и пласт Ю₁² – красным и коричневым – как мы видим, объекты изучения на разрезе различимы, хотя они и

относятся к пластам небольшой толщины или частям песчаного пласта толщиной от 9 до 28 м. Глубина залегания этих пластов – около 2600 м.

В пакете заложена возможность достаточно корректно подобрать сейсмический импульс (рис.9.38). Возможен подбор следующих импульсов:

- 0-фазовый по умолчанию;
- 0-фазовый, полученный статистически;
- импульса полной формы, извлеченный по скважинным данным;
- импульса, рассчитанный по алгоритму Roy White;
- импульса с постоянным фазовым сдвигом.

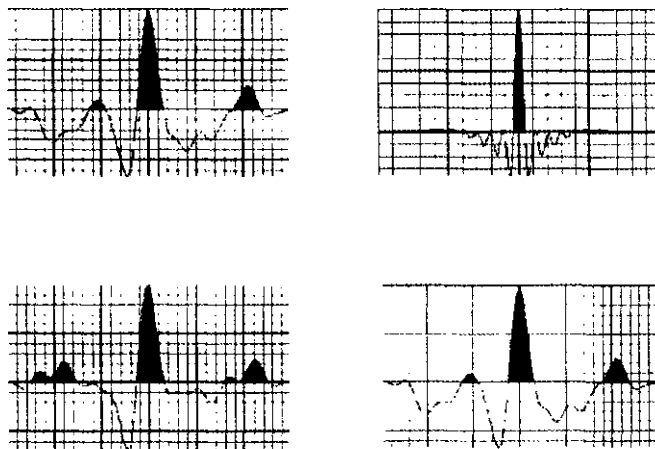


Рис.9.38. Подбор сейсмического импульса

Подбор импульса осуществля-

ется как с использованием скважин, одной или нескольких сразу, так и с опорой только на сейсмический материал, опять-таки с опорой на единичную трассу, осреднение группы трасс возле скважины, или всех трасс всего куба. Длительность импульса задается оператором. Контроль его качества осуществляется анализом фазовой характеристики импульса, а также по функции взаимной корреляции между модельной и реальной трассами.

В рамках начальных работ на изучаемом месторождении для инверсии выбран импульс полной формы, полученный по скважине, как дающий наилучшую сходимость.

В пакете имеется инструмент оценки применимости подобранного импульса в разных точках профиля. На рисунке 9.39 приведен фрагмент окна, в котором изображены разрезы скважин, соответствующие им реальные сейсмические трассы и модельные трассы, рассчитанные с использованием выбранного импульса. Возле каждой скважины при этом подписывается достигнутый коэффициент корреляции и в области заголовка окна – средний коэффициент корреляции в целом по площади. Как мы видим, импульс, дающий хорошее сходство на крайней левой скважине в интервале верхнеюрских отложений, применим и для крайней правой, хотя коэффициент корреляции при этом не велик – причина послед-

него крестя в плохом моделировании меловой части разреза, юрский интервал нас удовлетворил бы. Но для двух скважин, расположенных в центральной части рисунка, этот импульс явно не подходит, т.к. реальные и модельные волновые поля не совпадают. Иными словами, при выполнении инверсии с этим импульсом в окрестностях последних двух скважин расчет акустической жесткости будет сопряжен с большими ошибками, что не может устроить интерпретатора.

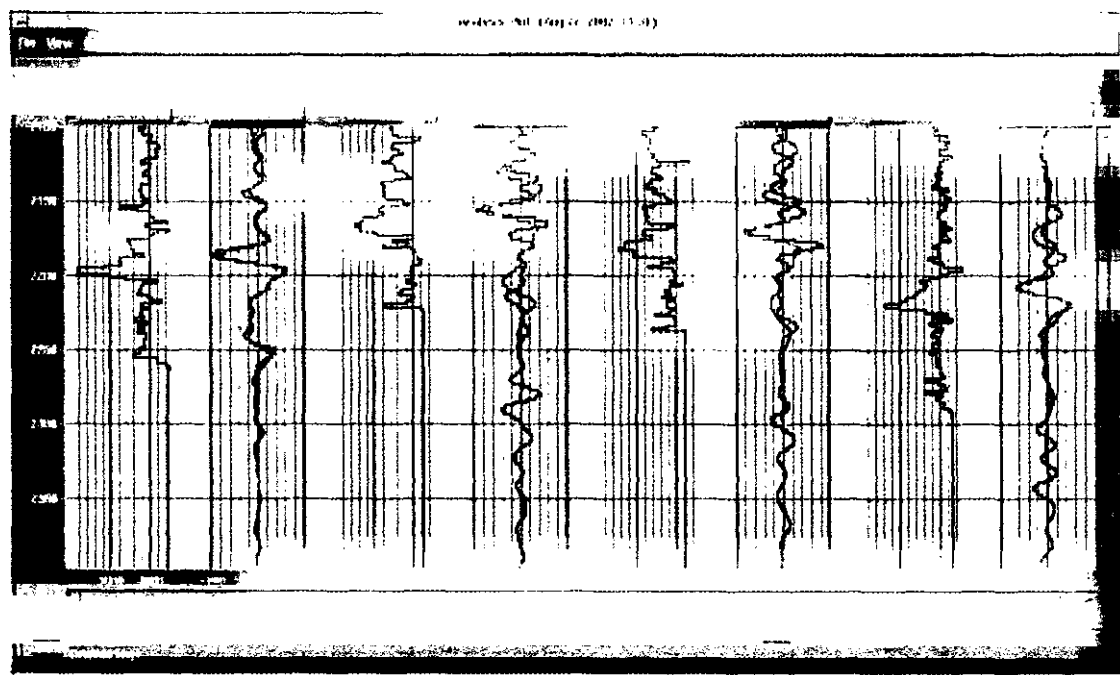


Рис.9.39. Оценка применимости импульса

До начала расчета инверсии пакет предоставляет инструмент подбора параметров

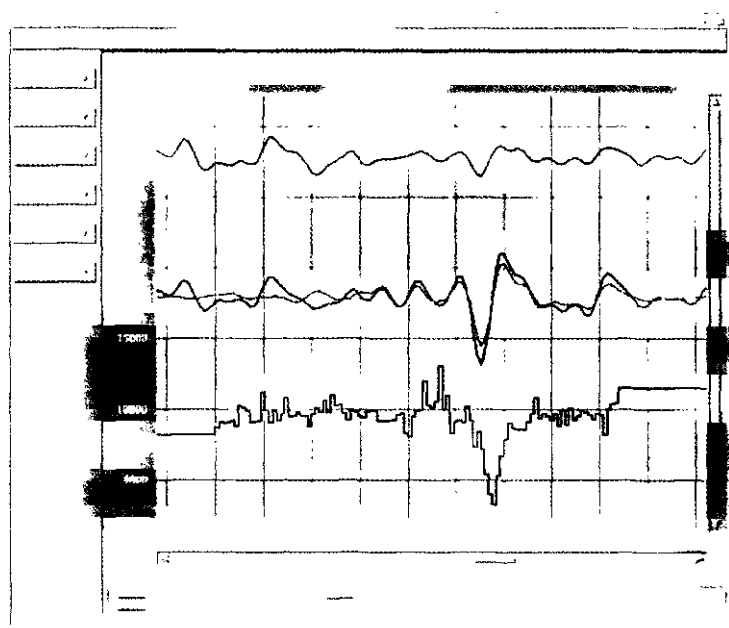


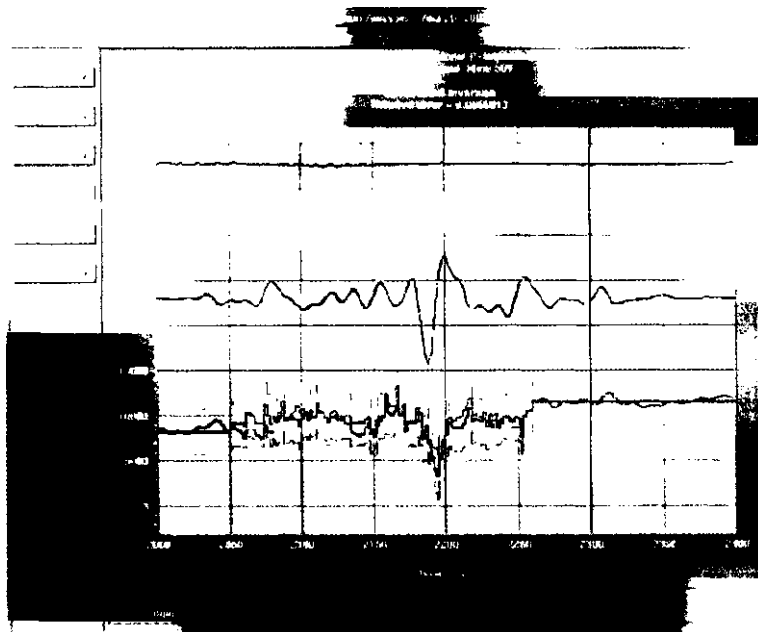
Рис.9.40. Подбор параметров инверсии

инверсионных преобразований (рис.9.40). Таковые выполняются всего по одной трассе и результат отображается в окне, которое изображено на этом слайде. По извлеченному из сейсмической трассы геологическому разрезу рассчитывается модельная сеймотрасса (красная на рисунке) и сравнивается с исходной (черная). Если по рассчитанной акустической жесткости модельная трасса совпадает с реальной, это считается доказательством правдоподобия результата. В окне представлены реальная и наложенная на нее модельная сеймотрассы, соответствующий им разрез начальной модели акустической жесткости, а также трасса расхожде-

ний. На приведенном примере был использован алгоритм основанной на модели инверсии, размер подбираемого блока 4 мс (при шаге дискретизации 2 мс), количество итераций 12 и интервал изменения значений акустической жесткости 25%. Интервал изменения акустической жесткости можно задавать как для всего разреза в целом, так и индивидуально для отдельных пластов. В результате была достигнута неплохая сходимость модельной и реальной трасс, но вместе с тем расхождения остались довольно существенные.

Рис.9.41. Подбор трассы в районе скважины

Изменение параметров инверсии привело к более точному расчету – относительная ошибка уменьшилась до 0,055. Трасса расхождений превратилась практически в прямую линию, а модельная и реальная трассы полностью совпали. Это достигнуто уменьшением размеров подбираемого блока до 2 мс, увеличением количества итераций до 20 и увеличение интервала изменения акустической жесткости до 50%. Увеличение интервала – это более потенциальная



возможность, нежели реальное изменение свойств модели. В окне на рисунке 9.41 вы видите исходную модель – нанесена черным, подобранную – нанесена красным и границы интервал изменения – нанесены зеленым. Подобранной моделью они не достигаются нигде. Вместе с тем начальная модель, а она соответствует разрезу скважины, несколько изменена.

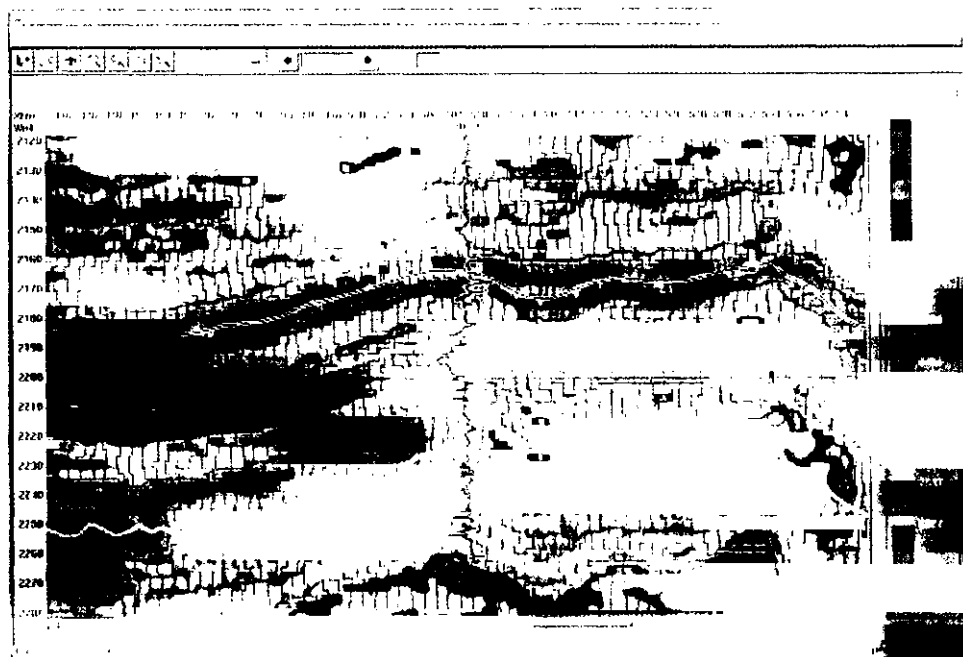


Рис.9.42. Результат инверсии при размере блока 4мс

Если начальные скважинные данные хорошего качества, то это не вполне желаемый результат. Причина изменения может быть в разном масштабе съемки сейсмической и каротажной.

Как вы видите, при выполнении процедур интерпретации существует контроль качества результата. Отсюда рекомендация: почаще им пользоваться.

Еще один инструмент тестирования параметров инверсии до запуска ее на счет – получение инверсионных преобразований всего по одной линии. Это быстро выполняется и результат нагляден. На рисунке 9.42 приведен результат инверсии при размере блока 4 мс. Размер блока великоват для решения поставленной задачи.

Тестирование параметров инверсии до начала счета необходимо не только для того, чтобы убедиться в качестве получаемого результата, но и для экономии машинного времени и места на диске. Время счета зависит от размеров сейсмического куба и от мощности компьютера. В качестве примера можно сказать, что куб площадью около 400 кв. км в интервале 800 мс на WS Sun server 250 пересчитывается в куб акустической жесткости примерно за 18 часов.

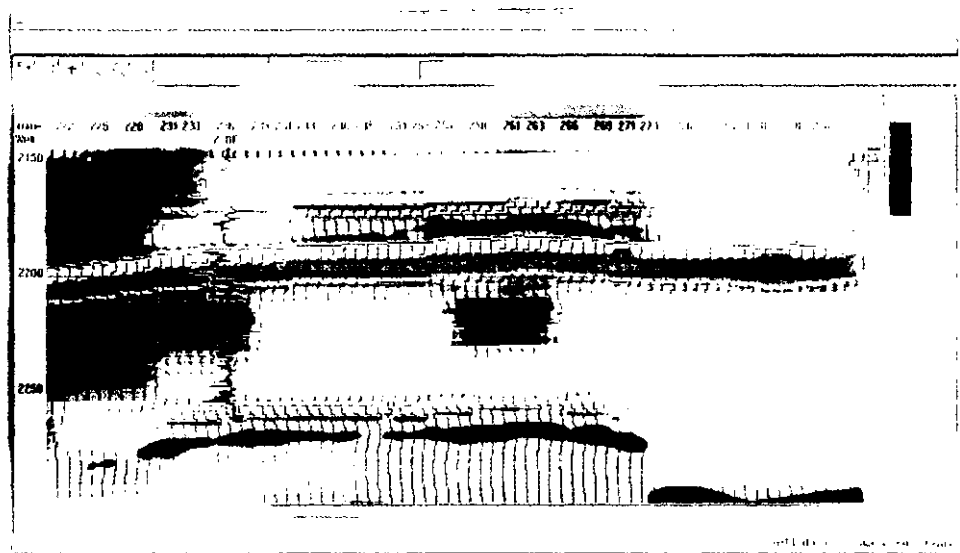


Рис.9.43. Результат инверсии при размере блока 2мс

Приведенный результат расчета инверсии, «основанной на модели» с применением стохастического подхода показал хорошие, но более обобщенные результаты (рис.9.43). Размер подбираемого блока 2 мс, параметры стохастического моделирования взяты по умолчанию. Также на этом месторождении до начала работ были опробованы варианты расчета инверсии частотно-ограниченной и по нейронной технологии. Первый дает хорошие, но недостаточно детальные результаты. Важно то, что он не зависит от начальной модели. Второй алгоритм при достижении высокой разрешенности отдельных слоев в целом дает менее правдоподобную картину и отличается меньшей стабильностью результата.

Результат счета, возможно, представить в виде среза по кубу акустической жесткости, как на фиксированном времени, так и согласно имеющимся в проекте горизонтам. На рисунке 9.44 изображен срез на 22 ме ниже горизонта, соответствующего подошве бажновской свиты. Этот срез соответствует нижней части песчаного пласта Ю₁³, основного продуктивного пласта на этом месторождении. На карте просматривается изменение свойств пласта по латерали и наличие нескольких тел с улучшенными коллекторскими

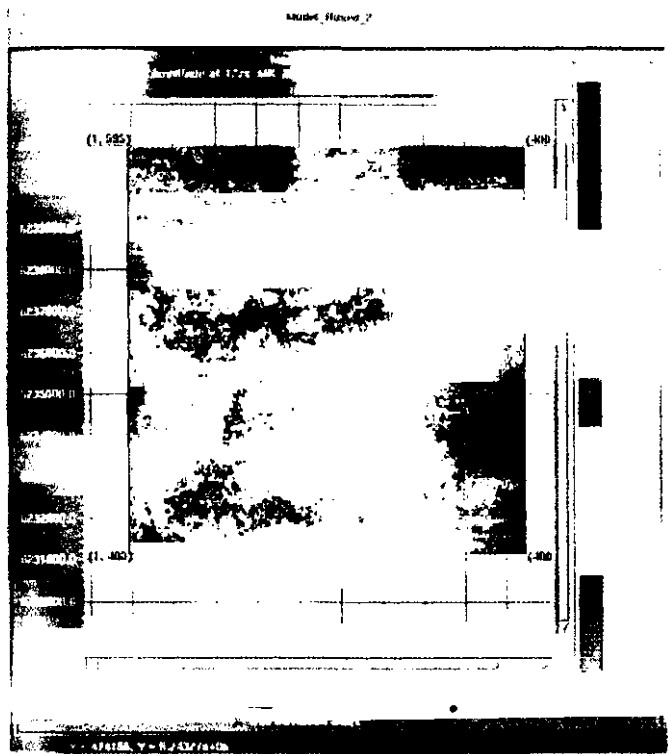


Рис.9.44. Срез по рассчитанному кубу инвер-
неоднородному сейсмическому материалу в усло-
виях сильной латеральной изменчивости сейсмиче-
ского импульса. Изначально это предполагает, что
расчет акустической жесткости будет корректен
только вблизи скважины, на которой подбирался
импульс, и будет связан с большой ошибкой на
удалении от нее (на остальной части территории).
Степень изменчивости подобранных с использова-
нием скважин импульсов оказана на рисунке 9.45.

Куб сейсмических данных по выбранному
алгоритму инверсионных преобразований (осно-
ванная на модели инверсия, размер блока 2 мс, ко-
личество итераций 20, интервал изменения акусти-
ческой жесткости 50%) был пересчитан в кубы аку-
стической жесткости с каждым из подобранных им-
пульсов.

По каждому из полученных кубов были рас-
считаны карты средней акустической жесткости песчаного пласта Ю_1^3 (рис.9.46). Вопреки
ожиданиям значительной нерегулярной ошибки при определении акустической жесткости в
стороне от скважины с подобранным импульсом, все полученные карты имеют общие чер-
ты, и отличаются в основном субрегиональным трендом или низкочастотной составля-
ющей, который легко устраняется при калибровке данных карт на скважинные значения –
введении поправок. Это показывает, что инверсионные преобразования дают устойчивый
результат даже в таких сложных условиях применения и отображают реальную структуру
изучаемого пласта – регулярная составляющая во всех картах весьма значительна.

свойствами в центральной и южной
частях изученной территории. Восточ-
нее выделяется зона с повышенной
акустической жесткостью и явно более
плохим пластом с точки зрения его
свойств как резервуара.

Рассмотрим более подробно ре-
зультаты применения инверсионных
преобразований на фрагменте Крапи-
винского месторождения. Пример этот
может быть интересен в методическом
плане, т.к. инверсия выполнялась по

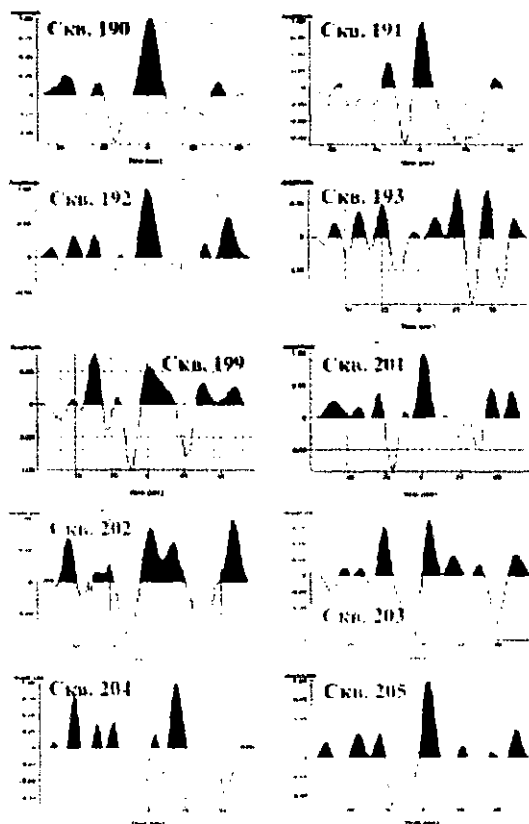


Рис.9.45. Форма сейсмических им-
пульсов

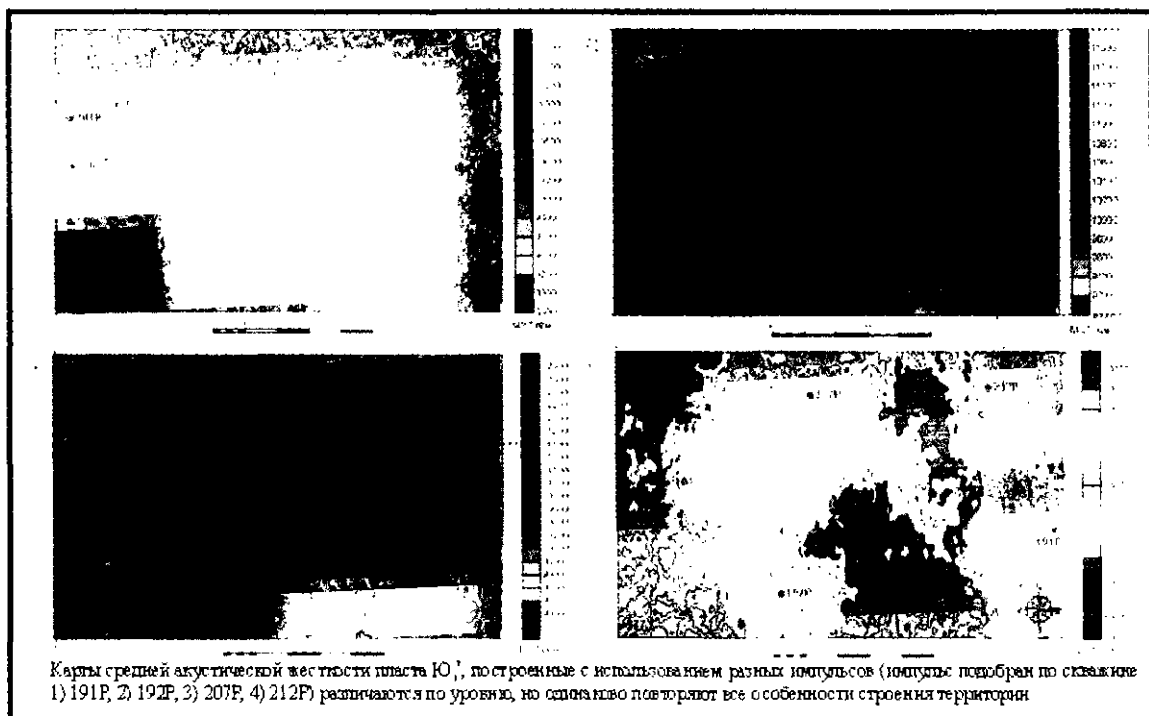


Рис.9.46. Карты средней акустической жесткости

На основе карт средней акустической жесткости пласта Ю₁³ и зависимости между акустической жесткостью и открытой пористостью, полученной по результатам изучения керна на Крапивинском месторождении, получены карты средних значений открытой пористости этого пласта в целом. На рисунке 9.47 приведены 2 из них (слева). Карты открытой пористости отнормированы на средние значения открытой пористости, полученные по

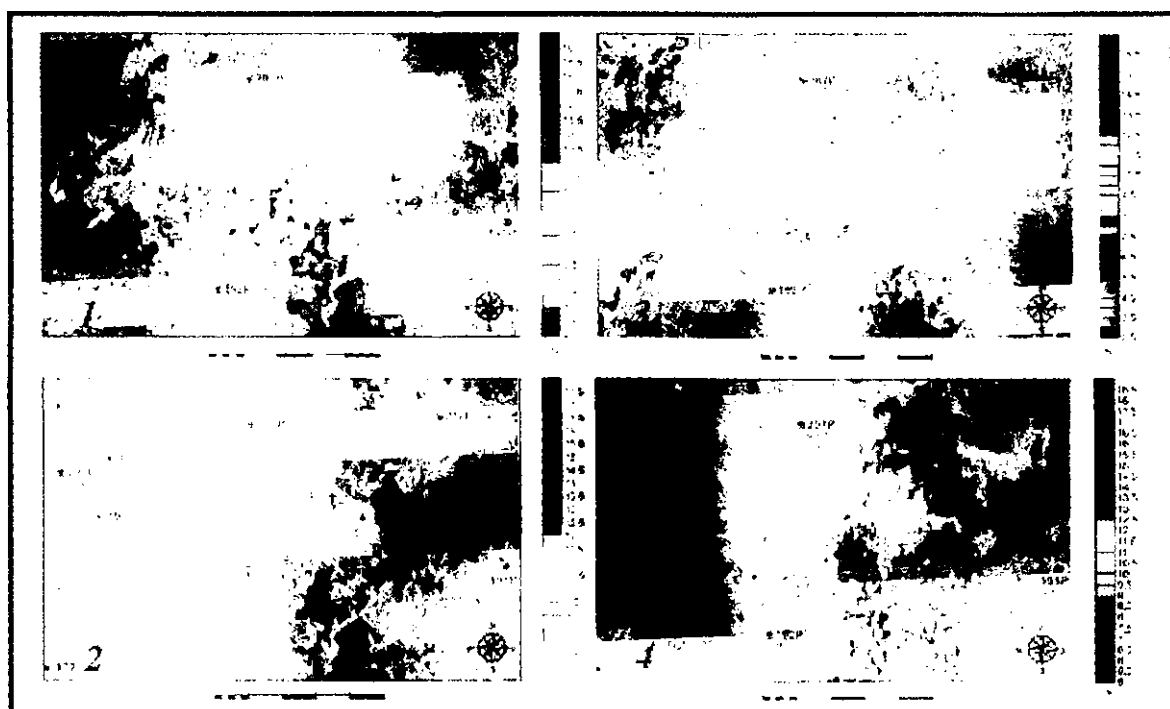


Рис.9.47. Схематические карты пористости

скважинным данным – результатам интерпретации кривых ГИС. Две из отнормированных карт приведены на рисунке справа. Как мы видим, карты достаточно сходны одна с другой.

Поскольку отклонение значений на полученных картах может быть в произвольном направлении, то простое осреднение должно уменьшить ошибку и привести к более надежному результату. В результате было проведено осреднение всех полученных карт открытой пористости (на месторождении таких было построено 20 – достаточное количество для применения статистического осреднения) и получена одна результирующая карта, представленная на рисунке 9.48.

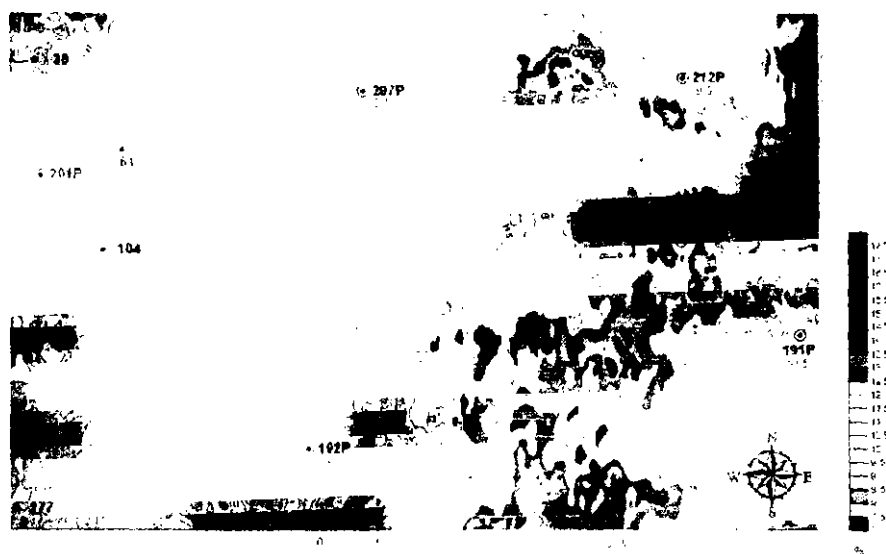


Рис.9.48. Схематическая карта средней пористости

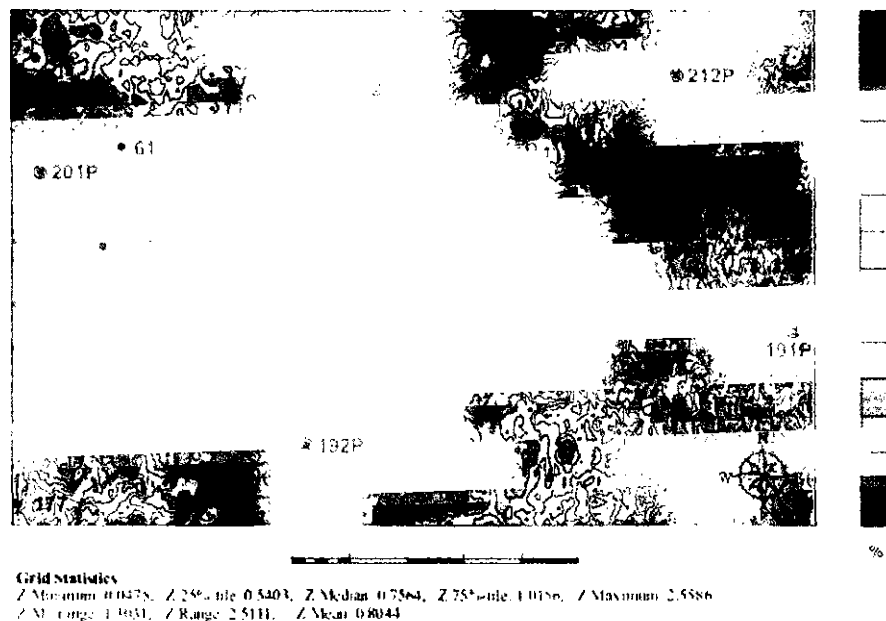


Рис.9.49. Карта распределения стандартного отклонения средней пористости

Оценка степени расхождения отдельных карт открытой пористости была выполнена путем расчета карты стандартного отклонения (рис. 9.49). По ней определено, что на 75% территории стандартное отклонение определения пористости на полученных картах меньше

1% пористости, что свидетельствует о надежности результата и возможности применения этих карт для осреднения. На отдельных участках, очень ограниченных территориально, ошибка поднимается до 2% и это необходимо учитывать при размещении бурения – на этих участках риск ошибки больше.

По такой технологии были обработаны данные по всему месторождению, в результате получена карта средней пористости пласта Ю₁³. В целом для месторождения из-за неравномерного распределения выноса керна по территории использована связь между акустической жесткостью и пористостью, полученная по результатам интерпретации ГИС (рис.9.50). Карта использована при построении 3-мерной модели месторождения и гидродинамическом моделировании. О повышении точности построения модели с использованием результатов инверсии говорит такой факт: предыдущая модель месторождения после проведения адаптации имела расхождения с фактической годовой добычей до 15%, новая модель без адаптации имела расхождения до 5%, т.е. ошибка уменьшилась в 3 раза.

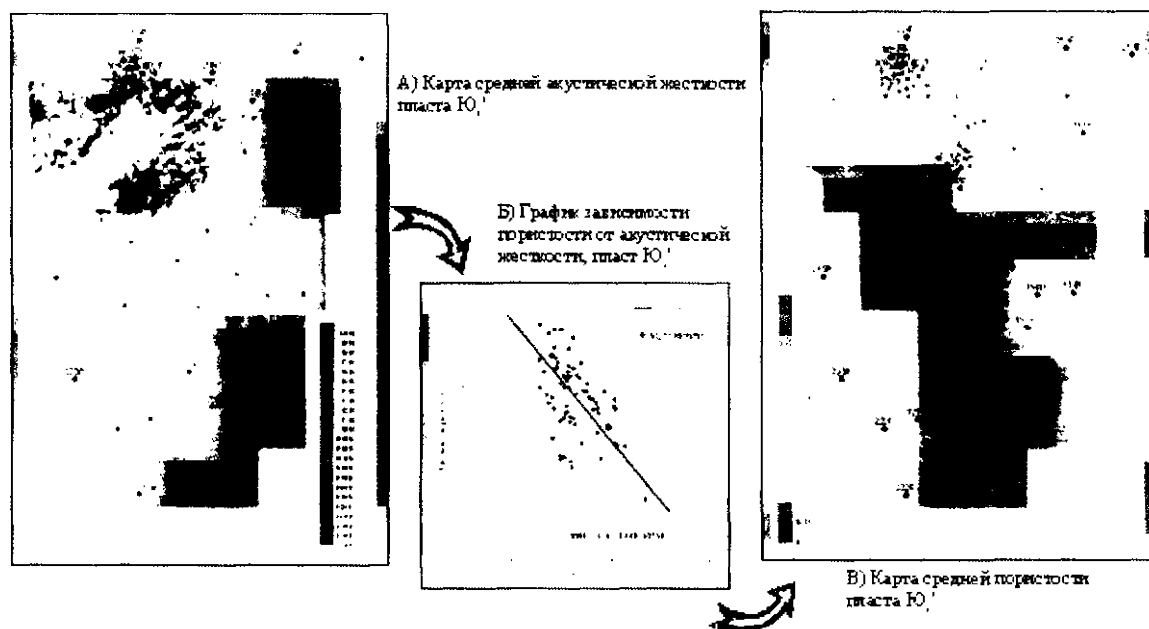


Рис.9.50. Схема пересчета инверсии в значения пористости

Однако анализ карты средней открытой пористости на месторождении показал, что она недостаточно хорошо описывает строение изучаемого пласта. В процессе работы было отмечено, что лучшие нефтеносные скважины в западной части месторождения характеризуются сравнительно невысокой средней пористостью пласта в целом (11,5%), а в восточной части практически сухие скважины характеризуются такими же уровнями значений (10 - 12,1%). Нефтяные скважины в юго-восточной части при существенно меньших дебитах характеризуются более высокими значениями средней пористости пласта (до 14,9%). Это однозначно указывает на высокую неоднородность и сложность строения изучаемого пласта Ю₁³ и необходимость перехода к оценке средней пористости только его эффективной части.

Такой пересчет был произведен с использованием результатов интерпретации материалов ГИС. В каждой скважине определялась удельная толщина эффективной части пласта и средняя пористость его неэффективной части. Тогда средняя пористость определялась как:

$$\Phi_{cp} = \Phi_{cp}^2 \cdot H^2 + \Phi_{cp}^{нэ} \cdot (1 - H^2) \quad (9.1)$$

откуда

$$\Phi^3_{cp} = \Phi_{cp} / H^3 - \Phi^{nz}_{cp} / H^3 + \Phi^{nz}_{cp} \quad (9.2)$$

пусть $A = 1/H^3$, и $B = \Phi^{nz}_{cp} - \Phi^{nz}_{cp} / H^3$ (9.3)

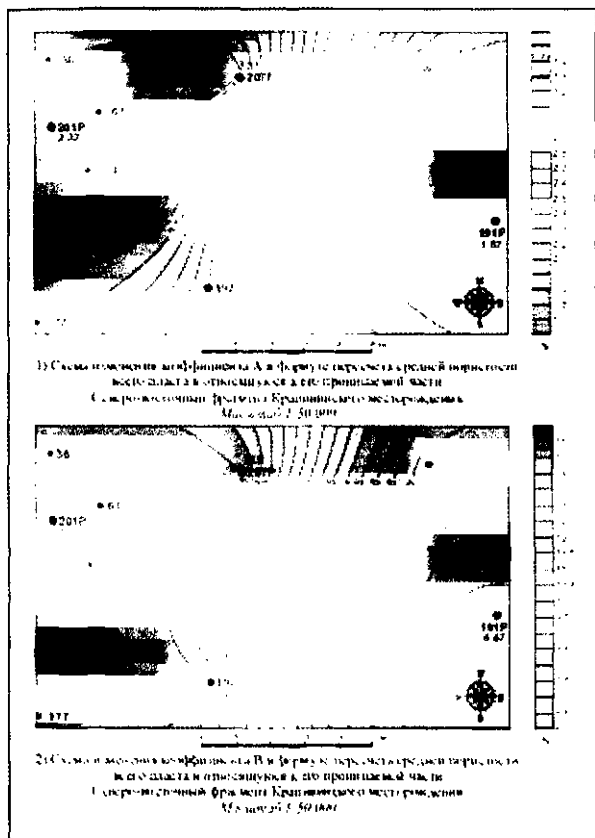
тогда $\Phi^3_{cp} = A \cdot \Phi_{cp} + B$ (9.4)

где Φ_{cp} - средняя открытая пористость пласта в %

Φ^3_{cp} - средняя открытая пористость эффективной части пласта в %

Φ^{nz}_{cp} - средняя открытая пористость в неэффективной части пласта в %

H^3 - доля эффективной части в общей толщине пласта



Коэффициенты А и В были определены в каждой из скважин и по полученным значениям были построены карты их изменения по площади (фрагменты карт приведены на рисунке 9.51).

Рис.9.51. Карты изменения коэффициентов А и В. Красивинское месторождение

На основе полученных карт коэффициентов А и В и карты средней пористости пласта в целом была получена карта открытой пористости эффективной части пласта Φ^3_{cp} (рис. 9.52). Полученная карта была использована при планировании размещения эксплуатационного бурения на месторождении в 2003 году и показала высокое качество прогноза коллекторских свойств пласта по сейсмическим данным.

Заметьте, что чисто сейсмической информацией является распределение акустической жесткости по изучаемой территории, остальные пересчеты были сделаны на основе скважинных данных и результатов изучения керна. Опираясь на них, можно

сделать сугубо предварительную оценку распределения проницаемости пласта на месторождении.

Хорошо известная и часто используемая зависимость между открытой пористостью и проницаемостью имеет логарифмический характер и описывается приведенным на рисунке уравнением. В нем опять-таки присутствуют коэффициенты А и В. Такая зависимость была определена на месторождении для эффективной части пласта в каждой из разведочных скважин на основе исследований отобранного керна. В итоге были построены карты изменения этих параметров на месторождении, отражающие неоднородность и изменчивость используемой взаимосвязи на месторождении (рис.9.53).

Как результат арифметических действий с картами средней открытой пористости и коэффициентов А и В получена схематическая карта средней проницаемости потенциально продуктивной части пласта Φ^3_{cp} для части месторождения. В название карты не случайно добавлено слово схематическая. Проницаемость есть характеристика скорости протекания жидкости через среду и измерить ее мгновенными замерами нельзя. Можно ее оценить по



**Рис.9.52. Схематическая карта средней пористости.
Крапивинское месторождение**

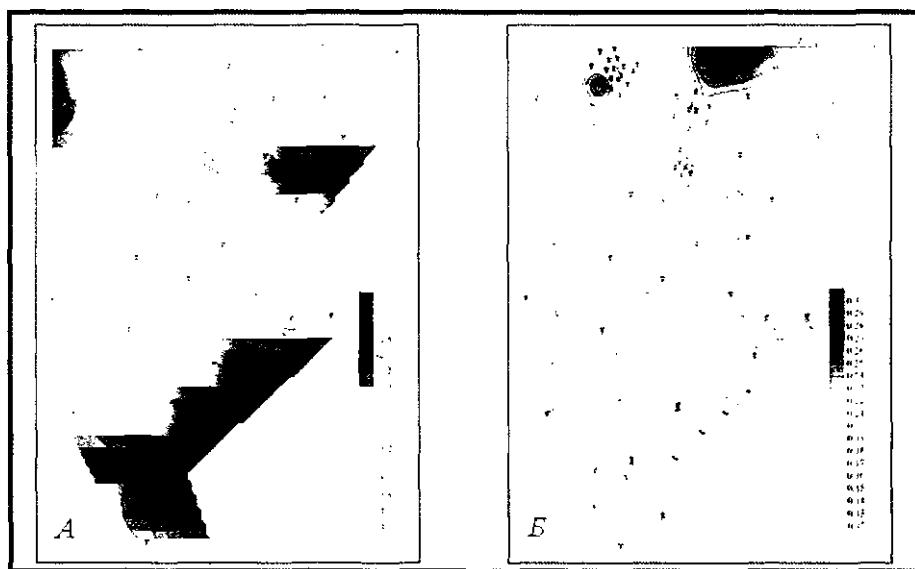


**Рис.9.53. Карты распределения свободного члена А и множителя В.
Крапивинское месторождение**

связям с другими параметрами, например, пористостью. В этом случае точность оценки проницаемости всецело зависит от надежности такой связи. Не случайно даже по материалам ГИС, когда мы производим измерения на самом пласте, проницаемость оценивается с достаточно большой погрешностью. Тем более это относится к сейсморазведке. Данную карту мы получили по двум связям акустическая жесткость – пористость – проницаемость. Мы постарались учесть изменчивость этих связей в пространстве, тем самым повысить достоверность карты. Она дает представление об особенностях строения изучаемой территории, но носит, конечно, оценочный характер (рис.9.54).

Инверсия сейсмических данных, как и все другие методы, не является панацеей, и с ней связаны помимо многочисленных положительных сторон возможные ошибки и некорректности, которые могут свести на нет все плюсы данной методики, если не обращать на

них внимание. Рассмотрим кратко некоторые проблемы и возможные ошибки, возникающие при выполнении сейсмической инверсии.

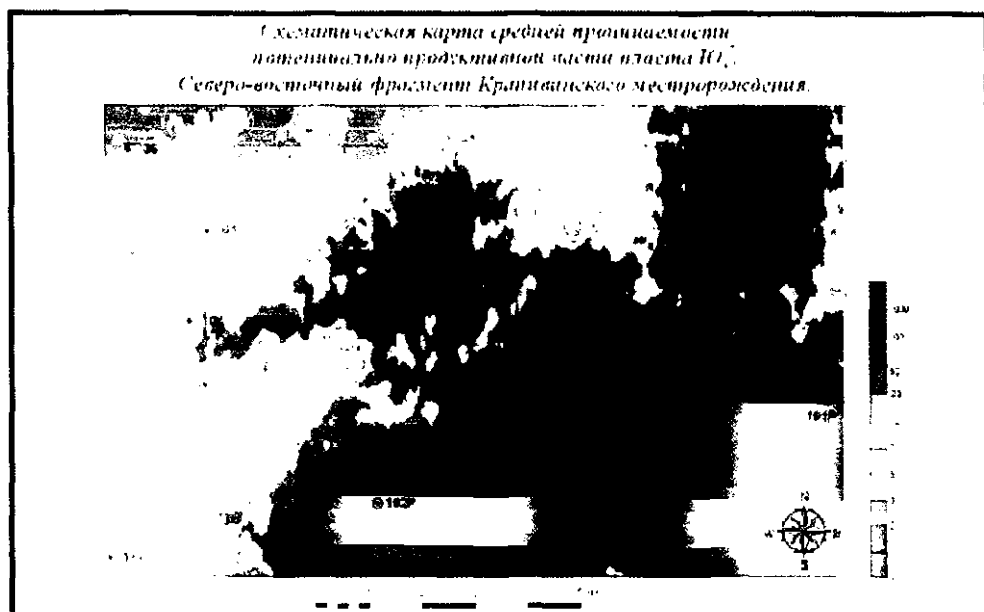


Рис.9.54. Схематическая карта средней проницаемости. Крапивинское месторождение

Как влияет частотный диапазон на качество инверсии? Он оказывает на результаты счета исключительно важное влияние. На рисунке 9.55 приведен график (справа), где помещены результаты инверсии при разном интервале использованных частот. Крайний слева – исходный геологический разрез, далее инверсия при использовании частот до 500 гц, затем до 250 гц и до 125 гц. Мы видим, как практически точное повторение исходного геологического разреза сменяется достаточно сглаженной картиной. И это при одних и тех же

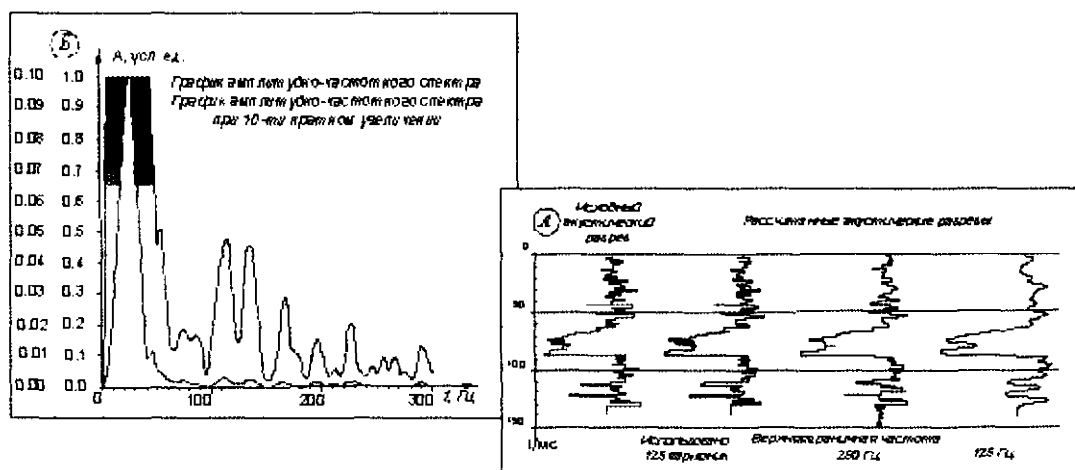


Рис.9.55. Влияние частотного диааназона на качество инверсии

входных данных: сейсмотрассе и сейсмическом импульсе. Заметим, что в предыдущие годы ради экономии машинного времени иногда переходили при обработке сейсмических материалов на шаг дискретизации 4 мс, при этом использовали заведомо грубый фильтр, срезающий ложные частоты – антиалейсинг-фильтр, в результате чего верхняя частота снижа-

лась до 62,5 гц. Понятно, что в этом случае мы приходим к геологическому разрезу настолько заглаженному, что он мало отличается от исходной волновой картины и в то время бытовало мнение, что инверсия, это всего лишь первая производная по волновому полю.

Но какие частоты реально присутствуют на сейсмической записи? При шаге дискретизации физически нам доступны 250 гц. На сейсмостанциях «Прогресс» при этом стоял антиалийсинг-фильтр на 125 гц – на всякий случай резали в 2 раза больше. Сейчас французы, разработчики сейсмостанций Sersel при шаге дискретизации 2 мс рекомендуют сохранять частоты до 200 гц – по их экспертной оценке, они вполне реальные. К сожалению, высокие частоты фильтруются не только геологической средой, но частотный диапазон сейсмических материалов часто уменьшен в результате обработки (особенно в области ВЧ) от реальных 160 до 120 гц – это мнение известного американского геофизика, приведенное в книге доктора Р.Бембея.

Снятие высоких частот при приеме и обработке сейсмических сигналов обосновывалось тем, что амплитуда их мала и они становятся сопоставимы или ниже уровня помех. Однако, что такое помеха, никто до сих пор точно сказать не может. На рисунке 9.55 слева приведен амплитудно-частотный спектр модельной сеймотрассы в двух масштабах, использованной для расчета инверсии на рисунке 9.3. Спектр вполне реальный, высокие частоты характеризуются очень низкими значениями амплитуд. Однако их использование приводит к существенному повышению качества инверсии. Они как соль в супе: доля их ничтожна, но на вкус влияют исключительно сильно. Итак, сохранение во временном разрезе высоких частот даже с невысокими значениями амплитуд существенно повышает качество инверсии. Еще один вывод – разрешающая способность сеймики после процедуры инверсии ограничивается только шагом дискретизации, а это всего лишь техническое решение. Французы на ряде съемок уже перешли на шаг дискретизации 0,1 мс.

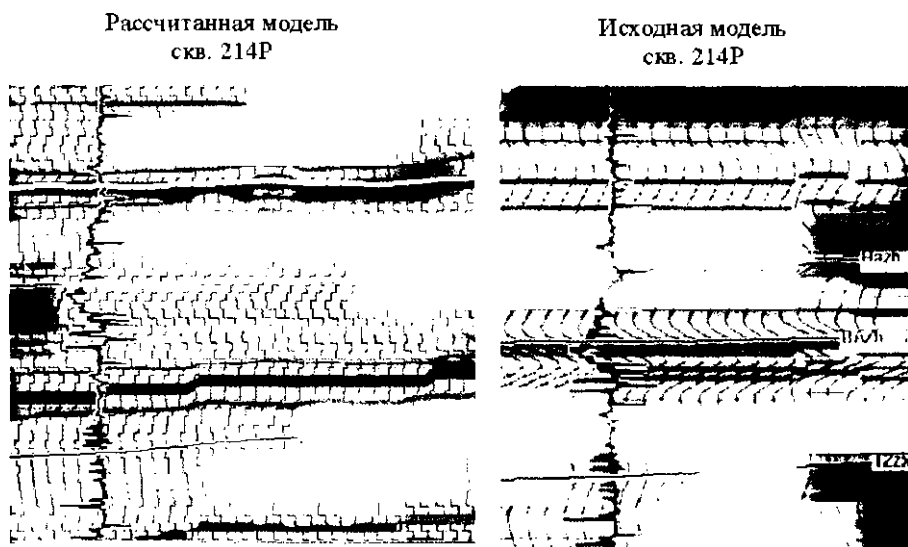


Рис.9.56. Оценка сходимости рассчитанной и исходной моделей

Сравнительно невысокая оценка сходимости модельных и реальных трасс при использовании обобщенного импульса ко всему кубу приводит к значительным ошибкам в прогнозе акустической жесткости разреза вблизи

скважин и (надо полагать) между ними (рис.9.56). То же самое происходит и при использовании импульса, подобранного по отдельной скважине, при его сильной изменчивости по площади. Выход из такой ситуации – либо предварительная предобработка сейсмических данных по процедурам с сохранением формы импульса, либо использование пакета инверсии, работающего с переменным импульсом по площади. Импульс переменен не только по площади, но и по вертикали. Вы помните, что высокие частоты быстрее затухают с увеличением глубины. Поэтому если ваше месторождение многопластовое, и интервал по глубине достаточно велик, вам потребуется работать с каждым из пластов со своим импульсом.

Рис.9.57. Изменение уровня значений акустической жесткости в исходной и рассчитанной моделях

При выполнении сейсмической инверсии может наблюдаться существенное изменение уровня значений акустической жесткости в рассчитанной модели по сравнению с исходной моделью (рис.9.57). Если в межскважинном пространстве это может рассматриваться как положительный результат, то изменения в районах опорных скважин нежелательны – ведь это исходная информация, на которую мы опираемся и ее изменять не корректно. Единственной причиной изменения сможет быть различие масштабов съемки сейсмической и радиуса сбора информации при каротаже. Если последний охватывает от долей метра до первых метров относительно ствола скважины, то для сейсморазведки это первая зона Френеля и даже после миграции она составляет первые десятки метров. При необходимости эти несоответствия возможно исправить последующей калибровкой на исходные данные.

Классическая инверсия работает с сейсмотрассами нормальных отражений. Трасса ОГТ в общем случае не такая. Поэтому и инверсионные преобразования физически не абсолютно точны. Ситуацию исправляет применение эластической инверсии, которая все шире и шире используется западными фирмами. Эта инверсия работает с первичными сейсмотрассами и учитывает углы падения и отражения каждой из них и изменения при этом отражающих свойств пластов. Такая инверсия более трудоемка, требует наличия первичных материалов, но и более точна.

Временной разрез не бывает абсолютно чистым от волн-помех даже при применении самых современных методов обработки. Это также надо принимать в расчет при интерпретации результатов инверсии.

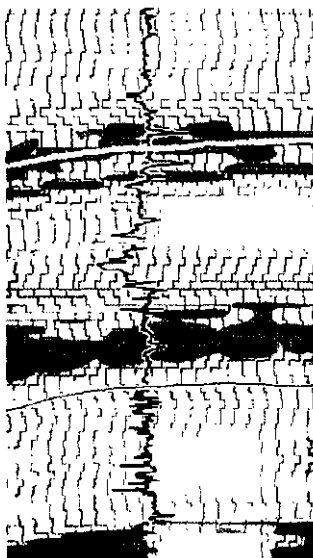
В некоторых алгоритмах инверсии, основанной на модели, например, результат зависит от исходной акустической модели, т.к при моделировании решение не единственное, одну и ту же сейсмотрассу (или очень близкие друг к другу) можно получить по нескольким вариантам строения геологического разреза. Это приводит к тому, что в ситуации резкого изменения строения разреза инверсия может дать не достаточно достоверный результат, стремясь обеспечить получение модельной волновой картины, близкой к реальной на основе возможно более близкого к исходному разреза. Выход – использование подходящих к геологическим условиям вариантов инверсионных преобразований.

Заключение

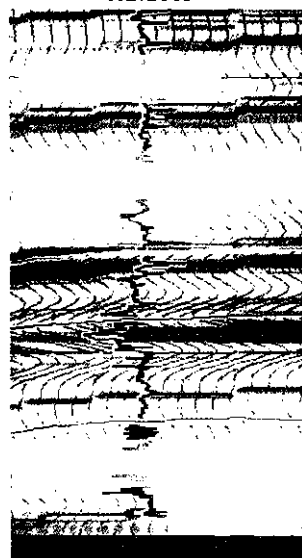
В заключение рассмотрения инверсии надо сказать следующее. Все рассмотренные примеры касались стандартной инверсии, рассчитанной на псевдовертикальные отражения. Даже такая инверсия редко применяется в России. Вместе с тем применение ее дает существенные преимущества при изучении месторождений. К ним относятся:

- Переход от волнового поля к акустическим жесткостям;

Рассчитанная модель
скв.208Р



Исходная модель
скв.208Р



- Уход от интерференционности волнового поля;
- Повышение вертикальной разрешенности;
- Возможность пересчета акустической жесткости в свойства пласта по зависимости керн-керн;
- Возможность увидеть на временных разрезах и картах положение контактов УВ и контуров залежи или зон улучшенного коллектора.

Одним из наиболее перспективных направлений количественной интерпретации данных сейсморазведки является AVO или AVA анализ. Оба названия относятся по сути дела к одному и тому же явлению: изменению амплитуды отражения волны в зависимости от угла падения (Amplitude Versus Angle) или в зависимости от выноса, удаления взрыв-прибор (Amplitude Versus Offset). Эта технология получила широкое развитие по мере того, как стали очевидны недостатки в интерпретации суммотрасс ОГТ из-за их нефизичности, а также потому, что технология AVO позволяет не только производить определения литологии, но и насыщенности, для чего существуют физические предпосылки. Метод применим и даст результаты в условиях, когда прямые признаки наличия углеводородов не проявляются. Поэтому многими компаниями AVO-анализ рассматривается как один из основных методов при поисках месторождений УВ, прежде всего газа.

Основой данного метода является зависимость амплитуды отражения от удаления. Коэффициенты отражения лежат в основе регистрируемых сейсмических амплитуд, а они меняются вместе с углом отражения (AVA) или, что идентично углу, удалению взрыв-прибор (AVO). Изменения амплитуды видны на первичных сейсмограммах ОПВ или на сейсмограммах общей глубинной (средней) точки (ОГТ) (CMP) – но только до суммирования. После ввода кинематических поправок и суммирования изменения амплитуд теряются. Для нас важно: AVO-эффект мы прослеживаем на первичных материалах, материалы ОГТ для этого непригодны. Для выделения аномалий AVO необходима специальная обработка до суммирования и обработка с сохранением амплитуд.

Наиболее фундаментальным в описании коэффициентов отражения на границе раздела двух сред является уравнение Цёппритца, которое описывает изменение зависимости сжатия и растяжения сред при пересечении волной границы раздела. Уравнение достаточно длинное и нелинейное, в нем много параметров, которые обычно не известны и поэтому в полном виде оно используется редко. К критически важным параметрам при расчете эффекта AVO относятся: скорость Р-волн, скорость S-волн, ρ - плотность, σ - коэффициент Пуассона.

Во всех рассмотренных нами ранее случаях мы считали, что волна падает на отражающую границу вертикально или близко к этому (нормальное падение). При этом коэффициент отражения описывается формулой

$$R_{1-2} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (10.1)$$

Эта формула строго соответствует только нормальному падению ($i = 0^\circ$) и пригодна для малых углов падения от 0° и 15° . При больших выносах это условие не соблюдается. Более того, мы специально можем спроектировать систему наблюдения с приемом на больших углах отражения. В действительности амплитуда смещения отраженной волны также является функцией угла падения падающей волны, или удаления источника сигнала от точки приема (выноса).

Перейдем к формуле коэффициента отражения, учитывающей углы падения и преломления. Она выглядит следующим образом:

$$R_{1-2} = \frac{\rho_2 V_2 \cos i - \rho_1 V_1 \cos r}{\rho_2 V_2 \cos i + \rho_1 V_1 \cos r} \quad (10.2)$$

где R_{1-2} есть отношение амплитуды отраженной волны к амплитуде падающей волны на границе слоев 1-2 (R изменяется от -1 до +1)

V_1, V_2 : скорости в средах

ρ_1, ρ_2 : плотности сред

i : угол отражения в среде 1

r : угол преломления в среде 2

В действительности формула еще сложнее и учитывает скорости как продольных, так и поперечных волн (V_p и V_s – основа для расчета параметра γ), а также рефракцию волн на поверхности раздела двух сред и другие волновые явления.

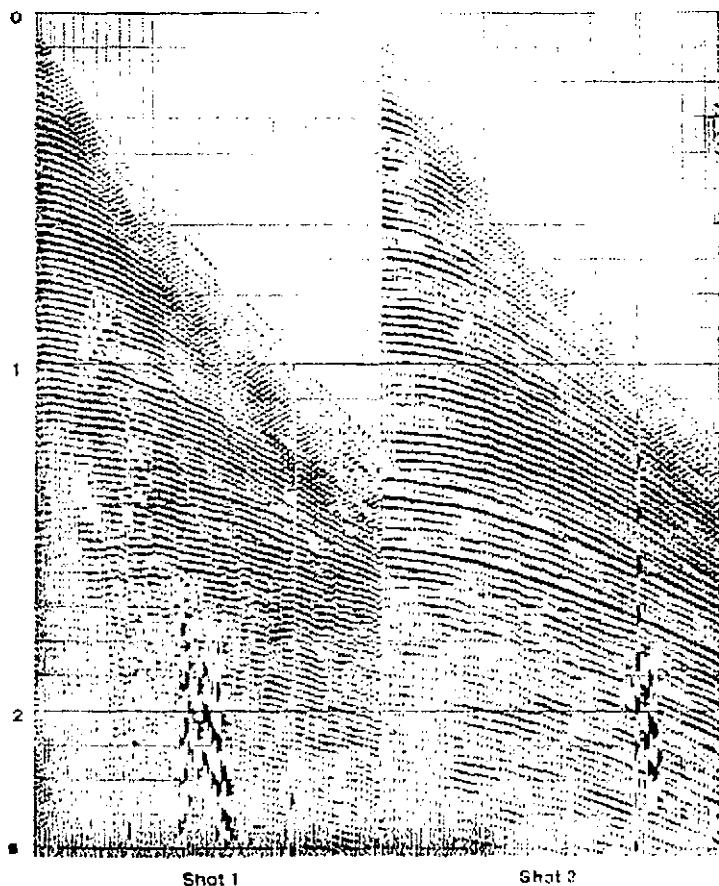
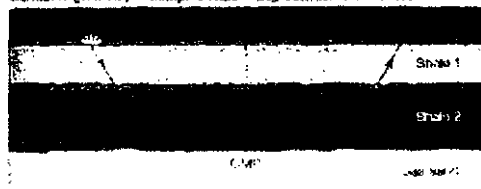
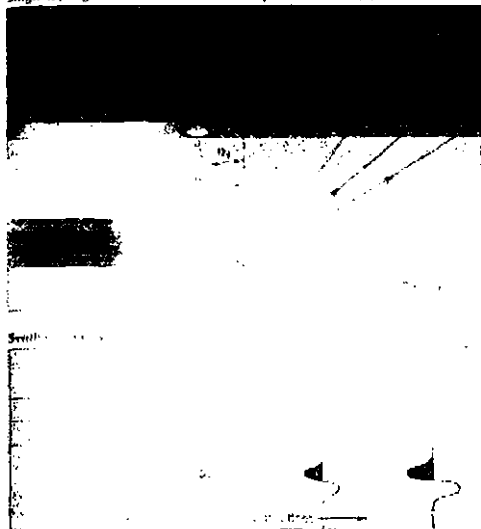


Рис.10.1 Зависимость амплитуды от удаления.

На рисунке 10.1 приведены две сейсмограммы общего пункта взрыва (ОПВ). Данные сейсмограммы вполне физичны. Для нас актуально то, что максимальный вынос взрыв-прибор довольно велик. При использованной фланговой системе количество каналов около 80, и при условно взятых 50 м между каналами мы получаем удаление около 4 км. Несмотря на недостаточно крупный масштаб изображения, на сейсмограммах видно, что для первой из них (расположенной слева) более характерно снижение амплитуды практически всех годографов по мере увеличения выноса, а для второй – увеличение. В данном примере это может быть связано с изменением свойств пластов или их литологии по латерали, в случае сейсмограмм ОГТ (но не суммотрасс!) все отражения относились бы к одним и тем же глубинным точкам, и тогда изменения амплитуд характеризовали бы свойства именно их. Влияние изменения свойств по горизонтали было бы исключено.

Простое моделирование иллюстрирует принципы AVO-эффекта. В верхней части рисунка 10.2 показаны модельные трассы, соответствующие отражению от кровли газонасыщенного песчаника, залегающего под толщей глин. По мере увеличения выноса, амплитуда отражений увеличивается. Корректно говорить при этом об отрицательной фазе волны, соответствующей отражению от кровли пласта. Однако, вследствие длительности импульса его вторая положительная фаза также будет увеличиваться по величине. В реальности более точно считать изменение амплитуд именно от угла падения, т.к. при более сложной двуслойной модели перекрывающей толщи (а реальность еще сложнее) угол падения получается иной, нежели при тех же удалениях в однослойной модели.

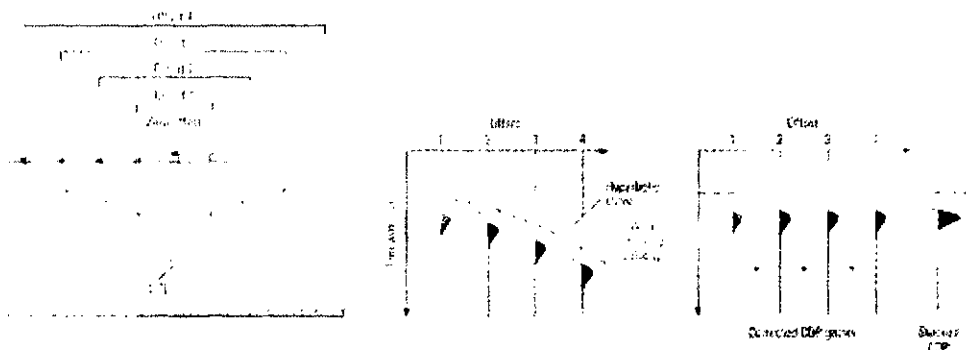


Single layer acquisition geometry associated with the seismic traces showing AVO effect in gas sand and a multilayer geometry. Synthetic traces show amplitude increasing with offset (reflections to the left becoming more negative). Although seismic coordinates are based on offset, every reflecting interface changes in amplitude with increasing proportion of the reflector is shown at an angle θ . Because the reflection point is midway between source and receiver and common to all traces, it is called the common midpoint (CMP). A collection of traces is known as a gather in this sense a CMP gather. In simple cases, the width of a gather is uniform density or offset intervals, or equal relationship exists between offset and angle of incidence. But most of the time, because of variations in density and velocity, banding is required, requiring any trace modification to relate angle to offset.

Рис.10.2. Основы анализа зависимости AVO-AVA

Вспомним суть суммирования по ОГТ (10.3). Из отдельных сейсмограмм общего пункта взрыва производится выборка по одной трассе, относящейся к одной и той же общей глубинной точке, приводящая к образованию сейсмограмм ОГТ. Сейсмограммы ОГТ формируются с увеличением выноса между пунктами взрыва и приема по горизонтальной оси X, при этом годографы отраженных волн образуют гиперболы. Годографы спрямляются с применением средних скоростей суммирования, и затем суммируются, образуя единичную суммотрассу ОГТ, условно приведенную к нулевому выносу. В итоге результирующая трасса имеет кратно более высокое соотношение сигнал/помеха, нежели любая из исходных трасс. Но в этом случае интересующая нас информация об изменении амплитуд отражений в зависимости от удаления потерянна.

нении амплитуд отражений в зависимости от удаления потерянна.



Stacking traces from a common depth point (CDP) gather. Traces from several source-receiver pairs at different offsets from the common depth point are collected to form a CDP gather. Gathered traces are displayed in coordinates of time versus offset (center), in which the shape of reflection arrivals from a flat reflector defines a hyperbola. The arrivals are shifted into alignment using a stacking velocity, or offset versus time relationship, and stacked (summed), to create a single trace with higher signal-to-noise ratio than that of any of the original traces.

Рис.10.3. AVO-AVA и суммирование

На рисунке 10.4 приведен результат сейсмического моделирования. В качестве основы взят только один разрез вдоль ствола скважины, но модельные трассы посчитаны с разными углами падения. На модели мы видим, что до 15° модельные трассы действительно достаточно похожи друг на друга. Но трассы, рассчитанные для углов $36-38^\circ$, отличаются от них очень сильно. Это еще раз демонстрирует проблемы, существующие при формировании суммотрасс ОГТ, когда суммируются трассы с разным удалением. Для нас важен вытекающий отсюда вывод: учет реального угла отражения необходимо производить для точного определения коэффициента отражения и, как следствия, амплитуд отражения.

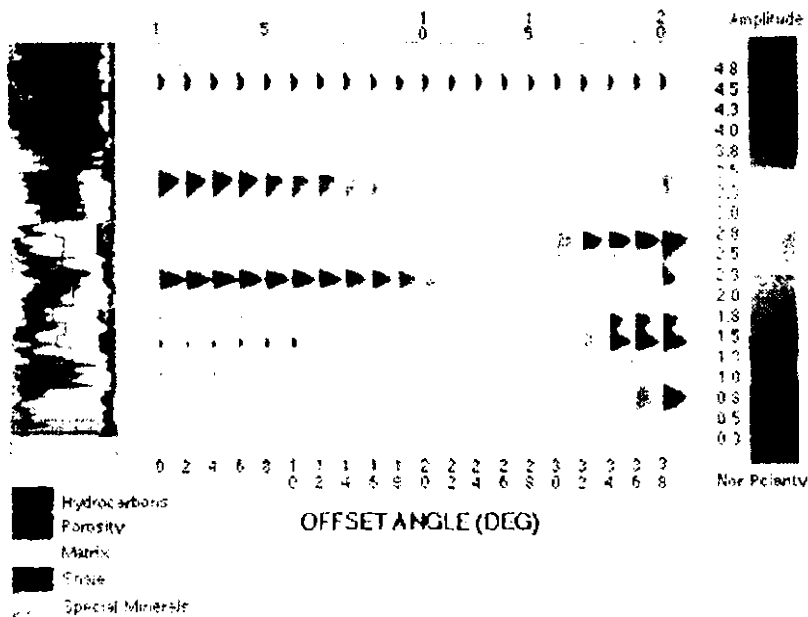


Рис.10.4. Сейсмическое моделирование

Второе, коэффициент отражения есть не только функция от плотности и скорости, которые для разных горных пород имеют свои характерные значения, но в зависимости от типа горной породы (ее свойств) коэффициент отражения по-разному меняется в зависимости от угла – у нас появляется еще один диагностический признак горных пород. Для нас особенно важно, что зависимость коэффициентов отражения от угла сильно различается у водонасыщенных и нефтенасыщенных песчаников. Это основа для определения насыщенности по данным сейсморазведки.

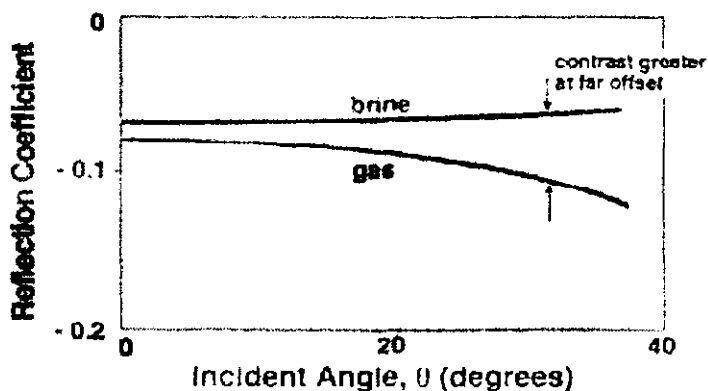


Рис.10.5. AVO-эффект

Две кривые зависимости коэффициента отражения от угла падения, полученные для кровли газонасыщенных и водонасыщенных песчаников, приведенные на рисунке 10.5, являются наиболее характерным примером изменения коэффициентов отражения в зависимости от удаления для пород с разным типом насыщения. Если

при падении, близком к нормальному, разница в коэффициентах отражения между водо- и газонасыщенными песчаниками не велика, то при углах 30° и больше эта разница увеличивается. Особенно важно, что коэффициент отражения кровли водонасыщенного при увеличении выноса незначительно уменьшается по абсолютной величине (он отрицательный), в то время, как при газонасыщенности песчаника коэффициент отражения по абсолютной величине существенно увеличивается. Изменения происходят в разных направлениях. Эти зависимости служат основой для определения характера насыщенности горных пород.

Итак, мы получили еще один диагностический признак – зависимость амплитуды от удаления. Он будет различным для разных видов границ раздела или сочетания типов пород, литологий, насыщенности, что позволит нам более надежно их интерпретировать. Но

диагностических признаков может быть еще больше, что может сделать прогноз литологии и насыщенности более надежным. К ним относятся зависимости амплитуд от удалений для других типов волн, возникающих при взрыве и при отражении сигнала от отражающих горизонтов. К таковым относятся обменные и поперечные волны, модельные годографы которых

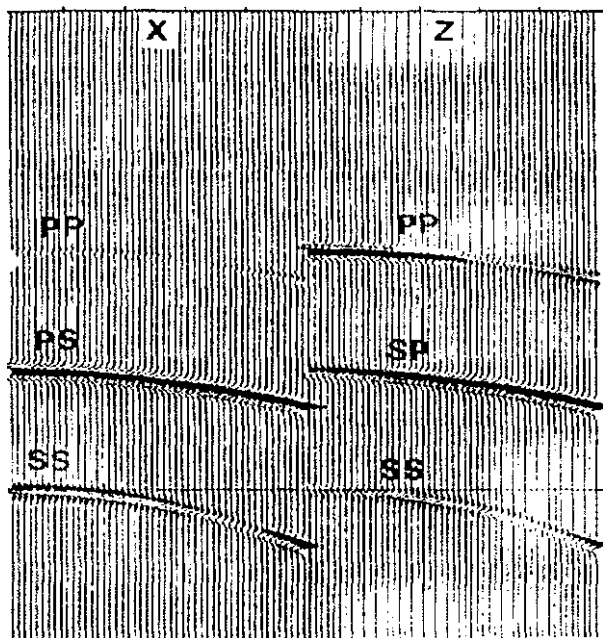


Рис.10.6. Модельные отражения разных типов волн

приведены на рисунке 10.6. Как вы видите, закон изменения отражений в зависимости от удалений применим и здесь и он различен для разных типов волн.

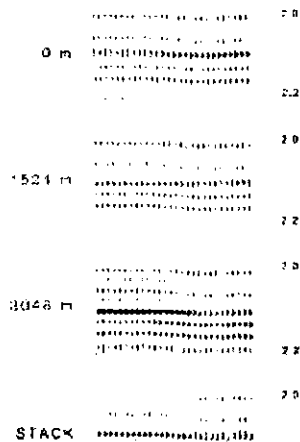
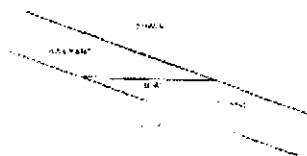
Однако для получения этой информации необходимо прикладывать усилия: для этого необходимо регистрировать волны разной природы (т.е. ставить многокомпонентную сейсморазведку). В наилучшем случае применять источники поперечных волн – надо признать, что это достаточно сложная с технической точки зрения затея. За неимением результатов многокомпонентной сейсморазведки – можно делать приближения по известным зависимостям, но это даст не столь на-

дежный результат, как прямые наблюдения.

Кроме данных сейсморазведки, нужны и другие исходные данные, которые необходимо получать заранее и это уже во власти геологов: акустический каротаж по продольным и поперечным волнам, лабораторные определения скоростей продольных и поперечных волн, а также модулей сдвига и сжатия.

Рис.10.7. Сопоставление амплитуды отражений при разных выносах на суммографах

Рассмотрим, каким образом будут меняться амплитуды отражения от простой модели наклонного песчаного пласта, насыщенность которого меняется с газа на воду. Для того, чтобы проиллюстрировать это, было проведено моделирование. Результаты приведены на рисунке 10.7. Показаны лишь фрагменты временных разрезов в интервале от 2 до 2,2 сек. Вынос меняется от 0 (вертикальное падение луча), до 1524 и затем до 3048 м. На приведенных фрагментах видно, что при субвертикальном падении лучей наиболее высокие положительные амплитуды связаны с водоносной частью пласта. При выносе 3048 м с газоносной частью пласта связаны настолько повышенные амплитуды, что мы можем интерпретировать их как яркое пятно. Таким образом, при анализе сейсмических материалов с разным удалением мы видим характерные особенности, свиде-



тельствующие об углеводородонасыщенности моделируемого пласта. Для сопоставления с этими материалами внизу рисунка приведен такой же фрагмент разреза суммотрасс ОГТ. Как вы видите, на нем уверенно наблюдаемого яркого пятна не выделяется.

Это показывает, насколько эффективней бывает применять анализ первичных сейсмограмм с учетом выноса взрыв-прибор по отношению к суммотрассам ОГТ, а также насколько много полезной информации мы теряем, пренебрегая таким анализом.

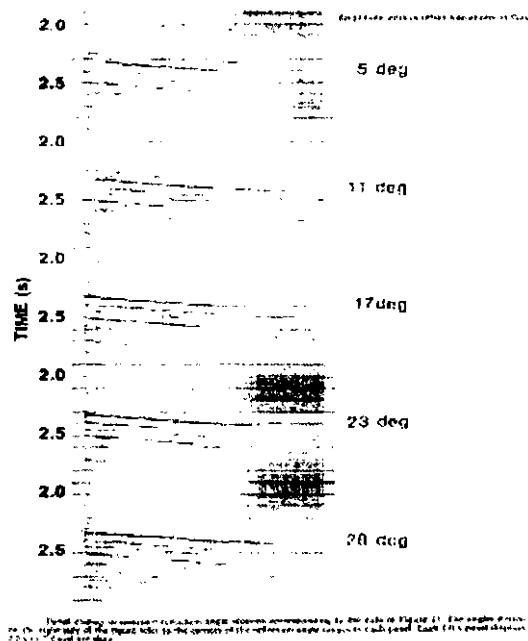


Рис.10.8. Сопоставление амплитуды отражений от газонасыщенных песчаников при разных выносах

Результаты моделирования, приведенные на предыдущем рисунке, послужили обоснованием для получения выборок трасс с разным удалением взрыв-прибор (на рисунке отображены как трассы с разными углами падения луча – величина угла относится к центральному значению интервала суммирования) и их интерпретации. На рисунке 10.8 приведено 5 фрагментов реальных разрезов, полученные с шагом в 5° по углу падения. Временной интервал на каждом из фрагментов – от 2 до 2.8 мс. Мы наблюдаем увеличение амплитуд в кровельной части изучаемого пласта по мере увеличения угла отражения, что очень хорошо согласуется с выполненным ранее моделированием.

Это позволяет интерпретировать этот пласт как газонасыщенный. Это подтверждается и данными бурения.

Изменение коэффициента отражения при изменении угла падения прямо связано со значениями коэффициента Пуассона изучаемых сред.

Анализы AVO позволяют приблизительно определить Коэффициенты Пуассона по сейсмическим данным и тем самым подойти к обоснованному:

- прогнозу литологии резервуара;
- петрофизических характеристик резервуара;
- прогнозу изменения характера насыщенности.

Таким образом, мы получаем еще один инструмент для решения перечисленных выше задач. Напомним, что задачи эти в ряде случаев решаются и другими методами, но результат всегда носит вероятностный характер, точного результата мы не достигаем. Определение искомых параметров не по одной, а по нескольким методикам существенно повышает точность прогноза.

Коэффициент Пуассона σ вычисляется по формуле:

$$\sigma = \frac{\gamma^2 - 2}{2(\gamma^2 - 1)} \quad \text{где } \gamma = \frac{V_P}{V_S} \quad (10.3)$$

где V_P скорость Р-волн (продольных), V_S скорость S-волн (поперечных)

Заметьте, что отношение V_P / V_S не зависит от плотности горной породы и позволяет рассчитать коэффициент Пуассона, т.е. он является независимой от акустической жесткости характеристикой горных пород. Коэффициент Пуассона σ изменяется от 0 до 0.5: значение 0.5 характерно для жидкостей и 0.25 для Пуассоновых твердых сред, для которых $\lambda = \mu$. Выразить коэффициент Пуассона можно и через другие упругие постоянные, он и

сам входит в число основных параметров, определяющих акустические свойства пород.

В зависимости от его значения (а точнее, соотношения его значения для выше и ниже лежащей сред) находятся и графики изменения амплитуды при смене угла. Такой график мы видим на рисунке 10.9. Как видно на нем, коэффициенты отражения для разных семейств кривых могут меняться даже от положительного до отрицательного и наоборот, что мы совсем не используем при традиционной интерпретации. Еще одно любопытное замечание: в некоторых случаях при нулевых удалениях интересующий нас объект может быть невидим для сейсморазведки, т.к. характеризуется значением коэффициента отражения, равным 0. Однако, при работе с удаленными трассами этот объект станет видимым, т.к. коэффициент отражения его становится от нуля отличным. Наиболее часто мы будем иметь дело с породами, коэффициент Пуассона которых близок к 0.2, и он будет мало отличаться у выше и ниже залегающих пород. Однако, как следует из приведенного графика, даже при

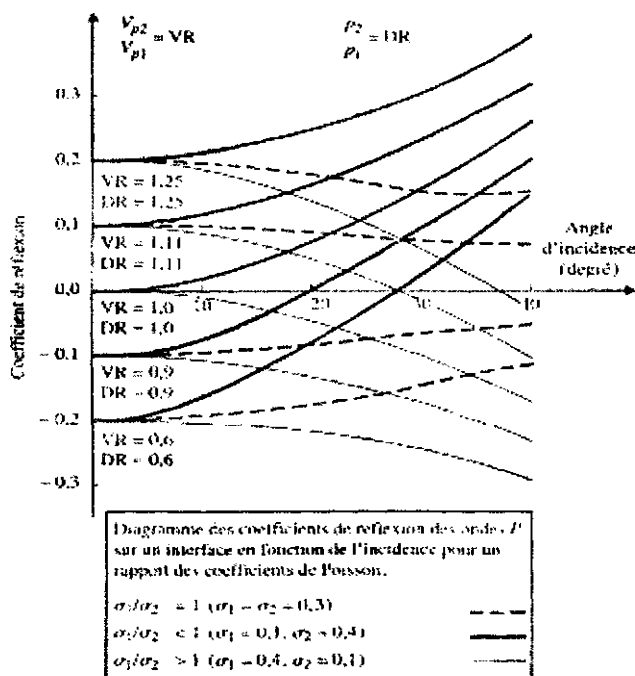
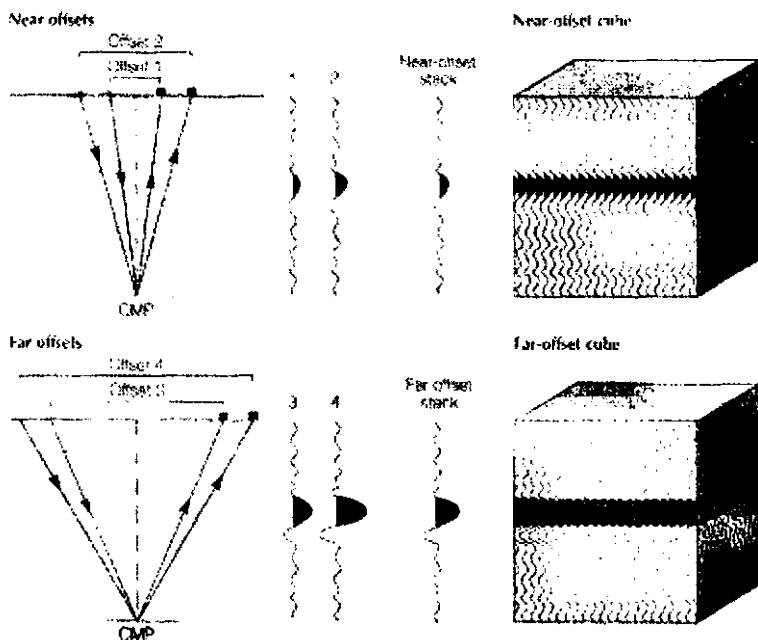


Рис.10.9. График зависимости коэффициентов отражения от угла падения и коэффициентов Пуассона

одном и том же коэффициенте Пуассона в выше и ниже лежащих пластах коэффициент отражения при изменении угла отражения меняется.

Итак, мы видели, что существуют физические предпосылки для интерпретации амплитуд отражений, полученных при разных удалениях или углах отражения. Технологически реализация работ по использованию этого эффекта может быть разной в разных пакетах. Рассмотрим две их них, встречающихся наиболее часто. Первая, это получение кубов полусумм ближних и дальних к пункту взрыва сеймотрасс, а затем получение куба их разности, который и является объектом интерпретации (рис.10.10). Как мы уже говорили, одними из наиболее ярких аномалий расхождения амплитуд будут аномалии, связанные с углеводородонасыщенностью.

Перед вами четыре фрагмента реальных временных разрезов (10.11). Одна пара отображает разрез, соответствующий песчаному пласту, насыщенному газом. Это подтвер-



Construction of near-offset and far-offset cubes. Offsets less than 3800 m (12,464 ft) are stacked to create a trace in the near-offset cube, and offsets from 3800 to 5800 m (19,024 ft) are stacked to form a far-offset volume

Рис.10.10. Технология применения AVO – эффекта

Near- (0-16°) and far-angle (26-45°) stacks through the two test wells exhibit a Class 2 AVO anomaly at the gas reservoir.

Gregg and Bukowski 2000

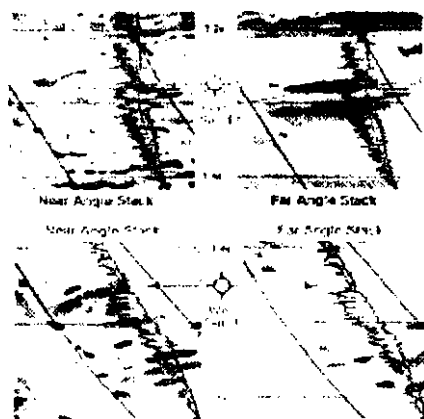


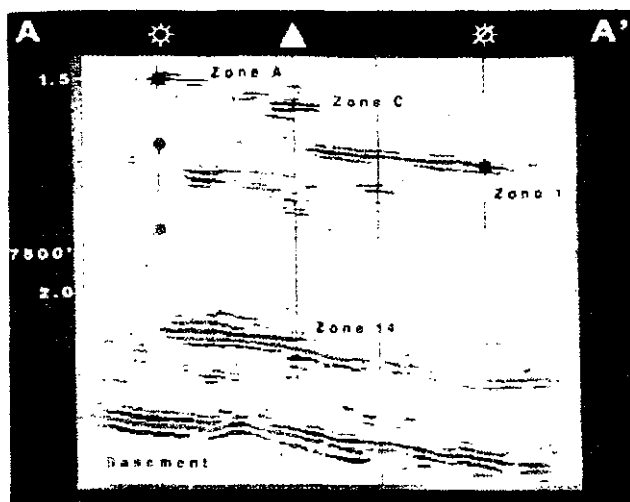
Рис. 10.11. AVO – эффект

ждают результаты бурения скважины, использованной для обучения (тестирования).

Другая пара относится к водонасыщенному песчаному пласту. В каждой из пар один разрез составлен из трасс, близких к пункту взрыва (углы от 0 до 16°), другой – из трасс, дальних по отношению к пункту взрыва (углы от 26 до 45°).

Если на разрезах трасс, близких к пункту взрыва, отражения, связанные с песчаными пластами, практически не различаются, то мы видим изменения амплитуд на разрезах трасс, дальних от пункта взрыва, причем эти изменения различные. Амплитуды отражений, связанных с водонасыщенным песчаником при удалении от пункта взрыва уменьшаются, в то время как отражения, связанные с газонасыщенным песчаником при удалении от пункта взрыва увеличиваются по амплитуде. Это очень наглядный пример сопоставления разрезов еще до получения куба разности.

Технология AVO была применена на находящемся в разработке продолжительное время газовом месторождении Граймс в осадочном бассейне Сакраменто в Калифорнии (рис.10.12). Основные продуктивные пласты на месторождении имеют верхнемеловой возраст и залегают на глубинах от 1680 до 3330 м (на рисунке показаны как зона 1). До этого на месторождении имелись только данные профильной сейсморазведки. Старые, пробурен-

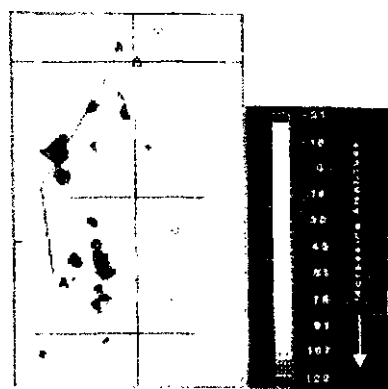


ные на месторождении скважины обводнились, поэтому подразделение компании Мобил по поиску и разработке месторождений решило выполнить на месторождении пространственную сейсмическую съемку и применить новую тогда технологию AVO для оценки потенциальной газоносности отложений турбидитов, не вскрытых бурением и поиска в пределах месторождения новых залежей, ранее не обнаруженных.

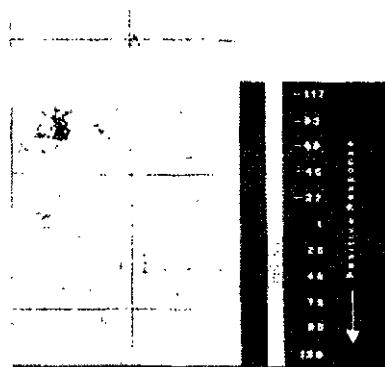
Рис.10.12. AVO в калифорнии

Ожидаемые размеры песчаных тел составляли от 100 м до нескольких километров, при толщине пласта до 30

м. В задачи съемки ставилось также оценить эффективность разработки месторождения и поиск возможных остаточных целиков газа. Практически все залежи газа на месторождении связаны с литологически ограниченными ловушками, т.к. в структурном отношении все они расположены в пределах регионального склона, осложненного лишь небольшими структурами. В такой ситуации карты амплитуд играли большую роль при поисках залежей газа, чем структурные построения. На рисунке приведен разрез амплитуд, на котором в соответствии с выбранной палеткой видны только высокие амплитуды. Часть из них может быть связана с залежами газа, а часть с изменением литологии разреза. Песчаные пласты, проиндексированные как зоны С и 14 как продуктивные ранее не рассматривались.



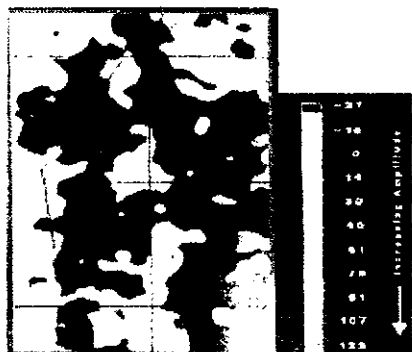
Карта амплитуд



Карта увеличения амплитуд

Рис.10.13. AVO в калифорнии. Зона С

На рисунке 10.13 приведены карта амплитуд и AVO эффекта. Аномалия на последней карте показывает возможность существования газовой залежи в зоне песчаного пласта С. Аномалия достаточно уверенная. Она была идентифицирована с возможной залежью газа. Последующее бурение в точке, обозначенной на карте черным треугольником, привело к открытию газовой залежи. Всего после проведения этих работ было пробурено 3 успешных скважины – это было в 1989 г. В результате бурения этих скважин добыча газа на месторождении увеличилась в 2 раза.



Карта амплитуд



Карта увеличения амплитуд

Рис.10.14. AVO в калифорнии. Зона 14

На карте амплитуд, относящейся к зоне песчаного пласта 14, мы наблюдаем обширную аномалию положительных амплитуд (рис.10.14). Эта аномалия может быть связана с особенностями литологии картируемых отложений и не обязательно связана с залежью газа. Карта изменения амплитуд по AVO показывает несколько участков с повышенными значениями амплитуд, имеющими нерегулярные значения. В результате эти аномалии AVO были проинтерпретированы как возможные залежи газа, но малой вероятности существования. Пробуренная в пределах одного из таких участков скважина не обнаружила в пласте 14 залежи газа. Таким образом эти аномалии AVO оказались ложными. По видимому, они связаны с особенностями литологического строения. Но этот результат был достаточно прогнозируемым. Авторы работ сделали вывод, что при высокой изменчивости литологического состава разреза и невысокой латеральной выдержанности песчаных пластов турбидитов применение сейсморазведки 3D и AVO-анализ позволило с высокой степенью надежности спрогнозировать существование газовых залежей и применение их оказалось эффективным.

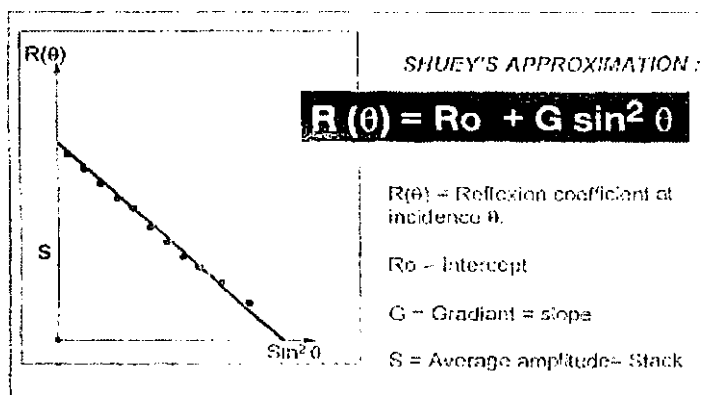


Рис. 10.15. Технология AVO. Приближение Шуэ

Другая реализация методики AVO также широко распространена и основана на приближении Шуэ – приведенном на рисунке 10.15. Уравнение Цёпритца, описывающее зависимость коэффициентов отражения от угла наклона, довольно сложное, и на практике часто пользуются его упрощенными

выражениями или аппроксимациями. Приближение Шуэ – одно из таких приближений. В этом случае зависимость коэффициента отражения от угла падения выражается через довольно простую формулу. Основываясь на нем, по сейсмограммам, отсортированным по ОГТ для каждого годографа подбираются коэффициенты R_0 и G – значение пересечения линии зависимости коэффициента отражения от синуса угла падения с осью Y и наклон (градиент) этой линии. Результатом являются разрезы и карты полученных значений R_0 и G , поставленные в соответствие каждому дискрету сейсмической записи. Эти разрезы или

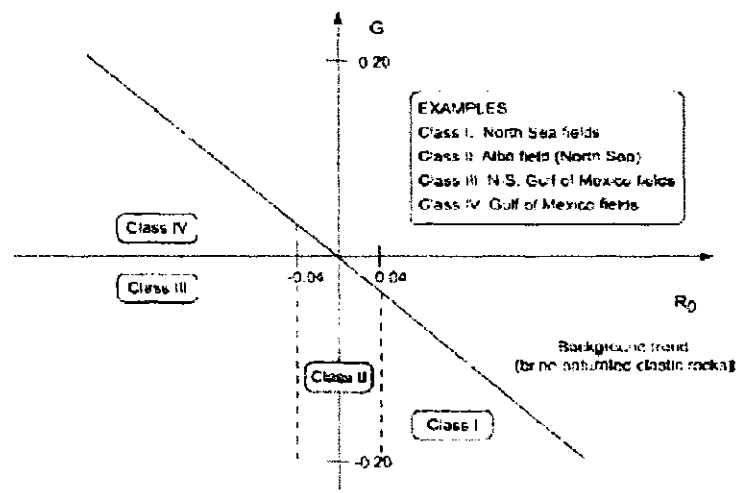
карты, а также полученные на их основе материалы и являются предметом интерпретации.

Параметры AVO “ R_0 ” и “ G ” используются для более детальной характеристики отражений. С некоторой степенью условности они могут быть интерпретированы следующим образом:

- Разрез R_0 отображает сеймотрассу в виде волны сжатия (P) – нормальные разрезы с нулевым выносом;
- Разрез $R_0 - G$ отображает сеймотрассу в виде волны сдвига (S) – для нас актуально, т.к. поперечная волна меньше зависит от насыщающего поры флюида и практически не изменяет отражения с удалением, в отличие от продольной волны;
- Разрез $R_0 + G$ отображает сейсмический отклик на изменения коэффициента Пуассона в геологической модели – важно с той позиции, что коэффициент Пуассона еще один индикатор литологии.

Рис. 10.16. Классификация Резерфорда и Вильямса

Весьма широко используются при интерпретации AVO графики. Каждый дискрет на полученный сейсмических материалах характеризуется значением параметров G и R_0 . При вынесении их на график мы получаем распределение точек в пространстве. Породы с разными свойствами попадают при этом в разные области этого графика. В случае, если они уверенно отделяются друг от друга и не имеют существенного пространственного перекрытия, мы можем использовать такой график для интерпретации сейсмических данных после расчета AVO-эффекта. В работе Резерфорда и Вильямса на основе обобщения значительного количества исходных данных предложено пользоваться классификацией горных пород, приведенной



на рисунке 10.16. Мы видим, что породы-коллектора меняют свое положение на графике в зависимости от региона. Газонасыщенные песчаники Северного моря могут обладать теми же свойствами, что и водонасыщенные породы Мексиканского залива. Это говорит о том, что до начала работ по интерпретации AVO-эффекта необходимо иметь петрофизическое обоснование такой интерпретации, причем получать его желательно для каждой локальной площади.

На рисунке 10.17 мы видим такой график, построенный по материалам газонефтяного месторождения в бассейне Малай. Продуктивные песчаники имеются в двух частях месторождения, поэтому видно 2 четко выраженных тренда.

Как видно, тренды при этом имеют одинаковое направление. Тем не менее, это подтверждает сделанное ранее утверждение, что необходимо обеспечивать петрофизическое обоснование интерпретации сейсми-

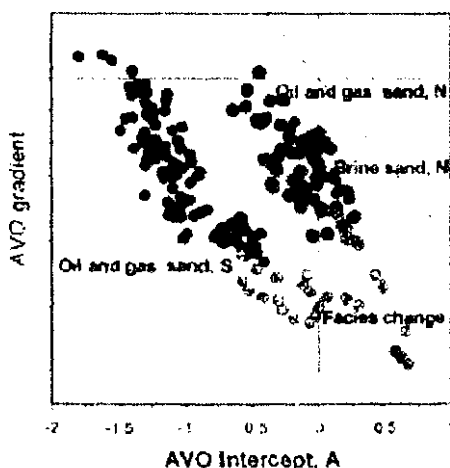


Рис.10.17. AVO интерпретация. Газонефтяное месторождение в бассейне Малай

ческих данных в пределах локальных площадей. В пределах каждого из типов коллектора выделены углеводородосодержащие песчаники и водонасыщенные итого выделено 4 типа пород. На графике они достаточно уверенно отделяются друг от друга, практически не пересекаясь. Такой график является основой для литологической интерпретации материалов, полученных в результате применения AVO анализа, а также интерпретации насыщенности. Получив рассчитанные разрезы параметров G и Ro, мы можем обоснованно сказать, связано то или иное отражение с песчаником, или нет, и какой он: углеводородосодержащий или содержит воду.

Для усиления визуального проявления AVO-эффекта используют построение разрезов на основе полученных параметров Ro и G. На рисунке 10.18, приведен временной разрез, на котором четко видна аномалия, которая может быть отождествлена с залежью углеводородов. Об этом говорит ее приуроченность к возвышенной части антиклинальной складки, и субгоризонтальный характер контакта с подстилающей залежью пластовой водой. Для получения ее параметры Ro и G были перемножены. Результирующая величина связана по своей природе с коэффициентом Пуассона. Залесь на этом разрезе видна хорошо, задача обработчиков и интерпретаторов оказалась достигнутой.

Рис.10.18. AVO анализ. Разрезы Ro x G

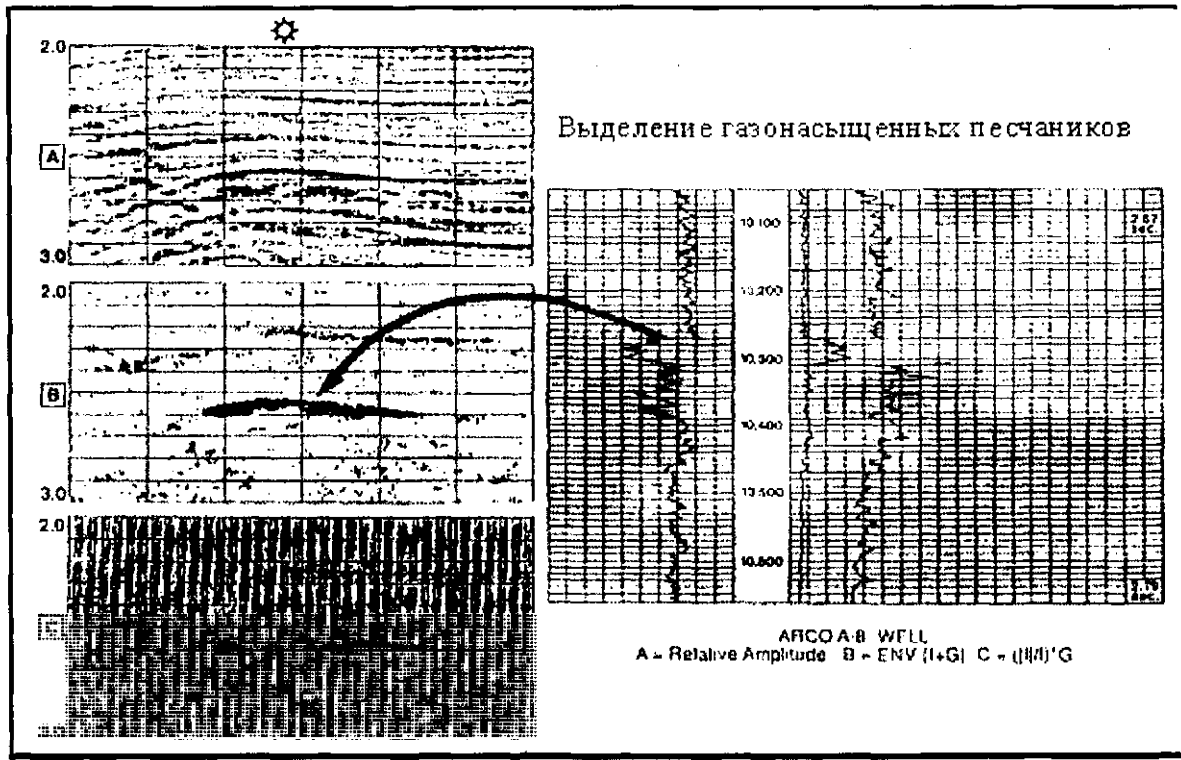


Рис.10.19. AVO на месторождении Камерун, скв.8

На газовом месторождении Камерун авторами также были опробованы разные сочетания параметров R_0 и G . К сожалению, представленная графика не очень высокого качества (рис.10.19). Изучаемый пласт залегает на глубине около 3,5 км, а на такой глубине и газовые месторождения обнаружить не просто. Тем не менее, такая попытка была предпринята. На этом рисунке приведена скважина 8, вскрывшая газонасыщенный пласт. Пласт залегает в преимущественно глинистой толще, толщина его около 40 м. На разрезе относительных амплитуд уверенно выделяемых признаков присутствия газовой залежи не обнаруживается. Более того, разрез содержит некоторое количество недоустранимых волн-помех (дифрагированных волн). На разрезе огибающей ($R_0 + G$) мы наблюдаем уверенно выделяющуюся аномалию, связанную с газовой залежью. На разрезе, построенном путем вычисления значения $(|R_0|/R_0) \times G$, на этих же временах (около 2,55 сек) также наблюдается аномалия, близкая по форме с формой залежи.

Аналогичную картину мы наблюдаем и в районе скважины Соносо А-4 (рис.10.20). Газонасыщенные песчаники, имеющие толщину около 35 м, связаны с отражениями на времени около 2,3 сек, не выделяются на разрезе относительных амплитуд повышенными амплитудами или по иным признакам, но залежь видна на разрезах, являющихся трансформантами параметров, полученных при AVO-анализе. Заметьте, что песчаный пласт при толщине 35 м отнюдь не является однородным по свойствам, большая часть интервала пласта представлена песчаником с большим содержанием глинистого материала.

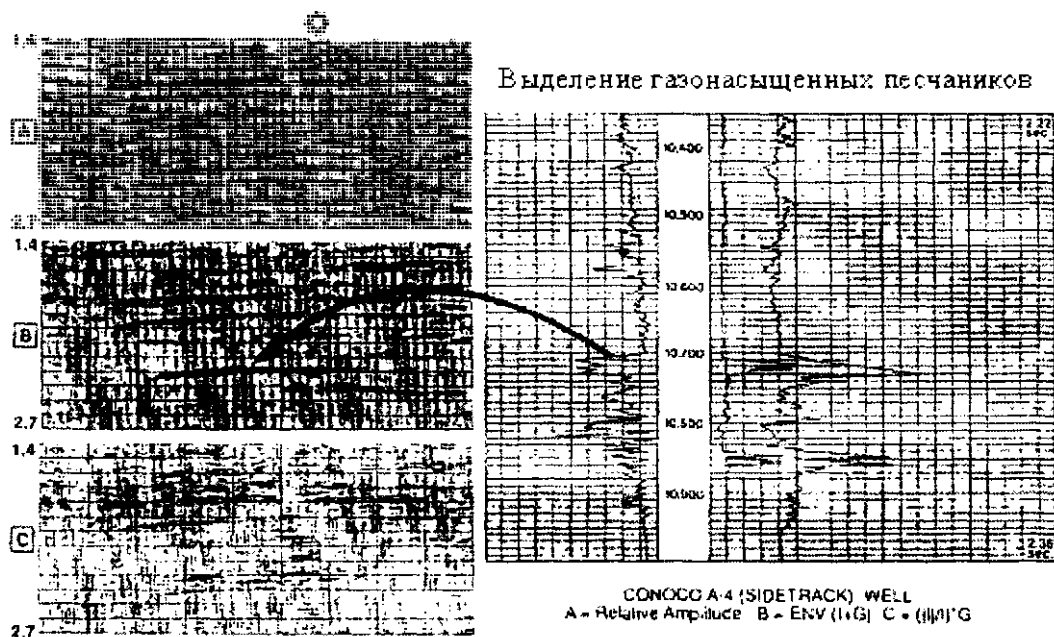


Рис.10.20. AVO на месторождении Камерун, скв. Соносо А-4

Еще одной скважиной А-1 вскрыта газовая залежь, имеющая на этом участке очень ограниченные размеры (рис.10.21). Опять-таки, на материалах AVO она видна достаточно уверенно. Опоискование таких залежей только бурением, без использования современных методов интерпретации сейсморазведки, практически невозможно. Поиск таких ловушек осложняется еще и тем, что она практически никак не связана со структурным планом, располагаясь на довольно пологом склоне.

Рассмотрим возможности AVO при описании качества резервуара и при изучении ситуации на работающих месторождениях. Такой пример применения AVO-анализа приведен в журнале Oilfield review компании Шлюмберже. На газовом месторождении, услов-

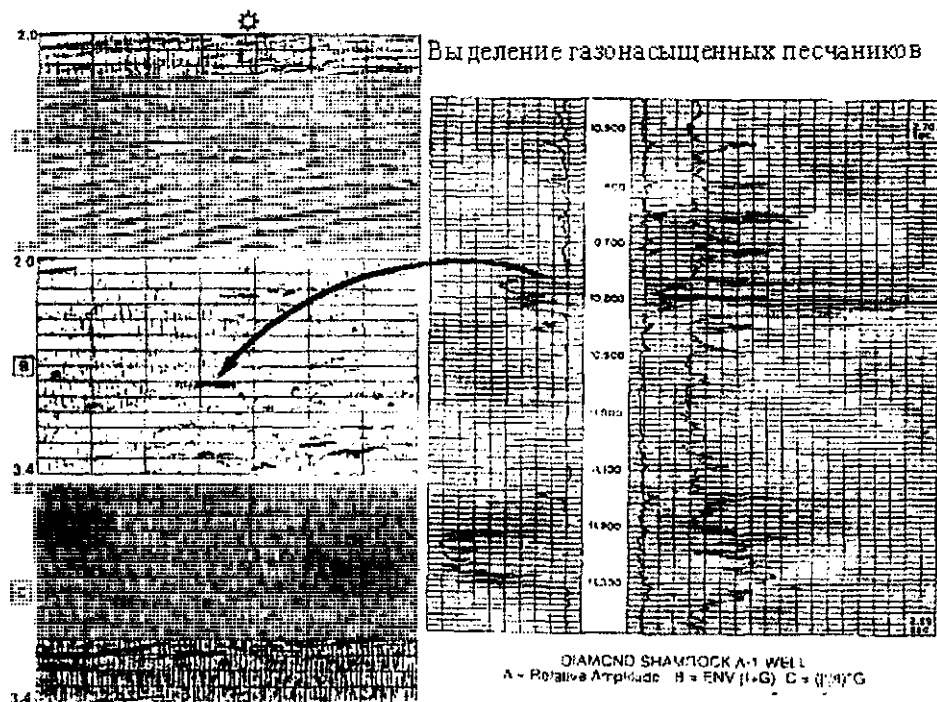


Рис.10.21. AVO на месторождении Камерун, СКВ. А-1

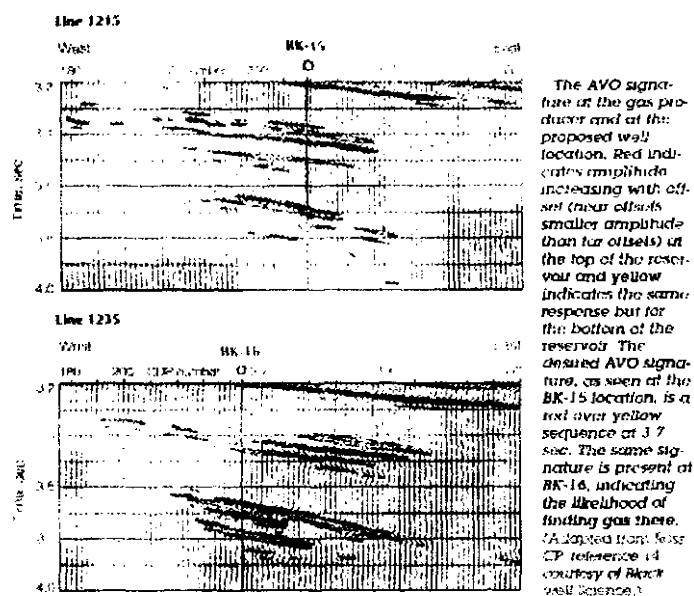


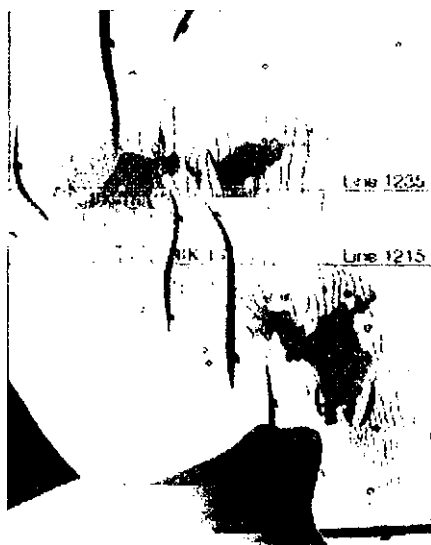
Рис.10.22. AVO на месторождении «БК»

но названном БК, была поставлена задача картирования газовой залежи и оценки качества резервуара. Для решения этих задач в качестве инструмента был применен AVO-анализ. На рисунке 10.22 приведено два комплексных разреза, на которых мы видим стандартное поле сейсмических амплитуд после стратиграфической привязки. На него нанесено красным цветом увеличение амплитуд записи в зависимости от увеличения удаления (признак газонасыщенности), причем это относится к отражению от кровли

пласта. Желтым цветом показано то же самое явление, но связанное с подошвой пласта. В скв. 15 пласт, видимый на разрезе на времени около 3,7 сек, имеет доказанную газонасыщенность. Этот образ пласта с красным в кровле и желтым в подошве прослежен в по площади и виден в районе проектной скважины 16. На разрезах видны и другие сильные отражения, однако искомого сочетания больше нигде не встречено. Это помогло отбраковать амплитудные аномалии, связанные с изменением литологии.

В результате проведенных работ на месторождении БК была построена прогнозная карта качества резервуара, где качество возрастает по мере изменения цвета от желтого до красного (рис.10.23). Как мы видим, AVO-анализ позволяет не только опровергать но-

вые залежи, но и способствовать детальному изучению существующих и описанию их с целью управления работой месторождения.



Reservoir quality map for the BK field created from AVO analysis. Quality increases from gold to orange. (Adapted from Ross CP reference 14 courtesy of Blackwell Science.)

таных зон залежи нефти. В блоках А, В и D были даже остановлены скважины. Имеющаяся карта ситуацию не проясняла.

Рис.10.24. Условная карта добычи

Имевшиеся на месторождении сейсмические материалы были обработаны с учетом AVO-эффекта, позволяющего более точно диагностировать литологию и насыщенность горных пород (рис.10.25). На приведенной карте красным и желтым показано возрастание амплитуд с увеличением выноса. В

целом по виду она близка к предыдущей карте, но значения ее внутри контура залежи существенно отличаются. Эта карта показывает положительный отклик AVO, связанный прежде всего с выработанными зонами, т.к. в них отмечается наибольшее изменение насыщенности, падение давления, возрастание газового фактора. Полученная карта условно названа как «Карта интенсивности добычи. Необходимо отметить, что, при всей обоснованности и потенциальной детальности, метод AVO необходимо применять осторожно, т.к. всегда остается опасность попутать anomalously низкую и anomalously высокую насыщенность – часто они обе проявляются в виде интенсивных аномалий.

Как конечный результат применения данной методики, основанный на сопоставлении двух предыдущих карт, получена карта, отражающая различия между потенциальными возможностями добычи и реализованными, т.е. по сути дела наблюдаемая карта остаточных запасов (рис.10.26). Красный, зеленый и желтый цвета показывают развитие разреза с

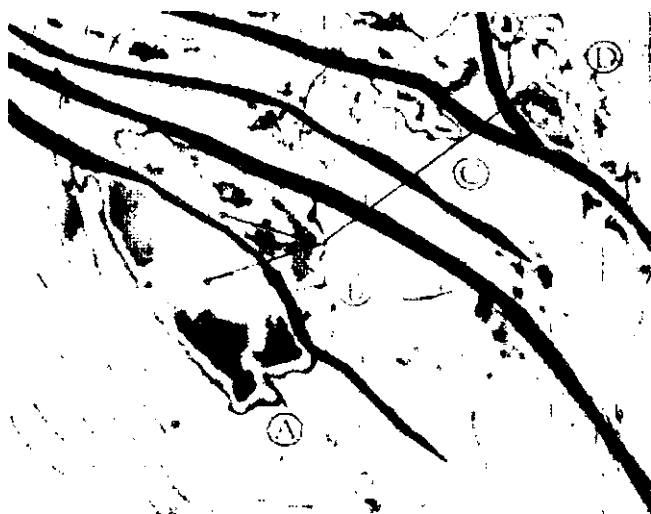


Рис.10.25. Карта интенсивности добычи по 3D AVO

высоким содержанием углеводородов. Белый и серый цвета показывают истощенные зоны месторождения. Этот пример хорошо иллюстрирует потенциальные возможности метода, несущего весьма детальную информацию о состоянии насыщенности пластов-коллекторов на месторождении и может быть полезен не только на стадии поисков и разведки, но и при разработке месторождений. К сожалению, применение данной технологии именно в таком виде (не AVO-анализа) пока затруднено, т.к. компании (в данном случае

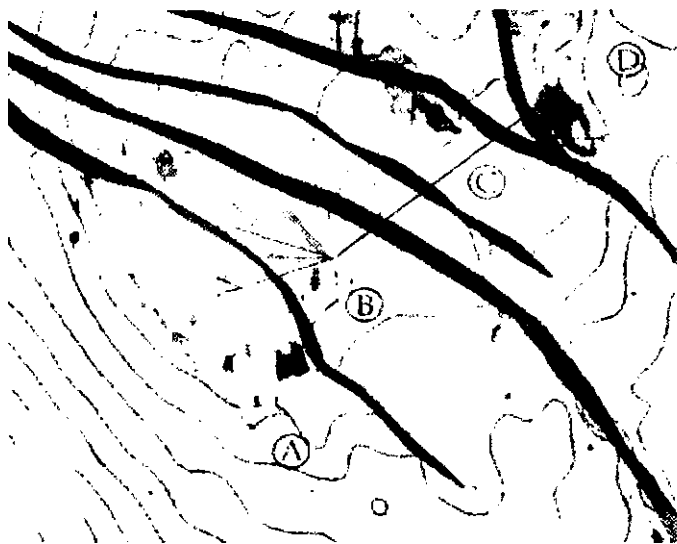


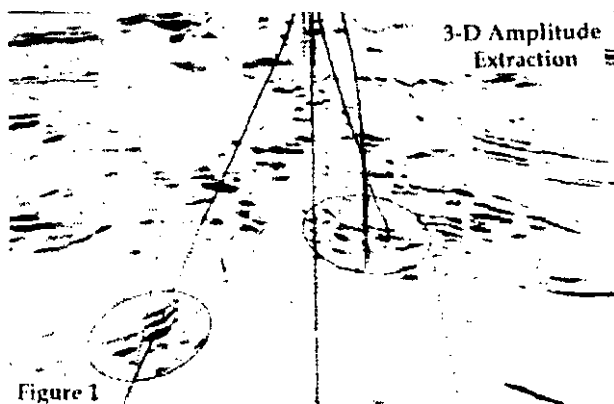
Рис.10.26. Карта остаточных запасов

CGG) не сразу раскрывают технологию используемой методики во всех деталях, а группы разработчиков передовых технологий во всех ведущих компаниях имеются. Это не значит, что аналогичного результата не смогут добиться отечественные геофизики, как вы видели, потенциальная возможность для этого есть.

Аналогичный подход компания CGG применяла и на других месторождениях. Представленные на картах материалы основаны на информации, видимой и на разрезах (рис.10.27). На временном разрезе амплитуд мы видим, что продуктивные объекты выделяются повышенными значениями, но их нельзя однозначно отличить от многих других объектов, также характеризующихся высокими значениями амплитуд.

Рис.10.27. Временной разрез

На разрезе, названном разрезом плотности различия добычи по 3D, построенном на основе эффекта AVO, ситуация совершенно иная (рис.10.28). Яркими аномалиями на нем выделяется лишь несколько объектов, связанных с залежами углеводородов. Применение методики позволило произвести разбровку амплитудных аномалий. Важно также то, что особенности применяемой методики позволяют интерпретировать этот разрез именно как описывающий различия в добыче на месторождении.



3-D Density
Contrast Extraction

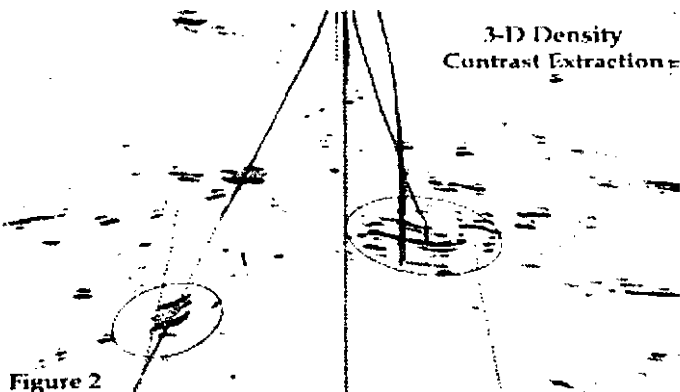


Рис.10.28. Разрез плотности различия добычи

В результате построены две основные карты. Первая, полученная на базе амплитуд сейсмической записи, рассматривается как карта, характеризующая свойства резервуара и приведена к значениям добычи на месторождении. Она описывает потенциальные возможности пласта (рис.10.29).

Вторая, карта плотности различия добычи, учитывает наиболее яркие проявления AVO эффекта (рис.10.30). Основываясь на доказанной связи этого явления с участками наиболее интенсивного отбора УВ, и приняв в учет карту потенциальных возможностей пласта, полученная карта показывает по сути места размещения остаточных запасов нефти.

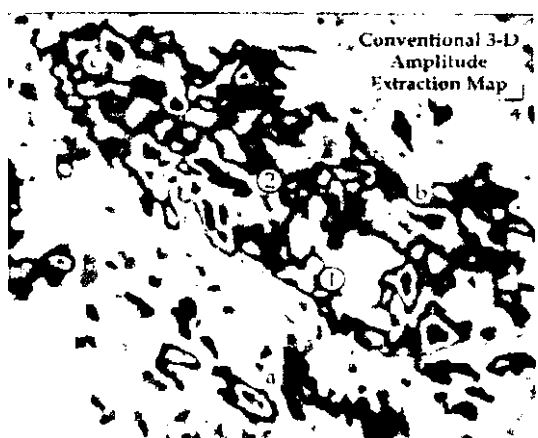


Рис.10.29. Условная карта добычи по 3Д амплитудам

Информация, которую несет полученная карта, позволила выделить на месторождении геологические тела, проинтерпретированные как каналы. Ранее по другим видам геофизической информации они не выделялись. Таким образом, AVO-анализ может послужить основой и для фациальной диагностики геологических отложений с условиями, когда другие интерпретационные методы не работают.

Инверсия и AVO. Метод эластической инверсии

Корректный учет коэффициентов отражения, равно как и учет изменения их при изменении расстояния взрыв-прибор, важны и в других методиках интерпретации, в частности, при выполнении инверсионных преобразований. Инверсия основана на использовании коэффициентов отражения, условно приведенных к вертикальным отражениям. Если мы при выполнении инверсии будем учитывать AVO-эффект, то мы переходим к оценке эластической жесткости пласта.

Суммотрассы ОГТ обычно собраны из трасс с разным удалением от ПВ, от субвертикальных до 12 км в некоторых случаях. Известно, что видимые акустические свойства горных пород меняются в зависимости от выноса. Для выполнения инверсии с

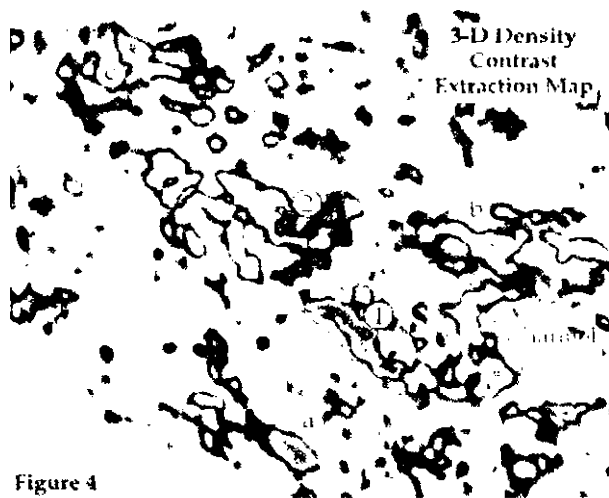


Figure 4

Рис.10.30. 3Д карта плотности различия добычи

учетом выноса нам необходимо смоделировать каротажные данные с ненулевым выносом

Коннолли (1999) опубликовал концепцию Эластического импеданса (или акустического импеданса, рассчитанного с учетом выноса) для калибровки и инверсии сейсмических данных с ненулевым выносом. При этом применена линейная аппроксимация уравнения Цеппритца к каротажным данным и инвертированию данных, полученных при заданных углах падения.

Поскольку в зависимости от угла падения меняется коэффициент отражения, применительно к инверсионным преобразованиям мы можем сказать, что меняется видимая (или эффективная) акустическая жесткость. Пересчет каротажа акустической жесткости из 0° в 30° приводит к получению подобной каротажной кривой,

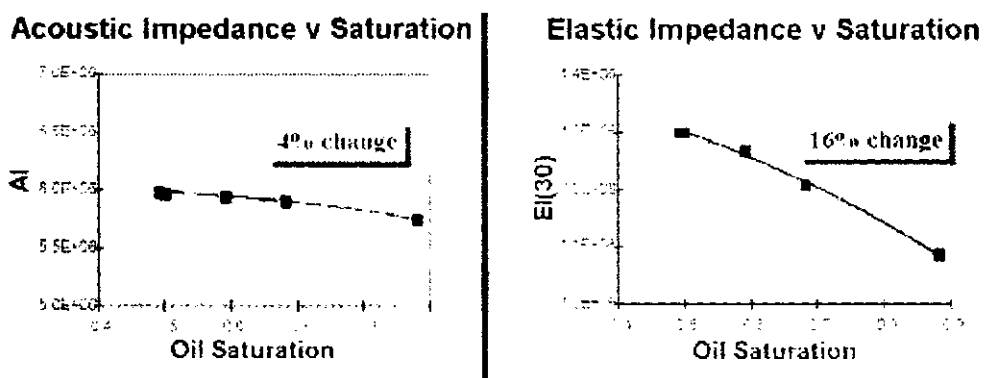


Рис.10.31. Графики зависимости акустической жесткости к насыщенности горных пород

но с меньшими абсолютными значениями; видимая акустическая жесткость уменьшается с увеличением угла (рис.10.31). Как мы видим на приведенных графиках, эластическая жесткость более чувствительна к насыщенности горных пород, чем классическая акустическая жесткость, хоть последняя тоже меняет свои значения. Уменьшение эластической жесткости происходит быстрее для нефтенасыщенных песков, чем для глин. Таким образом, существуют хорошие физические предпосылки для определения на основе эластического импеданса как литологии, так и характера насыщенности горных пород.

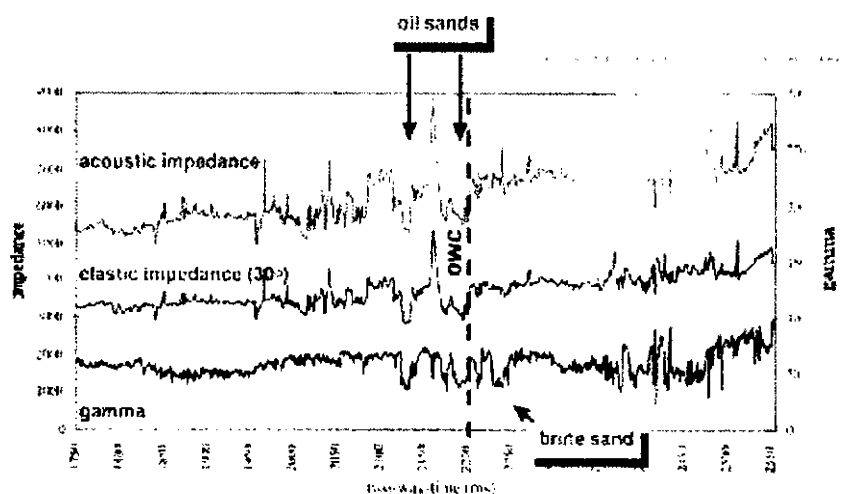


Рис.10.32. Пересчет каротажа акустической жесткости из 0° в 30° по статье Коннолли

На приведенной диаграмме изображены три каротажные кривые: показания естественной гамма-активности, акустическая жесткость и рассчитанная эластическая жесткость (для угла падения 30°) (рис.10.32). Моделируемое месторождение нефтяное, положение ВНК совпадает с кровлей глинистого пропластка. Нефтяная колонна на месторождении довольно велика. Согласно приведенным каротажным диаграммам она имеет временную толщину около 70 мс, что близко к 130 м. Толщина отдельных палстов составляет от 30 до 50 м. Как видно, кривые жесткости в основном повторяют друг друга.

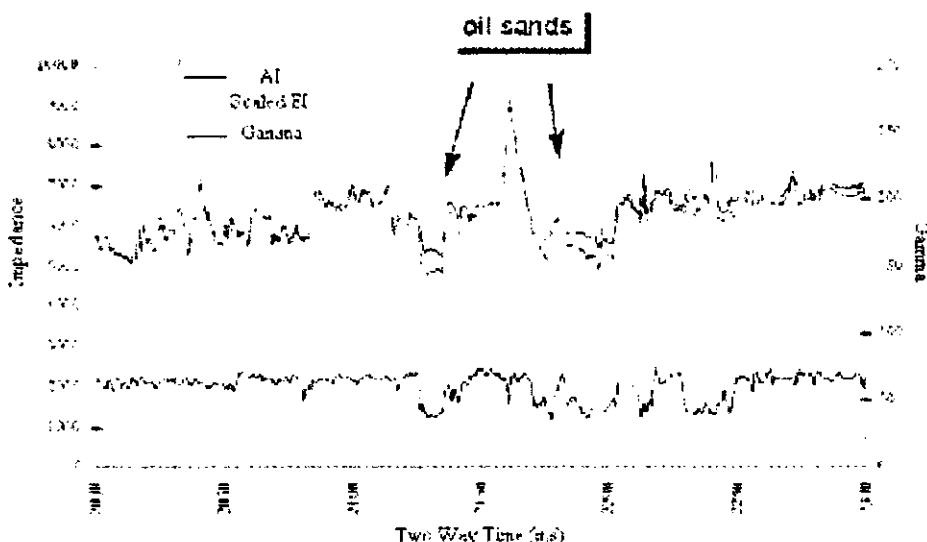


Рис.10.33. Выделение углеводородонасыщенных зон на каротажах эластического импеданса

При нормализации кривой эластического импеданса по глинистой части разреза нефтенасыщенные зоны уверенно выделяются по расхождению кривых акустической и эластической жесткости (рис.10.33). В интервале залегающих глубже водонасыщенных песчаников расхождений кривых либо нет, либо они существенно меньше.

Предлагаемая последовательность действий при реализации такой методики состоит в следующем:

- Получить сейсмограммы ОГТ;
- Выровнять годографы путем введения кинематических поправок;
- Сформировать суммотрассы для заданного интервала углов падения Q ;
- Применить пересчет каротажа в эластический импеданс по формуле: -

$$EI = V_p (V_p^{(\tan^2 H)} V_s^{(-8K \sin^2 H)} c^{(1-4K \sin^2 H)}) \quad (10.4)$$

где $K = \frac{V_s^2}{V_p^2}$

- Построить 2D/3D модели, используя каротаж эластического импеданса для заданного угла Q и для нормального падения;
- Произвести инверсию моделей в пакете Strata (или другом пакете).

Рассмотрим последовательность и результаты применения методики расчета эластической инверсии на примере работ, выполненных в Мексиканском заливе.

Реализация группы начальных шагов близка к стандартной методики применения AVO – мы видим сформированные кубы полусумм ближних и дальних к пункту взрыва сейсмотрасс (рис.10.34). Обращает на себя внимание то, что глубины залегания объекта сравнительно невелики – времена около 1,25 сек, это глубины чуть больше километра, а также весьма широкий диапазон изменения углов падения – до 65° он доходит в редкой

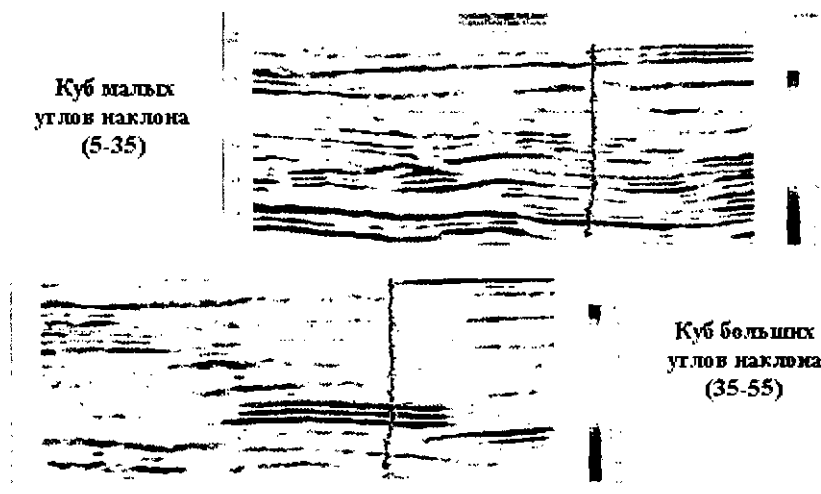


Рис.10.34. Кубы полусумм ближних и дальних к ПВ сеймотрасс

системе наблюдения. На это повлияло неглубокое залегание изучаемого горизонта. Напряженная тектоника также является особенностью данных материалов – синяя пунктирная линия указывает на положение одного из прокоррелированных сейсмических горизонтов, и горизонт этот разбит высокоамплитудными тектоническими нарушениями.

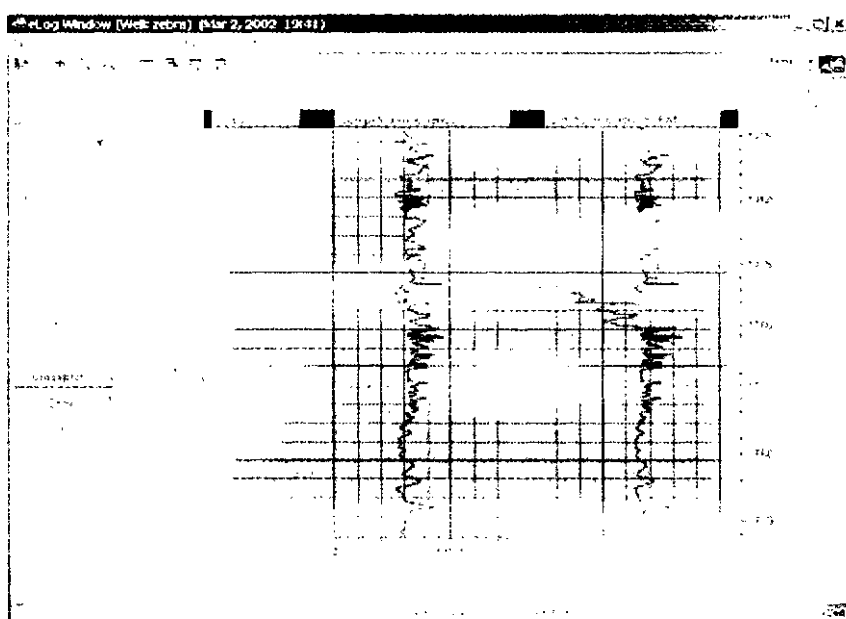


Рис.10.35. Сравнение акустического и эластического импеданса

Визуальное сравнение кривых акустической и рассчитанной эластической жесткости позволяют уверенно выделить нефтенасыщенную зону (рис.10.35). Если на кривой АЖ продуктивный интервал, в общем, несущественно выделяется по значениям из разреза (а средние значения составляют что-то около 6000), то на кривой эластической жесткости, в целом имеющей при таких углах падения меньшие значения – около 2400, продуктивный интервал характеризуется аномально низкими значения, вплоть до 1700.

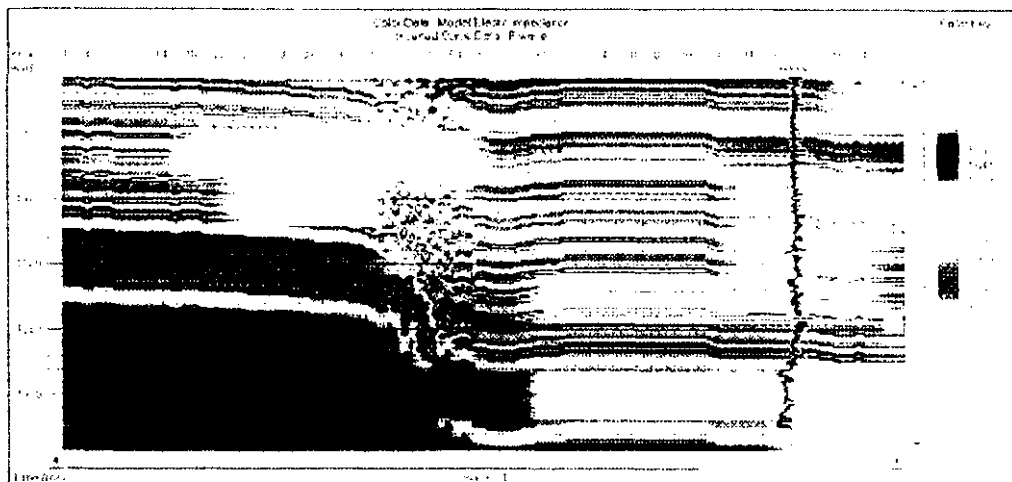


**Рис.10.36. Начальная модель эластического импеданса
малых углов наклона**

Соответственно для расчета инверсии строится начальная модель распределения акустической жесткости, опирающаяся на скважинные данные, для малых углов падения (рис.10.36). Насколько можно судить по виду модели, скважин при ее построении было использовано немного. Продуктивный интервал, расположенный сразу под горизонтом «ice», характеризуется высокими значениями акустической жесткости.

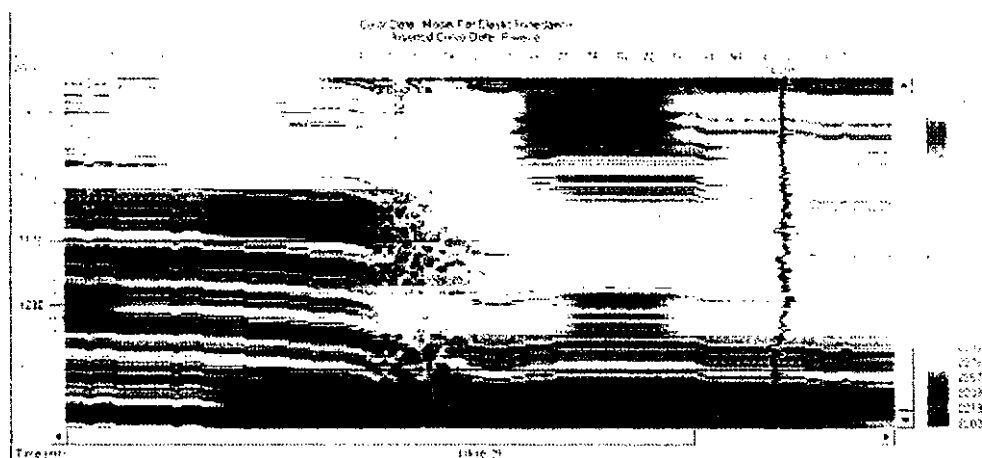


**Рис.10.37. Начальная модель эластического импеданса
больших углов наклона**

Начальная модель распределения эластической жесткости, опирающаяся на скважинные данные, для больших углов падения, приведена на рисунке 10.37. Продуктивный интервал, расположенный сразу под горизонтом «ice», характеризуется относительно повышенными значениями акустической жесткости. Пока об изменении этих параметров по латерали у нас информации нет. Используемые при построении модели скважинные данные дают в этом отношении слишком мало информации в виду крайней редкости в расположении скважин (по отношению к размерам изучаемого объекта, разумеется).

При выполнении инверсии одним из важнейших факторов точности расчета является аккуратное определение формы сейсмического импульса. Мы уже говорили с вами о том, что импульс меняется по форме в латеральном направлении, меняется в зависимости

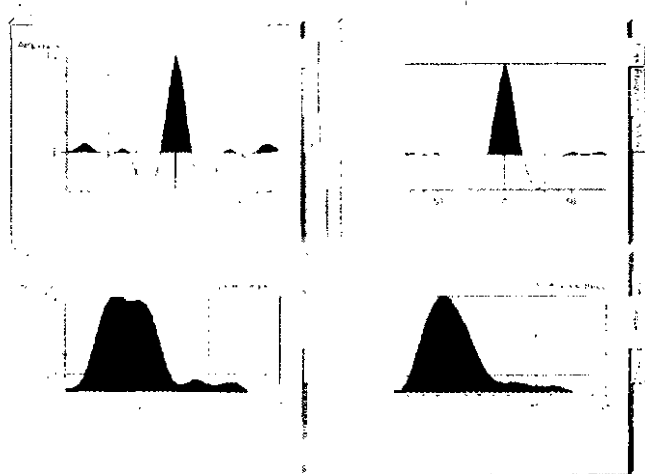


Рис.10.38. Импульсы, использованные для инверсии: малых (слева) и больших (справа) углов падения

от временного интервала. Влияют на форму импульса параметры системы наблюдения и характеристики аппаратуры, граф обработки. Влияют на его форму также и углы падения волны, регистрируемой на поверхности. На рисунке 10.38 вы видите форму импульсов, подобранных для выполнения инверсии при малых (на рисунке слева) и больших (на рисунке справа) углах падения. Как видно, при малых углах падения им-

пульс более высокочастотен, и спектр его шире.

После выполнения инверсионных преобразований получена уточненная результирующая модель изучаемой территории - эластической жесткости малых углов падения (рис.10.39). По сути она близка к классической акустической жесткости нормальных падений. Интервал продуктивного пласта по-прежнему характеризуется высокими значениями жесткости.

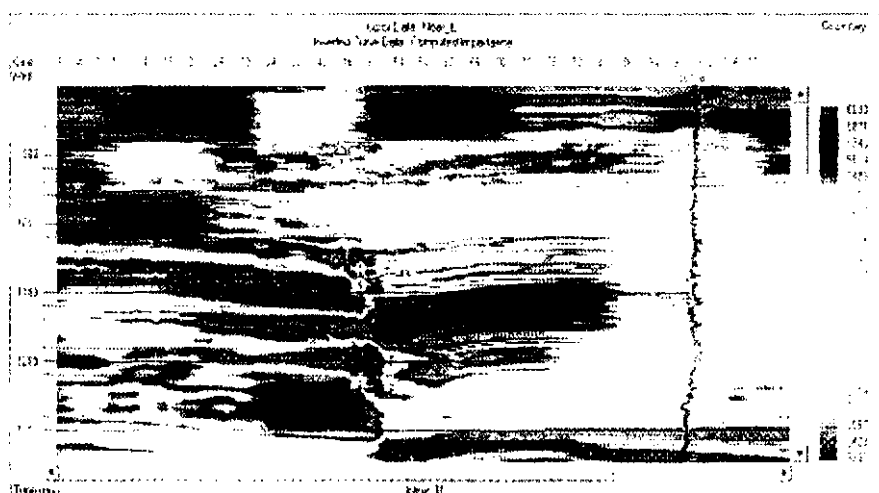


Рис.10.39. Результирующая модель эластического импеданса малых углов падения

Уточненная модель эластического импеданса для больших углов падения принесла принципиально новую информацию. Продуктивный пласт характеризуется в данном случае экстремально низкими значениями, что в корне отличается от его изображения на разрезах акустической жесткости и эластической жесткости при малых углах падения. Интересно, что ниже залежи выделяется тонкий пропласток аномально высокой для разреза акустической жесткости. Часто в зоне ВНК стабильных залежей формируются карбонатные образования, имеющие в соответствии с положением ВНК горизонтальное залегание, несогласное со структурным планом пластов-коллекторов. Возможно, и в этом случае мы имеем дело с таким образованием (рис. 10.40).

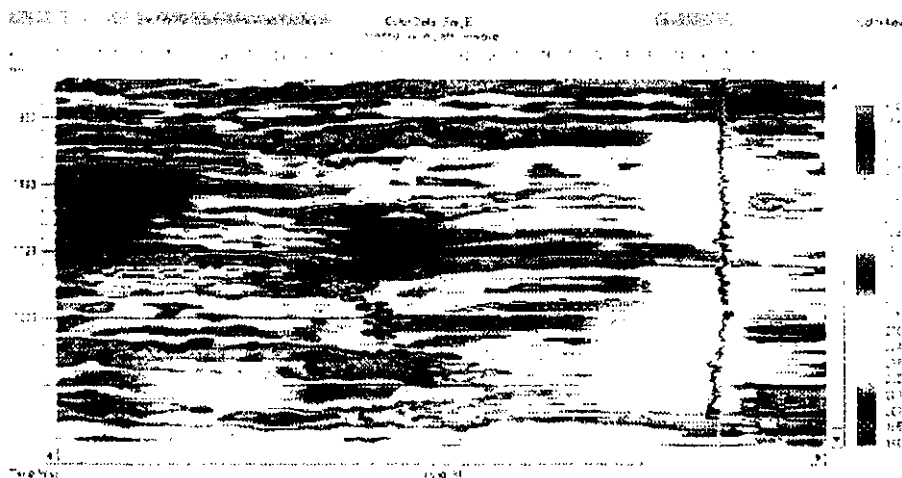
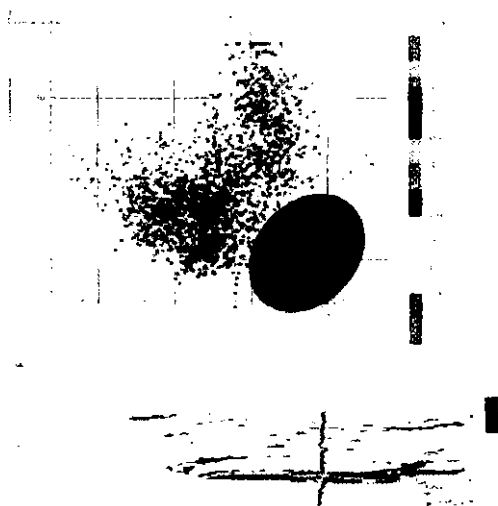


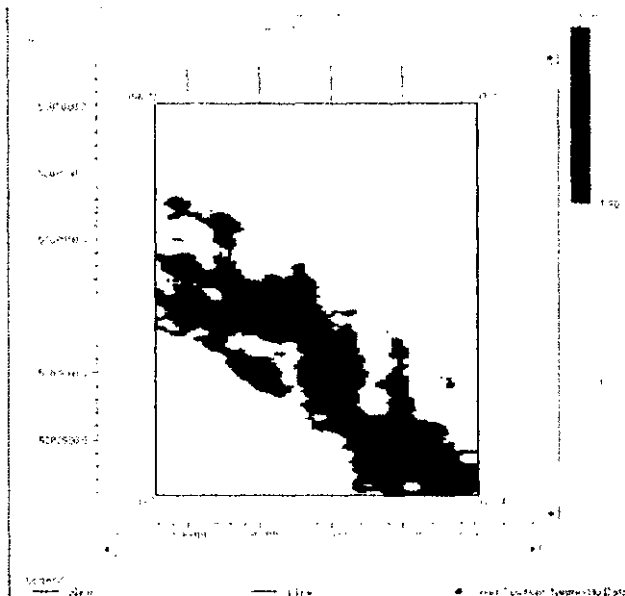
Рис.10.40. Результирующая модель эластического импеданса больших углов падения

Рис.10.41. График зависимости инверсии по большим и малым углам. Результат выделения на разрезе

Сопоставление результатов выполнялось как на графике, так и путем расчет куба разности (нормированного по глинистым образованиям в соответствии с предложенной методикой). На график (рис.10.41) вынесены результаты инверсии по малым углам (ось X) и большим углам (ось Y). Как мы видим, нефтеносные песчаники попадают на графике в обособленную зону, выделенную красным цветом. Результаты могли бы послужить основой для более детальной классификации имеющихся в разрезе пород, для этого есть основания, но в данном иллюстративном примере авторы ограничились выделением только области залежи. Точки данных, попадающие на графике в красную зону, на кубе разности закрашены красным цветом. На разрезе по результирующему кубу мы видим область нефтяной залежи на времени около 1180 мс ниже горизонта «исе». Эта область несколько больше той, что логично было бы сопоставить с залежью. Это связано с разрешающей способностью сейсморазведки и обобщающим характером сейсмической информации. На разрезе мы видим также ряд небольших по размерам аномалий. Вероятно, часть из них может быть связана с изменением литологии, а не с нефтенасыщенностью пород. Помним о том, что абсолютных методик не существует.

Аномалии, связанные с нефтенасыщенным песчаником с области залежи, вынесены на карту, точнее, на временной срез (рис.10.42). Временной срез на 1200 мс показывает простираение аномальной зоны и по сути может быть использован при уточнении контура нефтяной залежи. Как вы видите, контур, скорее всего, имеет довольно сложную рисовку, получить которую по данным бурения практически невозможно. Итак, полученная методика позволила уточнить строение нефтяной (это очень хорошо, чаще мы видели примеры, относящиеся к газовым месторождениям) залежи в плане. Результат имеет высокую сте-





пень достоверности, выделенная аномалия определенно связана с нефтяной залежью. На карте аномалий разности результирующих кубов мы имеем по сути план месторождения.

Рис.10.42. Карта зависимости инверсии по большим и малым углам

В своей работе, один из основных разработчиков теории и практики AVO Джон Кастанья пытается ответить на наиболее часто возникающие в отношении AVO вопросы. Свои ответы он свел в таблицу, назвав ее мифами и реальностью AVO.

AVO: мифы и реальность

Мифы

AVO не работает

Амплитуда от кровли газонасыщенных есчаников увеличивается с выносом

AVO нельзя использовать для выделения нефтенасыщенных песчаников

AVO не работает в карбонатах

AVO на суше получить труднее, чем на море

V_p/V_s равно 1,6 для водонасыщенных песчаников, 1,8 для доломитов, 1,9 для известняков и больше 2 для глин

R_p и R_s могут быть извлечены только когда V_p/V_s около 2

Реальность

AVO работает при наличии необходимых условий, но чаще просто не применяется
Коэффициент отражения на кровле газонасыщенного песчаника обычно приобретает более отрицательное значение с увеличением выноса. Амплитуда может как увеличиваться, так и уменьшаться.

Насыщенные легкой нефтью с высоким газовым фактором породы могут создавать значительные аномалии AVO

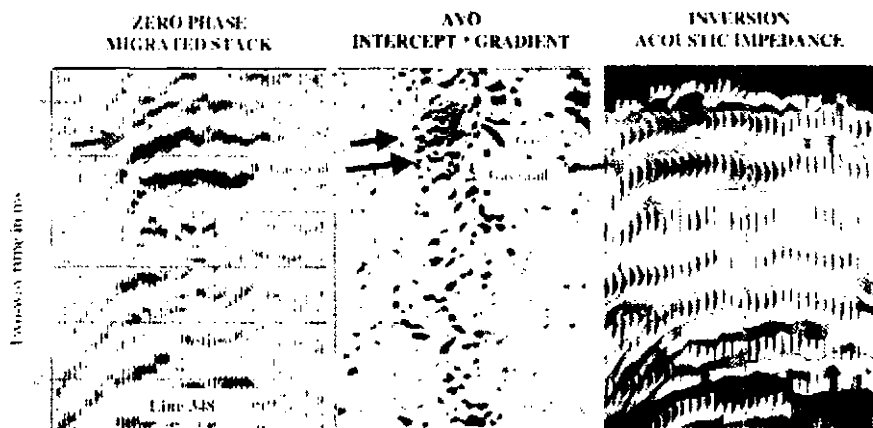
Существуют специальные разработки, позволяющие получать эффект AVO в карбонатах

Проблема кратных отражений при морской съемке иногда очень сложно решается
 V_p/V_s изменяется весьма значительно вдоль четко выделяемого тренда для каждой из литологий и может быть довольно высоким

R_p и R_s могут быть извлечены, если сущность V_p/V_s известна.

Итак, мы видели, что применение AVO весьма эффективно при поисках и уточнении строения месторождений углеводородов. Но максимальную эффективность его применения мы достигаем, используя его в комплексе с другими интерпретационными методами. В уже известном нам примере изучения месторождения на сухопутной части Мексики, AVO применялось в комплексе с инверсионными преобразованиями, что позволило повы

сдать достоверность результатов. Вам после ознакомления с этой главой уже понятно, каким образом интерпретировались материалы AVO – перед нами разрез произведения R_0 на G , т.е. использовалась аппроксимация Шуэ (рис.10.43). Материалы однозначно указывают на локализацию месторождения УВ именно в этом месте, указанном красными стрелками.



Example of the mutual support of the results obtained in the complementary AVO and seismic inversion studies on the Fortuna National 3D survey. The R_0 attribute is positive at the top and base of the gas-bearing reservoir (red arrows in red). At the same time, the acoustic impedance should be relatively low in the HC interval (blue/green). However, thin-bed effects prevent proper recognition of the individual top and base responses.

Рис.10.43. Интерпретация сейсмических данных, с использованием аппроксимации Шуэ

Расчет эластической жесткости – тоже результат объединения AVO-эффекта и методики расчета инверсии.

Заключение

В заключение знакомства с методом AVO-анализа заметим, что AVO-анализ дает часто качественные результаты, не позволяя прогнозировать количественно величину нефти или газонасыщенности, но поскольку при его использовании применен количественный расчет изменения коэффициентов, отражения отнесем его к количественным методам.

Как вы могли убедиться, по физической обоснованности и по детальности результата использование AVO-эффекта является одним из наиболее мощных средств современной сейсморазведки, наряду с инверсией, многокомпонентной сейсморазведкой и сейсмомониторингом (еще называемым сейсморазведкой 4D). Все эти методы тесно взаимосвязаны, т.к. учитывают природу образования волн с той же детальностью, учитывая эффект изменения амплитуд. На разрабатываемых месторождениях 4D сейсморазведку эффективно применять с обязательным использованием AVO-обработки.

Мы уже говорили, что инверсия в варианте эластического импеданса рассчитывается на основе исходных сейсмограмм, а не суммотрасс, с учетом изменения коэффициента отражения от удаления, и достигаемый результат существенно точнее. На западе уже до 70% расчетов идет по эластическому импедансу. Мировая тенденция обработки и интерпретации геофизических данных заключается в том, что по прогнозам ведущих специалистов лет через 7 вся обработка и интерпретация будут вестись не по суммотрассам, а по первичному материалу – мы вновь возвращаемся к проблеме сохранности первичного материала.

ГЛАВА 11

СЕЙСМОРАЗВЕДКА 4D (СЕЙСМОМОНИТОРИНГ)

Пространственная сейсморазведка широко известна под названием 3D, или трехмерная (3 dimensional). С некоторого времени на месторождениях, где эффект присутствия углеводородов наблюдался по материалам сейсморазведки, с целью контроля за состоянием пласта в процессе разработки, стала проводиться повторная сейсмическая съемка, постепенно развившаяся в направлении, которое носит название 4-мерной сейсморазведки, или сейсмомониторинга. В принципе, можно проводить повторы и профильной сейсморазведки, но таковая уже достаточно давно не используется при изучении месторождений на западе, да и эффект от такой несопоставимо меньше, при весьма незначительной (относительно) экономии средств. Таким образом, появляется еще одно измерение – время (не путать с двойным временем пробега в стандартной сейсморазведке). Эта шкала может быть нерегулярной – все зависит от конкретных условий и задач съемки. На западе часто используется термин *Time lapse seismic*. Сейсморазведка 4D используется при мониторинге разрабатываемых месторождений для непосредственного пространственного контроля за состоянием пласта – пожалуй, это единственный метод, который позволяет сделать это.

В современном виде 4-мерная сейсморазведка имеет следующие направления применения:

изучение изменения положения контактов флюидов:

- горизонтальных;
- вертикальных;

оптимизация добычи.

Основы 4-мерной сейсморазведки кратко заключаются в следующем:

- проведение базовой сейсмической съемки на месторождении до начала разработки;
- проведение повторной сейсмической съемки на месторождении через некоторый интервал при добыче или закачке;
- анализ изменения сейсмических данных между базовой и повторной съемками – изменения насыщенности и давления.

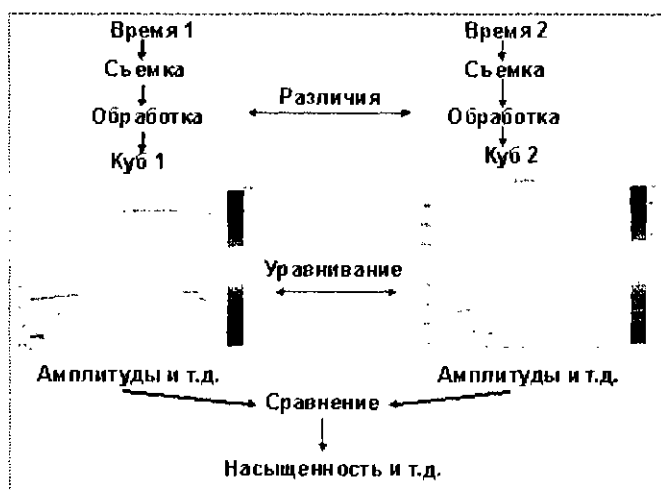


Рис.11.1. Принципы использования сейсморазведки 4D

Рассмотрим это еще раз более наглядно (рис.11.1). В некоторый момент времени 1 на месторождении (лучше всего до начала разработки) проводится сейсмическая съемка. Последующая обработка приводит к получению окончательного куба данных. Спустя некоторое время после начала разработки месторождения на нем вновь проводится сейсмическая съемка 2. В оптимальном случае все должно быть идентично съемке 1 – система на-

блюдений, местоположения взрывов и приемников, аппаратура. На практике это достигается редко. Следующий этап – обработка, опять же должен быть выполнен строго по тому же графу, что и при съемке 1, иначе сравнение материалов будет не корректным. На практике программные пакеты позволяют уравнивать между собой сейсмические материалы, обрабо-

танные по разным графам. Уравнивание происходит как по виду волновой картины, по амплитудам. В итоге получается куб данных 2, идентичный кубу 1 во всем, кроме того, что состояние пласта в разные моменты времени были разными и отображаться они должны с различиями. Путем сравнения разных параметров сейсмических данных (амплитуд, и т.д.) эти различия находятся, и они интерпретируются с позиций изменения положения ВНК или ГВК, насыщенности, давления – того, что реально могло измениться в пласте за время разработки и значимо для сейсморазведки.

Survey before major changes/decisions

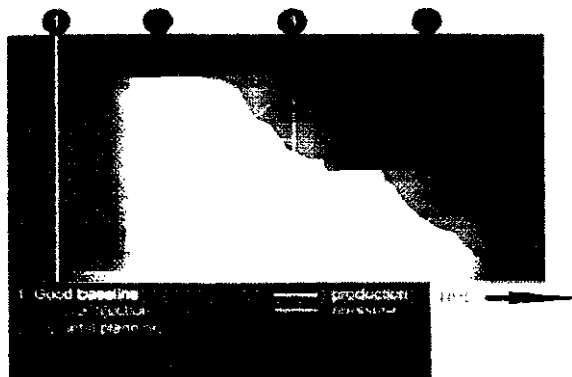


Рис.11.2. Периоды проведения повторных съемок

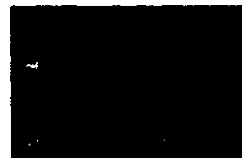
При значительном количестве проведения 4D съемок, выработались критерии оптимальных сроков проведения таких работ (рис.11.2). Рекомендуемыми могут быть следующие моменты:

- До начала разработки месторождения;
- На пике добычи или перед началом интенсивной закачки для поддержания пластового давления;
- На спаде добычи с целью оптимизации закачки поддерживающей давление жидкости;
- На заключительной стадии разработки месторождения с целью определения положения остаточных запасов;
- Возможен также вариант проведения повторных съемок через равные промежутки времени.

Рис.11.3. Общий эффект от процесса добычи

Мы знаем, что смена нефтенасыщения (тем более газонасыщения) горных пород на водонасыщенность влияет как на их общую плотность. Влияет насыщение также на пластовые скорости и соответственно, на акустическую жесткость. Особенно сильно заметно на газовых месторождениях увеличение в нефти газового фактора, и тем более появления свободного газа в газовой шапке при падении пластового давления. В целом изменение давления также влияет общую пористость горных пород, скорость прохождения по ним волн V_p , а также акустической жесткости. Все эти эффекты тем сильнее заметны, чем менее сцементирована порода-коллектор и чем выше коэффициент пористости. Важно, что в процессе разработки коэффициенты отражения от кровли и подошвы продуктивных пластов меняются в большей степени, чем их акустическая жесткость.

На приведенном рисунке 11.3 более подробно рассмотрены базовые ситуации изменения плотности пласта-коллектора при снижении пластового давления. Чем больше давление снижено, тем большие изменения мы наблюдаем. При замене нефти законтурными (или нагнетательными) водами в условиях снижения пластового давления (синяя линия на



графике) мы наблюдаем сначала резкое увеличение плотности, затем постепенное уменьшение. При закачке газа (замещение им нефти в пласте) плотность скачкообразно падает, и при последующем снижении давления процесс ее снижения продолжается (желтая линия). При добыче газа замещение его водой приводит к скачкообразному и весьма большому повышению общей плотности горных пород (красная линия), а при выделении из нефти свободного газа – скачкообразное понижение плотности (оранжевая линия).

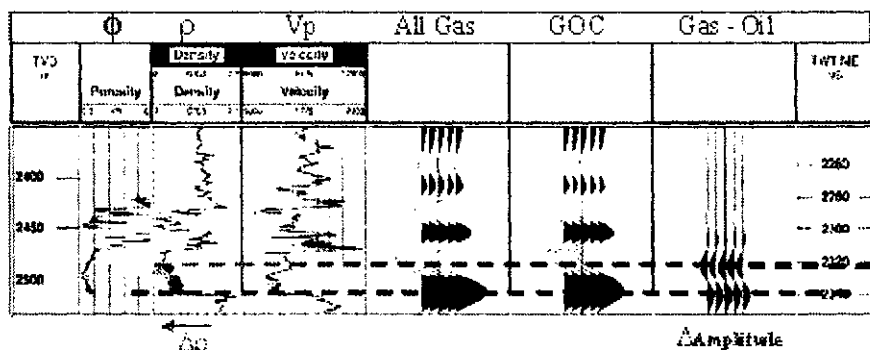
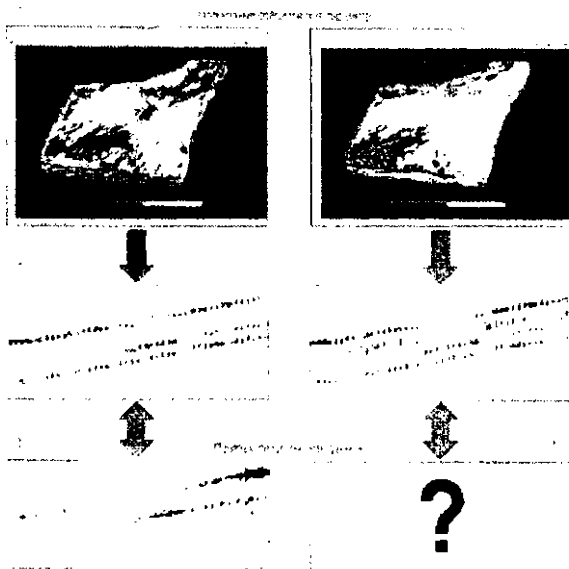


Рис.11.4. Пример присутствия эффекта от увеличения в пласте присутствия свободного газа

Проведению сейсмомониторинга обязательно предшествует сейсмическое моделирование и оценка ожидаемого эффекта. На рисунке 11.4 приведен пример расчета эффекта от увеличения в пласте присутствия свободного газа. Базовая ситуация – весь пласт занят газом. Другая ситуация – нижняя часть пласта занята нефтью, внутри пласта проходит ГНК. Моделируемый песчаный пласт довольно однородный, толщиной около 50 м. Справа на диаграмме приведены разницы между модельными сейсмотрассами базового и моделируемого случаев. Как мы видим, разница существует и для сейсморазведки значимая. После этого можно ставить повторную сейсмическую съемку и при наблюдении спрогнозированного эффекта говорить о замене в пласте нефти свободным газом.

Рис.11.5. Периодическая 3D-съемка помогает проследить миграцию флюида в пласте

Итак, периодически повторяющаяся сейсмическая съемка помогает проследить перемещение флюида в пласте, оценивать состояние насыщенности продуктивного пласта, отслеживать перемещение ВНК, выделять целики нефти (рис.11.5). Это осуществляется не путем динамического моделирования, основанного на ряде допущений и точности наших представлений о геологическом строении месторождения, а путем непосредственных полевых съемок. Важной особенностью реализации сейсморазведки 4D является широкое использование сейсмического моделирования – оно позволяет обосновать наличие изменений при наблюдениях и сопоставить наблюдаемые с ожидаемыми (расчетными). Таким обра-



пользование сейсмического моделирования – оно позволяет обосновать наличие изменений при наблюдениях и сопоставить наблюдаемые с ожидаемыми (расчетными). Таким обра-

зом, мы производим количественную оценку изменений, уточняем наше представление о строении месторождения и выверяем его модель.

При проведении повторяющихся съемок существуют жесткие ограничения по точности повтора. Ведь для того, чтобы результаты съемки совпадали во всем, кроме незначительных эффектов от изменения насыщенности, должны быть идентичными при проведении каждой съемки место и условия приема, места и условия взрыва, системы наблюдения, процедуры обработки. Если это выполняется при полевых наблюдениях, результат будет достаточно точным. Что же делать, если соблюсти эти требования невозможно? Современные пакеты, например, PRO4D компании Hampson-Russell, позволяют совместить положение пунктов наблюдения в компьютере (по сути дела происходит переформировка сети наблюдений), а также путем преобразования сейсмической записи итерационно добиться их оптимального сходства. Отличия при этом остаются только в области залежи, и связаны они уже с физическими изменениями в пласта. Т.е. и эта проблема вполне решаема технически.

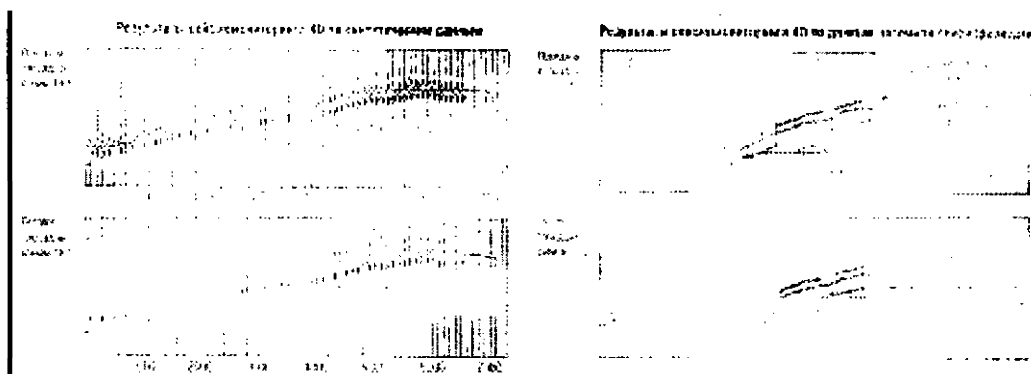


Рис.11.6. Мониторинг месторождения Фойнавен, Великобритания

На рисунке 11.6 приведен пример применения сейсморазведки 4D. Работы проводились на площади Фойнавен, в Великобритании. Сейсмические съемки были проведены в 1995 году до начала разработки и в 1998 году, когда месторождение нефти находилось в эксплуатации 10 месяцев. Для обоснования эффекта от изменения состояния залежи вновь было применено сейсмическое моделирование в профильном варианте. Оно показало, что в районе залежи у отражения, соответствующего песчаному пласту T32, должна увеличиться амплитуда на сейсмической записи. Основной причиной этого служит снижение давления в залежи и появление 5% свободного газа. На материалах полевой съемки этот эффект также наблюдается, что подтверждает изменение состояния залежи, соответствующее ожидаемому. Материалы моделирования также могут помочь количественно оценить эти изменения.

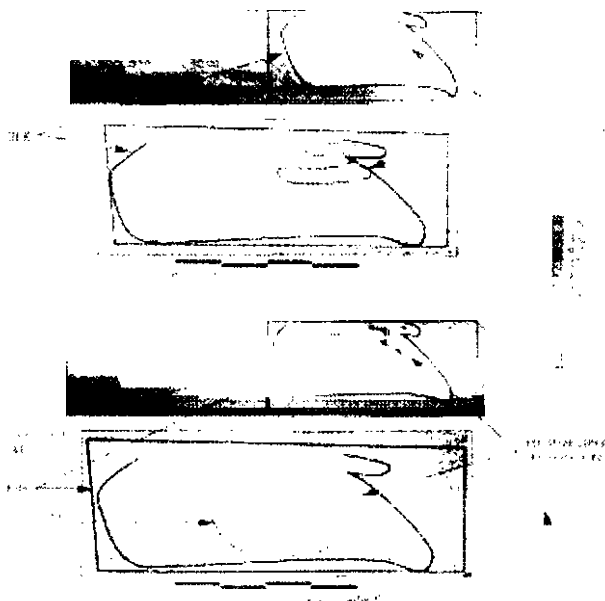


Рис.11.7. Карты амплитуд 1995 и 1998гг. Площадь Фойнавен

На рисунке 11.7 представлены результаты тех же работ в виде карт и выглядят они еще более убедительно. Карты амплитуд, полученные по результатам съемок 1995 и 1998 гг. представлены в двух видах, охватывая всю площадь съемок и крупным планом показывая часть, относящуюся к залежи нефти. Более ранняя съемка представлена вверху. На карты вынесено положение ВНК, соответствующее смене положительных амплитуд на отрицательные, небольшие по абсолютным значениям. Также на карту вынесено положение газовой шапки, сравнительно небольшой по размерам. На съемке 1998 года видно расширение газовой шапки. ВНК же практически остался на месте. Для нас важно то, что вследствие снижения давления в насыщающей пласт нефти сильно меняется газовый фактор, делая изменения значимыми для сейсморазведки. А снижение пластового давления является широко используемым современным технологическим приемом при разработке нефтяных месторождений. Таким образом, сейсморазведка 4D становится применимой не только на газовых месторождениях, но и на большинстве нефтяных.

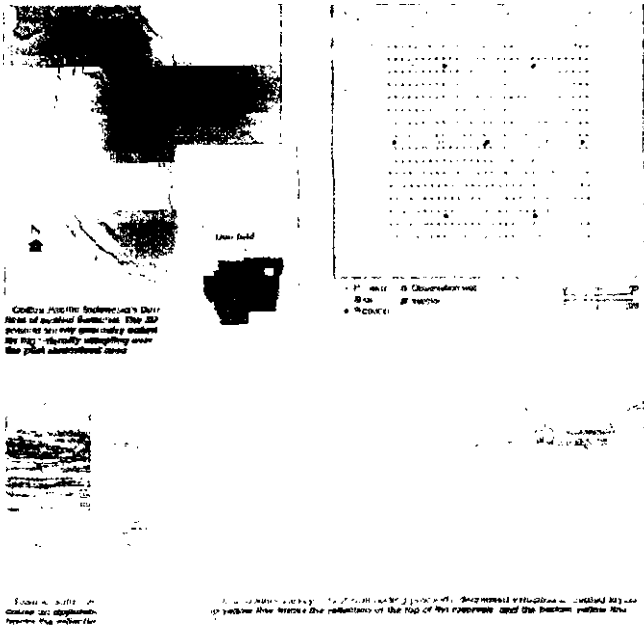


Рис.11.8. Пилотный проект нагнетания пара. Месторождение Дури

Рассмотрим еще один пример применения сейсмомониторинга, ставший уже классическим. На месторождение Дури, расположенном на острове Суматра в Индонезия, в пласте, залегающем на глубине порядка 125 м. Пласт дельтовых песчаников, миоценового возраста. Нефть в пласте обладает высокой вязкостью, поэтому было принято решение выполнить пилотный проект нагнетания пара, что позволило бы снизить вязкость нефти и повысить продуктивность скважин. Для осуществления контроля за проектом, было решено провести на небольшом участке ме-

сторождения сейсмомониторинг, основанный на 3D сейсмической съемки высокой плотности. На рисунке 11.8 внизу приведены разрезы базовой сейсмической съемки, а также 5 повторных съемок: через 2 месяца, 5, 9, 13 и 19 месяцев. Верхний из отображенных желтой линией горизонтов связан с кровлей продуктивного пласта, нижний желтый горизонт – подошва пласта.

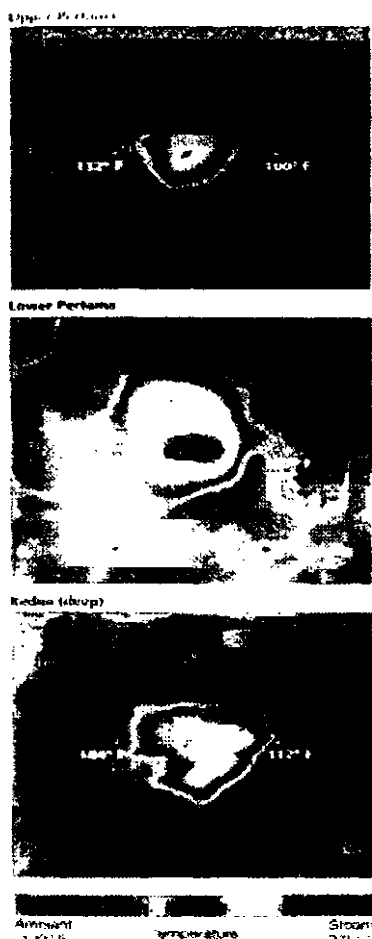
Рис.11.9. Временные разрезы, проведенных в разное время съемок 3Д. Месторождение Дури

При нагнетании пара изменяются физические свойства пласта: уменьшается его плотность, акустическая жесткость, а также пластовые скорости. Это приводит по мере продвижения фронта закачиваемого пара, а также по мере изменения свойств насыщающего пласт флюида (чистой нефтью его не назовешь) к изменению амплитуд от-

ражения. Пожалуй, в данном случае наиболее важно сильное изменение пластовой скорости, она уменьшается очень значительно, что приводит к изменению видимой геометрии подошвы продуктивного пласта. Это хорошо видно на разрезах съемок, проведенных в разное время (рис.11.9).

Рис.11.10. Результаты количественной интерпретации данных сейсморазведки. Месторождение Дури

Три карты, показывающие три горизонта, составляющие продуктивный пласт (рис.11.10). В каждом из них выполнена интерпретация по температуре пород на определенный момент времени. Наименее прогрет верхний горизонт (верхняя Пертама) (местами менее 100°F), наиболее прогрет средний (нижняя Пертама) (до 237°F в контрольной скважине, в области нагнетания существенно выше до 375°F). Нижний (Кедуа) занимает по прогретости промежуточное положение. Напомним, что это результаты количественной интерпретации материалов сейсморазведки, а не измерения температуры. Но интерпретация весьма достоверная и точная. Безусловно, это связано с небольшой глубиной

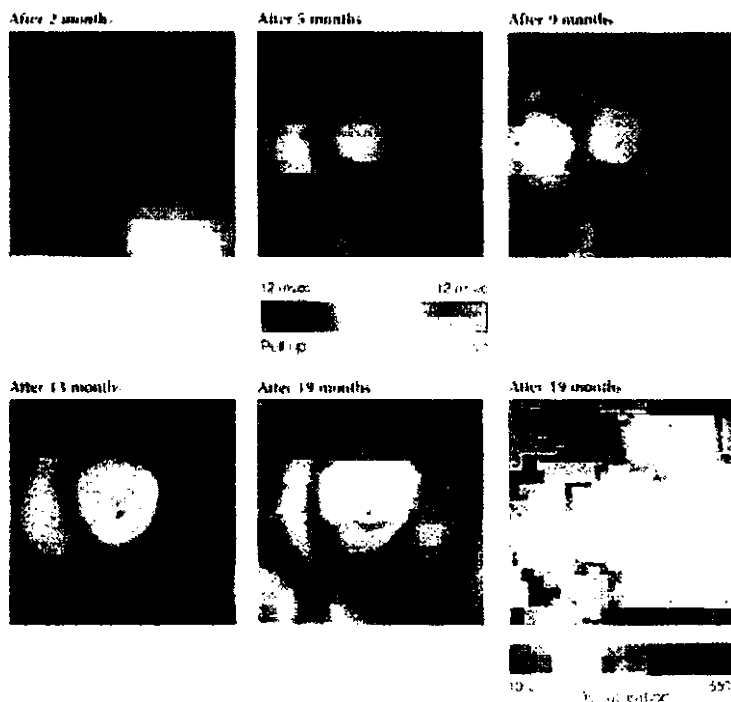


залегания объекта исследования.

Рис.11.11. Карты по временам отражения подошвы продуктивного пласта. Месторождение Дури

Другой вариант интерпретации полученных данных – построение карт по временам отражения подошвы продуктивного пласта (рис.11.11). Синим указано уменьшение времен, красным – увеличение. На последней карте приведен результат гидродинамического моделирования – она близко совпадает с последней из наблюдаемых карт. Это доказывает, что полученные данные находятся в очень тесной корреляционной связи с текущей насыщенностью пласта, и при желании могут быть пересчитаны в нее. Таким образом, мы получим количественную оценку текущей насыщенности, наблюдаемую, а не рассчитанную.

В газовой промышленности широкое развитие получили подземные хранилища природного газа в естественных резервуарах – песчаных пластах. Они имеются в Германии, во



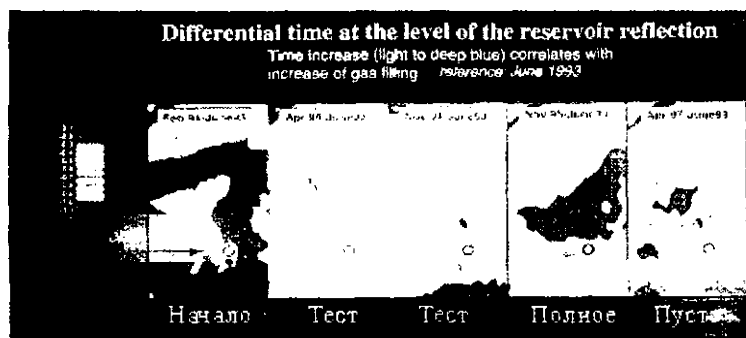


Рис.11.12. Карты показывают время отражения от подошвы резервуара. Газохранилище «Франция»

Естественным при этом стоит вопрос о контроле за состоянием хранилища, количестве газа, находящегося в нем. Здесь в качестве инструмента также применяется 4D сейсмо-

разведка. На рисунке 11.12 вы видите карты по газовому хранилищу во Франции. Приведенные карты отображают время отражений от подошвы резервуара. Чем больше время (максимальные значения – синий цвет), тем выше газонасыщенность пород. Приведены базовая карта, а также карты, соответствующие полунаполнению, полному наполнению, и последующему полному истощению газохранилища.

Рис.11.13. Комбинированный скважинный прибор для мониторинга Seismovie фирмы CGG

Для мониторинга газохранилища во Франции разработаны специальные приборы. Один из них перед погружением приведен на рисунке 11.13. Единожды поставленные на место, они обеспечивают точное соблюдение геометрии съемки и экономически эффективнее, чем многократная поверхностная съемка. К использованию стационарных пунктов приема при мониторинге месторождений прибегают многие фирмы.

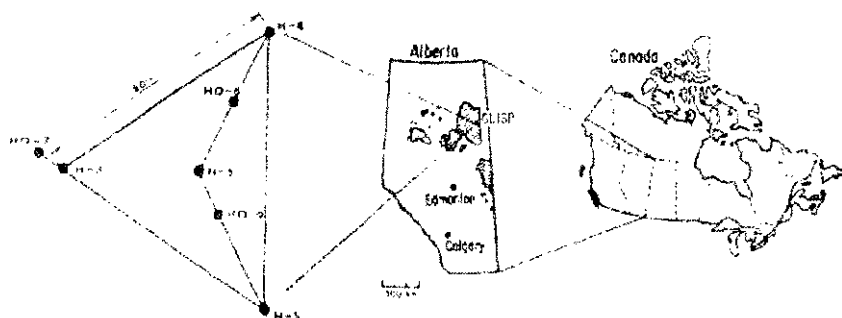


Рис.11.14. Схема мониторинга Seismovie фирмы CGG

Фактически, это не намного дороже, чем поверхностная съемка мобильным оборудованием. В предприятиях МинГео СССР после завершения полевого сезона все оборудование, за исключением сейсмостанций: сейсмоприемники, сейсмокосы, и пр. списывались, т.е. их стоимость входила в стоимость проведенных работ. Другое дело, что фактически они использовались в течение многих лет даже после списания.



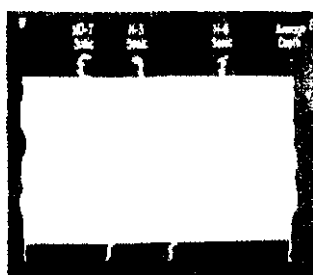
На рисунке 11.14 приведена схема системы мониторинга газохранилища SEISMO-VIE, разработанного фирмой CGG. Для его проведения была выбрана специализированная стационарная система постоянного мониторинга. Как мы видели, приборы заглубляются под грунт. Каждый прибор может работать как источник сигнала и как приемник, может осуществлять предобработку данных и передавать их на центральную станцию. Шаг дискретизации составляет 0,1 мс. Веселая зеленая лужайка сверху с гуляющими по ней овечками нарисована не случайно – экологический аспект при проведении сейсмомониторинга очень важен.



Distribution of heavy oil resources in Alberta. GLSP pilot site location and well configuration.

Рис.11.15. Месторождение Грегори Лейк, Канада

Еще одно решение с применением сейсмомониторинга было реализовано на месторождении Грегори Лейк, земля Альберта, Канада (рис.11.15). Месторождение связано с тяжелой нефтью с высоким содержанием битумов, вязкость нефти исключительно высокая, поэтому на месторождении имелись проблемы с ее извлечением. Решением проблемы должно было стать повышение температуры пласта за счет закачиваемого пара.



Geology of the GLSP pilot site

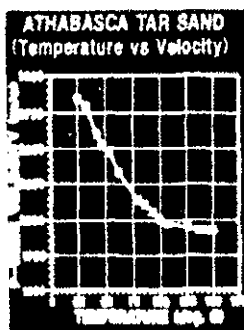
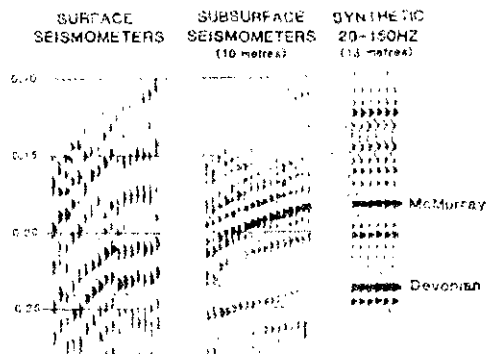


Рис.11.16. Проект выпаривания в пласте. Месторождение Грегори Лейк, Канада

Песчаный продуктивный пласт залегает на небольшой глубине – кровля (горизонт МакМюррей) его находится на глубине около 190 м (рис.11.16). Толщина пласта порядка 50 м. С этих позиций предпосылки для сейсмомониторинга весьма благоприятные.

На месторождении получена зависимость между температурой пласта и скоростью прохождения по нему продольных волн. График этой зависимости приведен на рисунке справа. Видно, что по мере увеличения температуры скорость волн снижается. Эта зависимость и была положена в основу исследований.

Рис.11.17. Сравнение синтетической и реальной сейсмограмм. Месторождение Грегори Лейк, Канада



Comparison of H-3 synthetic with surface-phone and buried-phone shot records generated by a 50 g source at 13 m depth.

Перед началом работ было проведено обоснование, как параметров системы наблюдений, так и обоснование ожидаемых результатов. Стратиграфическая привязка была осуществлена путем сейсмического моделирования – модельные трассы показаны на рисунке справа. Небольшая глубина объекта позволила сохранить в сейсмическом материале высокий уровень высоких частот – при моделировании они использованы до порога в 150 гц. До начала работ проведено тестирование параметров принимающей системы – на рисунке слева вы видите сравнение сейсмограмм полученных наземным сейсмогисмником, и заглубленным на 10 м. Как видите, разница весьма существенная. Это происходит за счет того, что при заглублении мы избавляемся от влияния наиболее неустойчивой в строении, низкочастотной части разреза и потому создающей наибольшие сложности при регистрации сигнала и последующей обработке – ЗМС. Кстати, наземные условия Канады довольно близки к условиям Западной Сибири (рис.11.17).

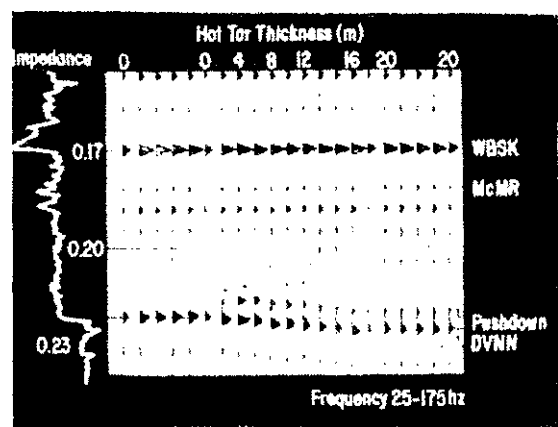


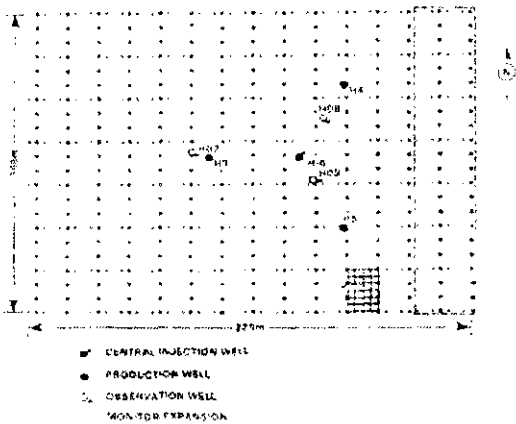
Рис.11.18. Думерное сейсмомоделирование. Месторождение Грегори Лейк, Канада

Повышение температуры пласта и соответственно понижение скорости приводит к смещению отражений от кровли отложений девона примерно на 1 мс. Такие маленькие смещения накладывают особые требования к шагу дискретизации при проведении сейсмомониторинга. При повышении температуры в подошве пласта появляется устойчиво прослеживаемое отражение положительной полярности, исчезающее из разреза при выклинивании самого пласта.

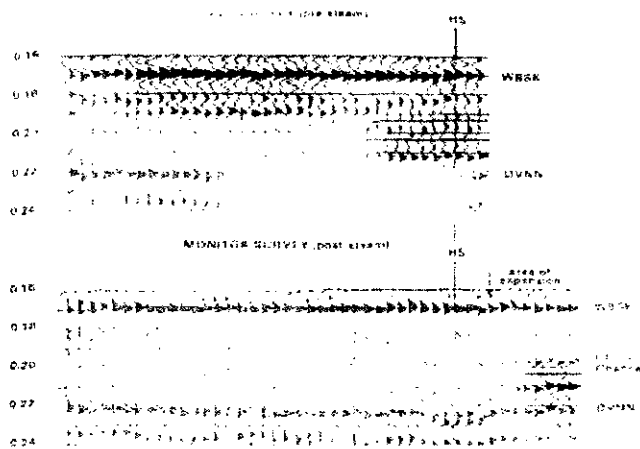
Рис.11.19. Схема расположения скважин и система наблюдений. Месторождение Грегори Лейк, Канада

На рисунке 11.19 приведена схема расположения скважин на месторождении, а также системы наблюдений, примененной при сейсмомониторинге. Как вы видите, размеры изучаемого объекта не велики – всего лишь первые сотни метров. В пилотном проекте были задействованы одна нагнетательная, 3 добывающих и три наблюдательных скважины.

Результаты сопоставления сейсмических материалов, полученных до начала закачивания пара и спустя некоторое время после начала действия проекта показали, что проектные расчеты были правильными (рис.11.20). На временных разрезах более поздней съемки уверенно прослеживаются характерные отличия – отражения повышенной амплитуды на времени около 0,2 с, каких не бы-



Plan showing well configuration, source and receiver locations, and a portion of the stacking cell grid.



Example of seismic character change associated with pre- and post-steam surveys.

их менее 400 м/с. Через 10 недель отличия от базовой съемки уже гораздо существеннее – аномалии снижения скорости уверенно прослеживаются в интервале продуктивного пласта, имея двучленное строение. Разница в скорости достигает уже 800 м/с. Для нас важно, что такое прогревание пласта происходит не равномерно по латерали, а достаточно сложно. Связано это с особенностями внутреннего строения пласта, что и необходимо было изучить.

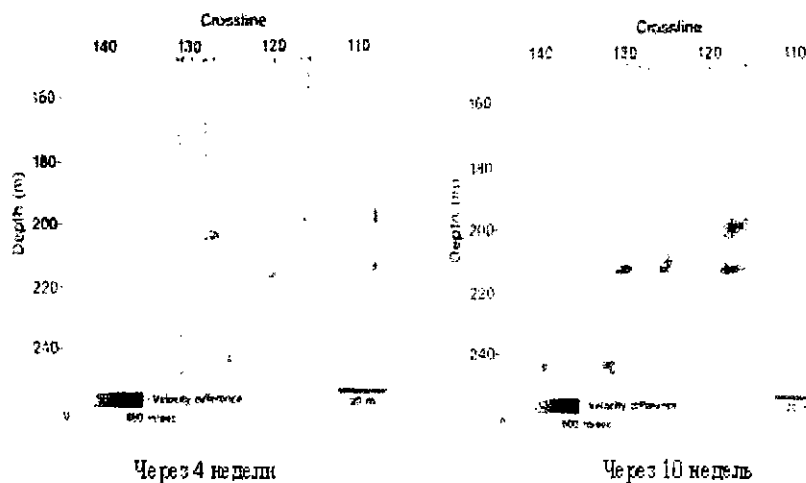


Рис.11.21. Профиль изменения скоростей с глубиной.
Месторождение Грегори Лейк, Канада

Изменение разницы в скоростях со временем отображается и на горизонтальных срезах на глубине 200 м (рис.11.22). Если через 4 недели изменения еще незначительны, то через 10 недель они вполне очевидны. Важно, что через 4 недели изменение скоростей произошло преимущественно даже не в районе нагнетательной скважины, а в районе добывающей Н-4. По-видимому, это связано с падением давления. Как мы видим, процессы изменения акустических свойств пласта многогранны, и нельзя их изменение приписывать только одному фактору.

Рис.11.20. Сопоставление временных разрезов до и после закачки пара.
Месторождение Грегори Лейк,
Канада

ло на базовой съемке.

Расчет скорости прохождения продольных волн в продуктивном пласте показал их уменьшение по мере разогревания пласта. На рисунке 11.21 приведены две карты: одна из них (слева) получена через 4 недели после начала проркта, вторая – через 10 недель. На первой снижение скоростей лишь начинает проявляться – видны отдельные локальные аномалии, амплитуда

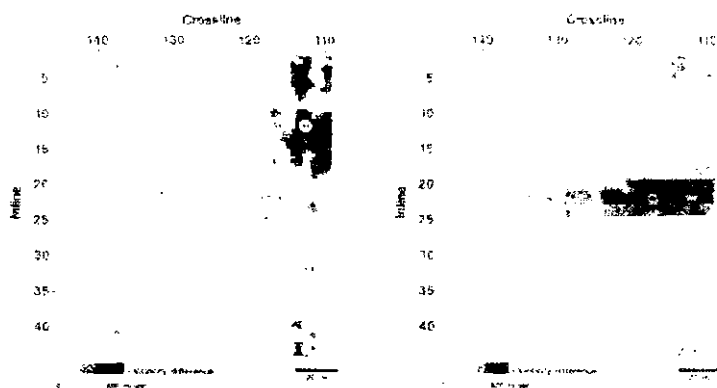


Рис.11.22. Срез изменения скоростей с глубиной. Месторождение Грегори Лейк, Канада

На срезе, полученном через 10 недель, максимальные изменения приурочены к участкам нагнетательной и добывающей скважины Н-4. В районе скважины Н-3 к западу от нагнетательной изменения невелики, что связано, по-видимому с ухудшением коллекторских свойств пласта в этом направлении. Тем не менее язык снижения скоростей в этом на-

правлении на карте виден. В сторону же добывающей скважины Н-5 на юго-восток не видно даже языка понижения скоростей. В этом направлении пар практически не движется.

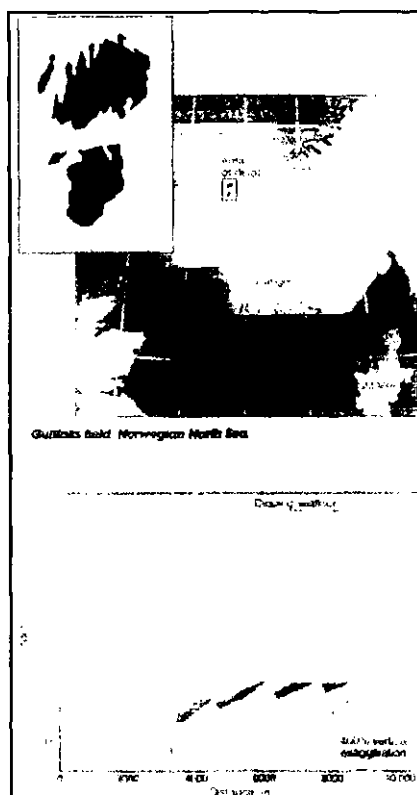
Рис.11.23. Месторождение Гулфакс. Северное море

Еще один пример, ставший классическим – постановка 4D сейсморазведки на месторождении Гулфакс, в норвежской зоне Северного моря (рис.11.23). Месторождение Гулфакс газонефтяное, характеризуется очень сложным тектоническим строением. Непосредственно выше залежи на временных сейсмических разрезах прослеживается сильная отражающая граница, которая затрудняет проведение оценки свойств резервуара. Глубина кровли продуктивного пласта резко меняется, что делает сложным применение 4D сейсморазведки.

Сейсморазведка 3D была поставлена на месторождении в 1985г. В 1995г. Была выполнена повторная съемка. После уравнивания графа обработки и динамики полученных материалов было проведено сравнение. На рисунке 11.24 приведены разрезы съемок 1985г., 1995г. и разностный разрез. На последнем (в нижней части рисунка) четко видны изменения в области ВНК.

На рисунке 11.25 приведена карта различий амплитуд. На нее зеленой линией вынесено начальное положение ВНК. Как мы видим, наибольшие изменения амплитуд приурочены к внешним, приконтактным областям месторождения. Однако получение этой карты было сопряжено со значительными трудностями, потому что не вся территория была покрыта равномерной сетью наблюдений – черно-синей пунктирной линией показаны области, где взрывы в 1995г. не производились. Таким образом, для достижения равного фона амплитуд по всей территории потребовалось прикладывать дополнительные усилия.

На рисунке 11.26 мы видим карты сейсмических амплитуд съемок разных лет (в верхней части рисунка). На новой карте (1995г.) видны искажения амплитуд в виде субгоризонтальных полос из-за неравномерной кратности. Это полосы, в пределах которых



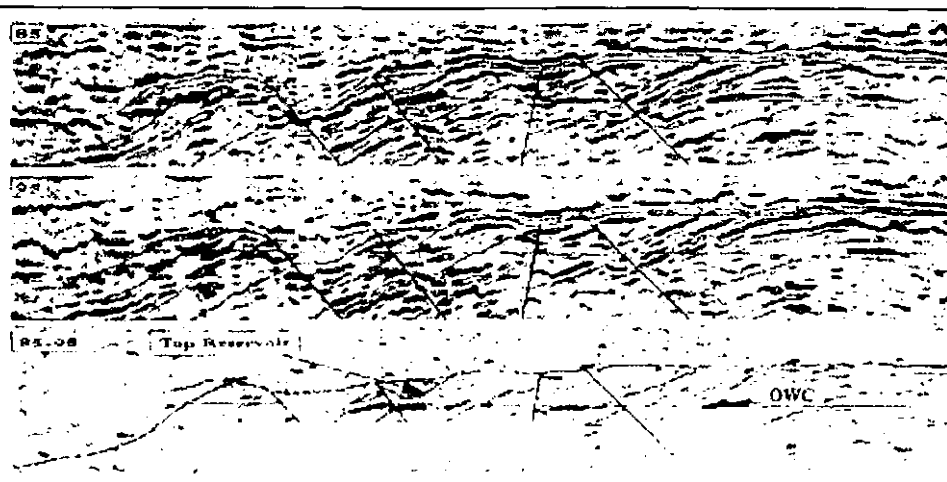


Рис.11.24. Материалы съемок 1985 и 1995 гг. Месторождение Гулфакс

съемку провести было невозможно. Карта в нижнем левом углу – калибровочная функция, которую применили к карте амплитуд 1995г., а правее ее – скорректированная карта амплитуд. Можно отметить, что аномалии низких амплитуд устранены не полностью – они все же несколько просматриваются на результирующей карте, в то время как на



Рис.11.25. Карта различий амплитуд. Месторождение Гулфакс

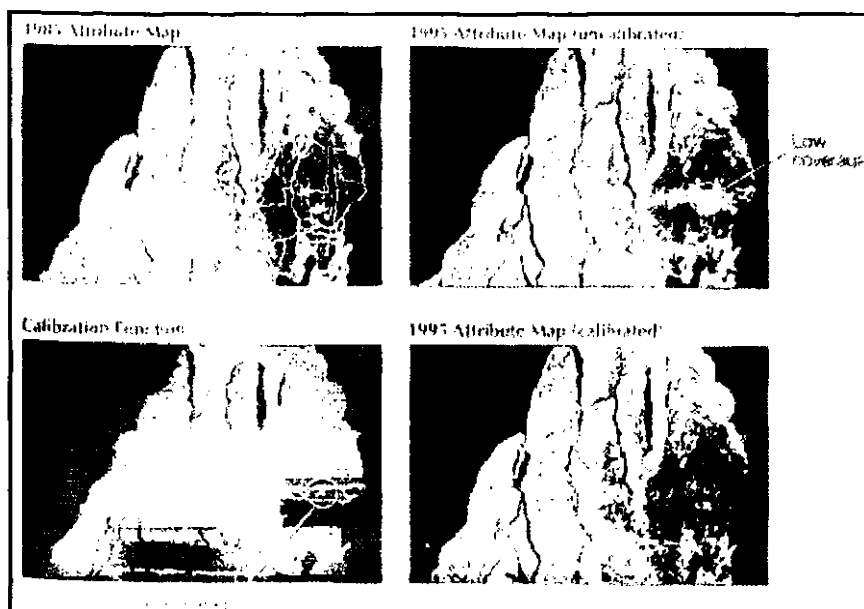


Рис.11.26. Карта амплитуд разных лет. Месторождение Гулфакс

карте 1985г. Таких аномалий нет вообще. В таком подходе к восстановлению амплитуд с авторами можно согласиться – предпочтительнее ситуацию улучшить до возможного предела, пусть и не до конца, чем внести искажения при стремлении достичь максимума.

В результате всех выполненных мероприятий по полевым съемкам, их уравниванию, коррекции, вычитанию, получены карты, проинтерпретиро-

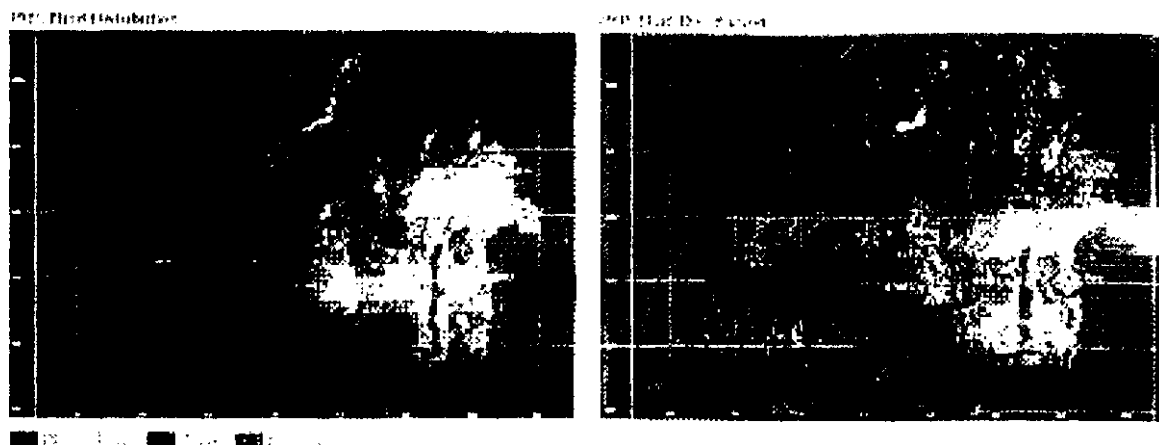


Рис.11.27. Карты насыщенности. Месторождение Гулфакс

ванные как карты насыщенности на 1985 и 1995гг (рис.11.27). Правомочность такого подхода мы видели при работах на месторождении Дури. По полученным картам мы видим, что области нефтенасыщенных пород к 1995г. существенно сократились.

Газовые шапки местами выработаны, но местами (преимущественно в северной части месторождения) разрослись или появились новые, что связано с падением пластового давления. Полученные карты представляют собой классический пример сейсмомониторинга разрабатываемого месторождения – реального отслеживания ситуации на месторождении.

Заключение

Что же несет нам сейсморазведка 4D – это настоящая революция в использовании данных сейсморазведки?

Действительно, с использованием сейсмического мониторинга, качественный подход изучения нефтяных месторождений переходит в количественную оценку, позволяющую оптимизировать добычу. Сейсморазведка перестает быть инструментом только поиска месторождений УВ, но становится инструментом управления разработкой месторождений.

Каковы же главные направления развития сейсморазведки 4D на ближайшие годы?

Это оптимизация:

- Отслеживать закачку газа в пласт (снижение объемов сжигания газа);
- Контроль за добычей газа для обеспечения оптимального уровня газа;
- Отслеживание положения ВНК для оптимизации количества наклонных скважин;
- Адаптировать к реальной ситуации устройство скважин и затраты на разработку.

Сейсморазведка становится инструментом для принятия решений при управлении месторождением.

Важным остается вопрос об экономической целесообразности проведения повторяющихся сейсмических съемок. Безусловно, применение сейсморазведки 4D возможно только в условиях ее рентабельности. Степень рентабельности определяет и форму мониторинга – устройство стационарных систем наблюдения, или проведение повторяющихся съемок мобильным оборудованием. Фактом остается то, что применяется эта методика все шире и шире. Такие съемки с использованием стационарно расположенных приемников сейсмических сигналов регулярно проводятся на промышленных подземных хранилищах газа в Германии и во Франции. Проводятся они и на месторождениях, причем на море для этого в отдельных случаях даже укладывают стационарные донные кабели.

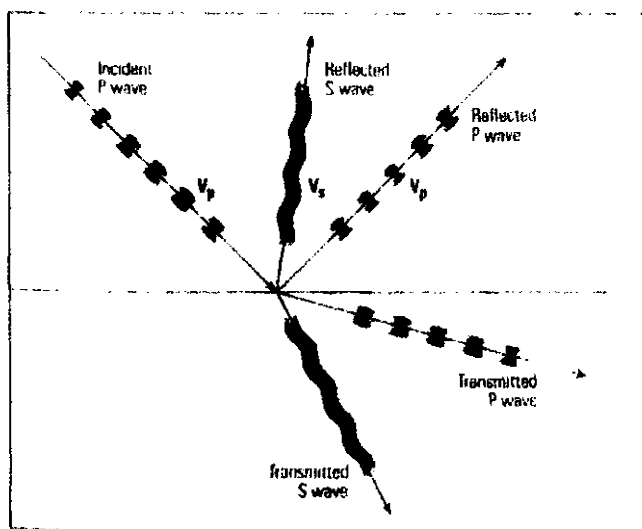
ГЛАВА 12

МНОГОКОМПОНЕНТНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА 4С

Еще одна модификация сейсморазведки, широко известная последнее время как сейсморазведка 4С. Иными словами это 4-х компонентная или многокомпонентная сейсморазведка. До этого мы с вами разбирали применение практически одних продольных волн. Использование при интерпретации волн поперечных, или S-волн, позволяет расширить диапазон физически обоснованных критериев для определения свойств горных пород: литологии, насыщенности и др.

Итак, суть сейсморазведки 4С в регистрации и использовании волн разной природы: продольных Р-волны и поперечных S-волн. Не всегда регистрируются все 4 компонента: иногда производится запись только 2 или 3 компонент (в морских условиях это возможно только с помощью уложенного по дну моря сейсморазведочного кабеля, т.к. вода не пропускает поперечные волны). В отдельных случаях для приема используются установленные на дно моря гидрофоны. Обработка 3 или 4 компонент, принятых таким гидрофоном, позволяет получить поля Р - волн и S - волн. Основная задача, решаемая сейсморазведкой 4С – более точное определение 1) флюидонасыщенности и 2) литологии.

Проблемы, существующие с регистрацией поперечных волн, дополняются тем, что произвести возбуждение поперечных волн достаточной энергии технически также очень сложно. Поэтому часто регистрируют не истинно поперечные волны, а обменные волны, возникающие при отражении продольных волн.



Upon reflection P waves converting to S waves.

Рис.12.1. Схема отражения продольных и поперечных волн

Вспомним немного особенности образования волн обменных. При падении на отражающую границу продольной волны она преобразуется в волны отраженную и проходящую (рис.12.1). Эти волны сохраняют свою природу, оставаясь продольными. В некоторых случаях проходящую волну называют преломленной. С этим можно согласиться, так как при прохождении через границу двух сред луч меняют свое направление, т.е. преломляется. Тут необходимо обращать внимание на то, что с другой стороны, преломленной волной обычно на-

зывают такую волну, которая преломилась при критическом угле падения волны, и скользить вдоль границы раздела двух сред с постоянной скоростью. Это иная ситуация, и необходимо ясно понимать, о какой идет речь при упоминании преломленной волны. Кроме волн продольных, на поверхности раздела происходит образование волн другой природы – поперечных. Эти волны называют также обменными, т.к. они сменили свой тип. Энергия их существенно меньше, чем энергия отраженной и падающей продольных волн, но усиление волн до требуемой амплитуды – это уже задача технических средств. Обменные волны также образуются в виде двух волн – отраженной и проходящей.

Почему сейсморазведка этим методом носит название 4С? Продольные волны представляют собой одну компоненту приема, т.к. они имеют смысл только вдоль вектора их распространения. А волны поперечные представлены компонентой вертикальной, а также

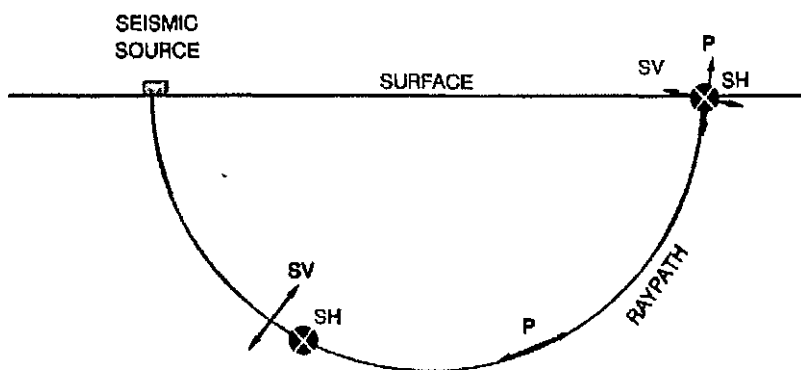


Рис.12.2. Схема распространения Р и S волн

двумя взаимно перпендикулярными горизонтальными составляющими, т.к. поперечная волна обладает свойством поляризуемости. Итого мы получили 4 компоненты. На рисунке 12.1 схематично изображены регистрируемые в этом методе волны. Путь прохождения волны схематически изображен в виде дуги. Это не сильно отличается от реальной ситуации, т.к. тонкослоистый геологический разрез обычно характеризуется постоянным увеличением пластовых скоростей с глубиной, что отображается в практически непрерывном увеличении отклонения луча от вертикали. К поверхности в точке регистрации приходят волны двух типов, причем поперечная волна в составе 3 компонент.

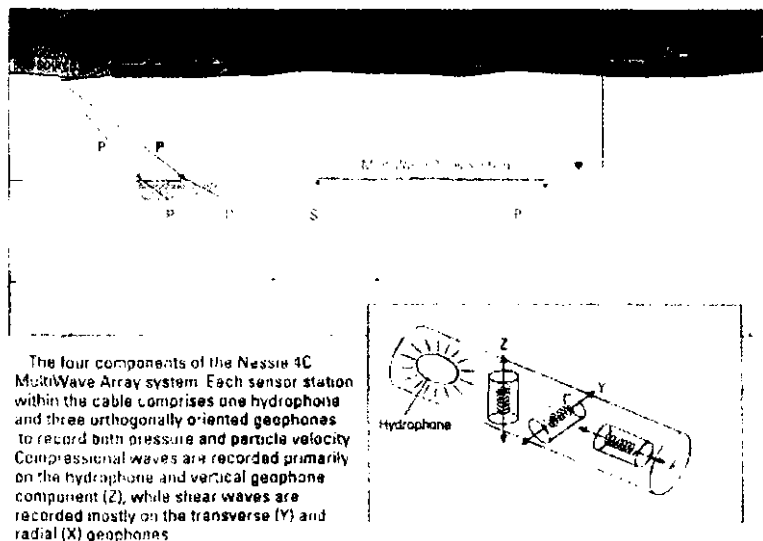


Рис.12.3. Многоволновая система NESSLIE 4C

Прием такого количества волн в точке обеспечивает, например, система приема Ncssie 4C, укладываемая на дне моря (рис.12.3). Продольная волна регистрируется пьезоприемником, реагирующим на волну сжатия – изменение давления. Поперечная волна, которая приходит как волна сдвига, регистрируется геофонами, фиксирующими смещение дна в каждом из направлений. Они по

конструкции схожи с катушкой, колеблющейся вдоль заданной оси относительно постоянного магнита. Аналогичные приборы необходимы и в наземных условиях для приема многокомпонентного сигнала. Только на суше пьезоприемники не работают, и продольную волну принимают вертикально ориентированные геофоны или сейсμοприемники.

Еще немного о принимающей аппаратуре при многокомпонентной сейсморазведке. В качестве одного из вариантов такой аппаратуры разработаны мобильные (опускаемые на морское дно, и поднимаемые на борт судна по завершению работ) морские донные сейсмометры (рис.12.4). Такие сейсмометры не позволяют проводить площадные работы с равномерным покрытием и высокой кратностью – нацелены они на единичные, но высокоточные измерения отраженных волн разной природы. В какой-то степени они могут быть сопоста-

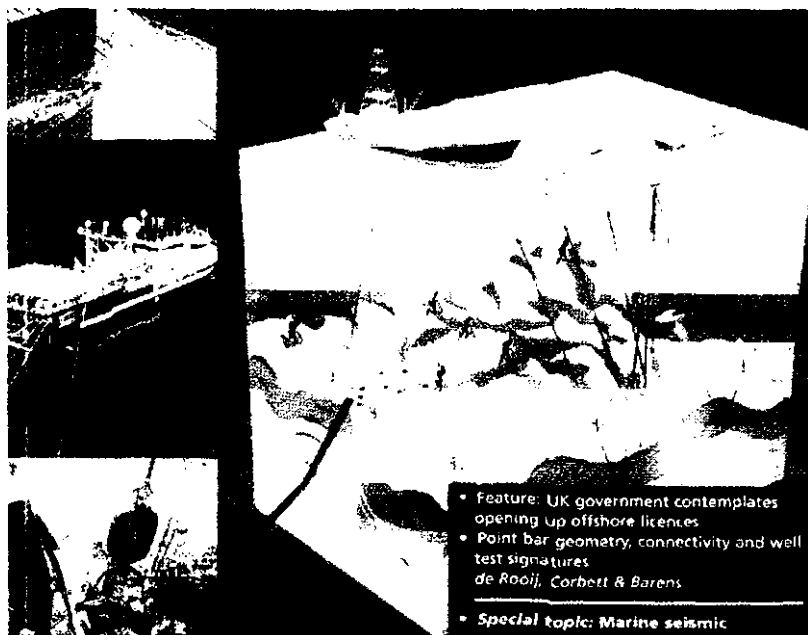


Рис.12.4. OBS – морской донный сейсмометр

вимы по качеству со скважинными наблюдениями. С другой стороны, также, как и при скважинных наблюдениях, размещенные более-менее равномерно по некоторой площади и в условиях многократного возбуждения сейсмических колебаний перемещающимся в пространстве источником, такие сейсмометры обеспечат площадные сейсмические наблюдения.

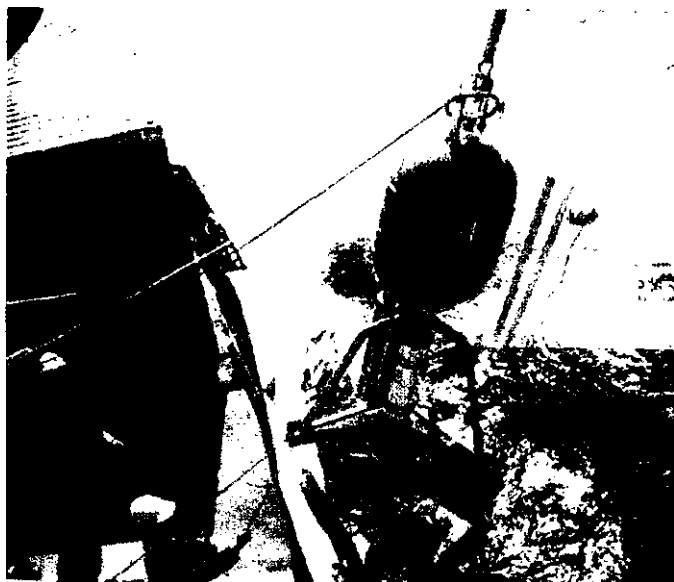


Рис.12.5. OBS перед погружением

На приведенной фотографии изображен донный сейсмометр (рис.12.5). Его конструкция позволяет надежно фиксировать сейсмометр на морском дне, производить многократные погружения-всплытия, причем до значительных глубин, после всплытия сейсмометр хорошо заметен и по форме, и по окраске. Аппаратура, установленная внутри сейсмометра, обеспечивает автономный прием и запись многократных сейсмических наблюдений. Емкость внутренних винчестеров – несколько десятков Гб. После подъема на поверхность записанную ин-

формацию передают на обрабатывающую машину.

Аналогично системе приема Nessie 4С, морские донные сейсмометры обеспечивают прием 3-х компонент поперечных волн и прием продольной волны пьезоприемником (на рисунке 12.6 запись пьезоприемника или гидрофона приведена справа). Запись произведена на глубине моря около 1700 м. Ортогональные составляющие горизонтальных S-волн имеют весьма низкочастотный характер – доминирующая частота около 4,5 гц (а и б). Третья

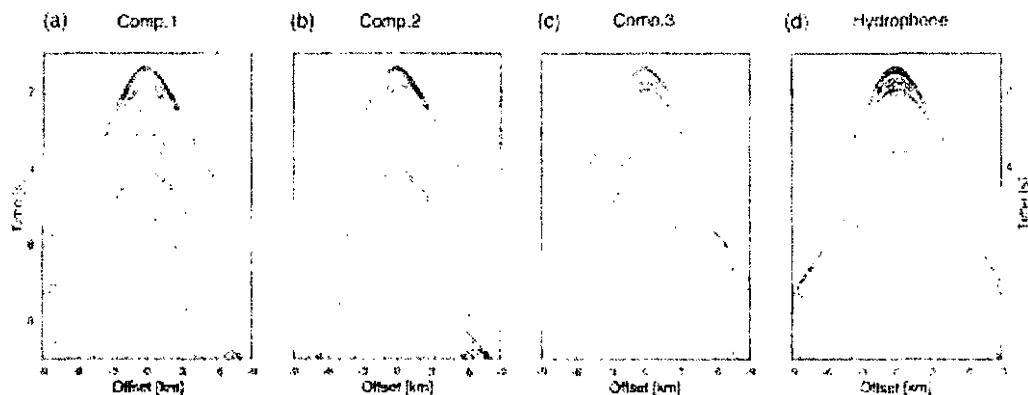


Figure 3 A full data set recorded in about 1700 m depth. The geophone (a-c) composed three orthogonal sensors with a natural frequency of 4.5 Hz, with the third component (c) being approximately vertical. The hydrophone (d) is placed about one meter above the seafloor. A band pass frequency filter from 5 to 120 Hz was applied, amplitudes have not been manipulated

Рис.12.6. Первичные данные морского донного сейсмометра

составляющая поперечных волн практически вертикальная. Продольная волна отфильтрована полосовым фильтром 5-120 Гц. Расположен гидрофон примерно на 1 м выше дна моря. Такой вид записи можно получить при наличии единичного сейсмометра путем многократного возбуждения сейсмического сигнала при перемещении местоположения источника вдоль прямой линии, проходящей над точкой его расположения. Приведенные на данном рисунке материалы – первичные данные.

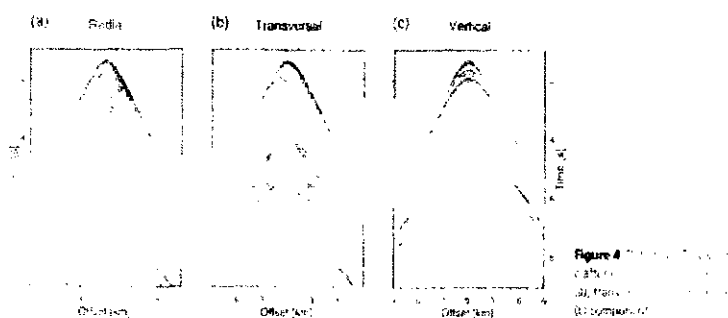


Рис.12.7. Переориентированные данные морского донного сейсмометра

Зарегистрированные 3 компоненты поперечной волны не обязательно ориентированы оптимально, более того, они ориентированы произвольно в зависимости от того, как сейсмометр встанет на дно (рис.12.7). Однако по правилу суммирования векторов, из 3 ортогональных составляющих произвольного направления, мы можем получить 3 ортогональные составляющие, заданных свойств – вертикальную, и горизонтальные, пересчитанные в радиальную и тангенциальную.

Полученные данные приведены к условно расположенному на дне моря источнику энергии, а также увязаны между собой путем идентификации аналогичных горизонтов от а до f. Увязка между собой отражающих горизонтов на двух типах волн требуется для поинтервальной оценки параметра гамма. Увязка осложняется тем, что различны как частотный состав волн, так и их скоростная характеристика. Это видно на временной шкале на приведенных сейсмограммах. В результате уравнивания интервалов наблюдения и выносы на сейсмограммах стали различными (рис.12.8).

Полученные по приведенным данным графики изменения пластовых скоростей продольных волн и изменения параметра гамма – небольшая часть приобретенной информации. Приведенный пример получения разных компонент стоит запомнить еще и потому что многокомпонентные волны будут использоваться при оценке анизотропии свойств среды. Сами же системы наблюдения кроме наглядной демонстрации принципов приема многокомпонентных данных, возможно, являются прообразом наземной аппаратуры наблюдения.

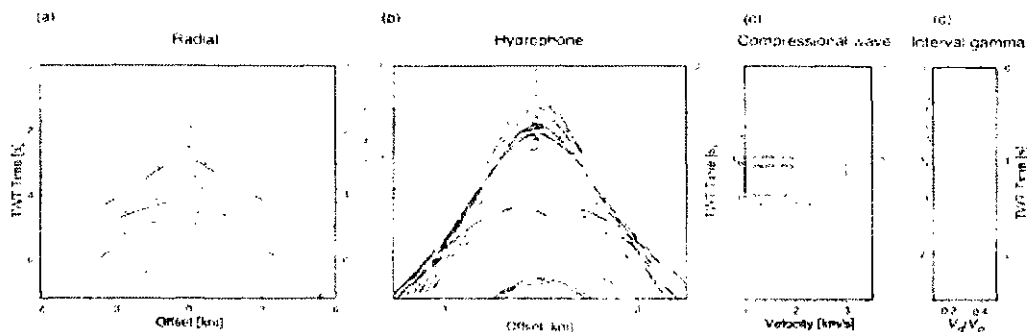


Рис.12.8. Ориентировка и увязка данных морского донного сейсмометра

Перейдем к рассмотрению примеров практической реализации сейсморазведки 4С. В журнале Schlumberger Oilfield Review приведен пример временного разреза, полученного стандартным морским плавающим кабелем (на боках), регистрирующим Р-волны (на рисунке слева). Материал получен в акватории Дальнего Востока (рис.12.9). На разрезе виден значительный участок, в пределах которого отражения неустойчивы и малой амплитуды. Временной разрез, соответствующий этому же профилю, но полученный при помощи уложенного на дно моря кабеля, который способен принимать многокомпонентные волны, выглядит совершенно иначе. Отражения по всему разрезу прослеживаются уверенно, амплитуды отражений высокие. Различие между разрезами заключается в том, что на последнем отображены обменные волны, отразившиеся как волны типа S.

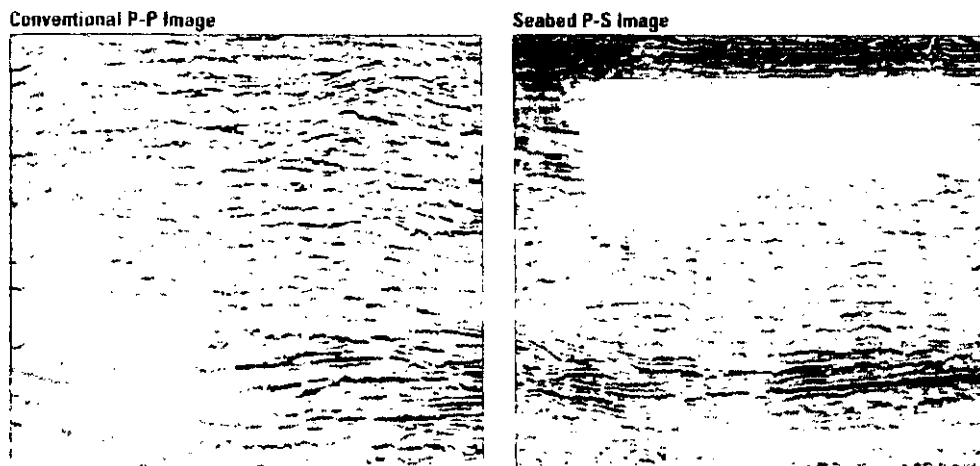


**Рис.12 9. Временные разрезы сейсморазведки 4С.
Дальний Восток**

Каким образом достигается этот эффект? Давайте вспомним, что поперечные волны зависят от свойств матрицы и практически не зависят от насыщающего поры флюида. Волны сжатия наоборот, сильно зависят от порового пространства и насыщающего их флюида. При этом снижается скорость волн, а также резко снижается акустическая жесткость и отражающая способность границ пластов. Наиболее ярко это заметно на газовых месторождениях, с каким мы и имели дело на предыдущем примере.

В нижней части рисунка 12.10 приведен мигрированный разрез Р-волн через газовое месторождение. В присводовой части, к которой приурочена газовая залежь, отражения полностью разрушены, ниже залежи газа также отражения отсутствуют. На расположенном выше временном разрезе обменных волн по понятным нам причинам все отражения прослеживаются нормально, стросние разреза ниже газовой залежи также видно хорошо. В

P-wave reflection coefficient as a function of angle of incidence. The reflection coefficient is plotted for a gas-saturated sandstone overlying a shale. The reflection coefficient is plotted for a gas-saturated sandstone overlying a shale. The reflection coefficient is plotted for a gas-saturated sandstone overlying a shale.

Value of shear waves. Shear waves are useful for imaging beneath gas clouds as they travel through this low-velocity zone relatively undisturbed. The lateral displacement of the CCP due to P-S reflection must be taken into account in processing.

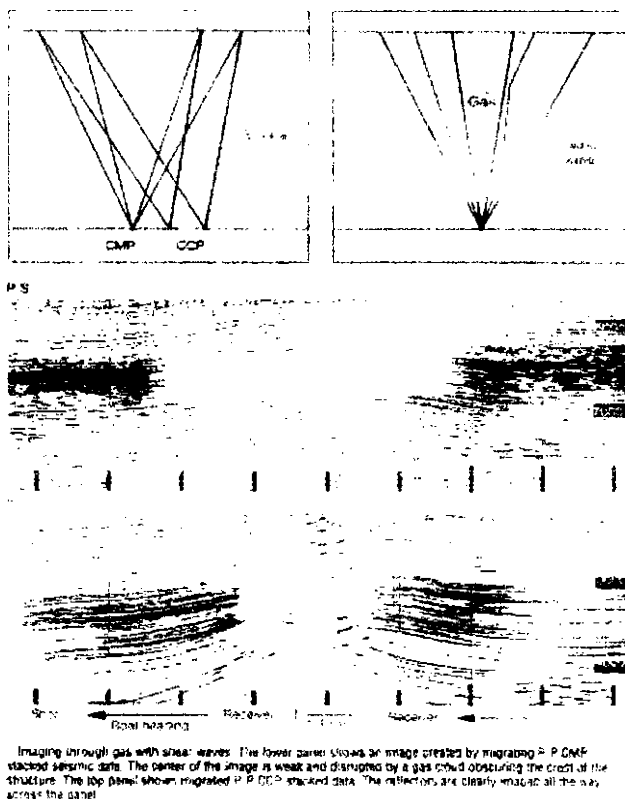


Рис.12.10. Использование Р и S волн над газовыми месторождениями

верхнем правом углу приведена схема, демонстрирующая геометрию прохождения лучей Р-волн через газовую залежь. Это делает практически невозможным корректное суммирование их отражений. В то же самое время газовая залежь не влияет на пути прохождения обменных волн, что обеспечивает хорошее качество результирующих разрезов.

В верхнем левом углу на схеме приведена еще одна особенность обменных волн: если при Р-волнах ОГТ расположена симметрично по отношению к пунктам взрыва и приема, то для обменных волн положение ее ассиметрично. Это необходимо учитывать при обработке материалов, а также при проектировании систем наблюдения.

Еще одна особенность совместного использования разрезов продольных приводится на рисунке 12.11 (в верхней части рисунка) и обменных (в средней части рисунка) волн. Амплитуды отражений в од-

ном и том же окне, выровненном относительно целевого горизонта, показывают примерно равные значения для обоих типов волн в правой части разреза. В левой части разреза амплитуды отражений волн разного типа различны. По-видимому, это связано с углеводородонасыщением разреза, которое снижается справа налево.

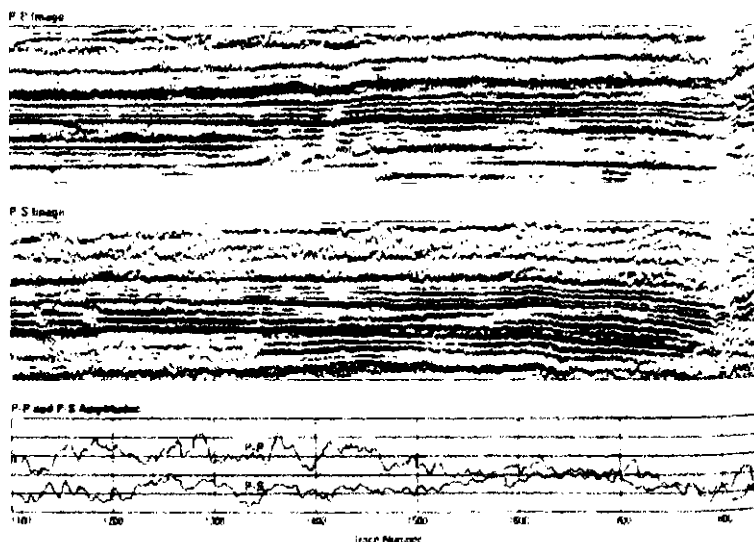
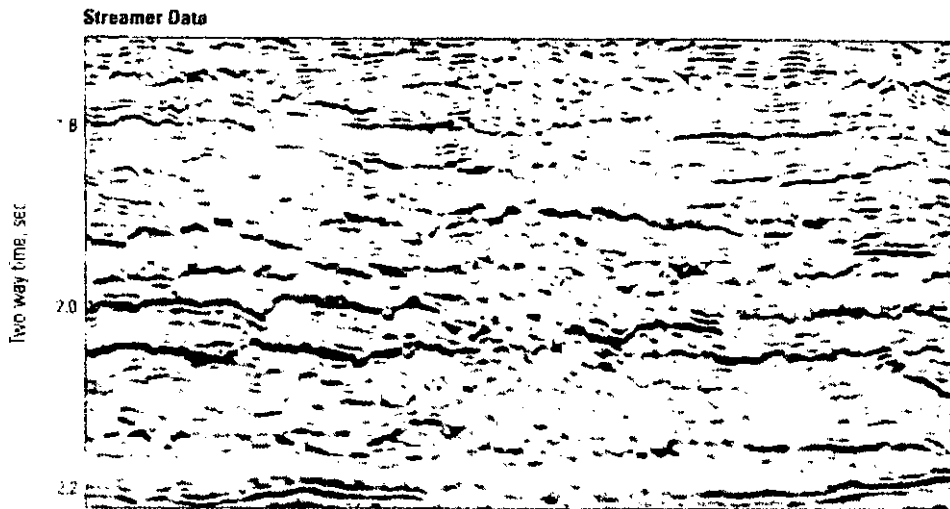


Рис.12.11. Временные разрезы, полученные морским плавающим кабелем для приема волн Р-Р и донным кабелем для приема волн Р-Р и волн Р-Р

Displays of P-P (top) and P-S (middle) reflection amplitude images from dipping layers flattened on the target horizon. Reflection amplitude plotted versus trace number (bottom) shows relatively equal P and S amplitudes at the target edge in the most flat diverge, probably due to changes in fluid content, downward to the left.

На месторождении Альба была выполнена 4С сейсмическая съемка в морских условиях (рис.12.12). Стандартный временной разрез Р-волн содержит некоторое количество отражающих площадок в интервале целевого горизонта, но целостного представления о строении месторождения по нему составить невозможно.

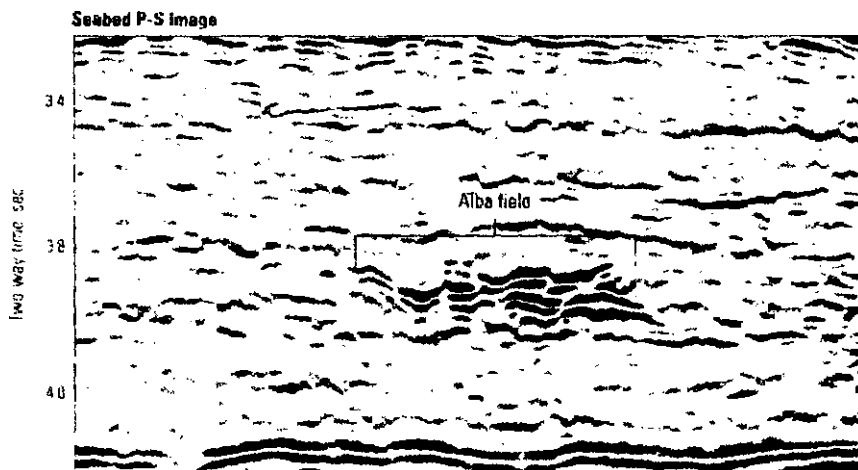
Временной разрез обменных Р-Р-волн несет в себе иную информацию (рис.12.13). На нем отчетливо виден резервуар месторождения Альба. Видны кровля резервуара, его



Conventional towed-streamer P-P reflection image of the Alba reservoir (repeated from the second figure, page 31). Some broken reflections are recorded, but there is no clear image.

**Рис.12.12. Временной разрез Р-Р волн морской 4С съемки.
Месторождение Альба**

подошва, размеры в горизонтальном направлении и даже соотношение между собой отдельных каналообразных тел. Для наглядности изображения разрез проведен в крест простирания основных каналообразных тел. Ни одну из перечисленных выше особенностей строения месторождения мы не видели на стандартном временном разрезе Р-волн.

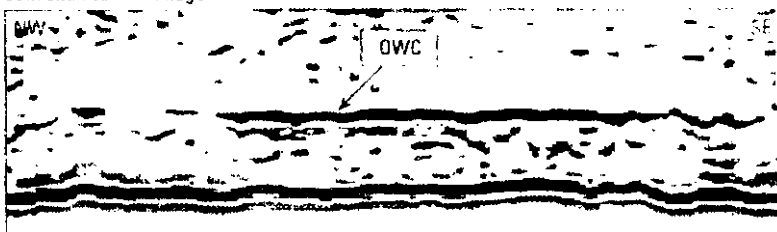


Sighting the Alba reservoir with converted waves. The top, base, lateral extension and even compartmentalization of the channel sand are imaged in this seabed line that cuts across the reservoir axis. These features are not seen in the compressional-wave image from streamer data.

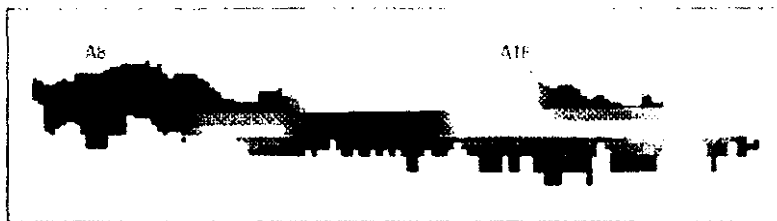
**Рис.12.13. Временной разрез Р-S волн морской 4С съемки.
Месторождение Альба**

Проведенное моделирование показало (рис.12.14), что на месторождении Альба на разрезе продольных волн (модельный разрез приведен в верхней части рисунка) должен уверенно отображаться водонефтяной контакт, в то время, как на разрезе волн Р-S (модель-

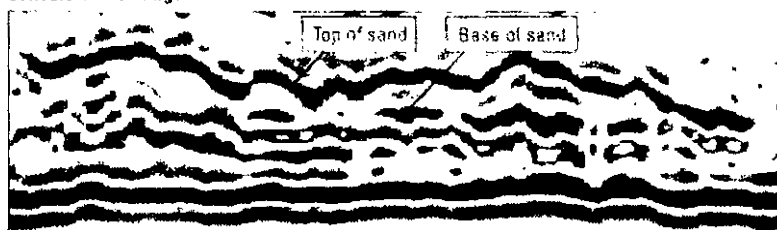
Conventional P-P Image



Oil Water Contact: Initial Saturation



Converted P-S Image



Indications that converted waves can image the Alba reservoir. Modeling using sonic and density logs and original fluid saturation information (*middle*) shows that P waves (*top*) will reflect off the oil water contact while converted waves (*bottom*) illuminate the top and base of the reservoir

**Рис.12.14. Модельные разрезы волн P-P и волн P-S.
Месторождение Альба**

ный разрез этого типа волн приведен в нижней части рисунка) будут отображаться кровля и подошва резервуара. При моделировании использованы данные каротажа по скорости (АК), по плотности и представления о начальной насыщенности резервуара (приведено в центре рисунка). Моделирование показало, что в сложной ситуации комплексное использование волн разной природы помогает детально описать строение резервуара, когда на основе только традиционных продольных волн это сделать невозможно.

Рассмотрим материалы и результаты 4С сейсмической съемки, выполненной с применением аппаратуры Vectorseis в 1998 г. На рисунке 12.15 приведен фрагмент временного разреза стандартных Р-волн. Справа приведен спектральный состав сейсмической записи в интервале от 900 до 1500 мс. Как видно, частотный состав весьма широк, энергия полезного сигнала от 10 до 90 Гц остается примерно на одном уровне. Последующие работы были основаны на сравнении данных Р-волн и S-волн. Поэтому на временном разрезе отмечены горизонты: точками – использованные для расчета соотношения V_p/s (параметр гамма), крупным пунктиром – для оценки амплитуд отражений.

Фрагмент временного разреза обменных волн, также иллюстрирует положение использованных для анализа горизонтов (рис.12.16). Обратите внимание, что их времена существенно отличаются. Это естественно, т.к. скорости поперечных волн ниже скорости волн продольных. Спектральный состав сейсмических материалов рассчитан в окне 1500-2000 мс, и он показывает существенно более узкий частотный диапазон: от примерно 5 до

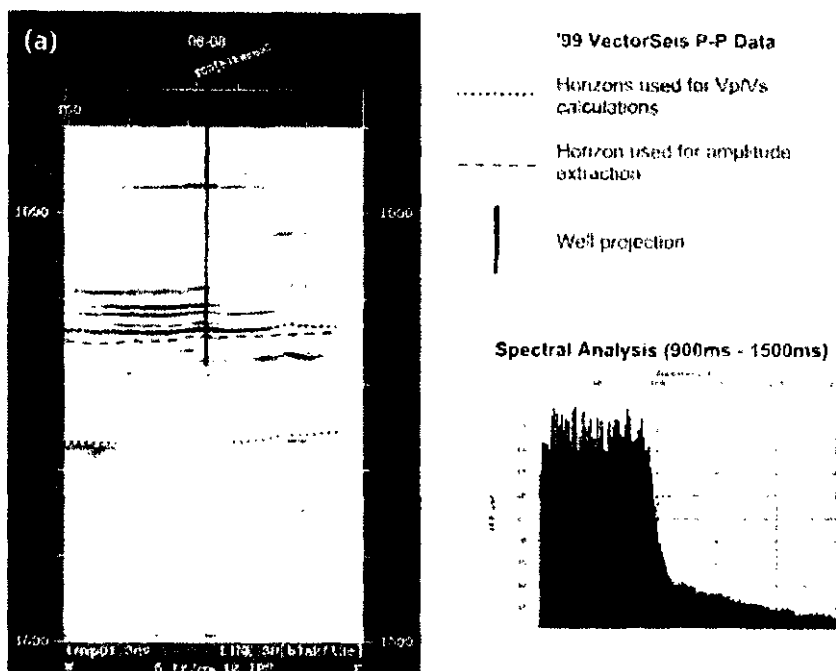


Рис.12.15. VectorSeis: P-P данные

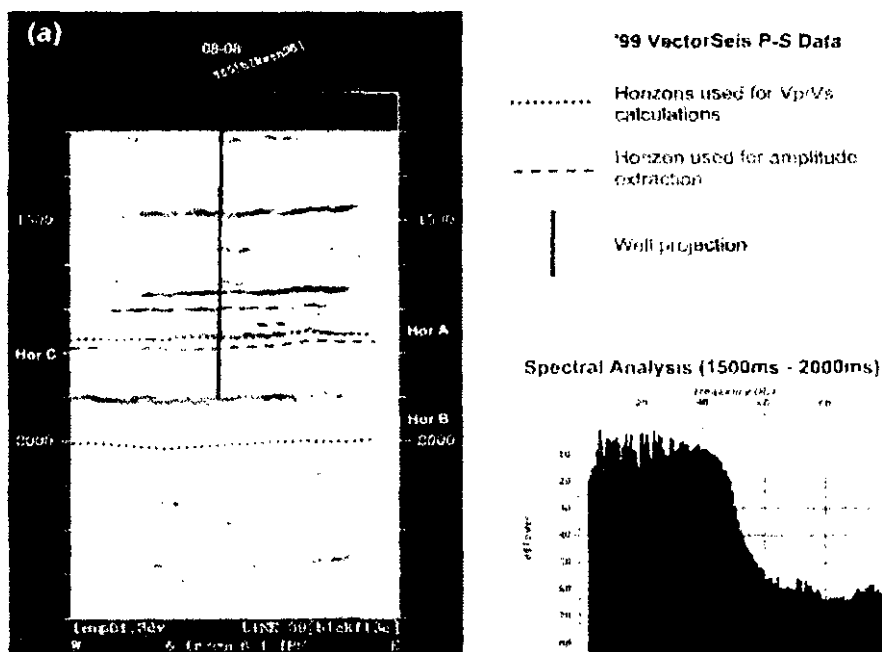


Рис.12.16. VectorSeis: P-S данные

45 Гц амплитуда полезного сигнала остается приблизительно на одном уровне. Это гораздо уже, чем на Р-волнах, но шире стандартного спектра первичных материалов при сухопутной съемке. Возникает вопрос – частотный состав поперечных волн уже, а отражений на временном разрезе мы видим примерно столько же, ощущения меньшей разрешенности записи не возникает. Почему? Скорость распространения поперечных волн ниже, на объект

тех же размеров приходится большее количество фаз, чем у более быстрых Р-волн. Это компенсирует их низкочастотность.

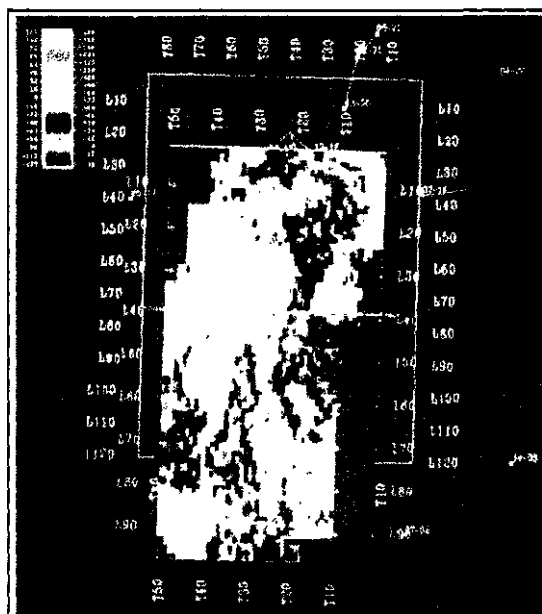


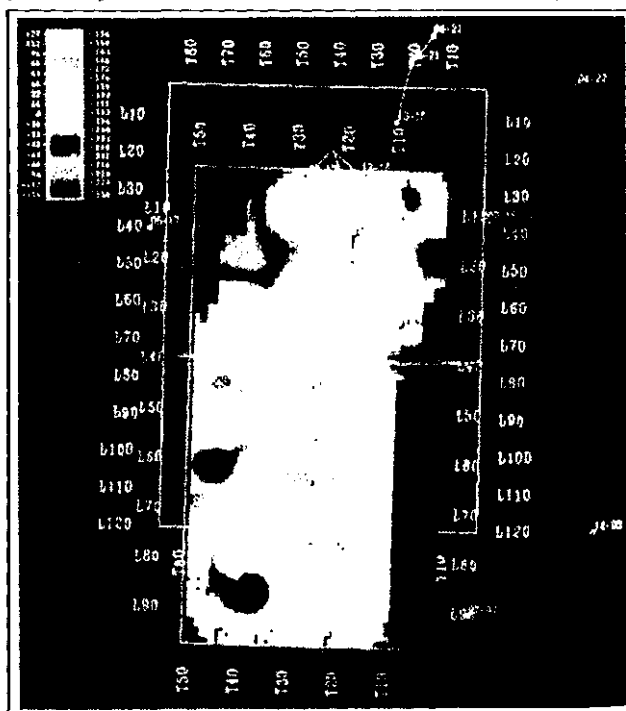
Рис.12.17. Карта амплитуд волн V_s

По использованному для определения амплитуд горизонту, соответствующему кровле изучаемого резервуара, были получены амплитуды отражений обменных волн. Полученная карта представлена на рисунке 12.17. На карте мы наблюдаем узкое вытянутое в субмеридиональном направлении тело, состоящее из двух основных частей, соединяющихся узким перешейком. Тело отображается аномалиями положительных амплитуд (показаны цветом от зеленого до желтого). Наличие здесь песчаного тела подтверждено данными бурения. Как мы видим, сейсмическая информация, которую несут обменные волны, полезна при описании строения месторождения уже непосредственно по амплитуде отражений. Но мы можем рассматривать

эту карту как карту, дающую первое представление о строении месторождения.

Рис.12.18. Карта V_p/V_s

Карта, представляющая собой соотношение V_p/V_s , отображает строение изучаемого тела гораздо более детально и с более высокой степенью надежности (рис.12.18). Для удобства при изображении этой карты применена та же цветовая палетка. Контур тела совпадает с границей зеленого цвета – переходом его в голубой. По этой карте изучаемое нами тело в целом несет те же черты, что мы видели и на карте предыдущей: субмеридиональное простирание, области увеличения толщины тела и области ее уменьшения, но отображение размеров объекта существенно другое. Какая же из карт лучше?



Ответ может дать только бурение. На рисунке 12.19 приведены две карты: слева приведена уже знакомая нам карта соотношения скоростей продольных и поперечных волн, а справа карта, полученная по данным бурения, и описывающая эффективную толщину песчаного пласта. Как мы видим, в целом совпадение просто отличное. Но корректно сравнивать мы можем только информацию в скважинах. Контур песчаного тела – судя по точности прогноза, лучше дает сейсмическая информация.

Мы уже говорили с вами о комплексировании методов. Эффективность 4С сейсмо-

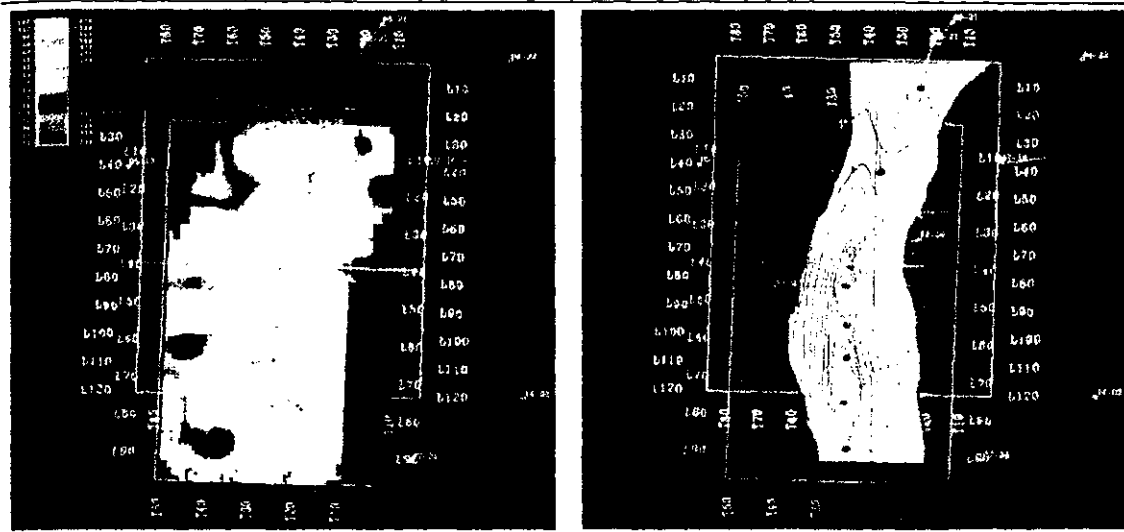


Рис.12.19. Карты VP/VS и эффективной толщины песчаного пласта

разведки также повышается при более широком использовании физически обоснованных решений, в частности, инверсионных преобразований. Рассмотрим одну из методик, совместно использующую особенности многокомпонентной сейсморазведки и возможности расчета акустической жесткости разреза. Методика получила название расчета параметров Лямбда-Мю-Ро ((LMR©

Гудвей с коллегами (1997) предложил новый подход к инверсии с использованием эффекта AVO, основанный на постоянных Ламе λ и μ , и плотности ρ , или метод Lambda-Mu-Rho (LMR©. Его теоретическая основа состоит в следующем: скорости продольных и поперечных волн определяются на основе постоянных упругости λ и μ , через них же можно выразить квадраты акустической жесткости продольных и поперечных волн. И наоборот, произведения упругих констант на плотность можно выразить через акустические жесткости волн разного типа.

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \text{ and } V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

$$\text{therefore: } Z_S^2 = (\rho V_S)^2 = \mu \rho$$

$$\text{and: } Z_P^2 = (\rho V_P)^2 = (\lambda + 2\mu) \rho$$

$$\text{so: } \lambda \rho = Z_P^2 - 2 Z_S^2$$

Алгоритм реализации данной методики состоит в следующем (рис.12.20). На входе требуются первичные сейсмограммы. Годографы отраженных волн разных типов анализируются на предмет учета изменения амплитуды в зависимости от удаления, в результате мы получаем уточненные оценки коэффициентов отражения P- и S-волн. Следующим этапом является выполнение инверсии по обоим типам волн и получение кубов акустической жесткости. Они служат основой для расчета кубов параметров $\rho\lambda$ и $\rho\mu$, которые уже и используются для анализа полученных значений на графиках и переноса определенных по ним об-

ластей, соответствующих разным типам горных пород или пределов их развития, на временные разрезы.

Рис.12.20. Алгоритм взаимосвязи LMR анализа



В работе Гудвея и других (1997) предложена следующая физическая интерпретация параметров λ - ρ и μ - ρ .

Постоянная λ , или несжимаемость, более чувствительна к содержащемуся в порах флюиду, в то время, как μ , или жесткость, более чувствительна к матрице горной породы.

Для снижения влияния плотности удобно пользоваться графиком зависимости $\rho\lambda$ от $\rho\mu$. Это напоминает нам подход к интерпретации волн продольных и поперечных, которые также по-разному реагируют на насыщенность горных пород. Связано это и с интерпретацией разрезов R_0 и G при методе AVO. Причина кроется в

общей физической основе.

В 1999 г. Гудвеем были опубликованы дополнительные материалы по интерпретации сейсмических данных методом ((LMR®). Они показывают варианты взаимосвязи между акустической жесткостью по продольным и поперечным волнам (рис.12.21). На полученном графике по скважине, вскрывшей газонасыщенный песчаник, точки данных, относящиеся к нему, располагаются в левой части графика. Крайнюю правую область занимают карбонатные породы. Глинистые породы и крепкоцементированные плохопроницаемые песчаники занимают среднюю часть графика. Таким образом, на графике можно выделить

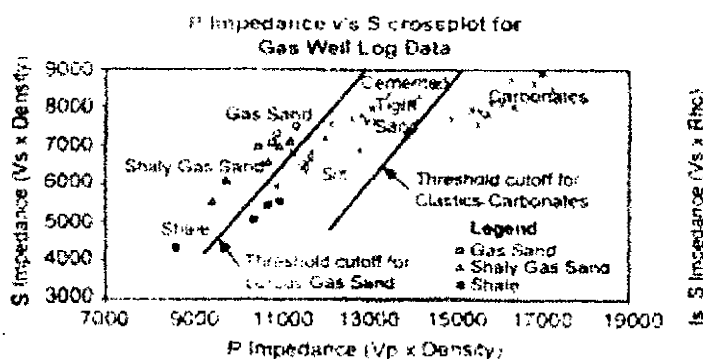
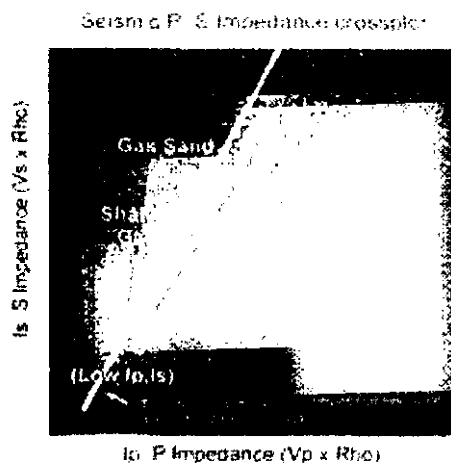


Рис.12.21. Соотношение Z_p к Z_s



три области: газонасыщенных песчаников, глинистых пород с плохими коллекторскими свойствам и карбонатов. Важно, что границы раздела областей проходят на графике в виде наклонных линий. На графике, построенном по другим материалам, по разрезу без карбонатных пород, газонасыщенные песчаники также занимают крайнюю левую область, и предел их присутствия также проведен в виде наклонной линии. Предел в данном случае рассматривается как «Флюид-фактор», и он может быть описан в виде формулы прямой линии,

с наклоном, определяемым соотношением акустических жесткостей продольных и поперечных волн.

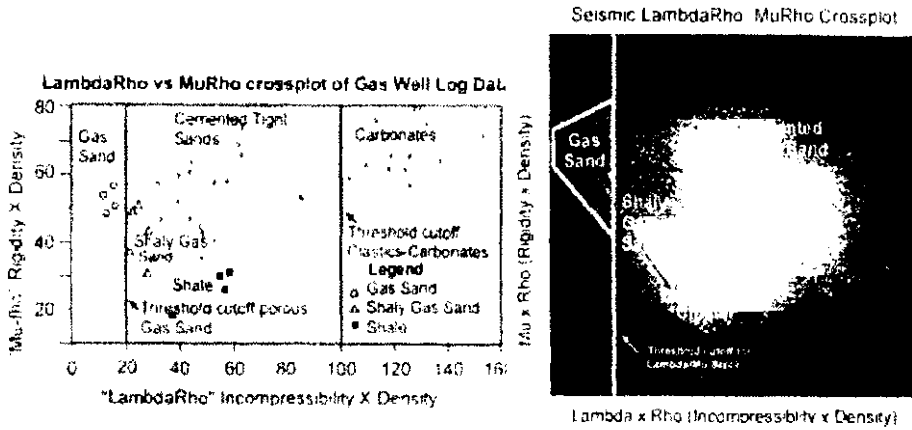


Рис.12.22. Графики Lambda-Mu-Rho

На графиках соотношения $\rho\lambda$ и $\rho\mu$, построенных по тем же данным, что и на предыдущем рисунке, наблюдается аналогичная картина (рис.12.22). Газонасыщенные песчаники занимают крайнюю левую область на графике, карбонаты – правую. Но пределы или пороговые значения распространения и газонасыщенных песков, и карбонатов приобретают вид вертикальных линий с постоянным значением $\rho\lambda$. Таким образом, мы получаем в свое распоряжение еще один инструмент выделения в разрезе газонасыщенных пород-коллекторов. Мы видели также основы для разделения карбонатной части разреза от терригенной.

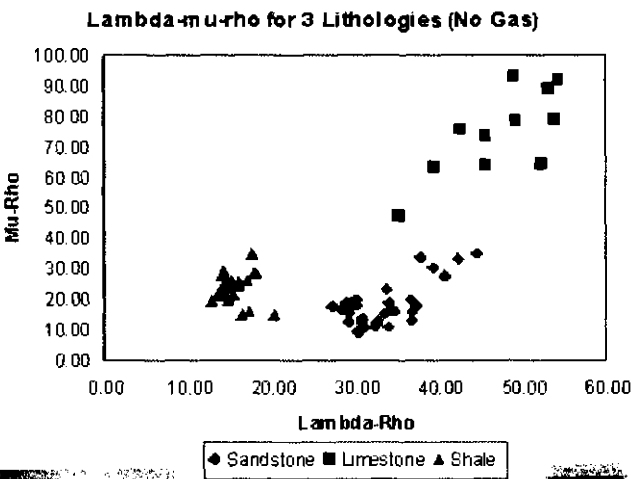


Рис.12.23. Зависимость Mu-Rho от Lambda-Rho

По материалам, полученным в непродуктивных отложениях, построен приведенный на рисунке 12.23 график. Разным цветом на нем показаны породы разной литологии. График построен по тем же параметрам: $\rho\lambda$ и $\rho\mu$. Как мы видим, породы разной литологии расположились в разных областях на графике, существенно удаленных друг от друга и не перекрывающихся. Таким образом, предлагаемая к использованию методика является и ин-

струментом определения литологии изучаемых отложений. Конечно, переходные разности, типа глинистых песчаников и алевролитов внесут большую неопределенность в такой график, но это не будет отрицанием возможности прогноза литологии по данным сейсморазведки. Получать же такой график до начала работ по интерпретации требуется на каждой площади.

Теперь рассмотрим пример реализации этой методики при изучении пачки песчаников Колони, в земле Альберта, Канада.

Для реализации методики в качестве исходных данных были использованы имевшиеся в скважинах материалы акустического каротажа по скорости Р-волн, а также плотностного каротажа. Ввиду отсутствия проведенного акустического каротажа по S-волнам, по-

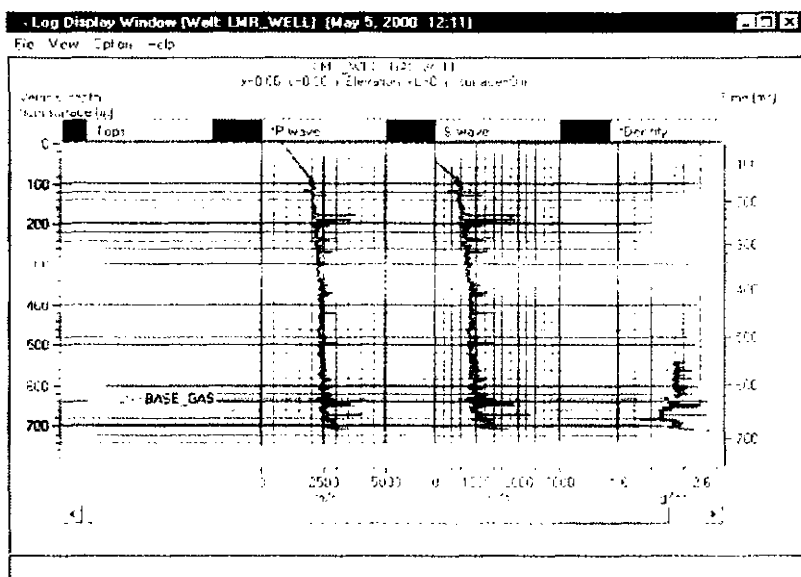


Рис.12.24. Акустический каротаж по Р и S волнам

следние рассчитывались теоретически по скорости продольных волн с использованием уравнения Кастаньи (рис.12.24). Конечно, это снижает качество прогноза, но, как вы видите, это вполне допустимый технологический прием. Для нас он особенно актуален, т.к. акустический каротаж по поперечным волнам у нас практически нигде не проводится. Вместе с тем это задача для геологических служб на будущее, обеспечить исходным материалом (необходимыми видами каротажа) будущие работы по многоволновой сейсморазведке.

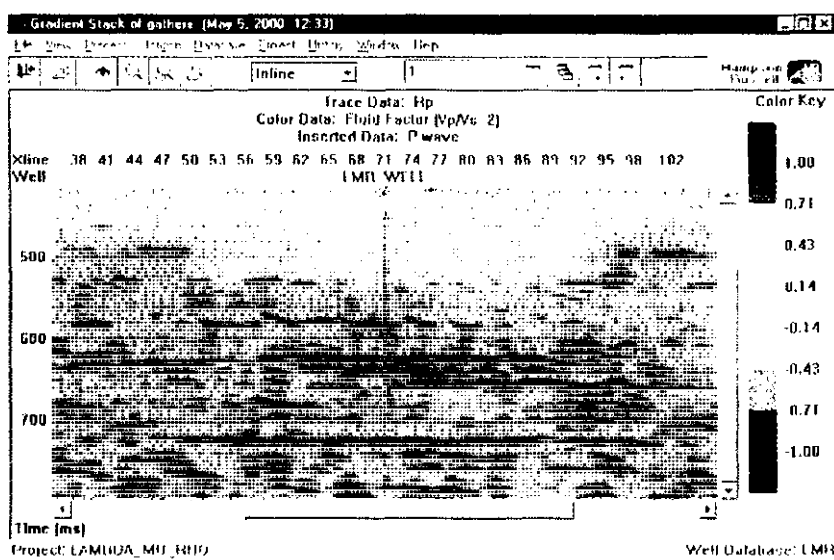


Рис.12.25. Временной разрез, рассчитанный с учетом AVO-эффекта

По полученным в поле сейсмическим материалам с учетом AVO-эффекта рассчитаны временные разрезы отражающей способности продольных волн R_p (один такой разрез показан на рисунке 12.25) и поперечных волн R_s . Также рассчитан флюид-фактор $DF = R_p - g(t)R_s$, использованный для закраски разреза.

На стандартных разрезах Р-волн прокоррелировано 3 отражающих горизонта. Гори-

зонт 2 протянут по отрицательной фазе в кровле газонасыщенных песчаников. Горизонты необходимы для корректного построения начальной модели акустической жесткости перед выполнением инверсии. При этом изучаемый нами объект располагается между прокоррелированными горизонтами. Горизонт 2 по сути дополнительный, уточняющий геометрию нашего разреза. Однако в данной ситуации он строго необходим, т.к. горизонт ведет себя неконформно по отношению к горизонту 1 и 3.

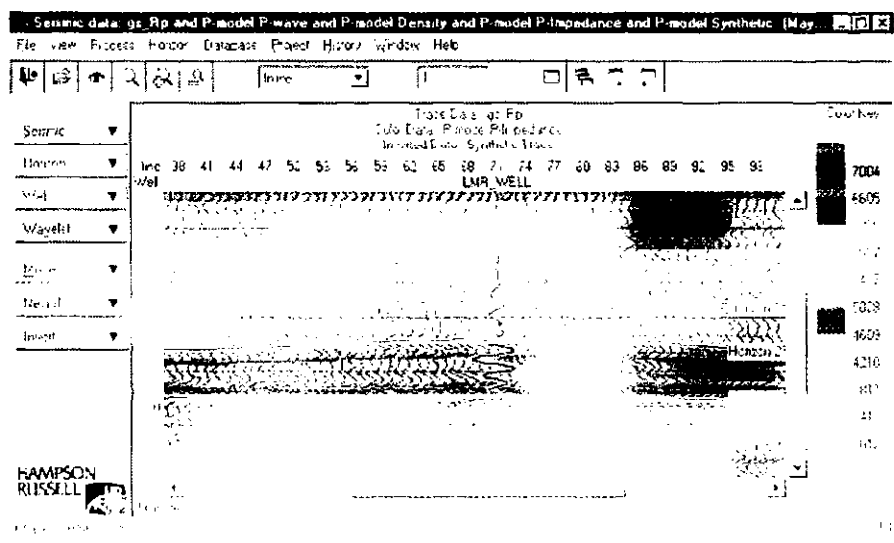


Рис.12.26. Исходная модель акустической жесткости R-волн, построенная по 1 скважине

Исходная модель акустической жесткости R-волн построена всего по 1 скважине, но с учетом прокоррелированных горизонтов и рассчитанной отражающей способности R-волн R_p (рис.12.26). Это обеспечивает наиболее корректное построение начальной модели при дефиците скважинной информации.

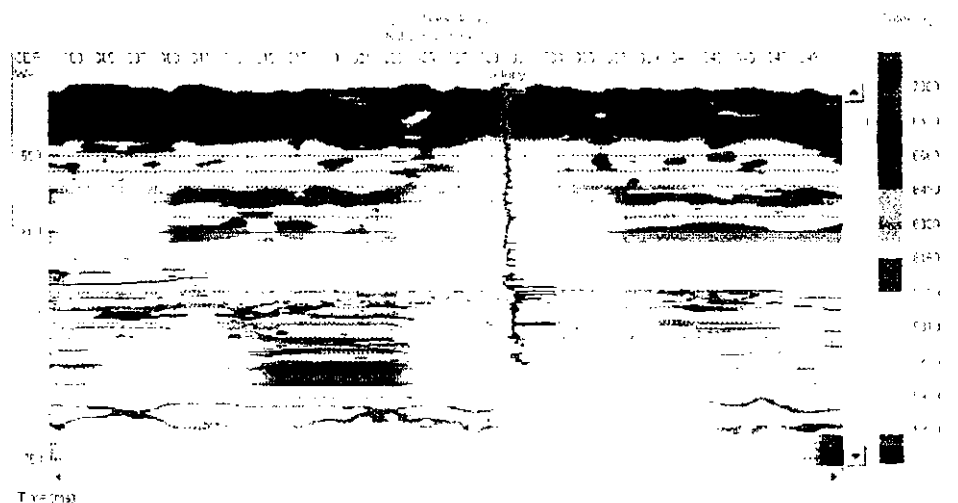


Рис.12.27. Инверсия по R-волнам

В результате выполнения инверсии по R-волнам получен уточненный куб акустической жесткости (рис.12.27). Низкие значения акустической жесткости, видимые на этом разрезе ниже горизонта 2 связаны с газонасыщенными песками. Однако, имея в своем рас-

поражении только этот материал, трудно определенно сказать о характере насыщенности, литологии объекта, да и просто о выделении объекта как такового – сверху он не ограничен никакими характерными по акустической жесткости телами.

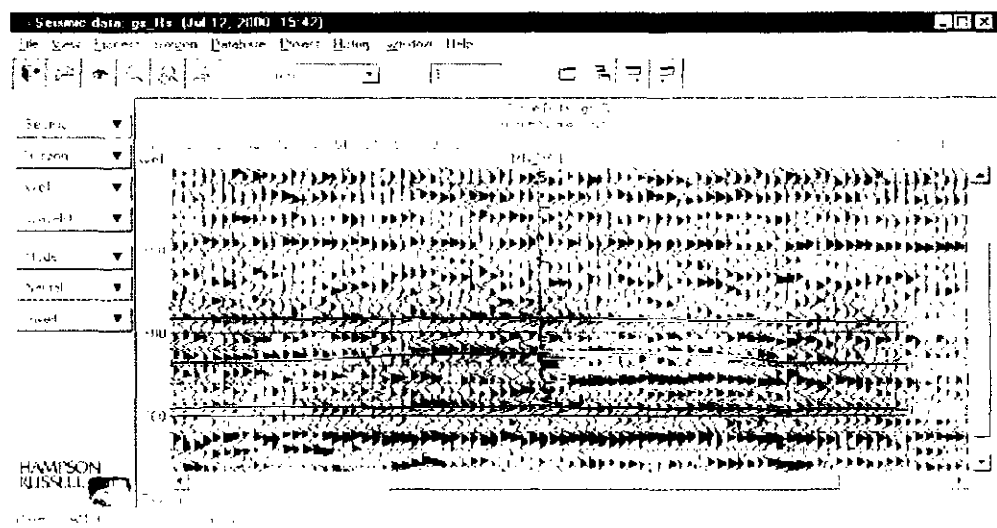


Рис.12.28. Временной разрез по S-волнам

Параллельно обработке Р-волн ведется работа с поперечными волнами. Для этого необходимо иметь таковыс, записанные в полевых условиях. Временной разрез по S-волнам показан на рисунке 12.28. На него вынесены те же горизонты, прокоррелированные по разрезам продольных волн, а также скважина с рассчитанным акустическим каротажем по S-волнам. Обратите внимание, что для последующего совместного использования результатов обработки Р и S-волн, все материалы приведены к единым временам.

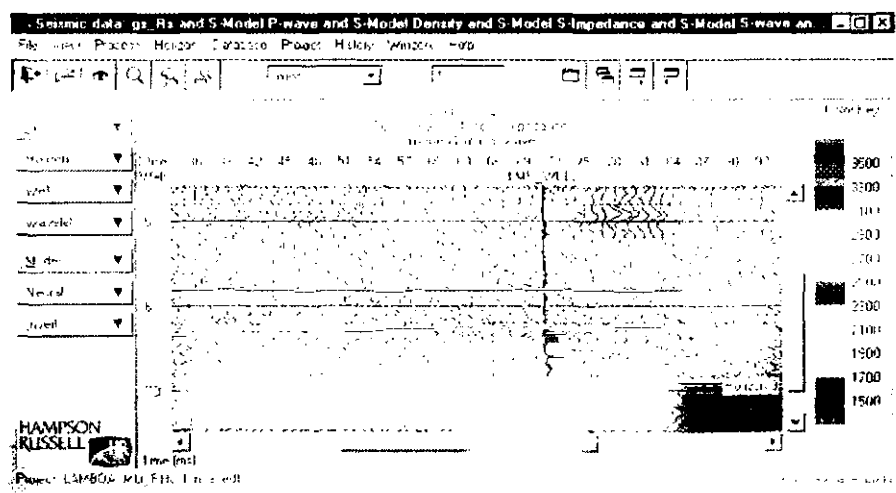


Рис.12.29. Исходная модель акустической жесткости по S-волнам, построенная по 1 скважине

Аналогично описанной ранее последовательности процедур, рассчитанный на основе разрезов амплитуд S-волн куб их отражающей способности и рассчитанный каротаж по скорости этих же волн в одной скважине кладутся в основу построения исходной модели

акустической жесткости S-волн (рис.12.29). Используются при этом и прокоррелированные горизонты. Заметьте, что изменившаяся цветовая гамма говорит об ином уровне акустических жесткостей.

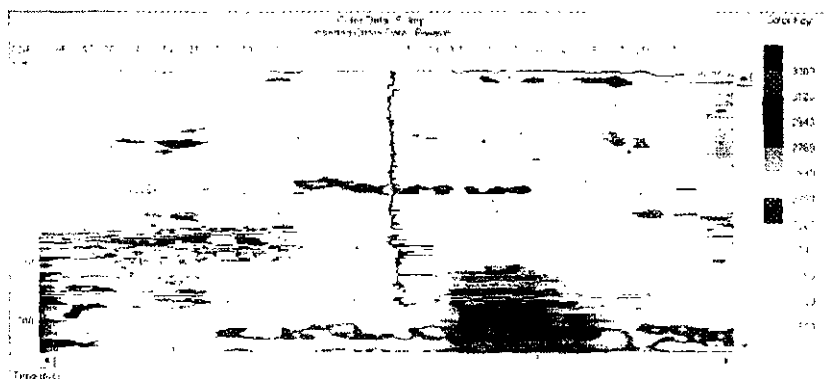


Рис.12.30. Инверсия по S-волнам

В результате инверсии по S-волнам мы получаем второй уточненный куб акустической жесткости, но уже по волнам другой природы. Заметьте, что акустическая жесткость ниже горизонта 2 повышается и это также связано с газонасыщенными песками. Отображение изучаемого нами объекта – газонасыщенного песчаника, на разрезах акустической жесткости разных волн существенно разное (рис.12.30). На представленном разрезе песчаный пласт резко отличается по свойствам от перекрывающей толщи, в отличие от разреза акустической жесткости по Р-волнам. В целом изучаемый объект на этом разрезе виден лучше. Что же еще можно сделать, чтобы газонасыщенные песчаники были видны еще лучше?

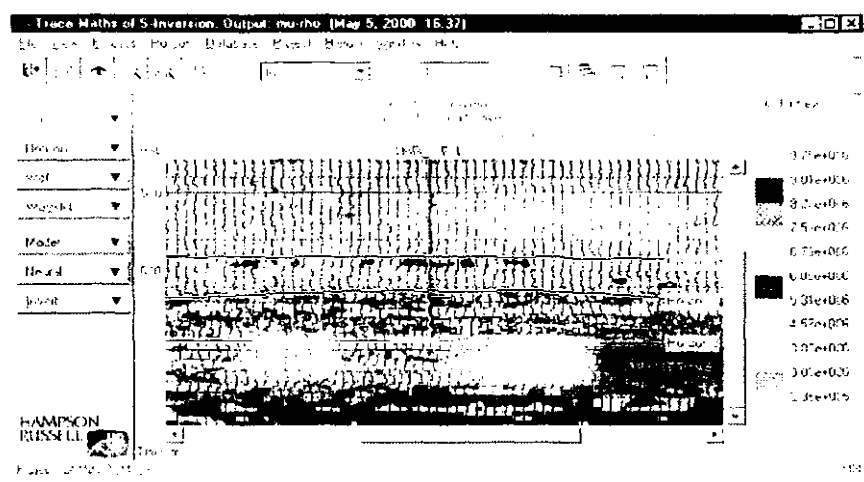


Рис.12.31. Разрез параметра Mu-Rho

Следующими шагами в данной методике являются расчеты кубов параметров μ -Rho и λ -Rho. Их рассчитывают на базе полученных кубов акустической жесткости согласно приведенным в начале обзора формулам. На этом рисунке приведен разрез параметра μ -Rho. Обратите внимание на то, что ниже горизонта 2 значения параметра возрастают, что связано с изменением (увеличением) жесткости матрицы горных пород, что характерно для песчаников.

На рисунке 12.32 приведен рассчитанный разрез другого параметра - λ -Rho. Снижение его величины ниже горизонта 2 указывает на изменение состава насыщающего

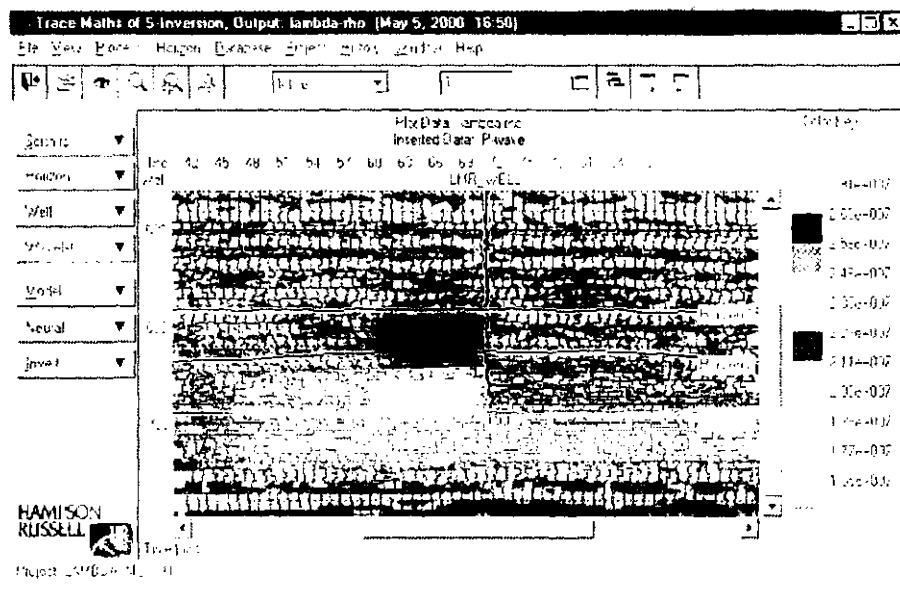


Рис.12.32 Разрез параметра Lambda-Rho.

поры флюида, в данном случае, на наличие газа. Величины параметра в этом интервале самые низкие в разрезе, что подтверждает газонасыщенность пласта.

Завершающим шагом в реализации данной методики является анализ полученных данных на графиках и визуализация окончательных разрезов. На графиках зависимости параметров ρ_L от ρ_M выделяется область, на графике крайняя слева при минимальных значениях ρ_L . Эта область интерпретируется как газонасыщенные песчаники (рис.12.32). Точки на временных кубах, которые по характеризующим их значениям параметров ρ_L и ρ_M попадают в выделенную область, на окончательных материалах выделяются цветом, на данном примере тем же желтым цветом, что и выделенная область. В результате на временном разрезе мы видим отображение положения газовой залежи. Мы получили результат, в котором и заинтересованы разработчики. Особенно хорошо то, что получен он по физически обоснованной методике.

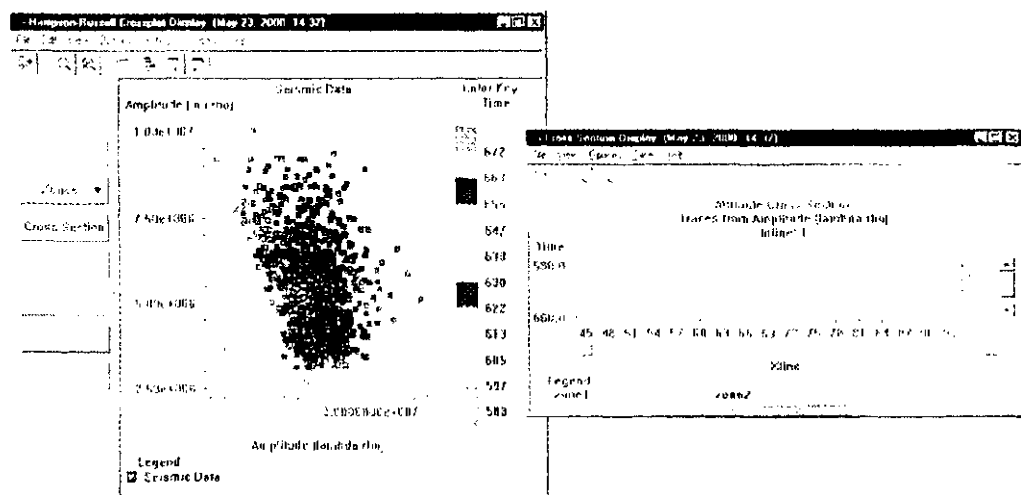


Рис.12.33. Применение зависимости Lambda-Rho от Mu-Rho

В заключение рассмотрения метода LMR[®] можно сказать, что в настоящее время он уже реализован в программных пакетах, в частности в пакетах AVO и STRATA компании Hampson-Russell. Метод позволяет получить два независимых параметра на основе первичных сейсмических данных (до суммирования). График зависимости параметров Λ - ρ от μ - ρ позволяет отделить углеводородонасыщенные породы от вмещающих их отложений, согласно предложенной теоретической основе.

Заключение

Регистрация многих компонент волновой картины при сейсмической съемке несет новую информацию, особенно полезную при определении литологии и насыщенности горных пород.

Для ее проведения требуются дополнительные усилия, в первую очередь при регистрации.

При наземной съемке возникают проблемы с регистрацией в болотных поверхностных условиях – амплитуда S-волн существенно искажается.

Источники колебаний – для S-волн создать сложно, часто используют обменные волны.

Теория и ее реализация применительно к многокомпонентной сейсморазведке интенсивно развиваются.

Одним из наиболее перспективных видов многокомпонентной сейсморазведки является скважинная сейсморазведка ВСП.

В рамках данного курса были рассмотрены далеко не все методы применения многокомпонентной сейсморазведки.

ГЛАВА 13

ИЗУЧЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

До этого мы рассматривали методы изучения геологической среды, которые помогали нам выявить в ней неоднородности горизонтальные и вертикальные, но любую точку в ней при этом мы рассматривали как изотропную, т.е. как такую, у которой свойства во всех направлениях одинаковые. В реальности это не так и, более того, анизотропия некоторых свойств может оказывать существенное влияние на разработку месторождений. Наиболее характерный пример анизотропии – трещиноватость. При этом трещиноватость существеннейшим образом влияет на разработку, обеспечивая аномально высокую проницаемость в одном направлении. Сейсморазведка может помочь и в изучении анизотропии свойств горных пород.

Геологическая среда существенно анизотропна – массивная текстура горных пород скорее исключение, чем правило. Изотропная среда – частный случай, применительно к геологии близкий к математической абстракции. Но для нас актуально, насколько важна для нас анизотропия, насколько влияет она на разработку месторождения и насколько проявляется она в акустических свойствах, значимых для сейсморазведки. Основная особенность осадочных горных пород – слоистость, чаще всего не горизонтальная, с разной выдержанностью в разных направлениях. Отсюда анизотропия петрофизических свойств не только по направлениям вертикально-горизонтально, и в горизонтальном плане в разных направлениях. И эта анизотропия влияет на разработку. Наиболее ярким явлением в анизотропии являются системы трещин.

По данным сейсморазведки возможно определение горизонтальной анизотропии скоростей сейсмических волн (V_p). Наиболее удобно определять анизотропию по поперечным волнам, т.к. они обладают свойствами поляризуемости. В настоящее время широко развиты наблюдения S-волн в скважинах, т.к. там легче обеспечить качественный прием нескольких компонент.

Перейдем сразу к примеру оценки анизотропии среды на конкретном примере. При этом мы познакомимся и с методикой ее определения, и с возможностями метода. Работы такого направления проводились на Ромашкинском месторождении. Месторождение по размерам гигантское, по типу УВ – нефтяное. Месторождение имеет следующие особенности:

- Резервуар: трещиноватые карбонаты;
- Работа резервуара: нефть поступает в основном за счет фильтрации по системам трещин;
- Моделирование разработки: прогноз добычи по модели плохо подтверждается последующими результатами;
- Потребности: проектирование новых нагнетательных скважин.

Пробное исследование решено было выполнить на базе трех скважин: 15548 (высокопродуктивная), 17598 и 15037 (низкопродуктивные).

На этом месторождении такие работы проводились впервые, поэтому работы должны были ответить и на вопрос: насколько материалы сейсморазведки могут уточнить наши сведения о системе трещин (направлению и их плотности)?

Другие вопросы, стоявшие перед исследованиями:

- есть ли связь между плотностью/интенсивностью трещин, определенных по данным многокомпонентной сейсморазведки и продуктивностью скважин?
- можем ли мы определить изменение направления трещин между тремя скважинами по сейсмическим данным?
- можем ли мы определить изменения плотности трещин в пространстве?

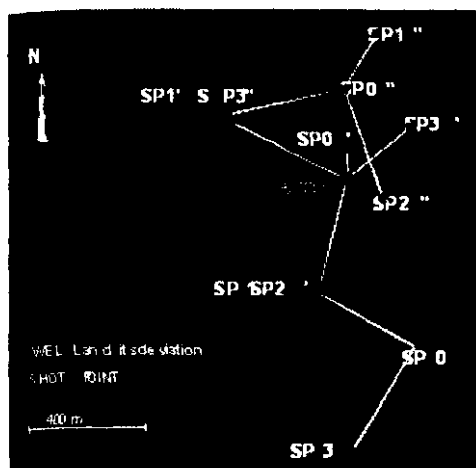


Рис.13.1. Схема съемки ВСП

Выполнить изучение анизотропии было решено с помощью метода ВСП – вертикального сейсмического профилирования, когда волны регистрируются в стволе скважины (рис.13.1). Сейсморазведка применялась в модификации многоволновой, поэтому прием нескольких компонент было особенно удобно организовать именно в скважинах, это обеспечивало также высокое качество регистрируемых материалов. На схеме показаны параметры съемки: красным показаны забои скважин и проекции их стволов на поверхность в случае наклонных скважин, желтым – лучи отстрела. В конце лучей показаны пункты

взрывов. Соответственно, регистрируемое волновое поле получено по каждому из показанных лучей.

На рисунке 13.2 показана схема распространения продольных волн в ереде, осложненной двумя системами трещин разного свойства. Направление колебания частиц при этом совпадает с направлением движения волн. В одном из направлений волна распространяется, не испытывая никакого влияния систем трещин (V_1), в другом на ее распространение оказывает влияние система вертикальных трещин (V_2).

Рис.13.2. Схема распространения Р-волн

Можно ожидать, что в этом направлении скорость распространения волн будет отличаться от первого направления и будет, скорее всего, меньше. Это служит основой для определения анизотропии по продольным волнам. Но при этом требуется, чтобы физически существовали наблюдения отражений. Полученные в разных направлениях. При сейсморазведке 3D это требование в общем выполняется. Но при этом необходимо проводить специальную обработку имеющихся первичных данных.

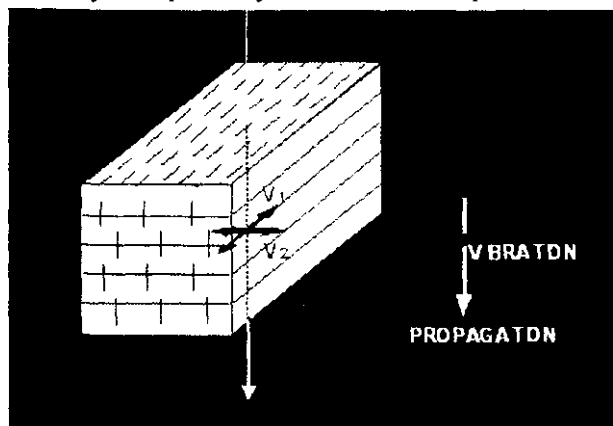
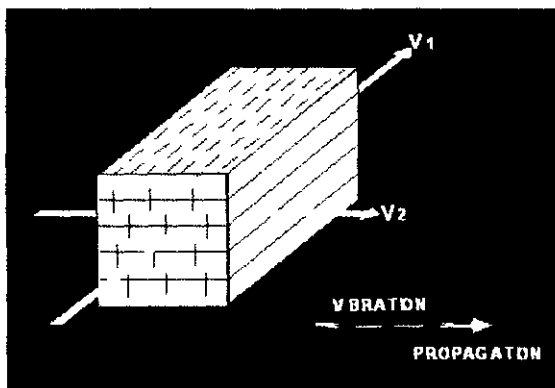


Рис.13.3. Схема распространения S-волн

При распространении поперечных волн частицы среды колеблются в направлении, перпендикулярном направлению движения волны (рис.13.3). Колебания эти осуществляются в плоскости, и от ориентации плоскости колебаний относительно системы трещин зависит амплитуда колебаний и скорость прохождения волны. Поперечная волна, плоскость колебаний

частиц у которой совпадает с вектором V_1 , будет обладать одной скоростью, при совпадении плоскости колебаний с вектором V_2 скорость

волны будет другой. Важно, что мы зафиксируем разное время прихода этих волн, наблюдая в одной точке, при одном направлении распространения волны. Необходимо организовать только прием колебаний в двух плоскостях.

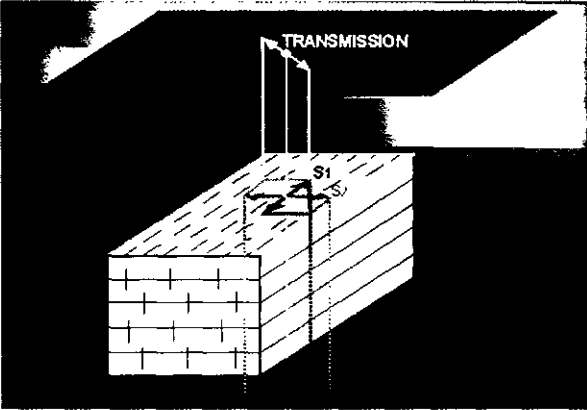


Рис.13.4. Определение вектора максимальной анизотропии

Максимальную анизотропию свойств и скоростей поперечных волн мы можем ожидать при ориентации плоскостей колебания согласно системе трещин и перпендикулярно ей (рис.13.4). Однако в общем случае изначально мы не знаем ориентацию трещин и соответственно ориентируем ортогонально расположенные сейсмоприемники в произвольном (но точно известном нам

положении, обычно по линии взрыв-прибор и перпендикулярно ему. В итоге мы узнаем анизотропию в одном направлении, но не факт, что это направление соответствует максимальной анизотропии (направлению системы трещин). Поэтому по правилу сложения векторов нам необходимо получить в качестве исходной информации хотя бы еще один вектор анизотропии – это позволит нам определить положение максимальной анизотропии.

Рис.13.5. Диаграмма приема волн

В итоге систему наблюдений организовали таким образом, чтобы возле каждой из скважин было как минимум две линии приема (направления), а для повышения точности по возможности и три. В итоге получаются вектора анизотропии по каждой из линий наблюдения, которые при суммировании позволяют оценить как направление максимальной анизотропии, так величину вектора, направленного вдоль нее (рис.13.5). По сути, анизотропия есть отношение величины максимального вектора к минимальному. Мы в итоге получаем значение и направление каждого из этих векторов в каждой точке по глубине в исследуемых скважинах.

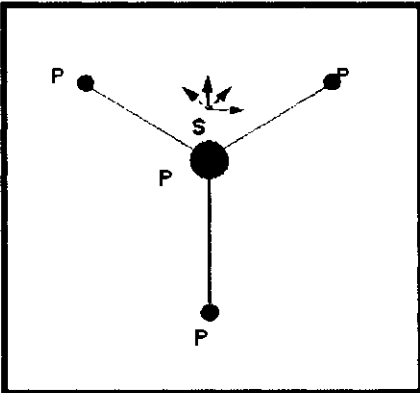
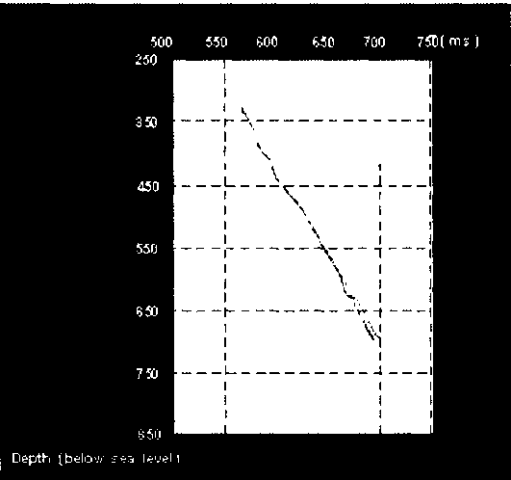


**Рис.13.6. Различия во временах регистрации компонент S-волн.
Скважина 15037**

На рисунке 13.6 приведены результаты фактических наблюдений в скв. 15037. Приведенный график очень похож на график сейсмокаротажа – те же времена прихода сейсмических волн в зависимости от глубины регистрации. Однако на графике мы видим две линии, зарегистрированные соответственно приемниками, ориентированными вдоль линии наблюдения и перпендикулярно ей. До глубины 550 анизотропия не



наблюдается (или она очень мала), а с этой отметки и ниже кривые довольно быстро расходятся, что говорит о резком увеличении анизотропии свойств горных пород в этом интервале.

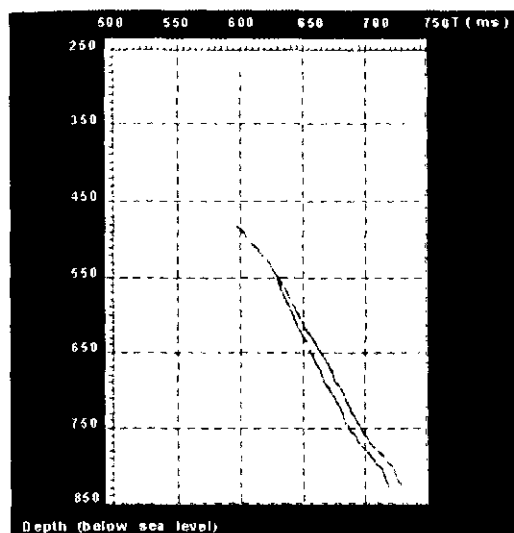


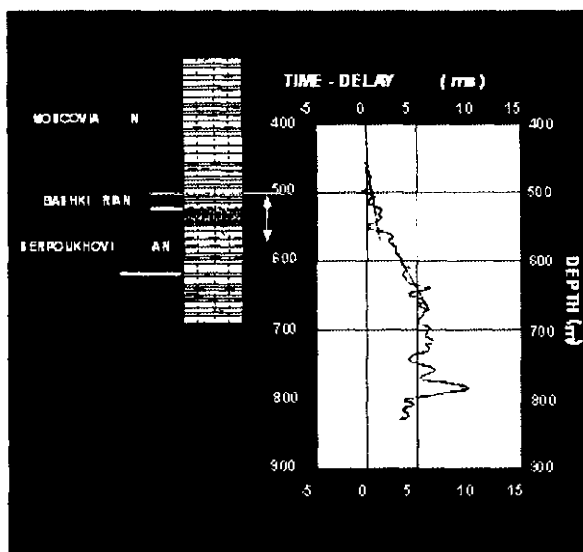
Рис.13.7. Различия во временах регистрации компонент S-волн. Скважина 17598

Аналогичную картину мы наблюдаем и в скважине 17598 (рис.13.7). До глубины 550 породы разреза изотропны по скорости поперечных волн, а ниже ее анизотропия свойств проявляется резко и явно. Это можно связать с появлением трещиноватости в этом комплекс отложений горных пород. Обратите внимание на то, что разбег времени регистрации начиная с некоторого времени не меняется, кривые идут параллельно друг другу. Это говорит о том, что эти отложения ярко выраженной анизотропией свойств не характеризуются, они вновь относительно изотропны (или не трещиноваты, можем сказать мы в данном случае).

Полученные данные удобнее отображать в более крупном масштабе в виде графика временной задержки между двумя кривыми. Такая кривая представлена на рисунке 13.8 и относится

Рис.13.8. График временной задержки. Линия А-В. Скважина 17598

она к скважине 17598, линии наблюдений А-В. Изменение задержки мы можем аппроксимировать прямыми линиями, которые соответствуют разной



степени анизотропии свойств горных пород. Если начинается график с нулевых значений (относительно изотропная среда), то с глубины 460 до глубины 550 анизотропия появляется и довольно однородна – график аппроксимируется субвертикальной прямой линией. С глубины 550 анизотропия свойств горных пород резко увеличивается – аппроксимирующая прямая линия резко меняет свой наклон.

Рис.13.9. График временной задержки. Линия С-Д. Скважина 17598

Пачка горных пород с повышенной анизотропией заканчивается на глубине около 660 м – график задержки вновь приобретает субвертикальный характер. На приведенной рядом с графиком геологической колонке видно, что анизотропией свойств (трещиноватостью) об-

ладают башкирские и верхняя часть серпуховских отложений, повышенной анизотропией (повышенной трещиноватостью) – породы средней и нижней части серпуховских отложений.

Аналогичную картину мы наблюдаем в той же скв. 17598, но уже по другой линии наблюдения (С-D). По материалам, зарегистрированным вдоль этой линии также построен график задержек времен регистрации поперечных волн разных плоскостей поляризации (рис.13.9).

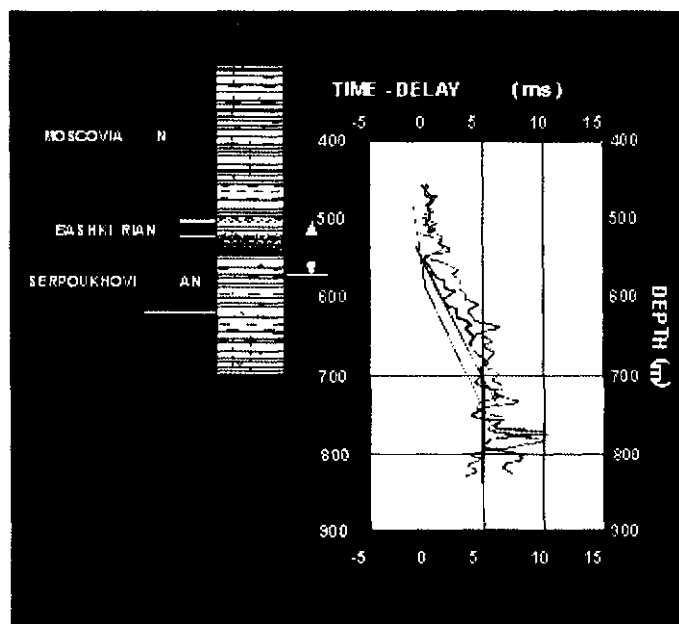
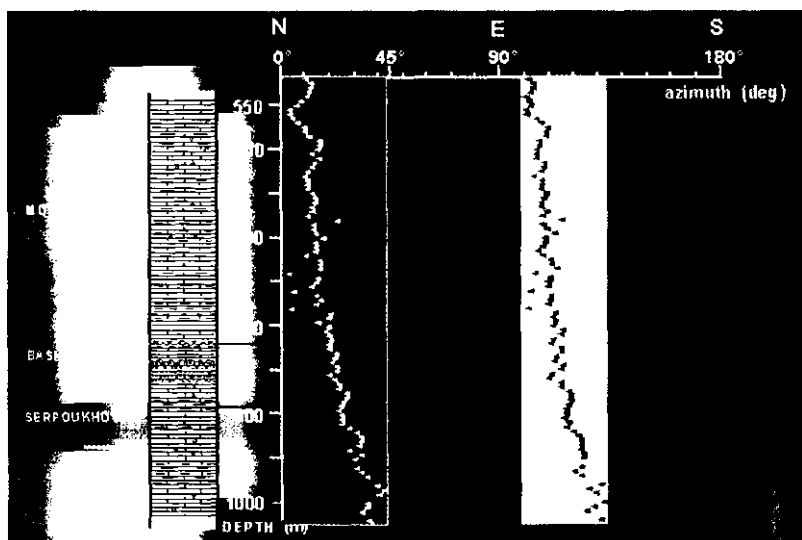


**Рис.13.10. Различия во времени регистрации компонент S-волн.
Скважина 17598**

При совмещении этих графиков мы получаем сопоставление значений векторов анизотропии по обоим направлениям. Как видно на рисунке 13.10, по разным направлениям наблюдаемая анизотропность свойств различна. Но не забываем, что направления линий наблюдения мы выбирали произвольно. Теперь задавая эти значения в соответствии с направлениями линий наблюдения, мы получаем основу для векторного сложения и определения направления и величины максимальной анизотропии.

В результате по каждой из скважин были получены диаграммы распределения направления анизотропии в зависимости от глубины отложений. На рисунке 13.11 изображены данные по скв. 15548. Данные представлены в виде двух

Рис. 13.11. Графики направления максимальной анизотропии вдоль ствола скв.15548



колонок – в одной из них (желтой) направление вектора максимальной анизотропии, во второй (синей) – направление ортогонального ей вектора, определенные независимо от первого. Данные хорошо коррелируются, и различаются лишь в деталях. Это взаимно контролирующиеся друг друга данные (не случайно лучше было задано 3), и их сходимость подтверждает точность наблюдений. Здесь мы не видим плотность трещин, только их направление. Как следует из графика, направление трещин меняется в зависимости от глубины (возраста образования горных пород).

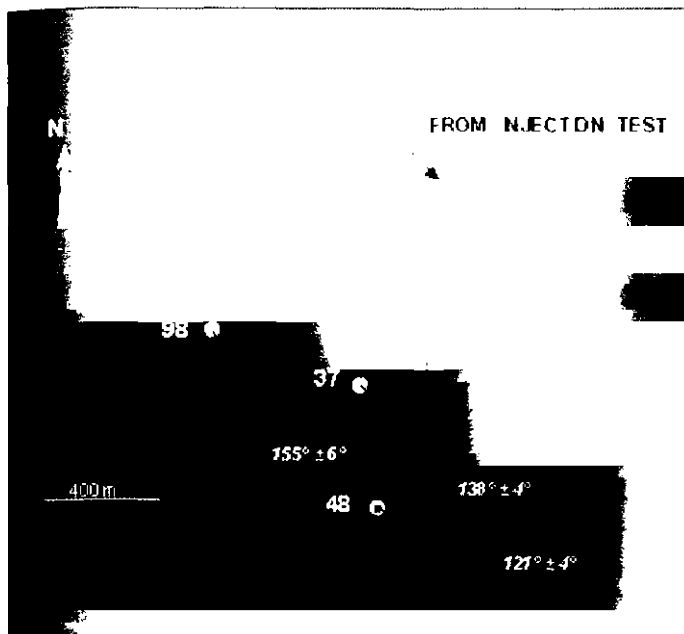


Рис.13.12. Направления трещиноватости

В результате в трех скважинах определены направления максимальной анизотропии (системы трещин) в интересующем нас карбонатном продуктивном горизонте (рис.13.12). В скв. 17598 оно имеет азимут 155 ± 6 градусов, в скв. 15037 - 138 ± 4 градуса, в скв. 15548 - 121 ± 4 градуса. По данным, полученным при тестировании нагнетательных скважин, направление системы трещин (преимущественного распространения жидкости) составило 140 градусов. Данные, полученные из принципиально разных источников, близки друг к

другу. Это дает основание утверждать не только то, что возможно картировать направления систем трещин, но и отслеживать изменение этого направления в районах отдельных скважин, точность наблюдений позволяет это сделать.

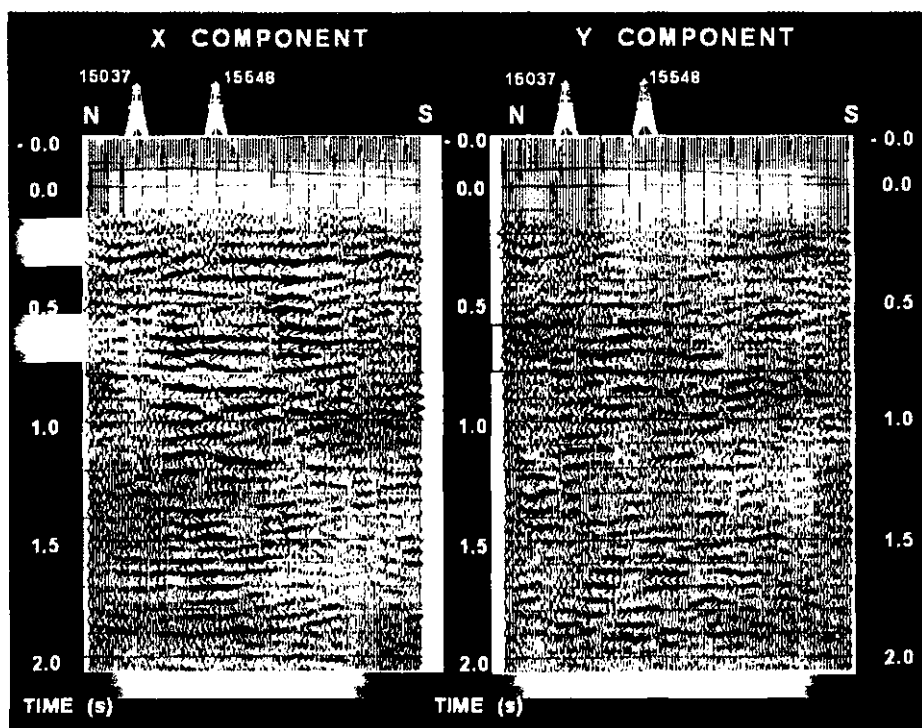


Рис. 13.13. Анизотропия по поверхностным наблюдениям

Определение направления анизотропии свойств горных пород, а также изменение степени их проявления (плотности трещин, например), можно выполнять и при наземных сейсмических многокомпонентных наблюдениях. На рисунке 13.13 приведены два временных разреза ОГТ по профилю 1, представляющие X и Y компоненты горизонтальной составляющей поперечной волны. Эти данные позволяют получить отношение скоростей

продольных и поперечных волн в разных плоскостях, в данном случае по направлениям X и Y, ориентировку которых мы знаем. В результате вновь мы получаем два вектора с определенными значениями, позволяющими оценить анизотропию в заданном направлении. При площадной сейсмической съемки, либо при съемке профилей с нескольких направлений, возможно определение вектора максимально анизотропии.

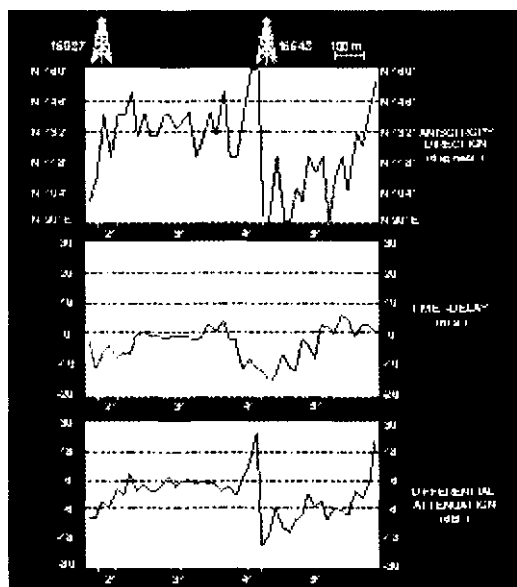


Рис.13.14. Параметры азимутальной анизотропии

На рисунке 13.14 приведены параметры азимутальной анизотропии, полученные по данным наземной съемки. Они относятся уже не к разным глубинам (хотя и это тоже возможно), а к заданному опорному отражающему горизонту, и наблюдаемые изменения происходят вдоль профиля. Мы видим здесь график задержки между временами регистрации волн по осям X и Y (в середине), на основе которого построен график изменения направления анизотропии (вверху). Различное затухание сигнала говорит о разной плотности трещин вдоль линии исследований. Эти материалы получены при обработке амплитуд регистрируемого сигнала.

Заключение

В заключение мы можем отметить следующее:

Изучение анизотропии горных пород возможно методами скважинной и наземной сейсморазведки.

Наиболее эффективной при решении таких задач является многокомпонентная съемка.

Возможно определение как направления преимущественной трещиноватости, так и плотности трещин в горных породах в зависимости от глубины, а также определение изменения их по горизонтали.

Полученные по данным сейсморазведки прогнозные результаты хорошо сходятся со скважинными (промысловыми) наблюдениями, что говорит о достаточно высокой точности первых.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Нейронные технологии, ранее находившиеся в почти монопольном распоряжении и активно развивавшиеся военными, сейчас доступны и все шире используются для решения задач прогноза в геофизике. Пока они все еще остаются несколько экзотическим инструментом, тем не менее, скажем и о них несколько слов, чтобы эта часть интерпретационных возможностей не осталась для нас совсем незнакомой. Тем более, что наряду с очевидными достоинствами, эти технологии обладают и некоторыми скрытыми возможностями для заблуждений или даже ошибок. В рамках нашего курса мы дадим вам лишь первичное знакомство с этими методами. Заинтересовавшиеся могут ознакомиться с ними глубже, воспользовавшись списком литературы, прилагаемым к текстовой части курсов.

Основная идея нейронных технологий – создание алгоритма самообучения программы для нахождения нелинейных зависимостей прогноза чего-либо. Это еще одна благородная попытка освободить человека от необходимости думать, а результат – от субъективного влияния личности. Такие программы создавались на ранней стадии появления вычислительных машин. Одна из таких, программа «Эврика», работавшая на ПК и нуждавшаяся только в постановке задачи, пути ее решения она находила сама. Вы сами можете представить возможности стандартного Excel и задать в нем перебор всех возможных вариантов нахождения формулы регрессии с критерием наилучшего решения достижения наибольшего коэффициента корреляции. Это, по сути, и будет самая примитивная нейронная технология. В реальности организованы они сложнее, но суть та же.

Различаются нейронные технологии критериями принятия решения об оптимальности результата, алгоритмом счета.

Недостаток нейронных технологий (но это изначально задумано как достоинство) – большинство работают как «черный ящик», оценить физичность найденных зависимостей трудно. Часто решения неединственные.

Используются нейронные технологии в настоящее время достаточно широко: при параметрическом анализе, инверсионных преобразованиях. При этом также необходимо выполнять контроль результата – так же, как и для других технологий. Чуть подробнее коснемся нескольких конкретных реализаций нейронных технологий. В пакете Emerge, например, применяются 3 нейронных алгоритма: Многослойный распространяющийся (MLFF), Вероятностный нейронный метод (PNN) и Дискриминантный.

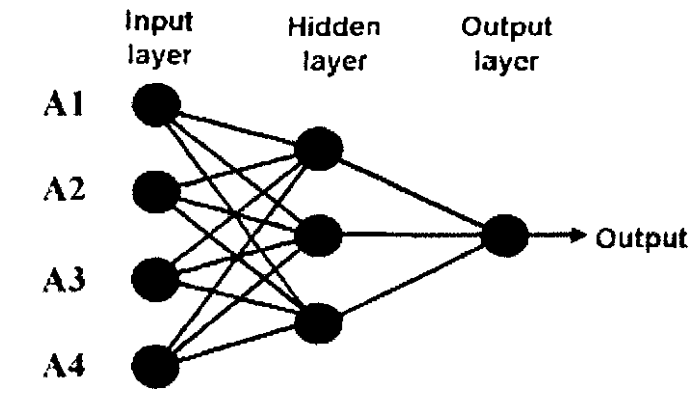


Рис.14.1. Блок-схема многослойного распространяющегося алгоритма

Многослойный распространяющийся алгоритм (MLFF) работает подобно алгоритму обратного распространения (рис.14.1). Начально задаются исходные данные, а также количество точек изгиба на кривой регрессии – иными словами, желаемая точность прогноза. Программой самостоятельно подбираются весовые коэффициенты для всех используемых параметров. Обучение (определение пути решения) программой осуществляется на основе входных данных. Часть информации, не использованной в обучении, на втором шаге используется для проверки корректности и точности прогноза и для уточнения пути решения. После завершения обучения программа выдает окончательный результат – прогноз.

Плюсы этого алгоритма: а) он широко известен, б) после обучения (само обучение достаточно долгое) счет быстрый.

Минусы: а) работает подобно «черному ящику», б) использует счетчик случайных чисел и расчет с одинаковыми входными параметрами может привести к разным результатам.

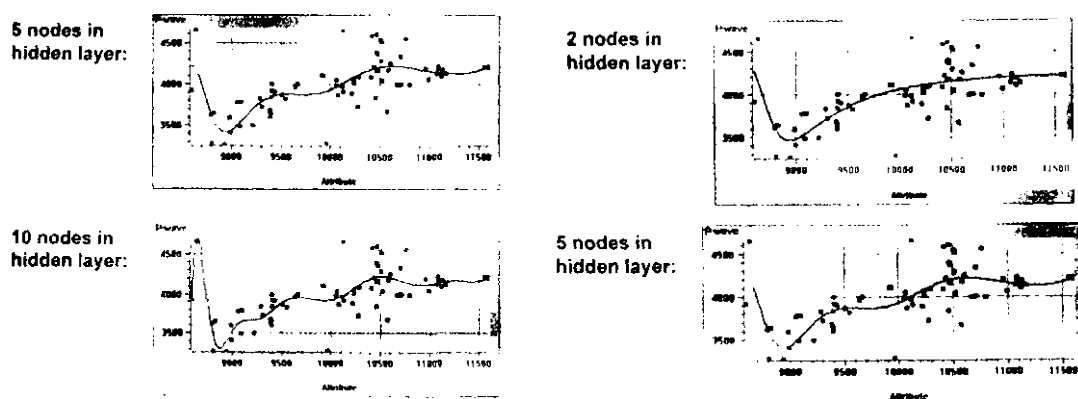


Рис.14.2. Алгоритм MLFF

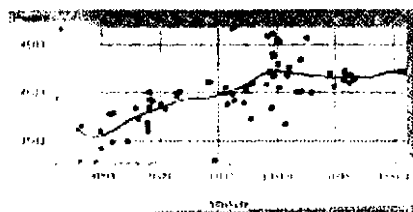
Рассмотрим несколько подробнее влияние человека на конечный результат. Одним из входных параметров алгоритма многослойного распространения MLFF является количество узлов на кривой. Программа предлагает свой вариант количества узлов, определенный по внутренней оценке. По умолчанию рекомендуется $2/3$ от числа входных параметров. Интерпретатор в праве согласиться с ним, или назначить свое значение. Таким образом оптимальное количество узлов выбирает и оценивает интерпретатор. Здесь мы вновь приходим к субъективному фактору, от которого так стремились уйти. Каков же эффект количества узлов на кривой?

На рисунке 14.2 вы видите сравнение кривых регрессии с количеством узлов 2, 5 и 10. Во всех случаях форма кривой регрессии довольно сложная, но при числе узлов 2 она довольно осредненно соответствует входным точкам. При числе 5 соответствие лучше, хотя в центральной части графика по-прежнему имеется облако, которое кривой описывается плохо. При числе узлов 10 на кривой у нас появляются высокие, подобные имеющемуся в начале, скорее всего соответствующие случайным значениям, которые правильнее было бы отбраковать. Число узлов 10 позволяет приблизиться к хорошему описанию этой конкретной выборки данных, но это не гарантирует хорошего соответствия реальной зависимости. Подумайте, может быть лучше было бы использовать не одну нелинейную зависимость, а несколько линейных?

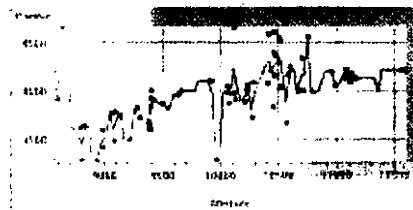
Другой, вероятностный нейронный метод PNN, еще более подобен регрессионному анализу (рис.14.3).

Его особенность в том, что он позволяет не только предсказывать искомые значения, но и определяет вероятность их величины в зависимости от удаленности от опорной точки

Sigma optimized automatically:



Sigma reduced to 1/10 the optimized value:



со значением и весового коэффициента Сигма. Его плюсы: а) процесс обучения повторяется при одинаковых данных, б) в варианте классификации рассчитывает вероятности. Его минусы: очень большое время счета конечного результата. Последний минус может становиться не столь уж

Рис.14.3. Вероятностный нейронный метод

значимым по мере развития средств вычислительной техники. На приведенном рисунке видно, что и в этом случае, при уменьшении интерпретатором коэффициента Сигма в 10 раз по отношению к оптимальному, определенному программой, кривая нашей регрессии описывает практически все имеющиеся точки, что близко к учету шума. Прогноз по такой кривой при формальном ее улучшении, скорее всего, будет даже хуже, чем по приведенной на рисунке выше.

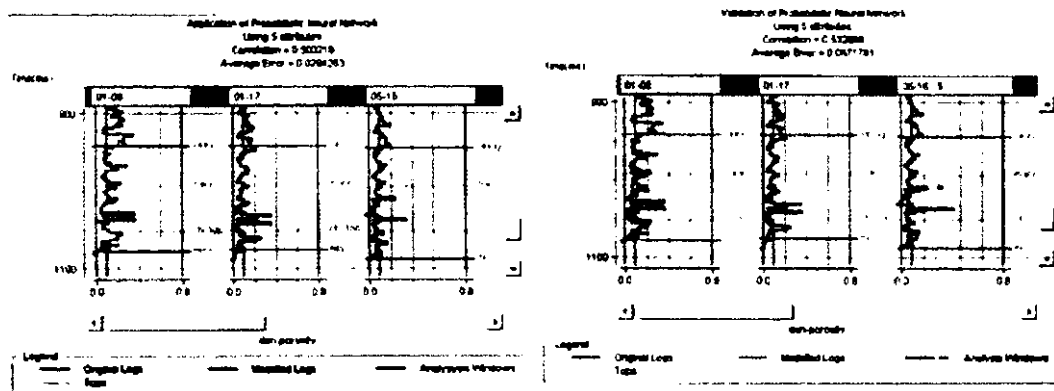


Рис.14.4. Пример применения нейронных технологий

На уже знакомом нам месторождении в Канаде прогноз параметров (пластовой скорости) был осуществлен с помощью применения нейронных технологий - алгоритма PNN (рис.14.4). При обучении коэффициент корреляции достигнут 0.9. Это гораздо выше, чем 0,51 при одномерной регрессии, 0,62 при многомерной и 0,67 при использовании конволюционных параметров. Казалось бы, мы на правильном пути? Однако при оценке путем исключения из выборки поочередно точек данных (скважин) – оценки точности прогноза, коэффициент корреляции снизился до 0.53, что близко к одномерной зависимости $V_p = f(AI)$.

Это говорит о том, что к относиться к высокому качеству обучения нейронных технологий надо осторожно. Высокий коэффициент корреляции, достигнутый при обучении на конкретной выборке (а при использовании нейронных технологий он часто может быть достигнут очень близким к 1) еще не гарантирует высокое качество прогноза.

ГЛАВА 15

СКВАЖИННАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА

Все, что мы рассматривали до этого, касалось поверхностной съемки. Существует наблюдение распространения акустических волн в скважинах, или в связи с существованием скважин. В настоящее время к таким методикам относится целый ряд направлений. Изначально единственной целью было обеспечение связи глубины и времени регистрации сейсмических волн с целью увязки скважинных данных и материалов сейсморазведки. Расширение выполняемых задач привело к получению целостных волновых полей в скважинах. Сейчас методами скважинной сейсморазведки изучают околоскважинное пространство, осуществляют прогноз свойств горных пород, помогают проводить горизонтальные скважины. Кратко рассмотрим некоторые из этих методов.

Скважинная сейсморазведка начиналась как важнейший связующий элемент между скважинными (в глубинах) и сейсмическими (во времени) данными. Таковой она и остается по сей день, только функции ее и возможности значительно расширились.

Скважинная сейсморазведка решает следующие базовые задачи:

- Увязка сейсмических данных (зависимость времени от глубины) с глубинными разрезами
- Нахождение связи между геологическими горизонтами и сейсмическими отражающими горизонтами

Определение скоростной модели вблизи скважин также является важной задачей. Это позволяет уточнить данные акустического каротажа.

В настоящее время существует много разновидностей скважинной сейсморазведки. К ним относятся:

1. Сейсмокаротаж
2. Вертикальное Сейсмическое Профилирование (ВСП) в Вертикальных Скважинах
3. Вертикальное Сейсмическое Профилирование (ВСП) в Наклонных Скважинах
4. Вертикальное Сейсмическое Профилирование с выносом пункта взрыва (непродольное)
5. Волновое зондирование
6. Межскважинное Сейсмическое Профилирование
7. Многоскважинная Сейсморазведка
8. Сейсмические Наблюдения в Процессе Бурения (SWD)

Этот список может быть расширен (или несколько сокращен) в зависимости от мнения разных авторов.

Посмотрим на схематическое изображение разных методов скважинной сейсморазведки. Это позволит нам получить начальное представление об их сущности и различиях (рис.15.1).

Сейсмокаротаж (СК) основан на наблюдениях в скважинах времени прихода с поверхности прямых волн одним дискретно перемещающимся вдоль ствола скважины прибором. Сейсмокаротаж служит только для получения зависимости времени регистрации волн и средней скорости от глубины. При вертикальном сейсмопрофилировании (ВСП) регистрация в скважине осуществляется одновременно многими приборами, что позволяет получить волновое поле, сходное с поверхностными наблюдениями (а). Непродольное профилирование проводится с большими выносами пунктов возбуждения от устья скважины, что позволяет получать пространственно большие поля как прямых(падающих) волн, так и волн отраженных (б). При волновом зондировании источников на поверхности несколько, что позволяет создавать системы наблюдения вплоть до площадных (с). В наклонных скважинах можно организовать специально спроектированную систему наблюдений, которая позволит получить уточненное поле прямых (падающих) волн (d). В случаях особо сложно-

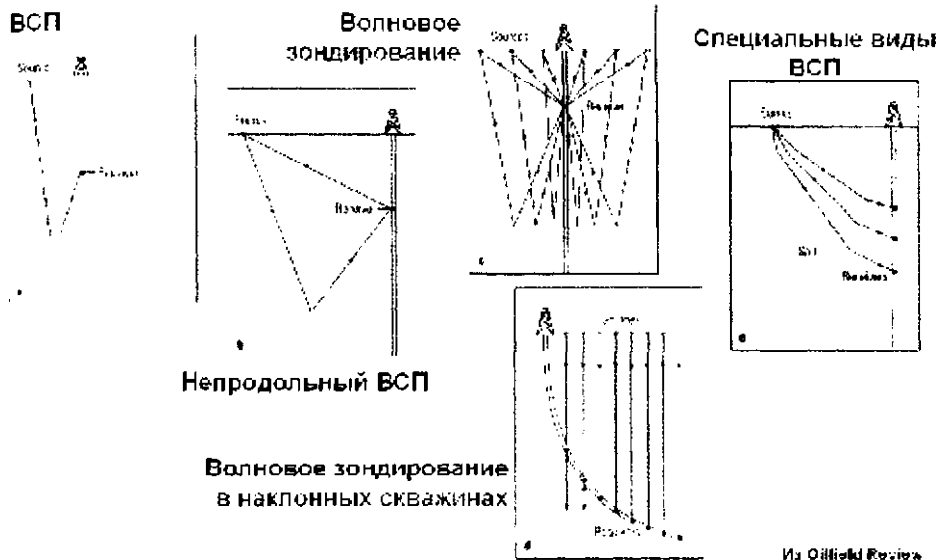


Рис.15.1. Разновидности скважинной сейсморазведки

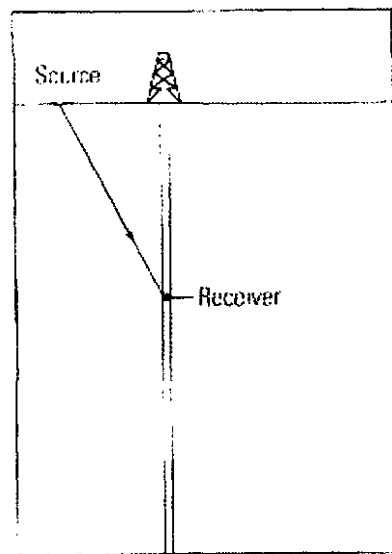
зуются источник сигнала на поверхности (часто последовательно проводят наблюдения от нескольких источников) и перемещающийся от точки к точке приемник в скважине оператор получает информацию о связи времени и глубины. Фиксируются время прохода волны в одном направлении (в отличие от сейсмических разрезов, где время всегда двойного пробега) моментов срывов первых вступлений (поэтому требуется ввод поправки за фазу). В результате мы получаем таблицу, где указаны линия приведения (без таковой СК считался бы от дневной поверхности в местоположении устья скважины), значения глубины, времени прихода волны, средней скорости. На основе СК строят графики – средней скорости, интервальных скоростей. Взрыв как правило несколько удален от скважины (первые сотни метров). Необходимо проводить СК в каждой скважине для получения фактических данных о скоростном законе в геологическом разрезе. Он меняется, и даже зная его в каждой скважине, эта информация полной не будет. Но он абсолютно необходим для надежных структурных построений, которые до сих пор являются одним из основных результатов сейсморазведочных работ.

На рисунке 15.3 приведен график зависимости времени от глубины. Выделение времен первых вступлений дают кривую зависимости времени от глубины для исследуемой скважины:

$$T = f(Z)$$

го геологического строения с применением моделирования прохождения лучей можно спроектировать специальную систему приема ВСП, которая позволит оценить свойства и геометрию геологических тел там, где стандартные методы результата не дают (е).

При проведении сейсмокаротажа исполь-



Из Oilfield Review

Рис.15.2. Схема проведения сейсмокаротажа

$$(15.1)$$

На этом графике время приведено к двойному времени пробега.

Данные СК могут быть использованы для коррекции средних значений каротажа акустического по скорости. Дело в том что, имея хорошие характеристики по детальности съемки, АК страдает недостаточно точным учетом низкочастотной составляющей. При хорошей относительной оценке пластовых скоростей, общая поправка часто требуется для

более точного описания скоростной характеристики разреза. Для этого необходимо провести

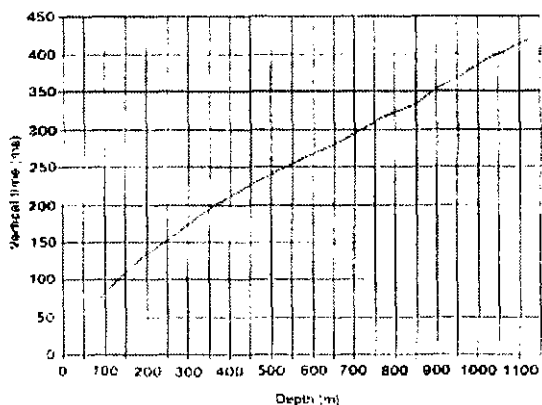


Рис.15.3. График зависимости времени прихода прямых волн от глубины регистрации

По J.L. MARI,
F. GLANGEAUD, F.
COPPELIS, Signal
Processing for

осреднение скоростей по АК и полученную кривую сопоставить со средними скоростями по СК. В идеале эти кривые должны совпадать. При несовпадении в данные АК вносят общую (возможно, плавно меняющуюся с глубиной) поправку (рис.15.4).

На рисунке 15.5 этот процесс показан более детально. Слева направо показаны сьемка СК (или ВСП, по нему мы также можем получить скорост-

ной закон), затем показана кривая АК по скорости. А основе его мы получаем кривую средней скорости в зависимости от глубины. На этот же график мы наносим точки с материалов СК, они по смыслу характеризуют те же средние скорости. При их несовпадении мы

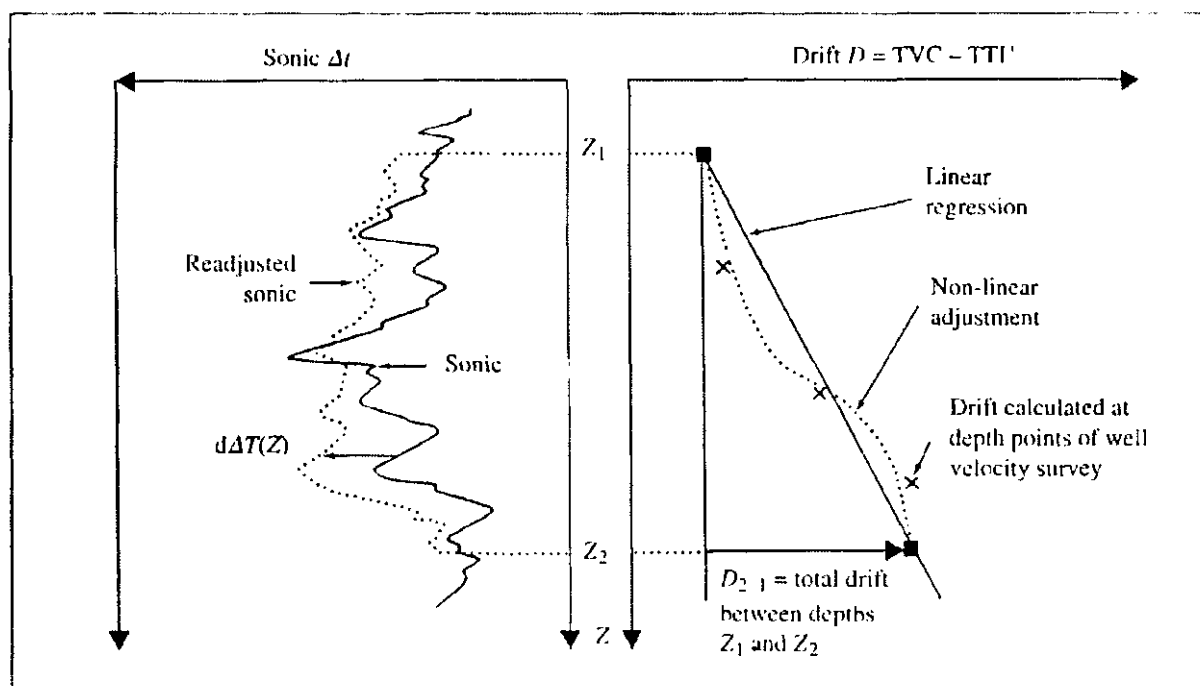
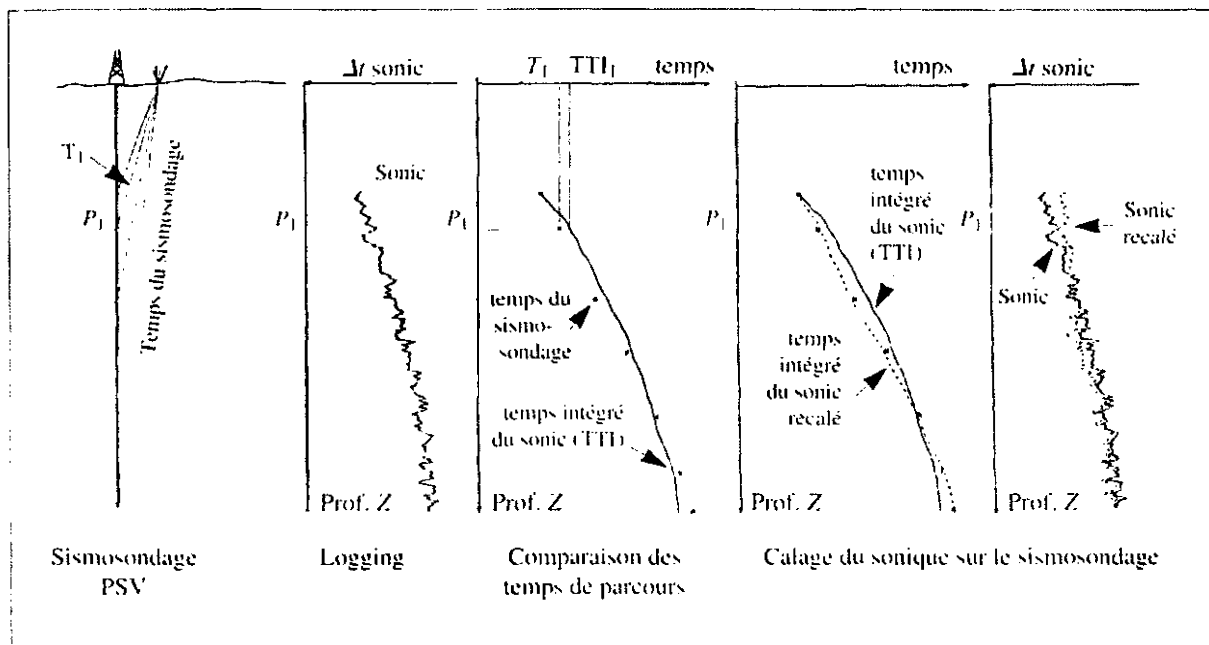


Рис.15.4. Схема корректировки данных акустического каротажа по материалам СК

получаем некоторую разницу в кривых, внося которую в исходные данные АК, мы получаем новую кривую, несколько смещенную относительно первой, зато учитывающую скоростной закон, полученный по материалам СК. Заметьте, что при использовании материалов АК при обосновании скоростного закона обычно самую грубую ошибку мы получаем в первой точке, т.к АК снимается не от поверхности, а принимать первое значение пластовой скорости за среднюю в толще выше нее всегда не корректно.

При выполнении **вертикального сейсмического профилирования (ВСП)** в скважине находится не один приемник, а группа вдоль большого участка ствола скважины (вдоль всего ствола). Поэтому получаемый результат – не единичные отсчеты прихода волны в виде некоторого значения, а полное волновое поле прямых и отраженных волн (рис.15.6).



По S. BOYER, J.L. MARI, Sismique et Diagraphies, 1994, Technip

Рис.15.5. Корректировка данных акустического каротажа по материалам СК

Преимущество – на полученном материале видны волновые пакеты с известной геологической привязкой, которые могут по своему виду быть отождествлены с пакетами на временных разрезах. Раньше стратиграфическая привязка осуществлялась только по данным ВСП. По нему можно также изучить прискважинную зону. Запись при ВСП более высокочастотная, чем при наземной сейсморазведке – ведь путь волны только один, меньше затухание высоких частот, и нет ЗМС при приеме, не нужен ввод статики. Поэтому и разрешающая способность метода выше, чем наземных наблюдений.

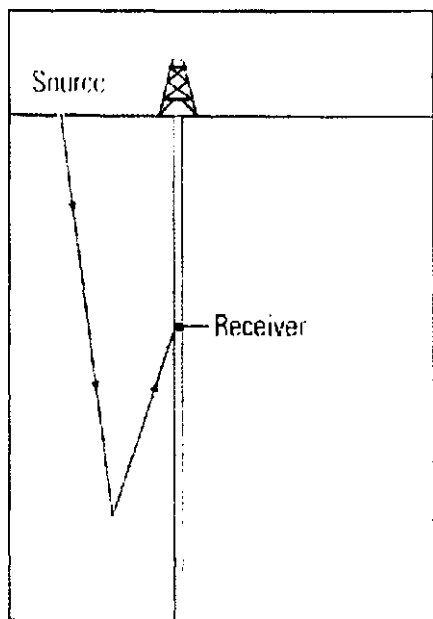
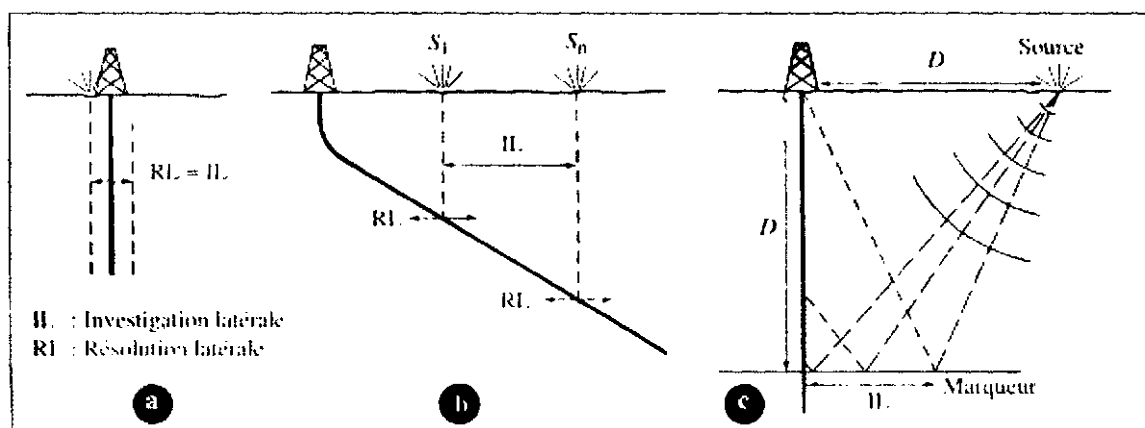


Рис. 15.6. Схема проведения вертикального сейсмического профилирования (ВСП)

Сравним глубинность измерений и области изучения пространства при СК и ВСП. При СК в оптимальном случае взрывная скважина располагается вблизи устья глубокой скважины, и волны проходят по области, близко прилегающей к стволу изучаемой скважины. Область изучения при этом совпадает с глубинностью измерений (горизонтальной разрешенностью). При проведении съемки прямых (падающих) волн в наклонной скважине, горизонтальная разрешенность метода остается прежней, но область изучения расширяется до границ, обозначенных крайними в сис

теме наблюдений пунктами взрывов. При ВСП область изучения определяется в пространстве так же, как и при ОГТ – на каждом отражающем горизонте до точки, расположенной посередине между точками возбуждения сигнала и приёма. Разрешающая способность при этом определяется так же, как и в наземной сейсморазведке – по длине доминирующей волны (рис.15.7).

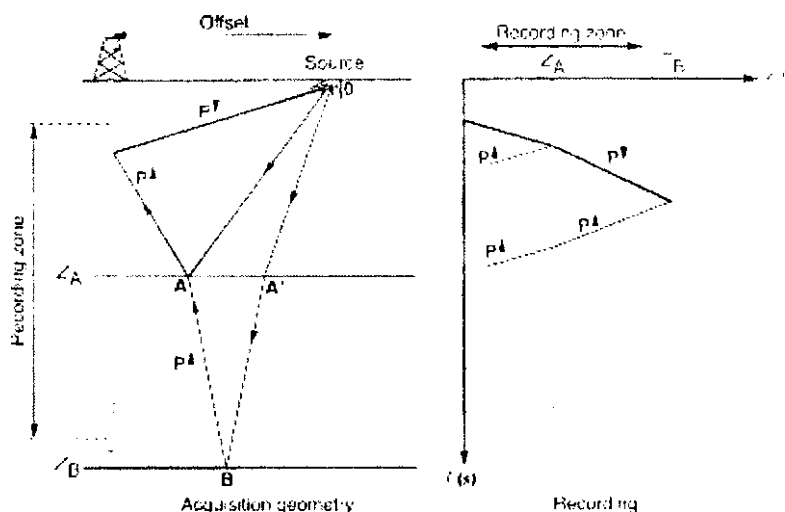


По S. BOYER, J.L. MARI, Sismique et Diagraphies, 1994, Technip

Глубинность измерений и области изучения пространства

Рис.15.7. Сопоставление ВСП и СК
по областям изучения околоскважинного пространства

Что же мы увидим на сейсмограмме ВСП? На рисунке 15.8 схематически намечено регистрируемое поле. Прежде всего, в первых вступлениях мы увидим годограф прямой падающей волны, постепенно меняющий свой наклон в зависимости от средней скорости прохождения волн в вышележащей толще. После достижения прямой волной сильной отражающей границы в геологическом разрезе, начиная с этой точки начнет формироваться годограф отраженной волны. Он будет иметь вид, близкий к прямой линии. Годограф отраженной волны будет



По J.L. MARI, F. GLANGEAUD, F. COPPENS, Signal Processing for Geologists and Geophysicists, 1990, Technip

Рис. 15.8. Геометрия вертикального сейсмического профилирования

увеличиваться по времени прихода по мере приближения к устью скважины. Отраженных волн на разрезе будет видно много, и они по наклону будут противоположны волнам прямым. Эти два типа волн и образуют волновую картину при ВСП.

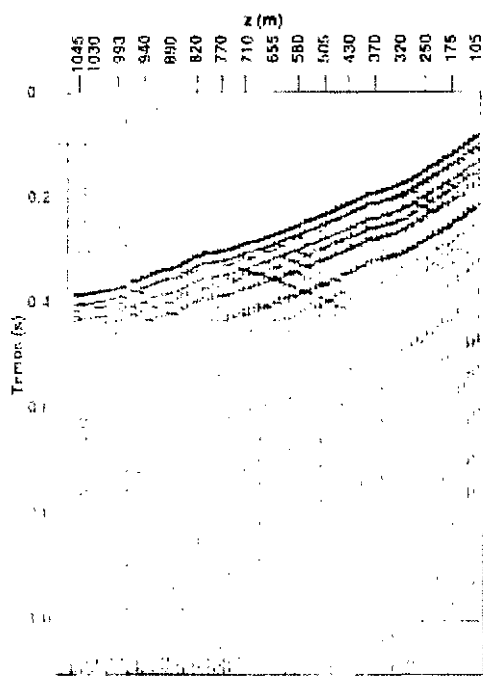
На рисунке 15.9 приведена первичная сейсмограмма ВСП – исходное волновое поле по скважине А. Эти данные получены и опубликованы компанией Gaz de France. На ней хорошо видны прямые и отраженные волны – наиболее ярко видно 2 от-

раженные волны.

Обобщим наши представления о волновом поле при ВСП. На них видны следующие типы волн:

- падающие продольные Р-волны (или поперечные S-волны) :
 - прямые волны
 - кратные волны
- восходящие продольные Р-волны (или поперечные S-волны), или отраженные волны:
- первичные отражения
- кратные волны
- падающие и восходящие трубные волны :
 - первичные волны
 - кратные волны.

Посмотрим на еще один пример реальной сейсмограммы ВСП. Это исходное волновое поле по другой скважине, условно названной В (рис.15.10). На сейсмограмме хорошо видны прямая падающая волна и восходящие отраженные волны.



По J.L. MARI, G. ARENS, D. CHAPPELLIER, P. GAUCHERON, Géophysique de gisement, 1996.

Рис. 15.10 Первичная сейсмограмма ВСП. И сходное волновое поле по скважине «В» (данные компании Gas de France).

Трубные волны. О них мы пока не говорили. Для нас это волны-помехи, т.к. они распространяются в буровом растворе, имеющемся в стволе скважины, и для нас полезной информации не несут. Их особенность заключается в том, что волны эти относительно низкоскоростные, и характеризуются практически постоянной скоростью, т.е. их годографы имеют один и тот же угол наклона. На приведенной сейсмограмме ВСП вы видите волновое поле с многочисленными трубными волнами (на рисунке обозначены как TW) (рис.15.11).

Самая сильная трубная волна TW3 идет от устья скважины. Это прямая трубная волна. При достижении сильного отражающего горизонта она образует отраженную трубную волну TW4. На сейсмограмме видна и кратная трубная волна – TW6. Трубные волны на сейсмограммах ВСП необходимо подавлять. Это достаточно легко сделать, т.к. их скорости, а соответственно и наклоны годографов существенно отличаются от тех же параметров прямых и отраженных полезных волн.

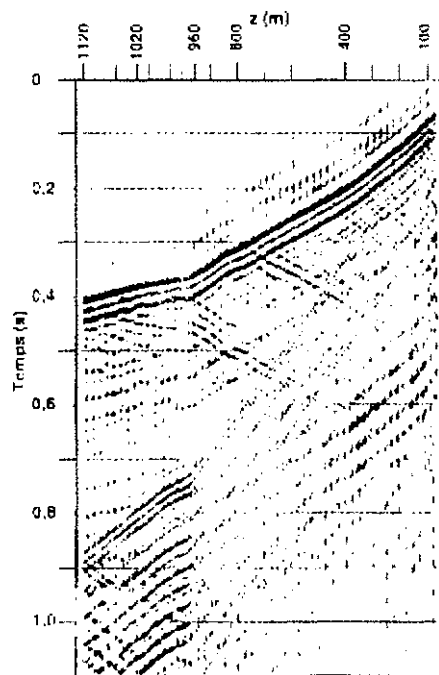


Рис.15.9. Первичная сейсмограмма ВСП. И сходное волновое поле по скважине «А»

а соответственно и наклоны годографов существенно отличаются от тех же параметров прямых и отраженных полезных волн.

Для того, чтобы определить, на каком расстоянии между собой должны находиться сейсмоприемники в скважине при проведении ВСП, можно воспользоваться следующими рассуждениями. Допустимое расстояние между принимающими точкам (сейсмоприемниками в ВСП) определяется минимальной скоростью распространения волн и их максимальной частотой:

$$\Delta Z_{\max} = V_{\min} / 2f_{\max} \quad (15.2)$$

Минимальную скорость мы можем принять как $V_{\min} = 1500$ м/сек, а максимальную регистрируемую частоту как $F_{\max} = 150$ Гц. Тогда расстояние между сейсмоприемниками должно составлять 5 м.



Рис.15.11. Первичная сейсмограмма ВСП. Ис- ходное волновое поле с трубными вол- нами (данные компании Gaz de France)

Первичные данные ВСП (на рисунке 15.12 расположены слева) подвергают обработ- ке. Обычно первичные ссейсмограммы преобразуют в поля падающих волн (в центре рисун- ка) и в поля восходящих (отраженных) волн – на рисунке расположено слева. Наиболее важны для нас будут поля отраженных волн, т.к. именно они сопоставляются с временными разрезами отраженных волн наземной съемки и используются для стратиграфической при- вязки.

Сопоставление полей восходящих волн ВСП с геологическим разрезом производят, приведя отраженные волны к горизонтальному виду (псевдонаблюдения с поверхности) и на диаграмме отождествив их с геологическим разрезом, как это показано на рисунке 15.13. Для наглядности к геологическому разрезу удобно добавить кривую акустического карота- жа (или схематическую колонку пластовых скоростей), чтобы на ней было видно наиболее акустически контрастные пачки горных пород и наиболее сильные отражающие границы.

Восходящие волны

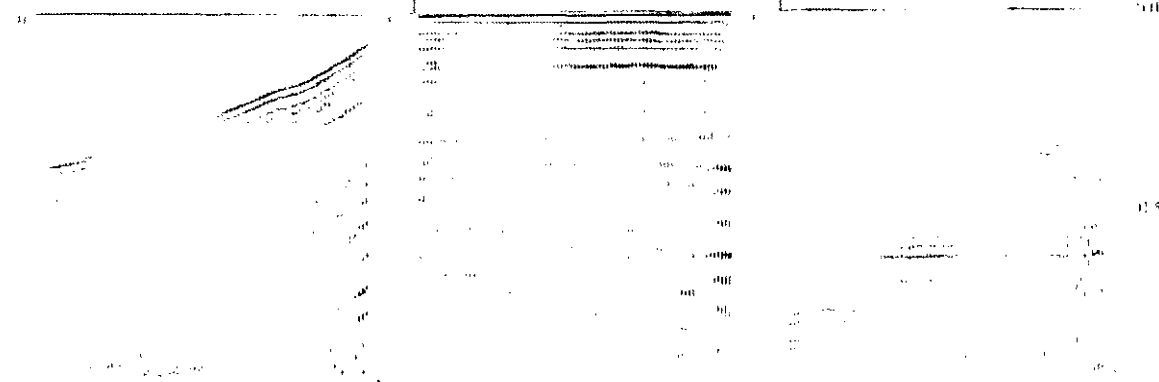
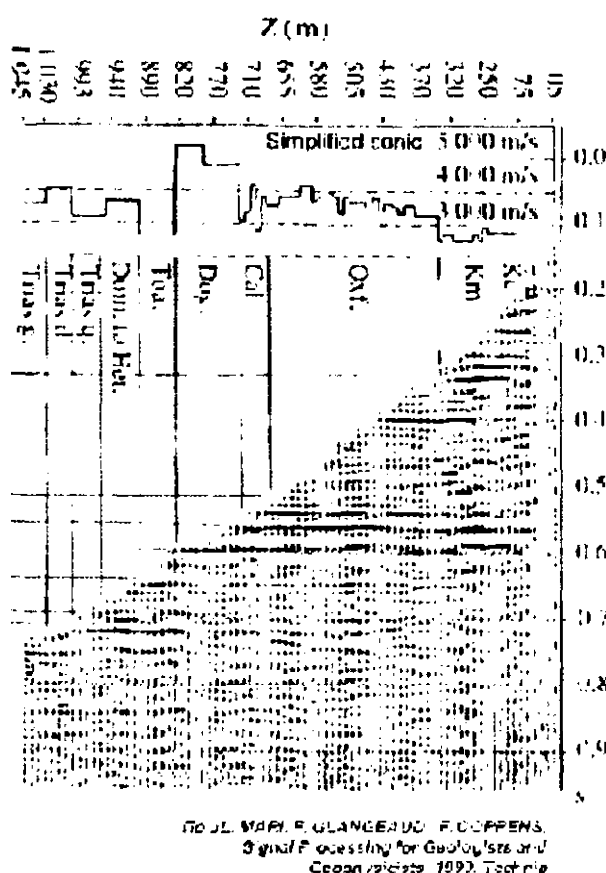


Рис.15.12. Основные этапы обработки данных ВСП



работки данных ВСП отраженные волны подавляются. На рисунке 15.16 поле прямых волн отраженные волны достаточно хорошо подавлены. Поле отраженных волн получают, применив обратную процедуру: те же самые временные поправки вводятся в каждую из трасс, но уже не со знаком минус, уменьшая время регистрации волн, а со знаком плюс, увеличи-

Преобразование сейсмограммы ВСП начинается с получения картины прямых волн. Это достигается введением в каждую из трасс временного сдвига (поправки) в соответствии с принятым скоростным законом. Критерий – прямая падающая волна в первых вступлениях должна стать прямой линией. Однако при этом на полученном волновом поле видно

ются. На рисунке 15.16 поле прямых волн. Поле отраженных волн получают, применяя поправки в каждую из трасс, отражения волн, а со знаком плюс, увеличи-

вая время регистрации по мере увеличения глубины. На рисунке 15.17 вы видите поле отраженных волн ВСП. Они наиболее актуальны для нас, т.к. их можно сопоставить с наземными наблюдениями.

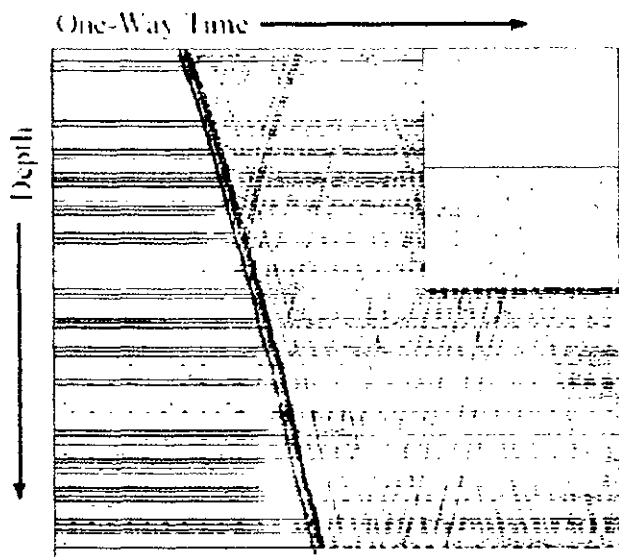


Рис.15.14. Исходная сейсмограмма ВСП

Однако для сопоставления необходимо, чтобы сейсмограммы ВСП прошли граф обработки аналогичный тому, которому подвергаются данные наземной съемки. Как вы знаете, обработка существенным образом меняет вид волновой картины, поэтому без аналогичной обработки сопоставление двух видов волновых полей будет некорректным. При этом мы помним, что волновое поле при ВСП и так сильно отличается от наземной съемки за счет регистрации более высокочастотных волн, меньшей фильтрации волн при прохождении только одного пути, отсутствия ЗМС в скважинах. Поэтому повторение графа обработки – это лишь малая доля того, что необходимо сделать для возможности сопоставления волновых полей ВСП с данными наземной съемки.

Сейсмограммы ВСП подвергаются процедурам обработки, сходным со стандартным графом при наземных наблюдениях: мьютингу, фильтрация, деконволюции. Поле отраженных волн после применения такого графа вы видите на рисунке 15.18. В пакетах обработки данных ВСП, таким образом, имеются средства для обработки этих данных соответствующими процедурами.

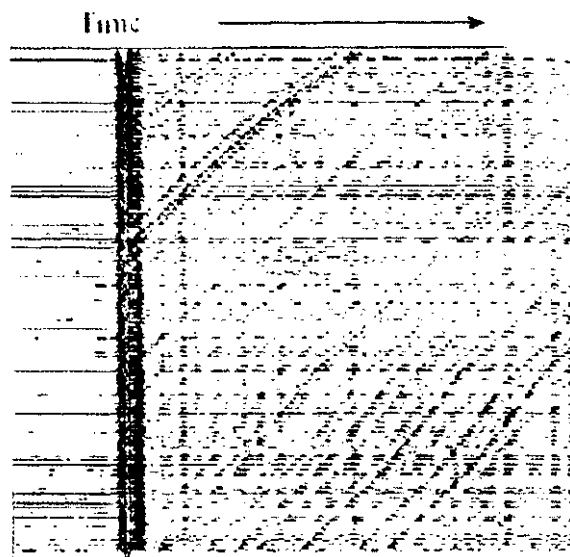


Рис.15.15. Сейсмограмма ВСП, преобразованная в поле прямых волн

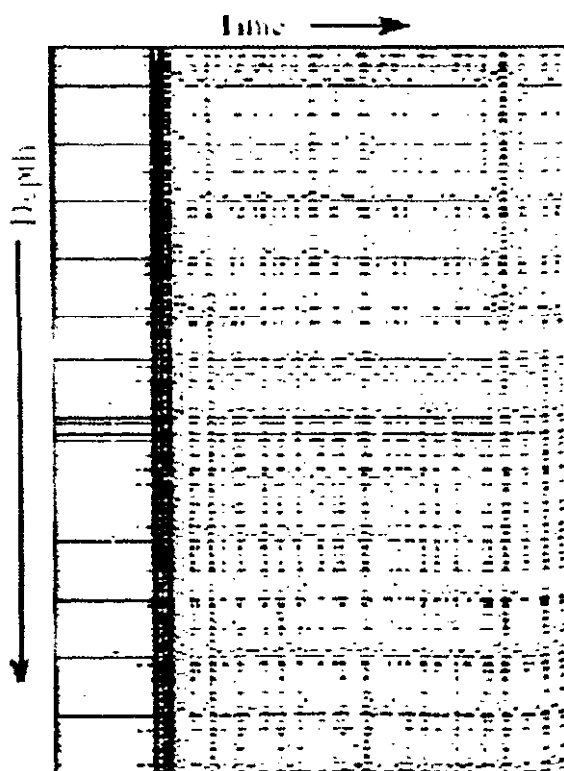


Рис.15.16. Обработка ВСП. Полученное поле прямых волн

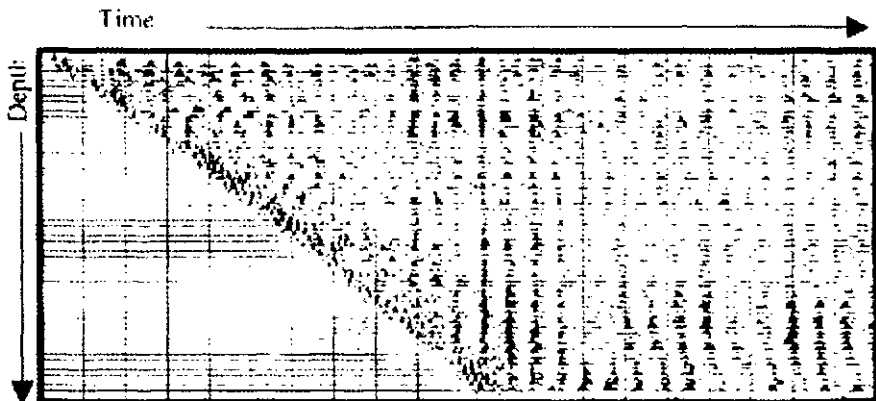


Рис. 15.17. Обработка ВСП. Поле отраженных волн

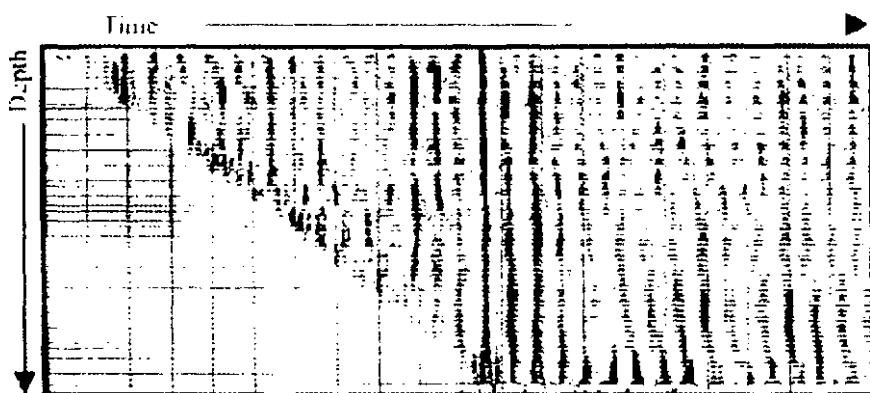


Рис. 15.18. Обработка ВСП. Поле отраженных волн после применения процедур стандартного графа обработки.

Обратите внимание на то, что графы обработки данных наземных съемок постоянно совершенствуются. Следовательно, следом за ними должны совершенствоваться и пакеты обработки ВСП. Поэтому необходимо следить, чтобы версии пакетов обработки ВСП были достаточно свежими

и регулярно обновлялись.

В результате выполненных процедур мы получили поле отраженных (восходящих) волн ВСП (на рисунке 15.19 слева), которое сопоставимо с данными наземной сейсморазведки. Фрагмент временного разреза, соответствующего окрестностям изучаемой скважины, приведен справа. Как вы видите, волновые поля практически идентичны и теперь сопоставить наземную сейсморазведку с имеющими точную глубинную привязку данными ВСП не составляет сложности.

Полученные в результате обработки материалы вер-

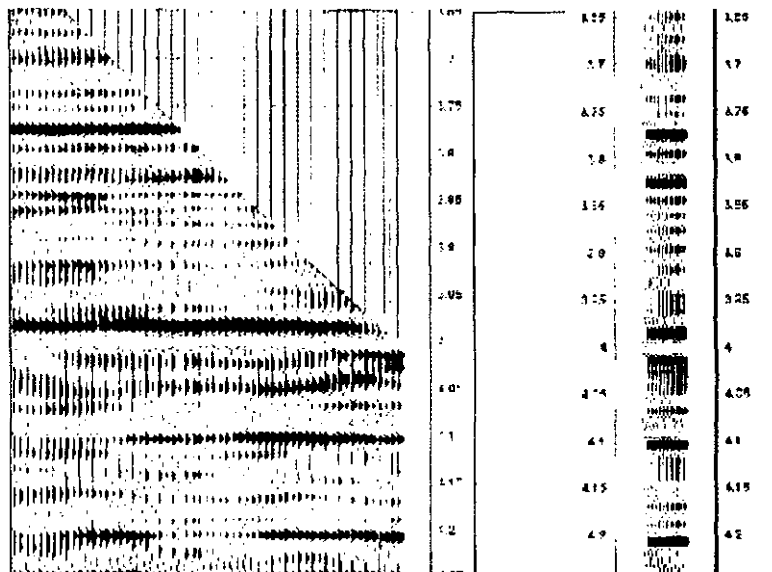


Рис. 15.19. Сопоставление окончательного волнового поля отраженных волн ВСП с фрагментом временного разреза поверхностной съемки

тикального сейсмического профилирования позволяют для каждой скважины выполнить корреляцию и увязку сейсмических данных с разрезом скважины:

- увязать шкалы временную и глубинную
- увязать ВСП и волновую картину, а также временную шкалу с основными каротажными в шкале глубин
- увязать геологические разбивки с сейсмическими отражающими горизонтами
- увязать поля ВСП с синтетическими сейсмограммами, рассчитанными на основе уточненного акустического каротажа
- произвести увязку с проходящими волновыми пакетами, полученными при обработке ВСП
- выполнить увязку с 2D и 3D сейсмическими данными (вдоль или вокруг скважины).

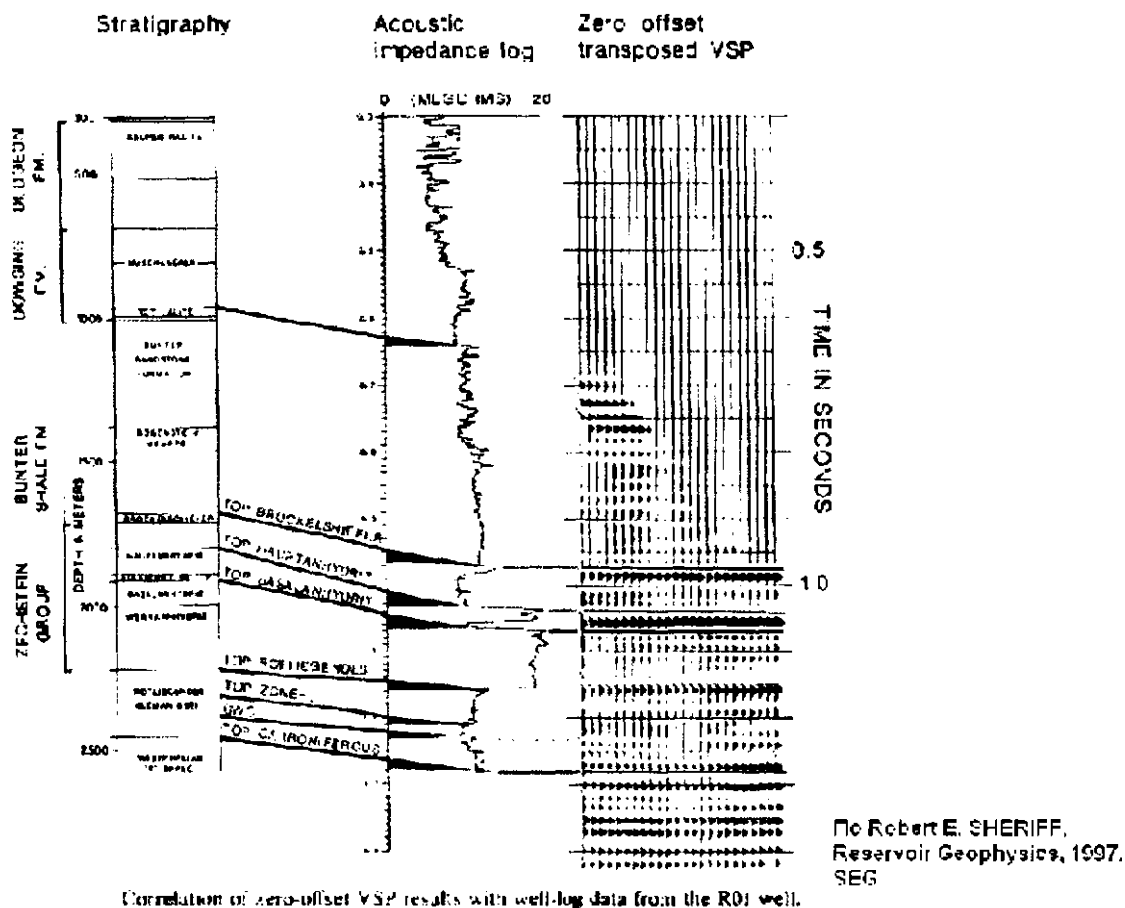
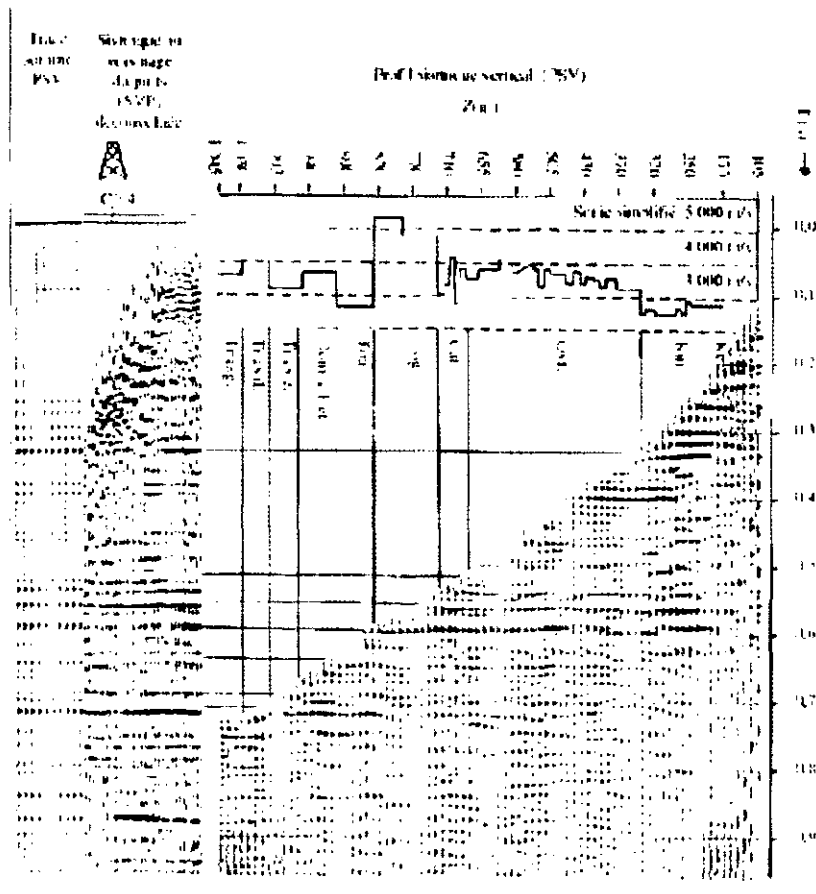


Рис. 15.20. Корреляция данных ВСП с каротажными кривыми и геологическим разрезом. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря

Рассмотрим несколько примеров увязки данных ВСП с материалами поверхностной сейсмической съемки и геологическим разбивками в скважинах. На месторождении Вулкан, расположенном в южной части Северного моря, такая привязка частично была выполнена и результаты ее вы видите на рисунке 15.20. Стратиграфическая колонка сопоставлена с акустическим каротажом по скорости, на котором выделены основные наиболее сильные отражающие границы, которые в свою очередь сопоставлены с сильными отражениями на поле восходящих волн ВСП. Обратите внимание, что для корректности увязки акустичес-

кий каротаж приведен во временном масштабе, точно соответствующем масштабу волнового поля ВСП. Увязка стратиграфической колонки (представленной в глубине) с данными АК выполнена нелинейным образом, что хорошо видно на рисунке. Но здесь неоднозначности сведены к минимуму, т.к. АК имеется и в глубинном масштабе.

На представленной диаграмме (рис. 15.21), частично нам уже знакомой, показана



По S. BOYER, J.L. MARI. Sismique et Diagraphies. 1994. Technip

Рис. 15.21. Увязка между данными скважинной сейсморазведки и наземными сейсмическими наблюдениями

увязка поля восходящих волн ВСП с геологическим разрезом и фрагментом временного разреза поверхностной съемки. Геологическому разрезу сопоставлена кривая АК, преобразованная в пластовый вид. Фрагмент временного разреза имеет тот же временной масштаб, что и поле ВСП и на нем однозначно опознаются те же сильные отражающие горизонты, которые сразу можно посмотреть и на геологическом разрезе. Форма представления результатов увязки очень удобная. В качестве опции рядом с фрагментом временного разреза помещено несколько копий суммотрассы поля восходящих волн. На этой суммотрассе снижен уровень нерегулярных

помех, а основные горизонты выделяются более четко. Сопоставлять та-

кую сборку еще удобнее.

Часто увязку волновой картины ВСП с временными разрезами осуществляют вставляя в последний фрагмент зарегистрированного в скважине поля. На рисунке 15.22 мы видим такую вставку, причем вставлено несколько копий суммотрассы поля восходящих волн ВСП (для придания ей видимости временного разреза) – такой, как мы видели на предыдущем рисунке слева. Такие вставки удобны потому что позволяют анализировать временные разрезы целиком, имея при этом доказательства уверенной увязки их со скважинными данными.

Еще один пример увязки скважинных данных ВСП с временными разрезами наземной сейсморазведки (рис. 15.23) как раз показывает нам недостаточно надежную сходимость волнового поля ВСП и поверхностных наблюдений. Материалы ВСП существенно более высокочастотны, а также на временах от 0,7 до 1,4 сек. свободны от волн, которые в ходе обработки материалов наземной сейсморазведки приобрели излишнюю динамическую выразительность.

Мы рассмотрели две основные задачи, решаемые скважинной сейсморазведкой – определение скоростного закона в скважине или получение вида связи время-глубина, и выполнение стратиграфической привязки временных разрезов и скважинных данных. Кроме этого, на современном этапе скважинная сейсморазведка в разных ее модификациях способна решать и другие задачи. К ним относятся:

- Корреляция между скважиной и сейсмическими данными
- Прогноз трещиноватости или высоко проницаемых зон
- Прогноз строения ниже забоя скважины (во время бурения)
- Детальный пространственный прогноз геологических объектов
- Изучение затухания и анализ литологии
- Инверсия данных для получения кривой акустической жесткости, лишенной влияния ствола скважины (за счет каверн, и т.д.)
- Эталонирование AVO.

Прогноз трещиноватости мы уже рассматривали при знакомстве с изучением анизотропии свойств горных пород по материалам сейсморазведки. Рассмотрим, как решаются еще некоторые из них.

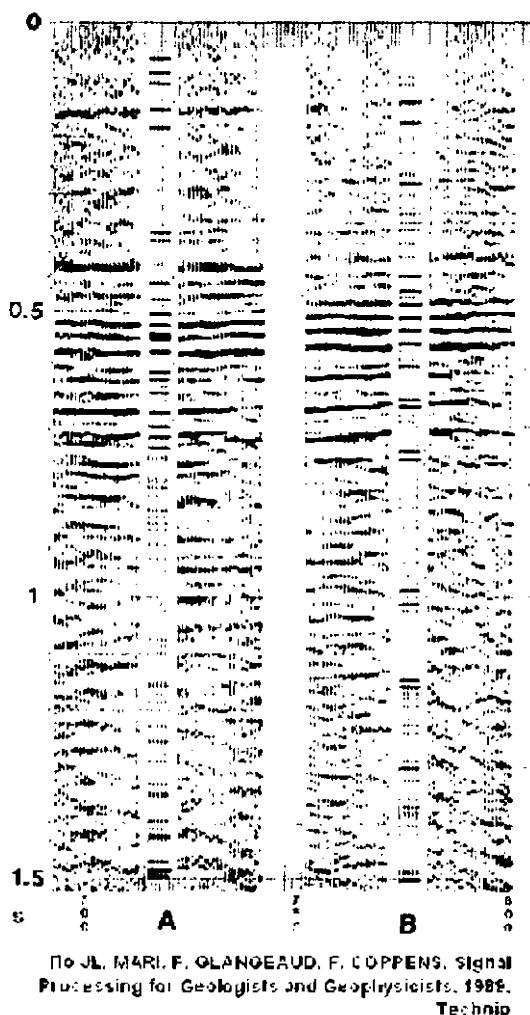


Рис. 15.22. Сопоставление данных ВСП с мигрированным временным сейсмическим разрезом (данные компании CGG)

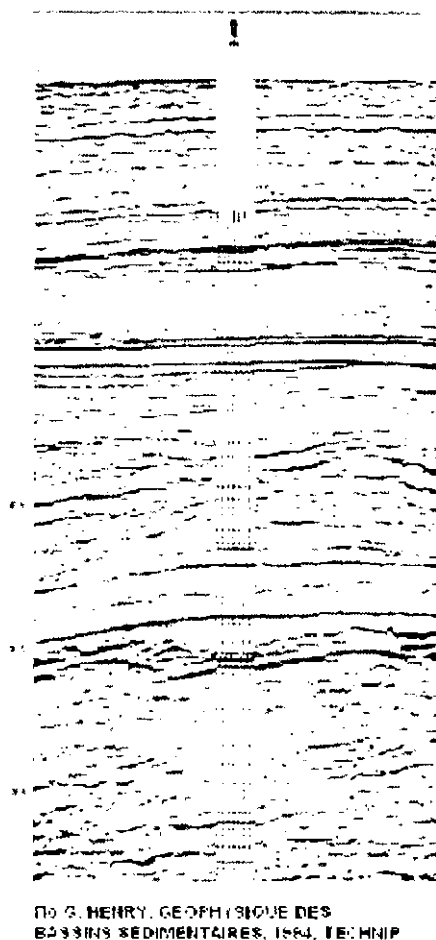


Рис. 15.23. Увязка между суммотрассами ВСП и данными наземной сейсморазведки (данные компании Gas de France)

Вертикальное сейсмопрофилирование с выносом пункта взрыва (непродольное) отличается от стандартного величиной выноса источника сейсмического сигнала (рис. 15.24). Это позволяет изучить большее пространство, но принципы технологии остаются теми же самыми. Пожалуй, не существует и количественных критериев, чтобы сказать – вот это стандартное ВСП, а это – непродольное.

Особенности **непродольного ВСП** будут ясны нам при рассмотрении его применения на конкретном примере. На одном из нефтяных месторождений в бассейне Денвер штата Колорадо, США, было пробурено две пустые скважины, третья вскрыла нефтеносный песчаный пласт. Однако три пробуренные следом за этим скважины вновь оказались пустыми. Итого – из 6 пробуренных скважин 5 оказались пустыми. Чтобы избежать новых потерь компанией оператором было решено перед бурением новых скважин изучить около-скважинное пространство единственной продуктивной скважины, чтобы оценить размеры нефтеносного пласта. Для этого в этой скважине было проведено непродольное ВСП с несколькими пунктами взрыва. Схема расположения глубоких скважин на месторождении и пунктов возбуждения сейсмических сигналов показана на рисунке 15.25.

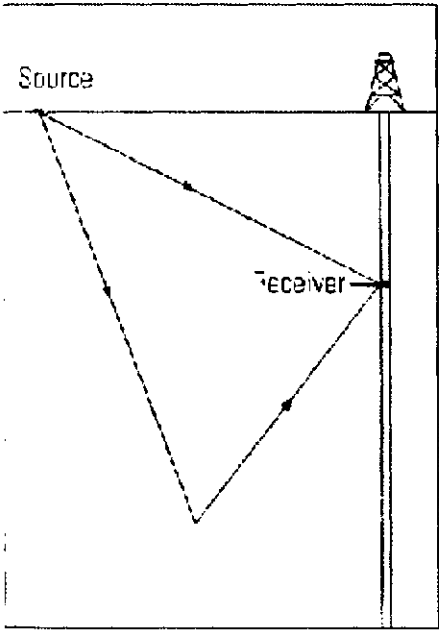
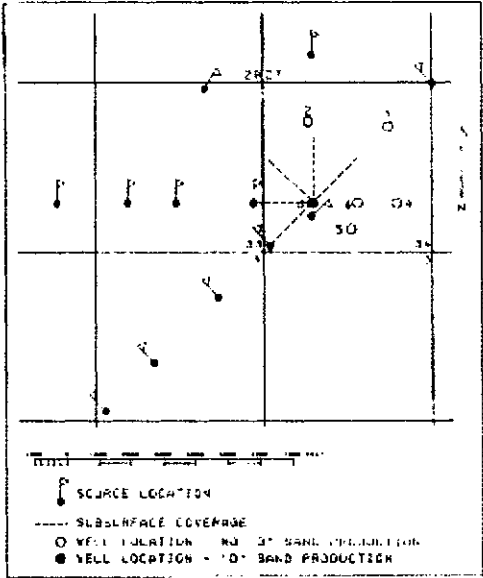


Рис. 15.24. Схема выполнения вертикального сейсмопрофилирования с выносом пункта взрыва (непродольного ВСП)

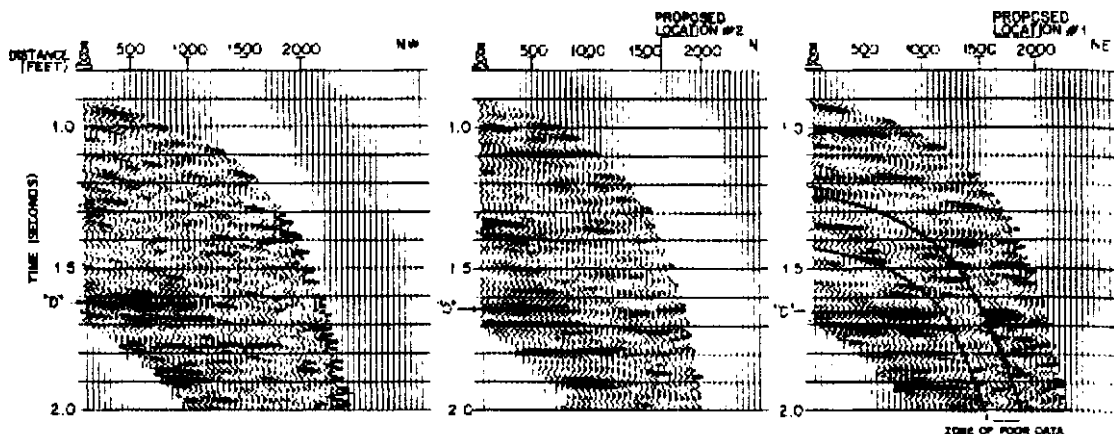


Revised VSP survey plan.
 by ROBERT E. SHERIFF, Reservoir Geophysics, 1997, SEG.

Рис. 15.25. План съемки непродольного ВСП с несколькими пунктами взрыва. Бассейн Денвер – штат Колорадо

11

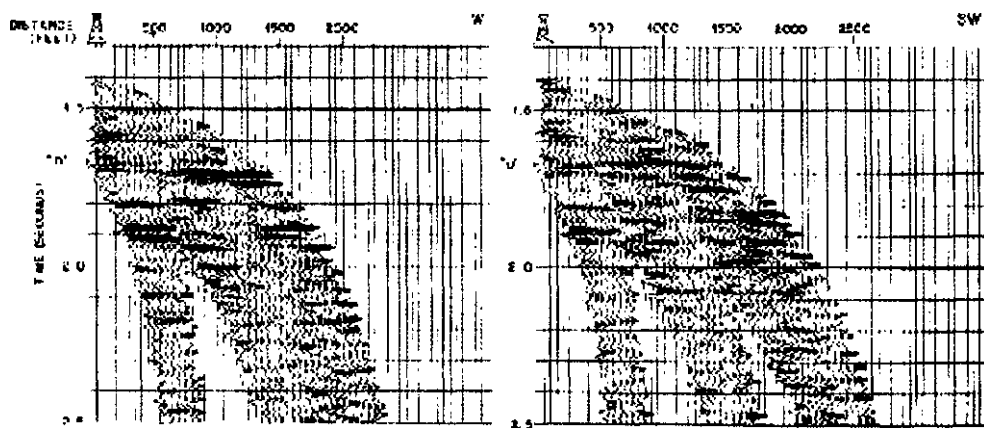
На рисунке 15.26 представлены профили ВСП с выносом, полученные от единичных пунктов взрывов, расположенных к северо-западу, северу и северо-востоку от изучаемой скважины. Форма первых вступлений (их нелинейный характер), их появление на времени не 0, а около 0,9 с говорят о том, что вынос пункта взрыва сопоставим с глубиной скважины. На времени около 1,65 с прослеживается горизонт “D”, который сопоставляется с нефтенасыщенным песчаником. В случае, когда он характеризуется положительными отражениями большой амплитуды, песчаник присутствует в разрезе. При снижении амплитуд до уровня фоновых он замещается глинистыми образованиями – так посчитали интерпретаторы. В итоге распространение песчаного пласта, образующего литологическую ловушку для залежи нефти было определено в северном направлении.



Final offset VSP data displays from the northwest, north, and northeast profiles.

Рис. 15.26. Пример проведения непродольного ВСП. Бассейн Денвер, штат Колорадо. Поля отраженных волн по лучам северо-западному, северному и северо-восточному (по Robert E. Sheriff, Reservoir Geophysics, 1997, SEG)

По направлениям на запад и юго-запад волновые поля ВСП собраны с нескольких пунктов взрыва, обеспечив тем самым большее пространственное прослеживание изучаемых горизонтов. То, что волновые поля собраны из отдельных частей, видно по их внешнему виду на больших временах. Горизонт "D" прослеживается в этих направлениях недалеко. Во временном интервале, соответствующем ему, появляются другие отражения, также имеющие большие положительные амплитуды, но связанные явно с иными объектами (рис. 15.27).



Final offset VSP data displays from the west and southwest profiles.

Рис. 15.27. Пример проведения непродольного ВСП. Бассейн Денвер, штат Колорадо. Поля отраженных волн по лучам западному и юго-западному, собранных из наблюдений с нескольких пунктов взрыва (по Robert E. Sheriff, Reservoir Geophysics, 1997, SEG)

В результате интерпретации всех полученных данных непродольного ВСП, получена карта, на которую схематически нанесено распространение песчаного пласта "D" (рис.15.28). Как видно на результирующей карте, пласт имеет линзовидное строение и ограниченные размеры. По результатам проведенных работ было решено пробурить 2 скважины, положения которых показано на карте незакрашенными кружками.

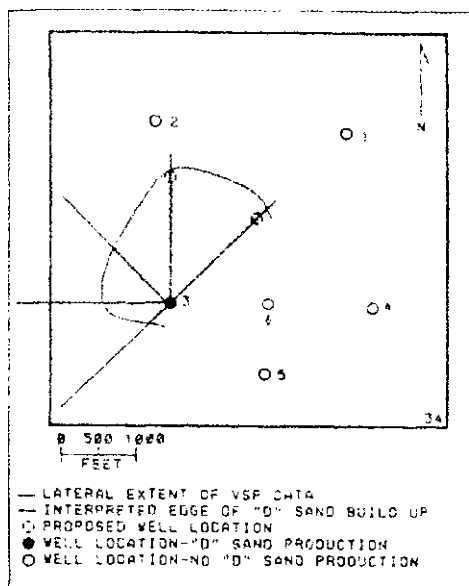
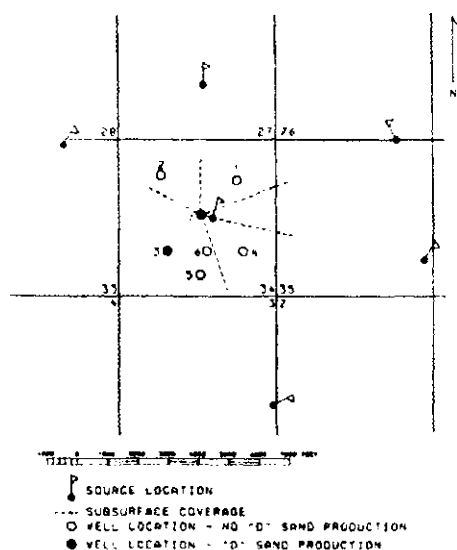


Рис. 15.28. Результаты интерпретации непродольного ВСП. Бассейн Денвер, штат Колорадо (по Robert E. Sheriff, Reservoir Geophysics, 1997, SEG)



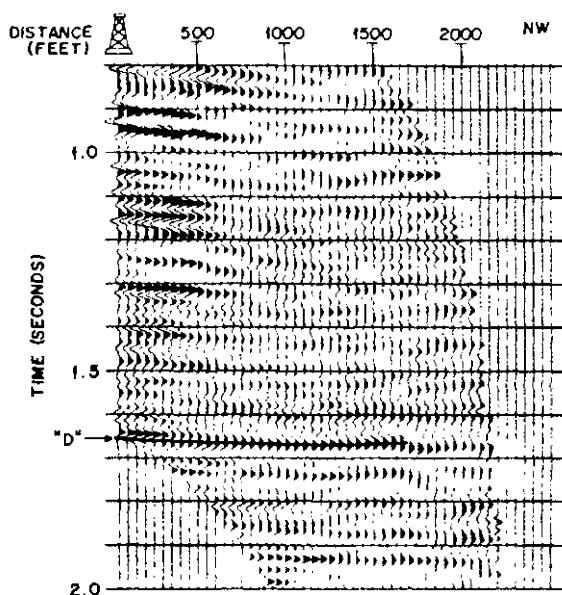
Well 34-7 VSP survey plan.

Рис. 15.29. Схема непродольного профилирования ВСП на базе СКВ.7. Бассейн Денвер, штат Колорадо (по Robert E. Sheriff, Reservoir Geophysics, 1997, SEG)

Полученная итоговая карта показывает уточненное строение изучаемого пласта. Главное, она подтвердила наличие этого пласта в месторасположении второй проектной

После бурения скважины 7, подтвердившей существование в этом месте нефтенасыщенного песчаного пласта "D" и прогноз, сделанный по данным ВСП, в ней также было решено выполнить исследования методом ВСП для уточнения распространения продуктивного песчаного пласта в ее окрестностях. Таким образом компания собиралась пошагово изучать продуктивную зону и обезопасить себя от бурения пустых скважин. Главный недостаток ВСП в этом случае – это ограничение по простиранию изучаемой зоны. Она может быть расположена только вблизи изучаемой скважины и размеры ее ограничены в лучшем случае первыми километрами (рис.15.29).

Проведенное в скв. 7 ВСП позволило расширить изученную площадь и принесла новую информацию о строении пласта "D", уточнив область его развития. На приведенном рисунке вы видите новый профиль восходящих волн, расположенный к северо-западу от скважины. Изучаемый песчаный пласт прослеживается на удалении до 1500 футов от скважины в этом направлении (рис.15.30).



Final offset VSP data display from the north-west offset well Well 34-7

Рис. 15.30. Результаты непродольного профилирования ВСП на базе СКВ.7. Бассейн Денвер, штат Колорадо (по Robert E. Sheriff, Reservoir Geophysics, 1997, SEG)

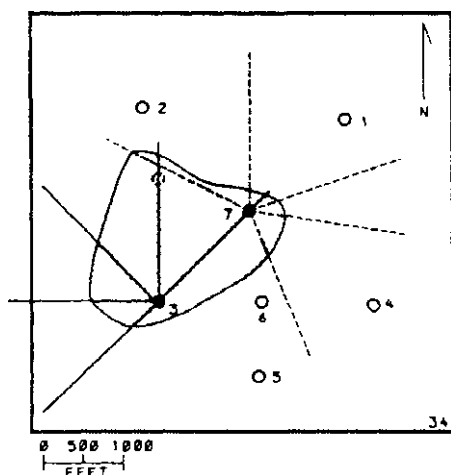
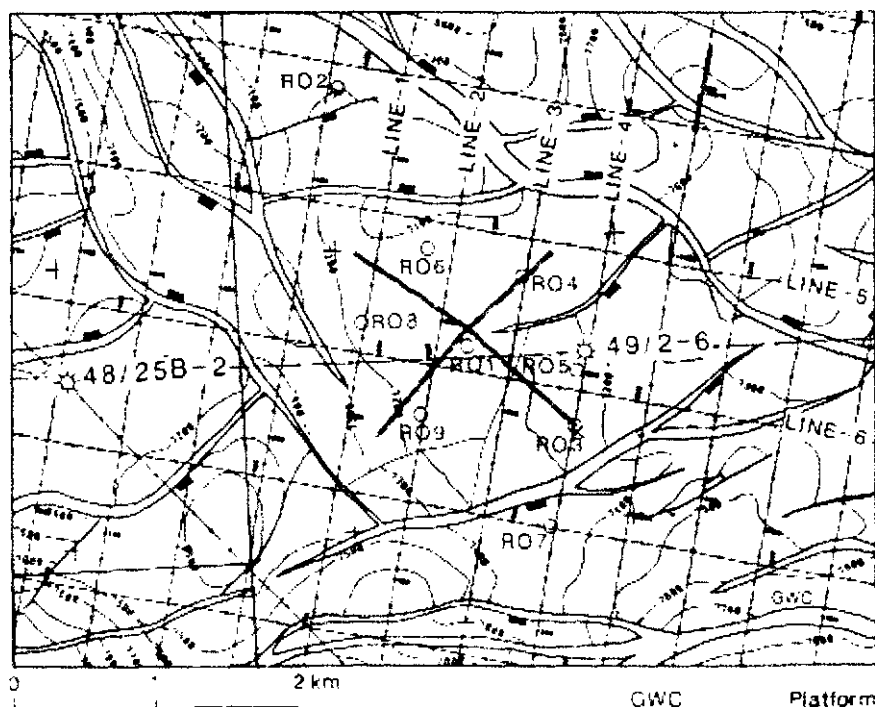


Рис. 15.31. Результаты интерпретации непродольного профилирования ВСП на базе СКВ.7. Бассейн Денвер, штат Колорадо (по Robert E. Sheriff, Reservoir Geophysics, 1997)

скважины. После этого компания приступила к ее бурению, имея надежное обоснование того, что скважина пустой не окажется (рис.15.31).

На газовом месторождении Вулкан в южной части Северного моря компания-оператор столкнулась с тем, что добыча газа в районе скважины R01 пришла в противоречие с рассчитанным при помощи динамического моделирования прогнозом. Эксперты сошлись во мнении, что причина кроется в более сложном строении геологической модели месторождения и было решено произвести ее уточнение с помощью многолучевого ВСП с выносом.

На изображенной на рисунке 15.32 карте мы видим общую ситуацию на этом месторождении, профили поверхностной сейсмической съемки, расположение скважин, структурную карту поверхности продуктивного горизонта (формации Ротлегенд), выделенные тектонические нарушения, а также местоположение скважины, в которой планировалось проведение ВСП и линии наблюдений – всего их 4, расположены крестом.



Actual R01 VSP source locations and the illuminated area at Top Rotlegendes.

Рис. 15.32. Пример размещения непродольного ВСП. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря

Проведению ВСП предшествовала работа по лучевому моделированию и обоснованию как системы наблюдения, так и оценки времен прихода прямых волн и волн отраженных. Приведенная на рисунке 15.33 использованная модель среды достаточно детально

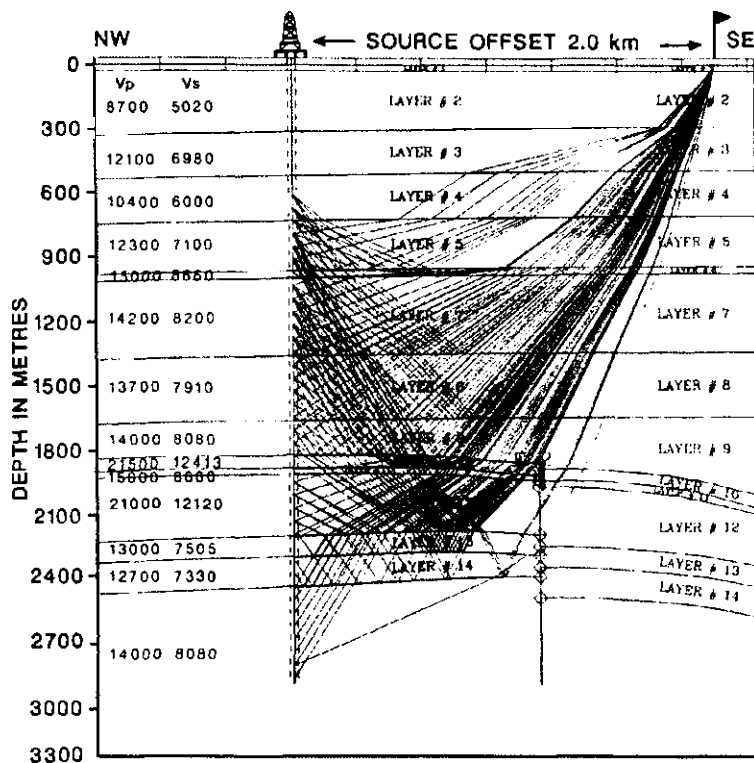


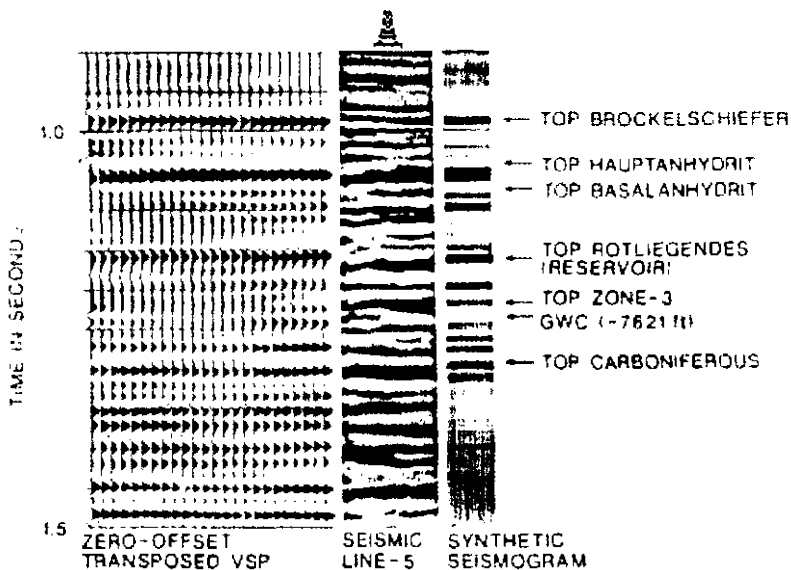
Рис. 15.33. Лучевое моделирование для обоснования параметров непродольного ВСП. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря

ближайшей по расположению к исследуемой скважине. Как видно, волновые поля имеют много общего, и их сопоставление можно считать достоверным. Кровля изучаемого резервуара при этом регистрируется на временах около 1,15 с.

На рисунке 15.35 приведен профиль ВСП с выносом – это вы уже видите по задержке перед началом полезной записи – она начинается с времени 0,6 с. Профиль проходит с северо-запада на юго-восток. На нем прокоррелированы основные отражающие горизонты. Видно, что они имеют сложное структурное строение. Оранжевым цветом показан интересующий нас горизонт

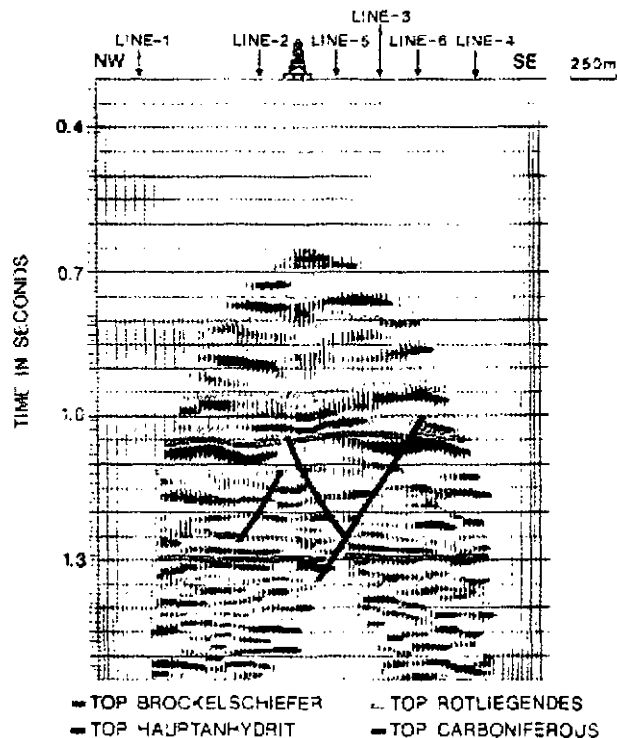
описывает ее строение с точки зрения изменения скоростных пластовых характеристик. Планируемый вынос по этому лучу составляет 2 км. В результате также были получены модельные волновые поля ВСП. Важно, что моделировалось также возможное присутствие в разрезе тектонических нарушений (на рисунке внизу справа) и характер их отображения в волновом поле.

После проведения ВСП было выполнено сопоставление его результатов с временными разрезами и синтетическими сейсмограммами, рассчитанными на базе АК. Такое сопоставление показано на рисунке 15.34. Материалы ВСП приведены к виду с нулевым выносом (субгоризонтальное изображение поля восходящих волн, аналог временного разреза). Фрагмент временного разреза выбран с линии 5,



Correlation of zero-offset VSP results with surface seismic data of Line 5 (near to R01 well location) and the synthetic seismogram derived from the well logs.

Рис. 15.34. Сопоставление ВСП с реальным временным разрезом и модельным волновым полем. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря



юго-запада на северо-восток, были выявлены

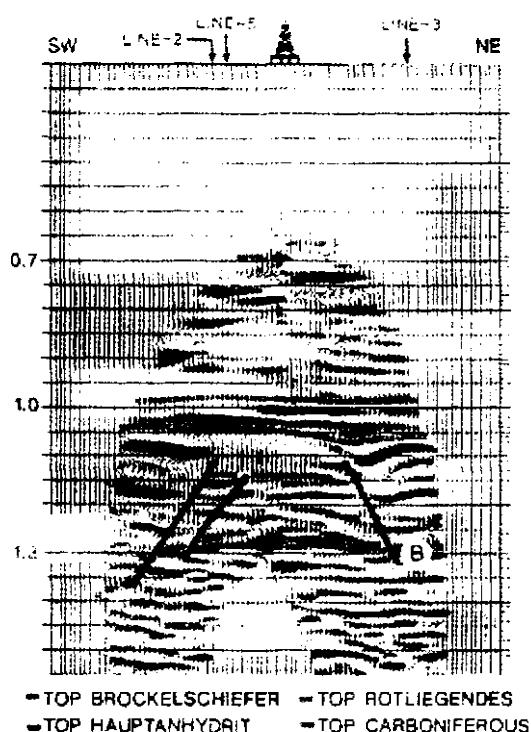


Рис. 15.36. Профиль ВСП, проходящий с юго-запада на северо-восток. Вертикальная компонента Z. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря

– кровля Ротлегенда. Особенно актуально для нас, что на материалах ВСП выделены тектонические нарушения, пересекающие этот горизонт, ранее не выделявшиеся по материалам поверхностной съемки.

Рис. 15.35. Профиль ВСП, проходящий с северо-запада на юго-восток. Вертикальная компонента Z. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря

Аналогичную картину мы наблюдаем и на другом профиле ВСП, проходящем с юго-запада в северо-восточном направлении (рис.15.36).

В результате проведения работ ВСП на месторождении Вулкан была получена уточненная структурная карта кровли продуктивного горизонта с нанесенными на нее тектоническими нарушениями (рис.15.37). Пять тектонических нарушений, с преимущественным направлением с юго-запада на северо-восток, были выявлены и нанесены на карту по материалам ВСП. Также выделено одно тектоническое нарушение, ортогональное к пяти предыду-

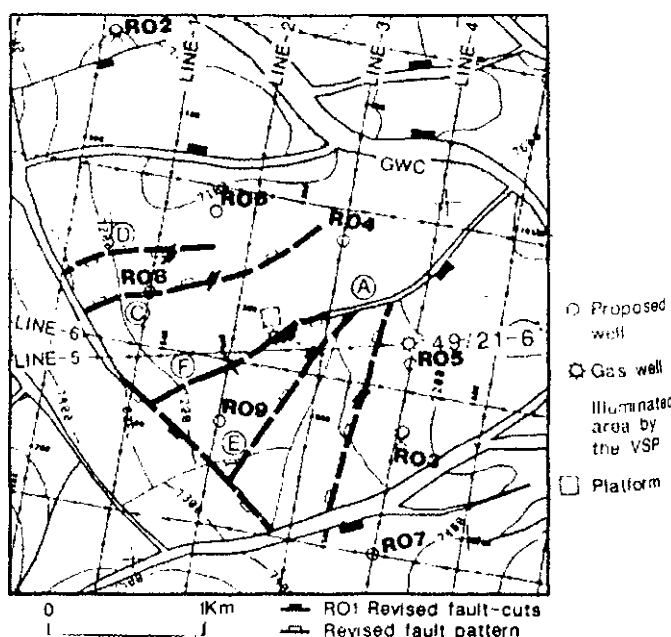


Рис. 15.37. Уточненная структурная карта с вынесенными на нее вновь выявленными тектоническими нарушениями. Месторождение Вулкан – южная часть Северного моря

щим. Карта показывает, что строение месторождения в районе скважины R01 действительно сложнее, нежели предполагалось ранее. Главное влияние на работу газового месторождения оказывают тектонические нарушения, обладающие экранирующими свойствами.

Волновое зондирование сходно по методике проведения с обычным ВСП, а тем более с непродольным ВСП. Отличие заключается в особенностях – большее количество пунктов взрыва, расположение их может быть не только на лучах, исходящих из скважины, но и вдоль линий. Через скважину не проходящих. Все зависит от спроектированной системы наблюдений и конкретной геологической ситуации. Волновое зондирование позволяет лучше изучить окоскважинное пространство, но и несколько более трудоемко в выполнении.

На рисунке 15.39 приведена схема расположения источников сейсмических сигналов при волновом зондировании. Видно, что при этом изучается значительно большее пространство, чем при обычном ВСП. В скважине расположен, конечно, не один приемник, и сейсмокося, позволяющая производить прием одновременно по всему стволу скважины. Геометрия ствола скважины при этом может быть любой.

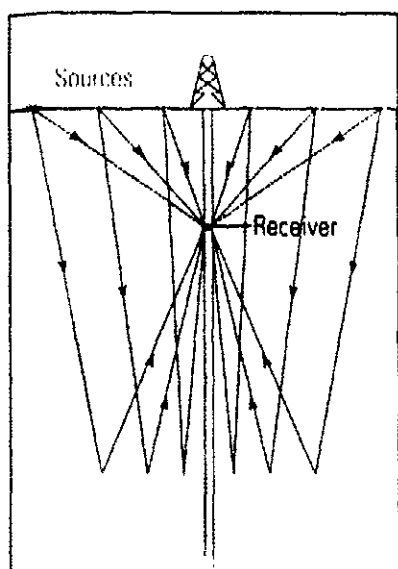


Рис. 15.38. Волновое зондирование

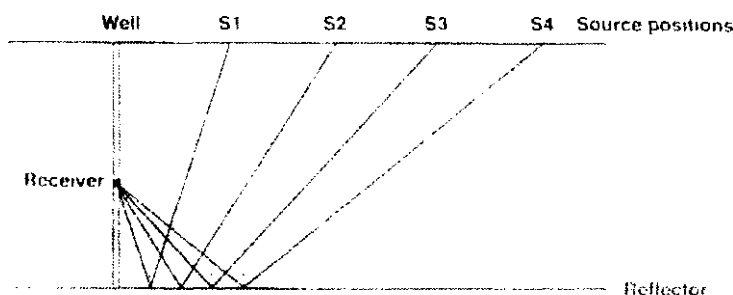


Рис. 15.39. Схема волнового зондирования

Волновое зондирование может быть выполнено как только на продольных волнах, так выполняться и в многокомпонентном варианте. Это несет гораздо больше дополнительной информации, причем принципиально (физически) новой. Мы уже знаем о возможностях использования многоволновой сейсморазведки. На рисунке 15.40 приведены волновые поля разных компонент: X и Y поперечной волны и продольной волны Z, собранные от разных пунктов взрыва, перемещающихся вдоль линии, проходящей в стороне от устья скважины.

Результат волнового зондирования после обработки видит примерно так же, как и поле непродольного ВСП. Наблюдаемое волновое поле при волновом зондировании также стремятся привести к виду, сопоставимому с временными разрезами поверхностной съемки. Обработка его также выполняется по графу, сходному с графом обработки обычных материалов. Набор процедур обработки также сходен. На рисунке 15.41 вы видите волновое поле зондирования после выполненной по нему процедуры миграции. Более того, миграция выполняется с учетом анизотропии свойств разреза.

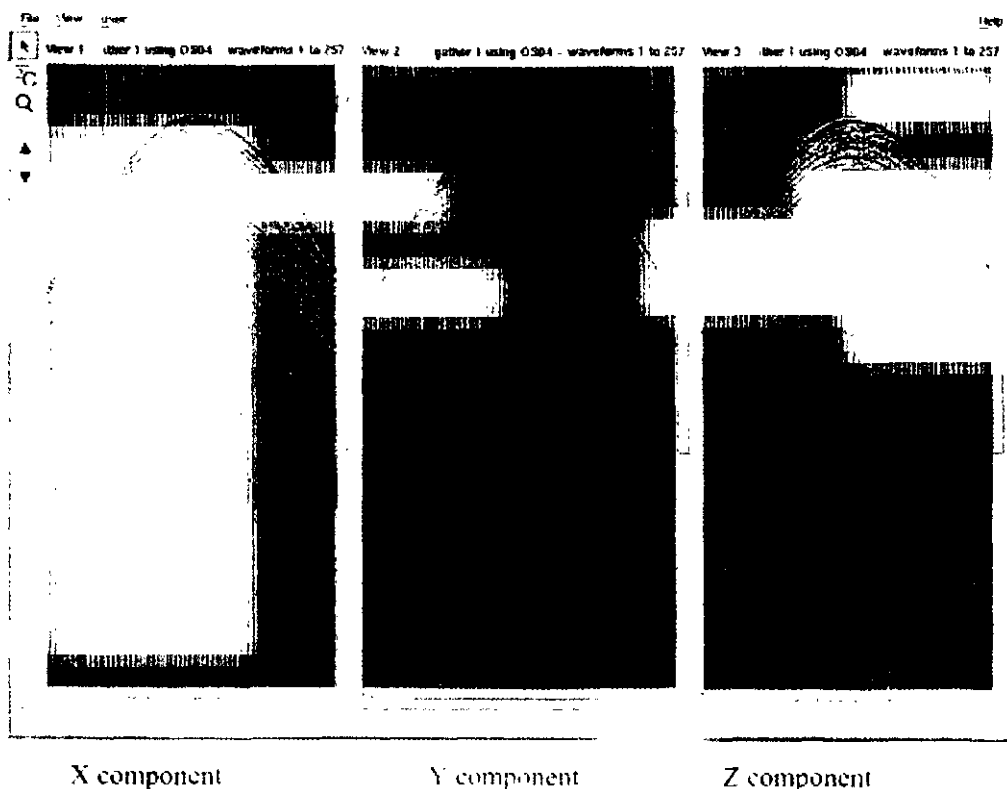


Рис. 15.40. Волновое зондирование – исходные поля X,Y, Z составляющих



Рис. 15.41. Пример волнового зондирования – наблюденное поле

Область применения волнового зондирования достаточно широка. Прежде всего, это получение волновых полей там, где получить их другими методами невозможно, либо требуется обеспечить особенно качественный прием в скважинных условиях. Иногда к этому побуждают и другие причины, например, столб, образованный диффузией газа над газовой залежью.

Рассмотрим несколько реальных примеров применения волнового зондирования. На газовом месторождении Экофиск в Северном море над сводовой частью структуры поверхностные сейсмические наблюдения не смогли обеспечить структурные построения из-за почти полного затухания отражений. Это связано как с газовой залежью, так и с газовым столбом над ней. Таким образом поверхностная съемка оказалась физически не способной выполнить эту казалось бы простую задачу. Временной разрез по профилю 100 как раз и демонстрирует участок отсутствия информации в районе свода структуры (рис.15.42).

Для решения этой проблемы на место-

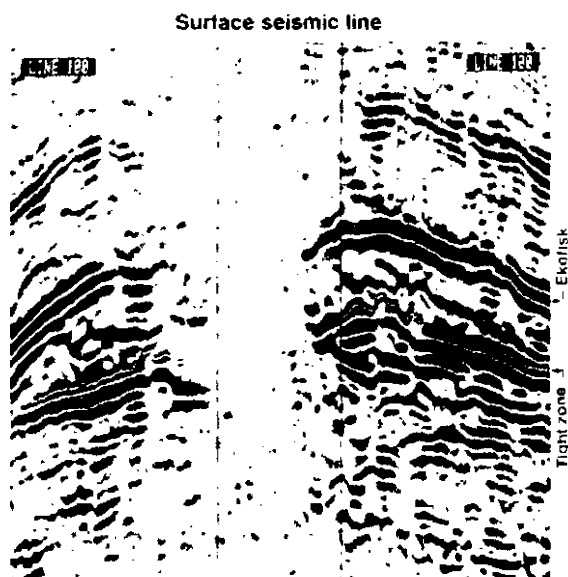


Рис. 15.42. Профиль морской сейсмической съемки. Месторождение Экофиск. Северное море

Таким образом был покрыт недостаток информации. На рисунке приведен все тот же профиль 100. В области отсутствия информации на этот раз помещена вставка профиля волнового зондирования.

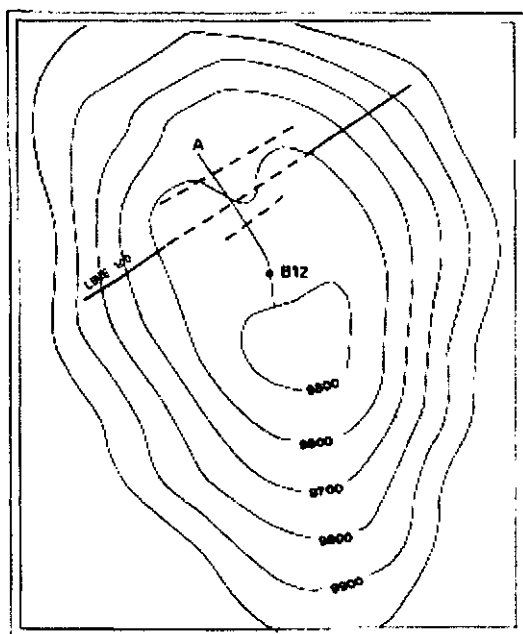


Рис. 15.43. План съемки волнового зондирования. Месторождение Экофиск. Северное море

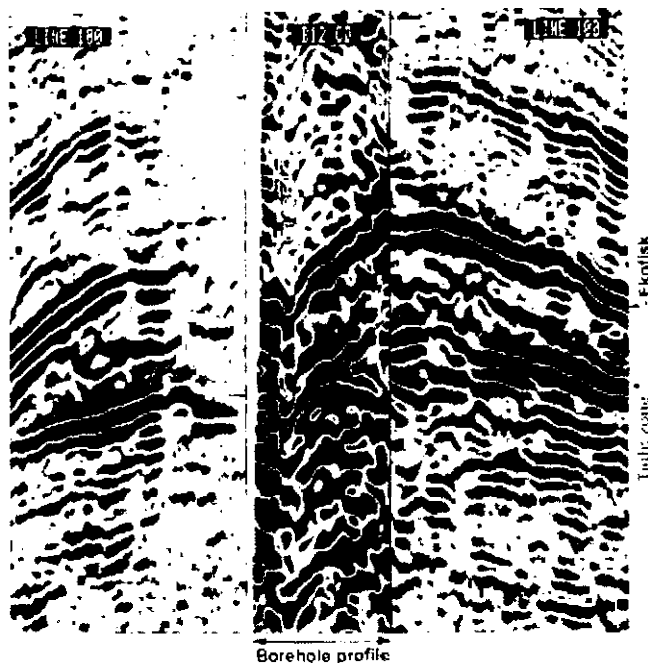


Рис. 15.44. Вставка профиля волнового зондирования в профиль 100 поверхностной съемки. Месторождение Экофиск. Северное море

Кроме уточнения структурного плана, на вновь полученных материалах волнового зондирования ВСП выделены тектонические нарушения, пересекающие формацию Экофиск. Раньше выделить эти нарушения не представлялось возможным опять-таки из-за

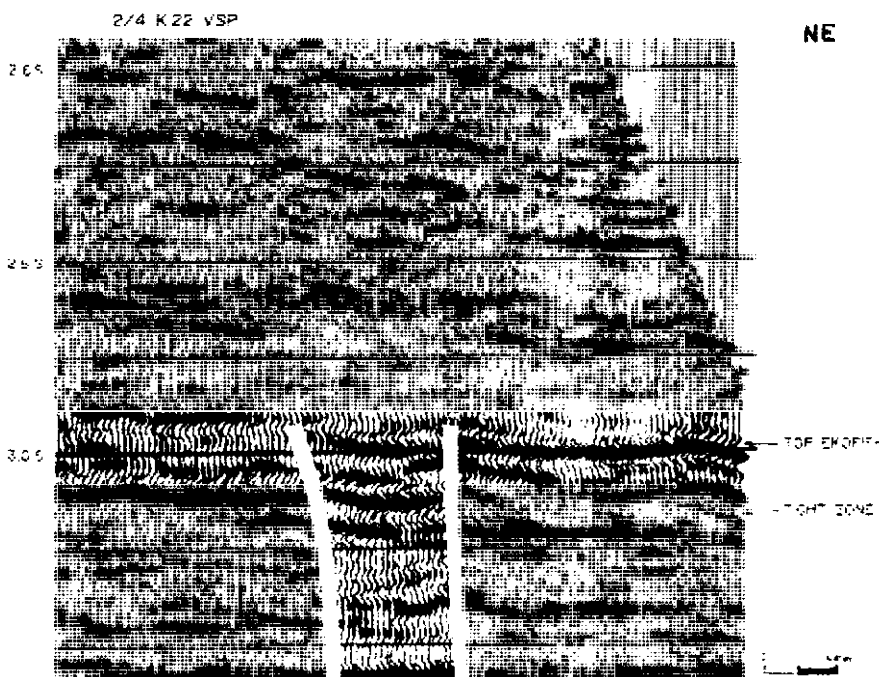


Рис. 15.45. Разломы на месторождении Экофиск. Северное море

почти полного отсутствия информации (рис.15.45).

В результате этого этапа скважинных сейсмических исследований – волнового зондирования, на часть месторождения была построена уточненная структурная карта с выделенными тектоническими нарушениями, пересекающими кровлю продуктивной формации (рис.15.46). На рисунке представлена структурная карта по

кровле формации Экофиск с нанесенным на нее грабе-

ном, выделенном на всех трех профилях волнового зондирования по скв. В-12.



Рис. 15.46. Карта по данным волнового зондирования. Месторождение Экофиск. Северное море

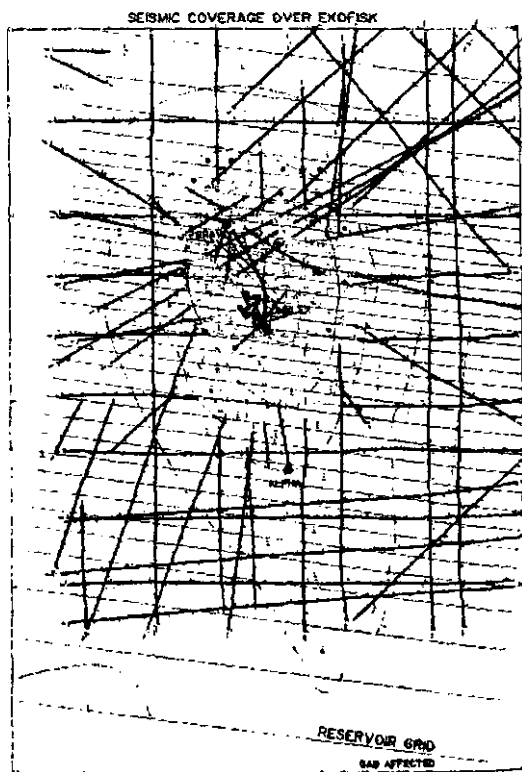


Рис. 15.47. Совместное применение поверхностной съемки и волнового зондирования. Месторождение Экофиск. Северное море

Получив положительный результат применения волнового зондирования ВСП в одной скважине, компания-оператор приняла решение провести такие же наблюдения еще в нескольких скважинах в пределах зоны, где сейсмическая запись поверхностных наблюдений разрушена. В результате планировалось интегрировать все новые полученные данные скважинной сейсморазведки с материалами поверхностной съемки.

Схема расположения профилей поверхностной съемки, а также планируемых линий возбуждения сейсмических колебаний при ВСП нанесены на прилагаемую карту (рис.15.47). На карте желтым цветом также указана область отсутствия информации над газовой шапкой.

Рис. 15.48. Интерпретация комплекса сейсмических данных на месторождении Экофиск. Северное море

Результаты совместной интерпретации материалов всех волновых зондирований и поверхностной съемки приведены на этой структурной карте. В результате проведения волновых зондирований в разных частях структуры выявлено значительное количество тектонических нару-

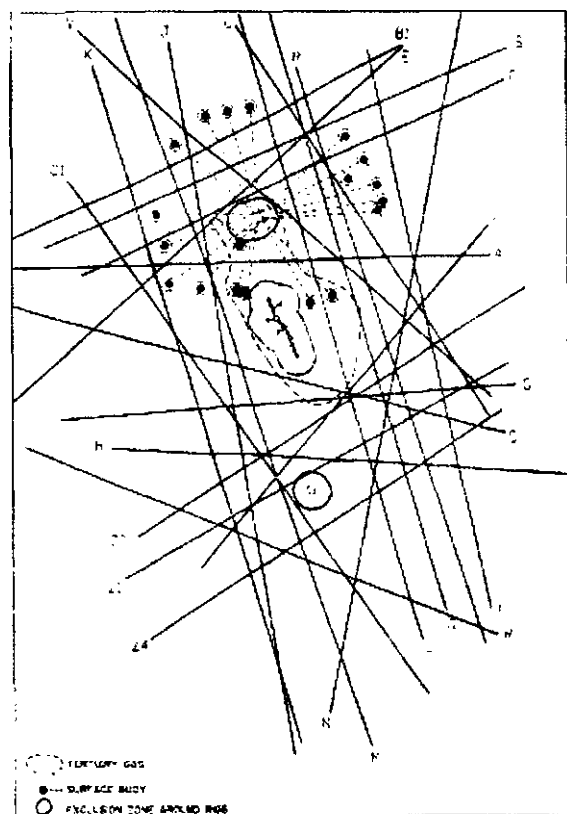


Рис. 15.49. Схема проведения тангенциальной съемки. Месторождение Экофиск. Северное море

шений. Представление о строении месторождения у компании-оператора существенным образом изменилось, пришло понимание, что оно устроено гораздо сложнее, нежели представлялось ранее, и что тектонические нарушения вносят большой вклад как в строение месторождения, так и влияют на его разработку (рис.15.48). Вместе с тем стало ясно, что инструменты изучения месторождения в при-сводовой части существуют. И необходимо лишь корректно применять их для детализации представления об изучаемой залежи. Поскольку проведенное количество волновых зондирований прояснило ситуацию, но вместе с тем показало, что изучать месторождение необходимо гораздо тщательнее.

Продолжить изучение месторождения было решено поверхностной тангенциальной съемкой, со специально спроектированной

системой наблюдения, учитывающей пути прохождения сейсмических лучей, отраженных от склонов антиклинального поднятия.

Положение профилей тангенциальной поверхностной съемки, выбранное для того, чтобы волны не проходили через газонасыщенные отложения, показано на данной карте. Красными линиями оконтурено положение зон, где проведение съемок невозможно по технологическим причинам – положение платформы, например (рис. 15.49).

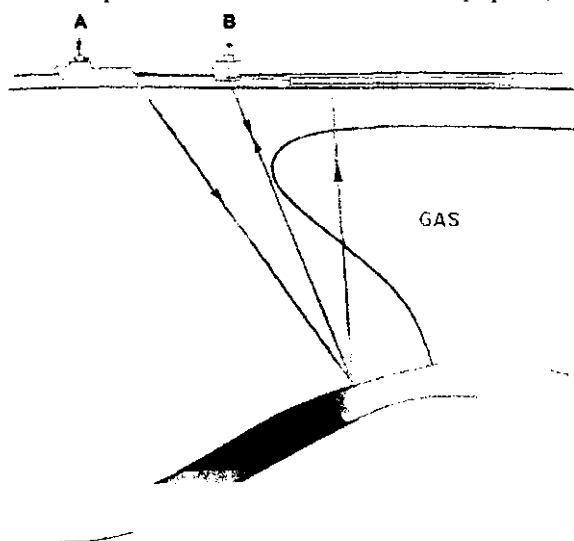


Diagram comparing raypaths for tangential and radial (star configuration) lines.

Суть тангенциальной съемки показана на рисунке 15.50. При обычной системе наблюдения сейсмические волны перед регистрацией проходят через газовый столб над залежью, где теряют свою энергию. В то время, как при тангенциальных наблюдениях, выполняемых с учетом наклона отражающей поверхности, сейсмические лучи через зону ослабления записи не проходят, и мы получаем информацию о той зоне, которая ранее была нам недоступна.

Рис. 15.50. Тангенциальная съемка на месторождении Экофиск. Северное море

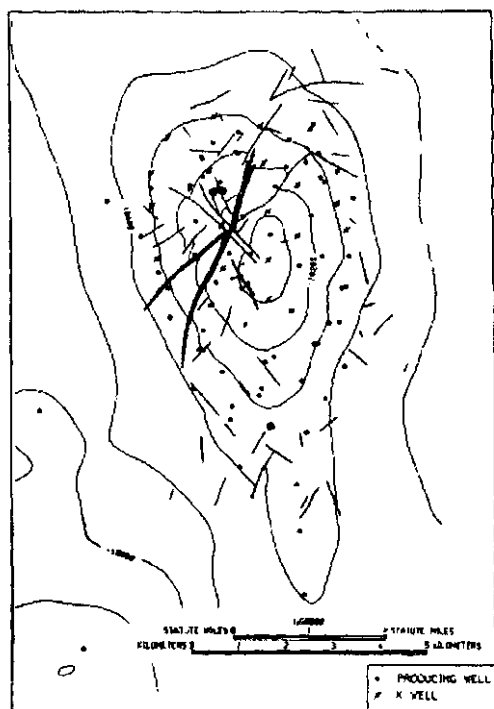
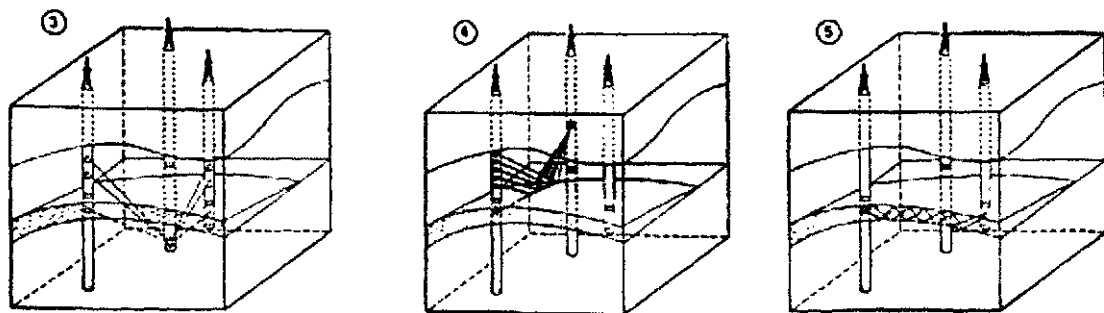


Рис. 15.51. Результат интерпретации на месторождении Экофиск. Северное море

В результате комплексного применения всех видов съемок на месторождении Экофиск была построена итоговая структурная карта с нанесенными на нее тектоническими нарушениями (рис.15.51). Существенную роль в ее получении сыграли мтоды скважинной сейсморазведки, в частности, метод волнового зондирования.

Еще один вид скважинной сейсморазведки – **межскважинная сейсморазведка** (рис.15.52). В этом виде сейсморазведки и возбуждение сигнала, и регистрация его ведется в скважинных условиях, в разных скважинах, естественно. При этом возможно проследить разные варианты волн (геометрии их прохождения межскважинного пространства): проходящие волны (3), отраженные волны, волны, проходящие внутри одного слоя. Межскважинная сейсморазведка отличается повышенным качеством записи из-за отсутствия ЗМС, высокой разрешающей способностью из-за высокочастотного состава записи. Возбуждение сигнала в скважине при этом не требует большой энергии, как правило, это могут быть очень слабые взрывы (например, детонатор с тротильным эквивалентом 2 гр), не причиняющие вреда конструкции скважины.

Для обоснования проведения межскважинной сейсморазведки и особенно для распознавания регистрируемых волн необходимо проводить тщательную предварительную работу по мо-



Варианты Геометрии Межскважинной Сейсморазведки:

- проходящая волна,
- отраженная волна,
- волна внутри слоя

Рис. 15.52. Межскважинная сейсморазведка

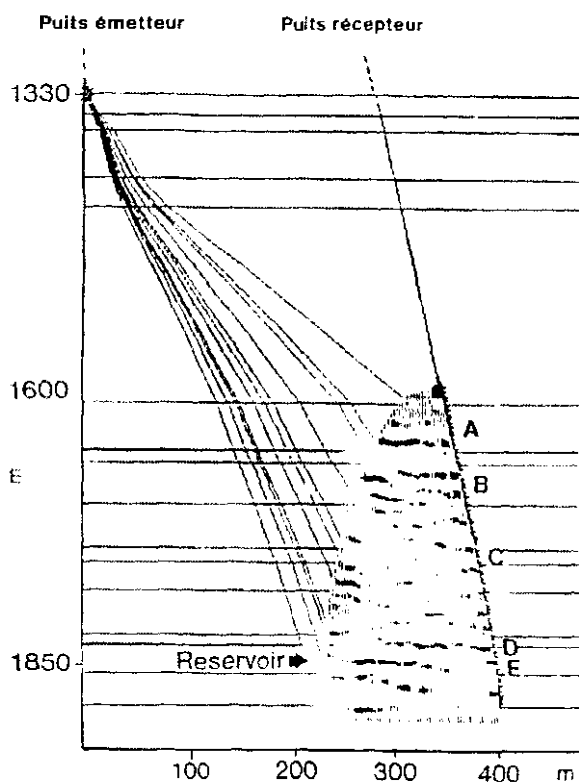


Рис. 15.53. Изображение отраженных волн в межскважинной сейсморазведке

кой разрешающей способностью.

При специальном проектировании системы наблюдения при поверхностном расположении точек возбуждения сейсмических сигналов в принципе можно получить и равномерное расположение точек отражения в пространстве, т.е. получить пространственную систему наблюдения. Такая система наблюдения позволит получить информацию с детальностью, присущей скважинной сейсморазведке, и не по отдельным профилям, а равномерно по всей прискважинной области. Еще одна возможность улучшения эффекта от такого вида съемки заключается в использовании нескольких скважин, расположенных недале-

делированию траекторий лучей регистрируемых волн и волновых полей. На рисунке 15.53 приведен пример лучевого моделирования и фрагмент наблюдаемого волнового поля при выполнении межскважинной сейсморазведки. При обработке полученных данных чаще всего полученные поля опять стараются привести к виду разреза отраженных волн поверхностной съемки. Опять-таки это делается с целью возможности их сопоставления.

На рисунке 15.54 выполнено сопоставление поля продольных волн, полученного при проведении ВСП в вертикальной скважине, и поля поперечных волн при межскважинном просвечивании. Обратите внимание на то, что продольные волны по своей природе более высокочастотны, чем S-волны. При этом наблюдения выполнены в скважине, т.е. они повышенного качества и повышенного частотного состава. И даже несмотря на это поле регистрируемых поперечных волн при межскважинной сейсморазведке характеризуется более высоким частотным составом и соответственно более высо-

ко друг от друга. Итак, мы еще один способ – 3D скважинная сейсморазведка.

VSP P-waves (vertical well)

Crosswell seismic section

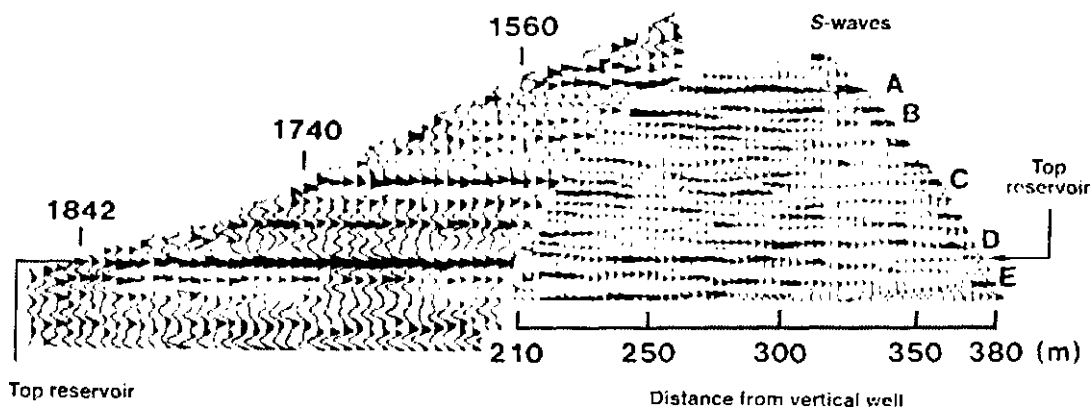


Рис. 15.54. Пример сопоставления данных поверхностных наблюдений с данными межскважинной сейсморазведки

На рисунке 15.55 изображена схема проведения 3D/3C ВСП, выполненного вблизи Бакерсфильда в Калифорнии в 2000 г., на тот момент самого масштабного наблюдения такого вида. На карте отображено более 5 000 точек расположения вибраторов, использованных для записи более чем 1 040 000 трасс в 8 скважинах. Цветом показана высота дневной поверхности. По сути дела, на разрабатываемых месторождениях возможно получать площадные данные ВСП на все месторождение. Полученная информация будет характеризоваться высокой детальностью и разрешающей способностью. Это, возможно, позволило бы вести эксплуатационное бурение пошагово на имеющейся информационной основе с минимальным риском бурения пустых скважин. Новые скважины можно было бы использовать для расширения области исследований.

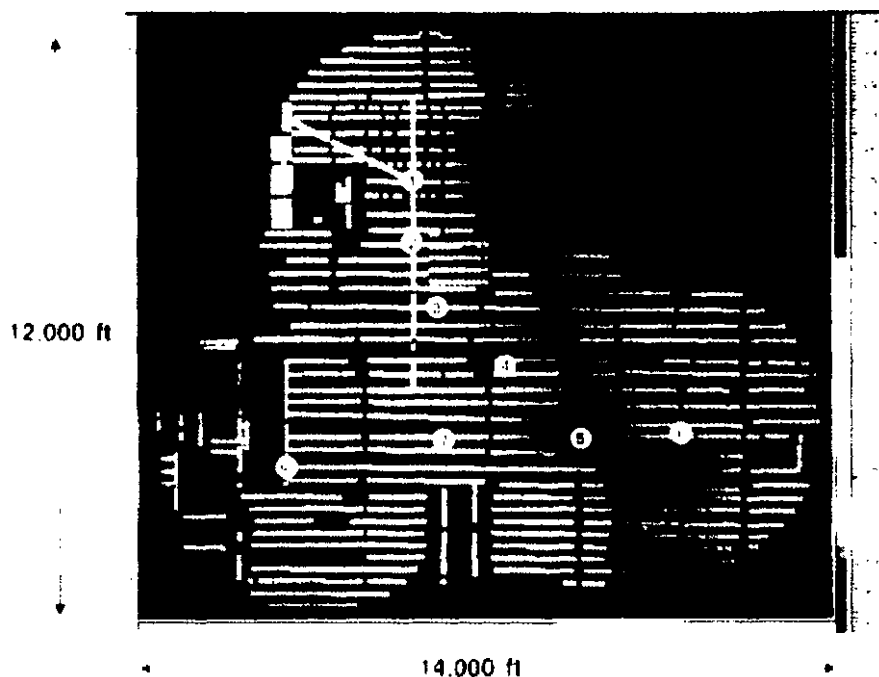


Рис. 15.55. 3Дскважинная сейсморазведка

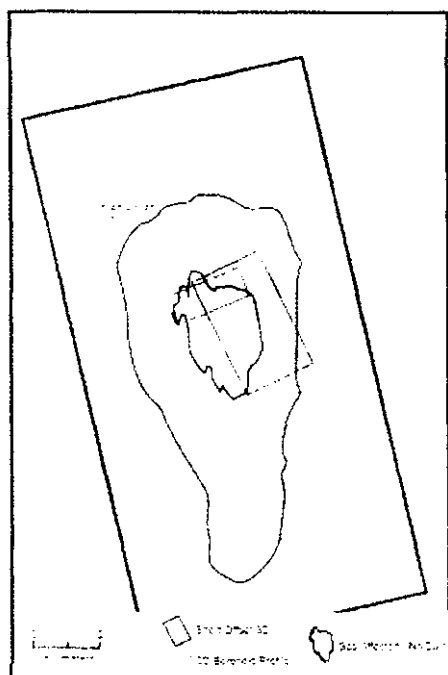


Рис. 15.56. Схема проведения сейсмических съемок. Месторождение Экофиск. Северное море

месторождения недостаточно, потребовались площадные наблюдения.

На уже знакомом нам месторождении Экофиск компания-оператор не остановилась на проведении профильных скважинных наблюдений в комплексе с поверхностными специальными (тангенциальными) наблюдениями. Компанией было принято решение о проведении пространственной скважинной съемки, в комплексе с проведением поверхностной пространственной сейсморазведки и тангенциальной съемки. Обратите внимание, эти работы запланированы и проведены на месторождении, которое находилось в разработке не один год. На рисунке 15.56 приведена схема расположения сейсмических съемок, контура месторождения (показан черным) и области влияния газа (показан фиолетовым). Область проведения 3D скважинной сейсморазведки показана зеленым, 3D поверхностной съемки – красным, 3D съемки с выносом – бирюзовым.

Как мы уже знаем, газ оказывает влияние на сейсмическую запись в области ствола скважины

(рис.15.57) . Поэтому на сейсмических временных разрезах в присводовой части структуры образуются интервалы отсутствия информации. Эту проблему решали волновые зондирования, но информации по отдельным профилям оказалось на стадии разработки



Рис. 15.57. Временной сейсмический разрез. Месторождение Экофиск. Северное море

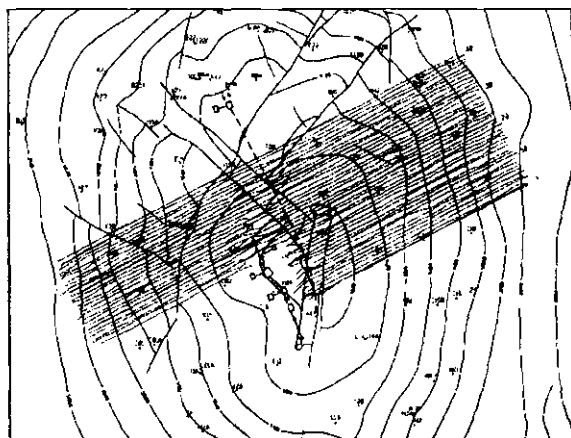


Рис. 15.58. Схема расположения профилей пространственной скважинной сейсморазведки. Месторождение Экофиск. Северное море

На этой структурной карте по кровле формации Экофиск показана схема расположения профилей пространственной скважинной сейсморазведки (рис.15.58). Профиля покрывают большую часть присводовой области структуры и немой для сейсмической записи, соответственно. На некоторых участках вблизи работающей платформы выполнить возбуждение сигналов все же не удалось.

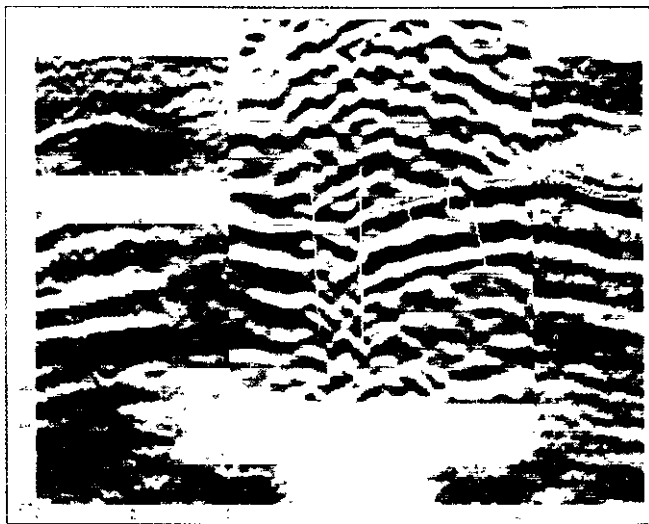


Рис. 15.59. Разрез 3D скважинной сейсморазведки, вмонтированный в профиль поверхностных наблюдений. Месторождение Экофиск. Северное море

ции его строения методами скважинной сейсморазведки – это была пологая антиклинальная складка, отрисованная в пликативном варианте. По последним данным наиболее важными структурными элементами являются два грабена, нарушающих сплошность присводовой части структуры.

Сравнительно новый метод в скважинной сейсморазведке – **сейсмическая съемка при бурении (SEISMIC WHILE DRILLING – SWD)**. Суть этой методики заключается том, что буровое долото в процессе бурения рассматривается как источник акустических колебаний. Волны распространяются от бурового долота как вверх, так и сначала вниз до отражающих границ, а потом уже вверх как отраженные волны. Первые, прямые волны, несут информацию о местоположении долота и ствола скважины. Вторые, отраженные волны, несут информацию о строении геологического разреза перед долотом (рис.15.61).

Особенно важно проведение сейсмических наблюдений во время бурения горизонтальных скважин. На этом схематическом разрезе (рис.15.62) показано, насколько сложным может быть строение наложенных друг на друга каналаобразных песчаных тел, например. При этом стоит задача проведения ствола скважины через возможно большее пространство, занятое песчаными телами, при наименьшем количестве изгибов на стволе скважины. Для этого необходимо иметь возможно более точное представление о

На рисунке 15.59 представлен врезанный во временной разрез уже фрагмент скважинных наблюдений не профильных, а взятых из куба полученных данных. Как вы видите, качество полученного материала очень высокое. Пространственные скважинные наблюдения позволяют выполнять по ним и пространственную миграцию, как и в случае с поверхностными данными. Как вы понимаете, это принципиально повышает качество структурных построений в условиях сложной тектоники, а также повышает разрешающую способность метода.

В итоге на месторождении Экофиск получена показанная на рисунке 15.60 структурная карта, с нанесенными на нее системами тектонических нарушений. Вы помните, каким представлялся Экофиск до начала детализа-

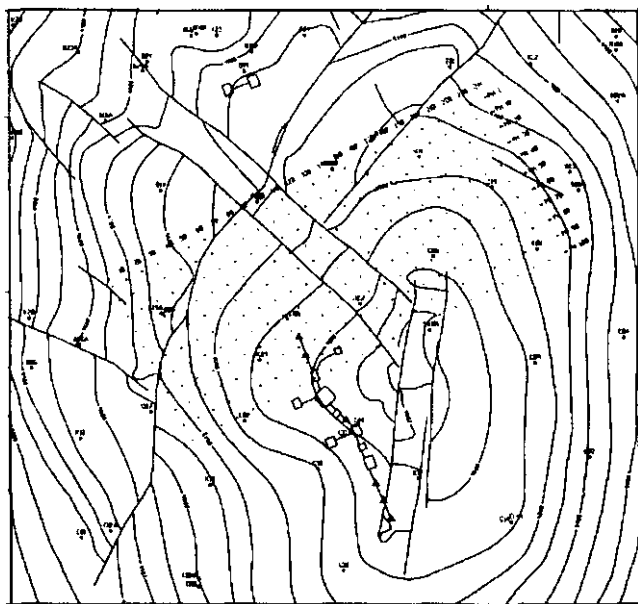


Рис. 15.60. Результирующая структурная карта. Месторождение Экофиск. Северное море

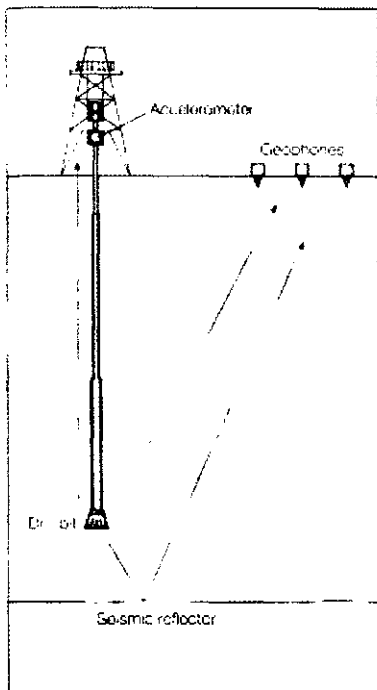
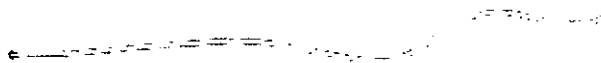


Рис. 15.61. «Сейсмическая съемка при бурении» - SWD (seismic while drilling)



Schematic cross section showing the complex stacked channel sequence. To contact more reservoir footage with horizontal production wells and lessen kickoff frequency, a clear understanding of these complex sequences is needed

Рис. 15.62. Применение сейсмических скважинных исследований в процессе бурения

строении резервуара.

Сейсмическая съемка при бурении помогает уточнить строение геологического разреза перед буровым долотом за счет постоянного уточнения скоростного закона, например (взаимосвязи глубина–время). На этом примере, полученном на одном из месторождений юго-восточной Азии, целевой горизонт для бурения был определен на глубине 3352 м при использовании имевшегося изначально скоростного закона (как показано на рисунке 15.63 слева). При проведении бурения на глубине 2911 м был вскрыт реперный горизонт, по которому был уточнен скоростной закон. Согласно уточненному скоростному закону целевой горизонт должен был находиться на 100 м выше, на глубине 3248 м (как на рисунке в центре). Фактическая глубина объекта оказалась 3202 м (на рисунке справа).

Еще один пример, показывающий уточнение скоростного закона при измерении сейсмических волн при бурении. На временной разрез (рис. 15.64) нанесено три положения ствола скважины. Синим цветом показано плановое положение. Красным – фактическое положение ствола скважины, определенное с учетом уточненного скоростного закона, определенного при проведении сейсмической съемки при бурении. Если бы мы не уточняли скоростной закон, мы бы думали, что положение скважины

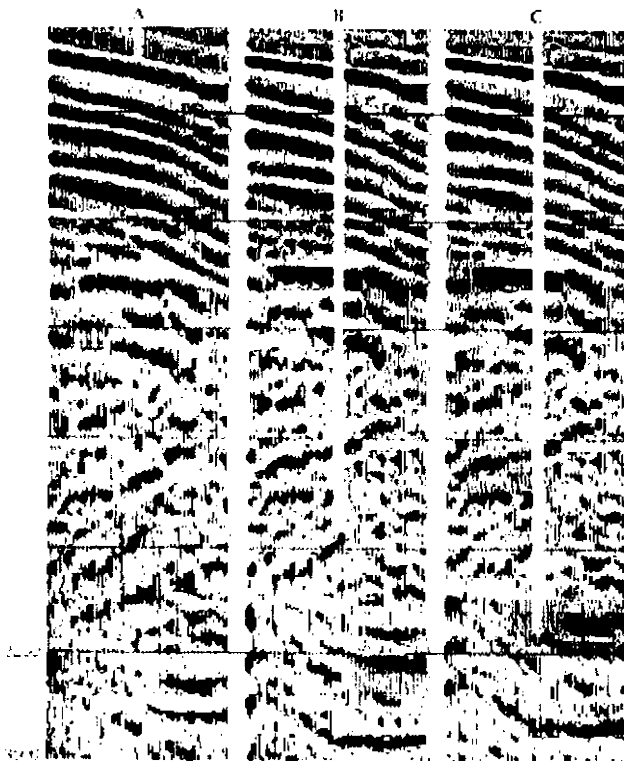


Рис. 15.63. Применение сейсмических скважинных исследований в процессе бурения

соответствует фиолетовому цвету.

В условиях сложной тектонической обстановки и многочисленных тектонических нарушений это может сыграть определяющую роль.

Еще один вариант скважинной сейсморазведки, сопровождающей бурение скважин – исследования (измерения) в процессе бурения. От предыдущей методики она отличается тем, что на буровой трубе вблизи долота устанавливается прибор, который фиксирует сейсмические колебания. Эти колебания могут вызываться источником, расположенным на поверхности или в ином месте. Принимает такой прибор также как прямые волны, так и отраженные (рис.15.65).

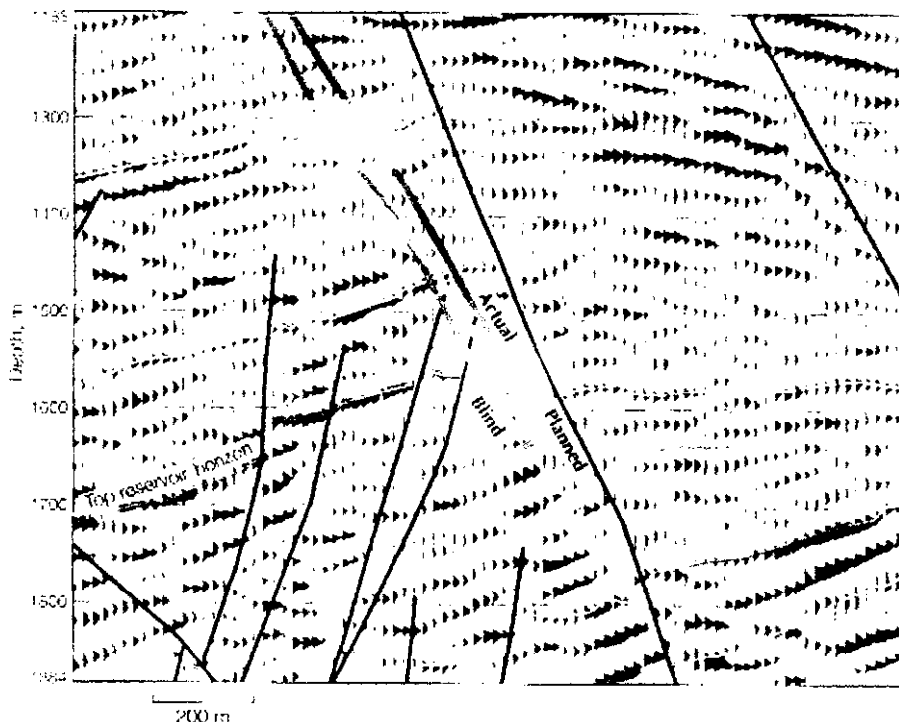


Рис. 15.64. Пример сейсмической съемки при бурении

Методика позволяет уточнить как положение ствола скважины, так и уточнить скоростной закон и изучить строение среды вблизи ствола скважины.

На рисунке 15.66 приведен временной разрез поверхностной сейсмической съемки в южной части Каспийского моря. Компания ВР бурила скважину для опробования формации Фасила. Бурение велось со сложной траекторией ствола во избежание вскрытия пластов с аномально высоким пластовых давлением над сводом антиклинали сложного строения. Глубина целевого горизонта – более 5 тыс. м. Скоростной закон был получен по данным поверхностной сейсморазведки и в условиях крутого падения слагающих разрез пластов точность определения глубины целевого горизонта составляла 700 м. Бурить в таких условиях означало идти на чрезмерно большой риск – неудачное вскрытие пласта и уход в сторону от планируемой точки были практически гарантированы. Ситуацию со скважиной спасло измерение во время бурения.

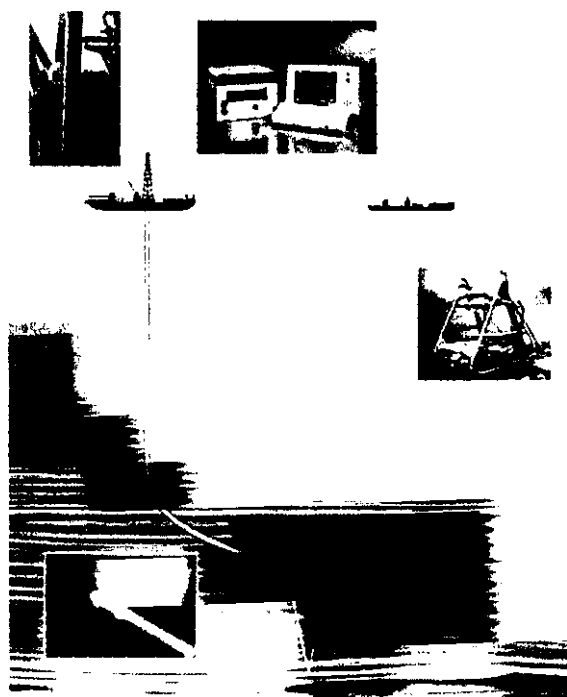


Рис. 15.65. Сейсмические скважинные исследования в процессе бурения (MWD)

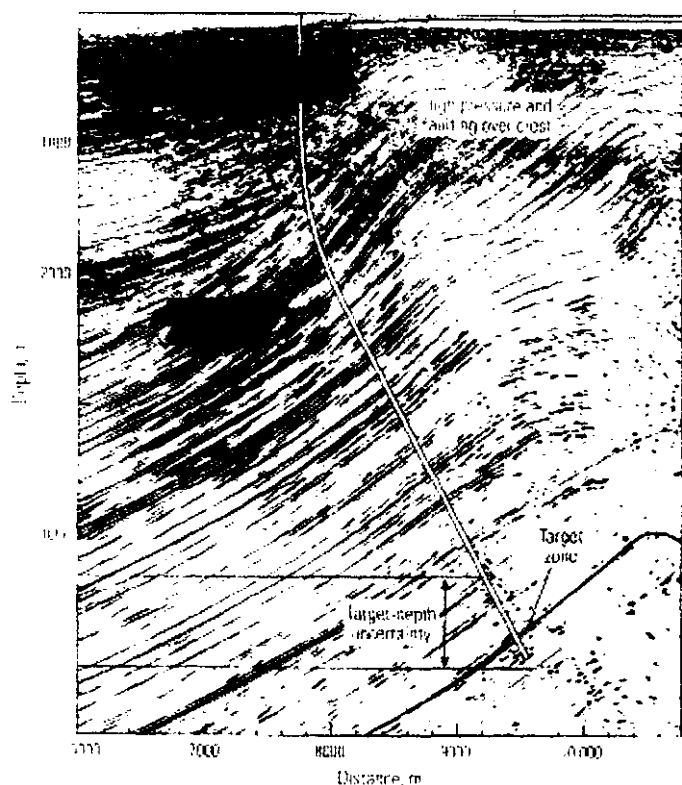


Рис. 15.66. Пример сейсмических скважинных исследований в процессе бурения

Другой пример использования этой технологии получен с одного из месторождений западной Африки. На рисунке 15.67 приводится результат сравнения высоко-разрешающей поверхностной пространственной сейсморазведки с материалами, полученными прибором скважинной сейсморазведки, проводимой в процессе бурения. Фрагмент разреза, полученного последним инструментом, показан справа на рисунке, он же слева вмонтирован в разрез поверхностной сейсморазведки. Скважинный прибор SeismicMWD получил изображение, на котором видно изменение толщины пластов, их выклинивание. Разрешающая способность такого прибора намного выше, чем наземной сейсморазведки. Последние приборы позволяют регистрировать и обраба-

тывать еще более широкий частотный диапазон.

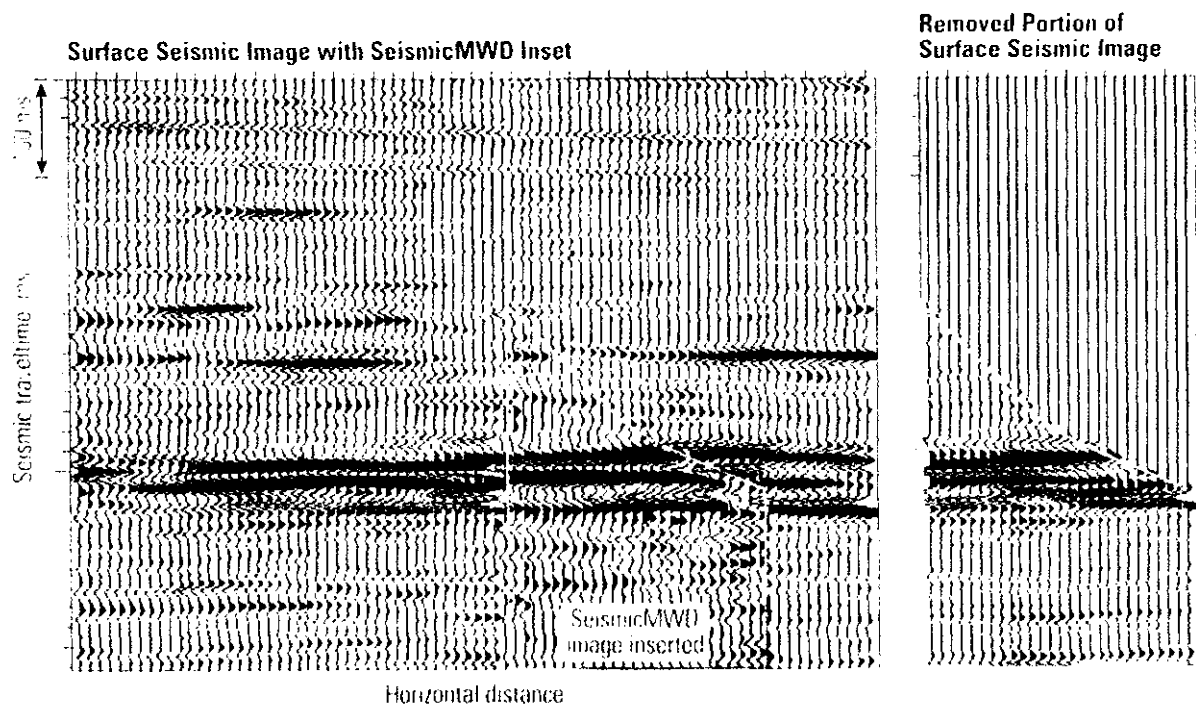


Рис. 15.67. Пример сейсмических скважинных исследований в процессе бурения

Заключение

Итак, изучая этот раздел мы узнали, что видов скважинной сейсморазведки много.

Это:

- Сейсмокаротаж
- Вертикальное Сейсмическое Профилирование (ВСП)
- Непродольное Вертикальное Сейсмическое Профилирование
- Волновое зондирование
- Межскважинное Сейсмическое Профилирование
- Сейсмические Наблюдения в Процессе Бурения (SWD)

Задачи перед всеми этими видами стоят разные:

- Уточнение зависимости глубина – время
- Уточнение скоростей
- Стратиграфическая привязка
- Уточнение в околоскважинном пространстве
 - структурного плана
 - наличия тектонических нарушений
 - распространения песчаников
- Уточнение строения во время бурения

Решение всех этих задач важно при разработке месторождений. Итак, в нашем распоряжении имеется еще один инструмент. Дело за его эффективным использованием.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕСЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ПРОГНОЗА КОНТУРА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Традиционно ведущим геофизическим методом, применяемым при поисках и разведке месторождений нефти и газа, является сейсморазведка. Она позволяет решать целый ряд задач прогнозирования геологического разреза. Несмотря на достигнутые успехи в разработке методик, оснащение современной сейсморегистрирующей аппаратурой и обрабатывающими геофизическими комплексами успешность прогноза залежей только по материалам этого метода остается недостаточно высокой, особенно в случае сложнопостроенных ловушек, к которым часто относятся и ловушки, сосредоточенные в нефтегазоносном горизонте зоны контакта (НГТЗК) осадочного чехла и фундамента, юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири.

Эти геологические объекты характеризуются, как правило, сравнительно малыми размерами, приуроченностью к различным структурным осложнениям геологического разреза, зонам стратиграфического выклинивания или литологического замещения пластов. Прогресс в геофизических исследованиях сложнопостроенных залежей углеводородов может быть достигнут только применением комплекса методов, имеющих различную физическую основу и достоверно отражающих присутствие поискового объекта - залежи углеводородов - в виде специфического изменения физических полей.

Наиболее целесообразным является, на наш взгляд, применение комплекса относительно недорогих и экспрессных методов, в число которых целесообразно включение **высокоточной магниторазведки (в аэро- и наземном вариантах), радиогеохимических методов (радиометрии и гамма-спектрометрии в аэро- и наземном вариантах), высокоточной гравиразведки.**

Основой применения любого геофизического метода для решения геологических задач определенного круга является различие комплексов пород по соответствующим видам физических свойств, а также (или) закономерное пространственное изменение петрофизических параметров горных пород под воздействием различных геологических процессов. При наличии этих условий дифференциация физических полей объективно отражает закономерности пространственного размещения различных структурно-вещественных комплексов пород и характеризует их изменчивость под воздействием вторичных геологических факторов.

Распределение физических свойств пород определяется суммарным влиянием трех факторов: структурного, связанного с условиями залегания, литологического, обусловленного вещественным составом горных пород и нефтегазонасыщенности. Последний фактор привносит влияние вторичных процессов, связанных с формированием залежей углеводородов, миграцией подвижных компонентов из коллекторов вверх по разрезу и изменением геохимической обстановки в околозалежном пространстве с формированием последовательности взаимосвязанных процессов:

- Вторичная субвертикальная миграция легких углеводородов из залежи
- Взаимодействие углеводородов с вмещающими породами
- Вторичное изменение пород в зоне над залежью (эпигенез)
- Образование окислительно-восстановительных барьеров
- Изменение физических свойств пород в надзалежном пространстве

В разрезе над месторождением формируются три различные по характеристике геохимические зоны: нижняя, непосредственно связанная с локализацией нефтегазоносного пласта-коллектора, средняя, охватывающая область над месторождением до подошвы верхнего регионального водоупора (граница зоны аэрации) и верхняя, имеющая распространение от свободной поверхности до границы зоны аэрации. Главные особенности дан-

ных зон состоят в различии окислительно-восстановительных потенциалов пород. В частности, две нижние геохимические зоны отличаются восстановительной обстановкой из-за насыщения пород легкой фракцией углеводородов, обладающих, как известно, мощными восстановительными свойствами. Восстановительные свойства среды убывают вверх по разрезу. Верхняя зона характеризуется преимущественно окислительной обстановкой вследствие проникновения в разрез хорошего окислителя – атмосферного кислорода. На границе зоны аэрации возникает окислительно-восстановительный барьер.

В условиях Западной Сибири стратиграфическое положение данного барьера сопоставляется с подошвой глинистых отложений ганькинской свиты. Очевидно, что этот вариант вертикальной геохимической зональности должен иметь и латеральный аналог, т.е. над месторождением должна иметь место пространственная геохимическая и связанная с ней петрофизическая зональность.

В настоящее время установлено, что в области нефтегазовых залежей, в среднем, наблюдается следующая естественная дифференциация пород по физическим свойствам: понижение плотности пород для газовых залежей на $0,1-0,25 \text{ г/см}^3$, для нефти – на $0,1 - 0,15 \text{ г/см}^3$; повышение суммарного электрического сопротивления пород от нескольких десятков до $(400 - 500)\%$; повышение поляризуемости пород до 15% при среднем фоне $\eta_k=2 - 3\%$; изменение магнитной восприимчивости в $2 - 3$ раза с увеличением дисперсии свойств, дифференциация концентраций естественных радионуклидов (урана, тория, калия) в области над залежью.

Эти особенности залежей нефти и газа приводят к созданию в околозалежном пространстве аномалий различных физических полей. Выделение таких аномалий по физическим полям, наблюдаемым вдали от залежи (на дневной поверхности или в скважине), и составляет основу нефтепрогноза по геофизическим данным. Из-за слабой контрастности физических свойств, малых размеров залежи и большой глубины залегания (часто $1,5 - 3 \text{ км}$) аномальные эффекты на линии наблюдения проявляются слабо. Задача осложняется ещё и тем, что наряду с аномалиями от залежей часто наблюдаются другие, похожие аномалии, обусловленные литолого-фациальными замещениями пород, особенностями тектоники, изменением минерализации подземных вод и др. Эти аномалии – помехи затрудняют выделение искомого эффекта от залежей и делают результаты отдельных геофизических методов в большинстве случаев неоднозначными. Тем не менее, использование комплекса методов и специализированных методик обработки и интерпретации позволяет выделить аномалии, пространственно приуроченные к залежам углеводородов.

Высокоточная магниторазведка

Магнитные съемки проводились и проводятся в достаточно больших объемах, но область их применения обычно ограничивается изучением региональных особенностей геологического строения территорий, исследованием структуры и вещественного состава кристаллических фундаментов молодых и древних платформ. Осадочный чехол из-за чрезвычайно слабых магнитных свойств пород, как правило, исключался из объектов исследования. С появлением высокоточной магнитометрической аппаратуры и проведением массовых съемок протонными и квантовыми магнитометрами были выявлены специфические возмущения магнитного поля (**микромагнитные аномалии**), пространственно приуроченные к залежам углеводородов. Такие явления были установлены для многих известных месторождений мира.

Причиной формирования данных аномалий является различие комплексов пород по магнитным свойствам, а также закономерное пространственное изменение петромагнитных параметров горных пород под воздействием различных геологических процессов. При наличии этих условий дифференциация магнитных полей объективно отражает закономерности пространственного размещения различных структурно-вещественных комплексов по-

род и характеризует их изменчивость под воздействием вторичных геологических факторов.

Закономерности изменения магнитных свойств пород нефтегазоносных месторождений. Петрофизические исследования пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции проводятся с начала 50-ых годов (И.В.Литвиненко, А.К.Шилин, В.К.Овчинников, Д.Ф.Уманцев и др.). Наиболее интенсивные и систематические работы в этом направлении выполнены с 1957 г. По настоящее время в лаборатории физических свойств пород СНИ-ИГТИМСа под руководством Н.А.Туезовой. Результаты этих работ обобщены в ряде монографий и справочных изданий [15,23], и это позволяет составить достаточно полную региональную картину пространственного распределения физических свойств пород, выявить основные факторы, определяющие изменчивость физических параметров тех или иных литологических разностей. Необходимо отметить, что основное внимание уделялось плотностным и упругим свойствам пород, в то время как петромагнитные и другие параметры изучались недостаточно глубоко. На сегодняшний день в петромагнитном отношении изучены более или менее полно образования палеозойского фундамента и мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты. Остановимся на характеристике петромагнитных параметров доюрского комплекса, которые важны при интерпретации результатов региональных магнитных съемок.

Образования доюрского фундамента отличаются наибольшим разнообразием литологических типов пород от осадочных до магматических с преобладанием карбонатных разностей – известняков различной структуры, доломитизированных известняков, доломитов, глинистых известняков и т.д. Основные сведения о магнитных свойствах пород фундамента приведены в таблице 16.1.

Наименьшими магнитными свойствами обладают карбонатные разности, причем наблюдается существенная зависимость этих параметров от глинистости, увеличение которой приводит к относительному возрастанию магнитной восприимчивости.

Таблица 16.1.

**Магнитные свойства пород палеозойского комплекса
Западно-Сибирской плиты [15, 23]**

Литотип	Средняя магнитная восприимчивость $\times 10^{-5}$ ед.СИ
Диабазы	1660
Порфиры	180
Сланцы	50
Аргиллиты	38
Песчаники	30
Алевриты	15
Известняки	9
Доломиты	11
Мергели	23
Гравелиты	45

Терригенные породы фундамента отличаются возрастанием магнитных свойств в направлении от грубозернистых пород к мелкозернистым и глинистым. Наибольшими магнитными свойствами обладают магматические разности.

Песчано-глинистые отложения осадочного чехла не отличаются большим разнообразием магнитных свойств и являются слабомагнитными, не превышая значения магнитной восприимчивости более 90×10^{-5} ед.СИ. Во всех случаях минимальная магнитная восприимчивость отмечается у песчаников, максимальная – у глин и аргиллитов. На величину маг-

нитной восприимчивости пород чехла оказывают влияние сидеритизация, глинизация и карбонатизация пород. Первые два фактора приводят к ощутимому возрастанию магнитных свойств, а последний – к их уменьшению. К заметному возрастанию магнитной восприимчивости пород чехла приводит увеличение содержания различных форм железа [21]. Отчетливо выраженными на территории Западно-Сибирской плиты являются региональные латеральные изменения усредненных петромагнитных характеристик всего осадочного чехла и его отдельных литолого-стратиграфических комплексов. Для различных регионов (Приуральского, Центрального, Приенисейского) присущи уникальные черты изменений, но отмечается постепенное уменьшение магнитной восприимчивости в западном и северо-западном направлениях. Наибольшими магнитными свойствами обладают отложения Приенисейской части плиты, что контролируется расположением источников сноса обломочного материала. В вертикальном разрезе относительно высокими магнитными свойствами характеризуются отложения верхней части куломзинской, а также нижней части киялинской свит. Это повышение магнитных свойств носит региональный характер, отчетливо выражено на территории центральной и восточной частей плиты и обусловлено скоплением в этих отложениях гидроокислов железа.

Рассмотренная выше петромагнитная характеристика пород Западно-Сибирской плиты показывает, что заметными магнитными свойствами в изучаемом разрезе обладают преимущественно магматические, прежде всего, основные и ультраосновные, разности. Они фиксируются только в пределах фундамента, могут создавать заметные по величине региональные аномалии, уверенно регистрируемые при проведении магниторазведочных работ. Все остальные группы пород являются слабомагнитными и трудно различимыми по этому набору параметров.

С точки зрения прогноза залежей углеводородов информации, заложенной в средних значениях магнитных свойств различных литологических групп пород, явно недостаточно. Здесь очень важно знание пространственного распределения петромагнитных характеристик отложений, вмещающих залежи углеводородов. Закономерности пространственного изменения магнитных свойств пород, вмещающих известные залежи нефти и газа, исследованы в очень малом объеме. Можно отметить единичные работы, выполненные в этом направлении [10, 11, 15, 18] в различных регионах. В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции систематическое петромагнитное изучение условий локализации залежей проводится с 1986 г. И сосредоточено на территории юго-восточной части Нюрольской впадины, Средневазюганского мегавала и южной части Каймысовского свода. Исследованы нефтяные и газовые залежи следующих типов:

1. Массивные нефтяные залежи (Герасимовская, Северо-Останинская, Южно-Табаганская, Арчинская площади), приуроченные к эрозионно-тектоническим выступам фундамента, сложенным трещиновато-кавернозными доломитизированными известняками.

2. Пластово-сводовые залежи (Калиновская, Герасимовская, Нижне-Табаганская, Крапивинская, Южно-Черемшанская площади), контролируемые основными куполами одноименных локальных поднятий.

3. Пластовые литолого-стратиграфические залежи (Колотушная, Нижне-Табаганская и др. площади), приуроченные к участкам выклинивания песчаных пластов в периклинальных частях локальных поднятий.

Разнообразие условий локализации залежей углеводородов представляет большой интерес с точки зрения закономерностей пространственного изменения петромагнитных параметров, т. к. позволяет вести сравнительный анализ материалов и выявлять как общие тенденции дифференциации физических параметров пород, так и частные особенности конкретных месторождений. В результате выполненных исследований установлено, что распределение петромагнитных параметров в разрезах отдельных скважин различных мес-

торождений неоднородно, и отчетливо выделяются участки относительного понижения и повышения магнитной восприимчивости. Латеральное изменение свойств происходит плавно, образуя своеобразную зональность в пределах нефтегазоносной структуры. При этом устанавливаются два типа зональностей, характерных для различных типов месторождений:

а) массивные залежи нефтегазоносного горизонта зоны контакта чехла и фундамента отмечаются относительным повышением магнитных свойств пород, перекрывающих залежь (зональность А) ;

б) пластово-сводовые и литолого-стратиграфические залежи юрской части разреза характеризуются относительным понижением магнитных свойств пород выше по разрезу (зональность Б).

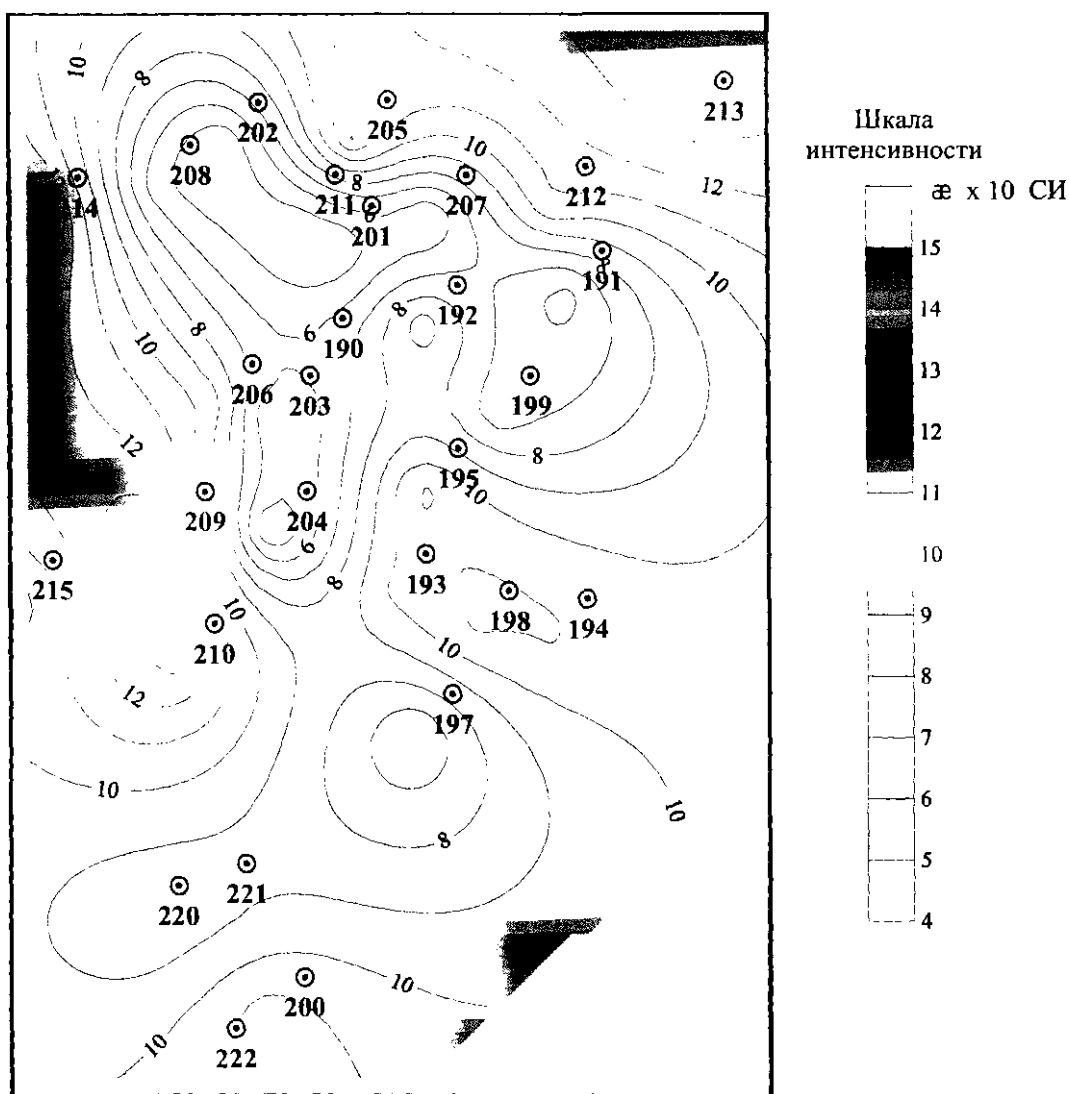
Во всех случаях существует контурная зона, приуроченная к контактовым частям залежи по отношению к вмещающим отложениям. Указанные закономерности изменения магнитных свойств не зависят от литологического состава пород, их стратиграфической принадлежности, а определяются преимущественно двумя факторами – структурным (расположением изучаемой скважины относительно свода структуры) и нефтегазоносности (удаленностью объекта исследований от залежи углеводородов). При учете структурного фактора выявляются сквозные петромагнитные зоны, пространственно приуроченные к известным залежам углеводородов и, вероятно, обусловленные изменением магнитных свойств горных пород в процессе окислительно-восстановительных реакций, сопровождающих миграцию легких углеводородов из залежи вверх по разрезу [18,19]. Типичным в данном случае является уменьшение магнитной восприимчивости пород непосредственно над залежью и ее увеличение в приконтурной области. Одновременно с этим эффектом резко возрастает дисперсия магнитных свойств горных пород в области аномального петромагнитного «столба». Аналогичные закономерности изменения характерны и для других видов физических свойств горных пород – плотности, скорости продольных волн [18]. Пространственное распределение этих видов параметров также контролируется расположением зон нефтегазоаккумуляции и формирует своеобразные колонны слабоизмененных в петрофизическом отношении горных пород над залежами. Изменения всех петрофизических характеристик происходит согласованно, образуя единую петрофизическую зональность в околозалежном пространстве. Одновременно с этим закономерно видоизменяются и параметры статистических связей между петрофизическими свойствами. Например, в области петрофизического «столба» над залежью, как правило, исчезает корреляционная связь между плотностью и магнитной восприимчивостью осадков, которая достаточно устойчиво проявляется для неизменных влиянием углеводородов отложений. Типичным примером таких закономерностей поведения петрофизических свойств (зональность А) могут быть представлены Калиновое и Северо-Калиновое месторождения (юго-восточная часть Ньюрольской впадины).

Для верхнеюрских нижнемеловых месторождений (Колотушное, Крапивинское, Южно-Черемшанское) характерен другой тип изменения физических свойств – зональность Б. Основные петромагнитные материалы по Колотушному месторождению приведены в работе [19], а по Крапивинскому – на рис. 16.1.

Для этих месторождений магнитность песчаников васюганской свиты в продуктивных скважинах заметно ниже, чем в пустых и водоносных, и эта закономерность распространяется на другие типы горных пород. Сопоставление результатов петромагнитных измерений по продуктивным и непродуктивным скважинам обнаруживает систематическое понижение параметров для нефтесодержащих и вмещающих пород, не зависящее от литологического состава и стратиграфической принадлежности.

Все приведенные петромагнитные материалы характеризуют, соответственно, нижнюю и частично среднюю геохимические зоны.

Верхняя геохимическая зона месторождения, характеризующаяся увеличенным окислительно-восстановительным потенциалом, существенно отличается по набору петромагнитных характеристик пород.



⊙ 202 - разведочные скважины
--- 5 --- изолинии магнитной восприимчивости пород

Рис. 16.1. План изолиний магнитной восприимчивости пород васюганской свиты Крапивинского месторождения

В петромагнитном отношении наблюдается существенное увеличение и дифференциация пород по магнитной восприимчивости. По литературным данным [11, 15, 20 – 25] в отличие от нижних частей разреза здесь преобладают ферромагнитные минералы, в частности, магнетит, грейгит, в некоторых случаях пирротин. Обогащение минералами железа происходит вследствие усиленных окислительно-восстановительных реакций, что приводит к существенному возрастанию магнитных свойств в верхней части разреза (рис. 16.2).

При этом распределение железистых минералов носит неравномерный пятнистый характер, увеличивая дисперсию магнитных параметров верхней части разреза в целом.

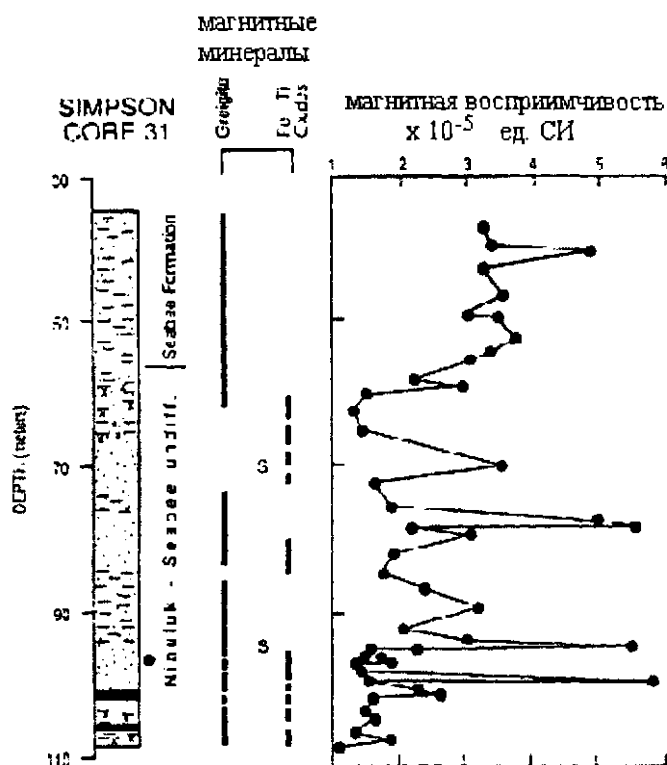


Рис. 16.2. Изменение литологии, состава магнитной фракции и магнитной восприимчивости пород верхней части разреза по скв. 31 (нефтяное месторождение Симпсон, Канада)

Вторичное минералообразование происходит под влиянием микропросачивания газовых пузырьков легких углеводородов через сеть соединяющихся трещин, разломов и пластовых уровней, по которым идет наиболее интенсивная миграция. Эти зоны, вероятнее всего, находятся по краям залежи, и в них происходит наиболее интенсивное изменение вышележащих пород. Сотрудниками ВНИИЯГ были проведены исследования минерального состава пород в контурах нефтегазоносности различных месторождений и за их пределами. Изменения обнаружены на месторождениях Западной, Восточной Сибири, Казахстана, Туркмении. Установлено изменение содержания минералов в контуре нефтегазоносности и за пределами различных по геологическому строению месторождений в глубокой части разреза. Наиболее интенсивно процессы изменения вышележающих пород выражены в краевых частях залежей.

На месторождении Северный Варьеган в интервале глубин 200-500 метров изменения магнитных свойств изучались палеогеновые отложения чеганской (преимущественно песчаники) и люлинворской (глины) свит, вскрытые в интервале глубин 200-500 м. Обращают на себя внимание прежде всего более высокие значения χ у глин люлинворской свиты. Вторым очевидным фактором является то, что χ до термической обработки как песчаников, так и глин в аномальной и законтурной частях сопоставимы (для песчаников $230 \cdot 10^{-6}$ ед СИ и $249 \cdot 10^{-6}$ ед. СИ, для глин $574 \cdot 10^{-6}$ и $492 \cdot 10^{-6}$ ед СИ) Контрастность составляет соответственно 0,92 и 1,17. После термообработки χ песчаников в аномальной и законтур-

ной частях изменилась незначительно. В то же время у глин она увеличилась в 4.55 раза по сравнению с законтурной частью.

Максимум магнитной восприимчивости χ люлинворских глин коррелируется с максимальной концентрацией в них таких элементов как Ti, Cu, Zn, Co, Ni, Al. Безусловно, это свидетельствует о том, что накопление таких элементов сопряжено с процессами вторичного минералообразования, с образованием магнитных (магнетита, маггемита и др.) и немагнитных (сидерита, пирита и др.) минералов, термическая деструкция которых сопровождается повышением χ .

Приведенные примеры из монографии Е. В. Каруса с соавторами (1986) наглядно свидетельствует о том, что над залежами присутствует значительное количество измененных минералов, что должно отображаться в поведении аномального магнитного поля.

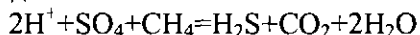
Метасоматическая переработка пород в краевых зонах ведет к вторичной минерализации, сульфатизации, окварцеванию, битумообразованию, т.е. к цементированию пород, и, как следствие, к увеличению их электрического сопротивления и плотности. Установлено, что над залежью преобладает тяжелый изотоп серы S^{34} пиритов, а за пределами залежи – легкий S^{32} .

Американские ученые установили, что содержание серы над продуктивными площадями составляет в среднем 1.71 весового процента горной породы, а над пустыми -1.0, что может говорить о том, что вышележащие породы испытывают влияние мигрирующих углеводородов.

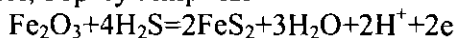
Независимые исследования показывают, что горизонт, обогащенный магнитными минералами, находится на глубине 200-500 метров.

Наиболее интенсивное преобразование минералов происходит выше первого от поверхности регионального водоупора, т.е. в зоне окисления. Таким образом, есть основание полагать, что процесс “подмагничивания” пород при их насыщении эпигенетическими минералами связан с изменениями окислительно-восстановительных условий под воздействием мигрирующих углеводородов.

Под влиянием мигрирующих из залежи углеводородов происходит образование магнитных минералов: (магнетит Fe_2O_3 , магнитный пирротин Fe_7S_8 , грейгит Fe_3S_4 и др.), из практически немагнитных минералов (пирит FeS_2 , сидерит $FeCO_3$, лимонит), магнитная восприимчивость которых на 3-5 порядков ниже. Гематит в осадочных отложениях, лежащих над нефтяными залежами, превращается в магнетит путем химического восстановления благодаря сероводороду H_2S , образуемого бактериями, восстанавливающими сульфаты в присутствии углеводородов. Анаэробные бактерии спускаются с атмосферными водами и выбирают свои пищевые источники из углеводородов нефти и извлекают кислородное снабжение путем восстановления ионов сульфата. Происходящая реакция имеет следующий вид:



Если H_2S находится в больших количествах, он может реагировать с породами богатыми железом, образуя пириты



При меньших количествах H_2S реакция может происходить частично, образуя как пирит, так и оксид железа FeO : $Fe_2O_3 + 2H_2S = FeS_2 + FeO + 2H_2O$

Оксид железа может соединяться с непрореагировавшим гематитом, образуя магнетит: $FeO + Fe_2O_3 = Fe_3O_4$

Обобщение имеющихся петрофизических данных позволяет сделать следующие выводы:

1. Магнитная восприимчивость и радиоактивные свойства пород нефтегазоносных месторождений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты характеризуется относительно малыми значениями. Наиболее магнитными и радиоактивными являются глинистые

отложения, а наименее – песчаники.

2. В пределах юрских нефтегазоносных отложений изменение петромагнитных характеристик пород происходит зональным образом, с постепенным уменьшением в направлении свода структуры.

3. Влияние залежи углеводородов на петромагнитные параметры пород, вмещающих залежь углеводородов, сводится к систематическому уменьшению средней магнитной восприимчивости осадков в зоне миграционного следа, увеличению величины и дисперсии магнитных свойств в верхней части разреза с перераспределением минералов железа.

4. Видоизменение магнитных параметров пород не зависит от условий локализации залежей углеводородов, литотипов горных пород и принадлежности их к стратиграфическим комплексам. В пространстве над залежью формируется своеобразный петрофизический «столб» слабоизмененных в петромагнитном отношении пород с характерным перераспределением концентраций минералов железа, которое должно находить отображение в магнитных полях при условии выполнения съемок достаточно высокой точности.

Получаемая картина объективно соответствует априорной магнитогеологической модели, предложенной В.М.Березкиным и др. [1]– рис.16.3.

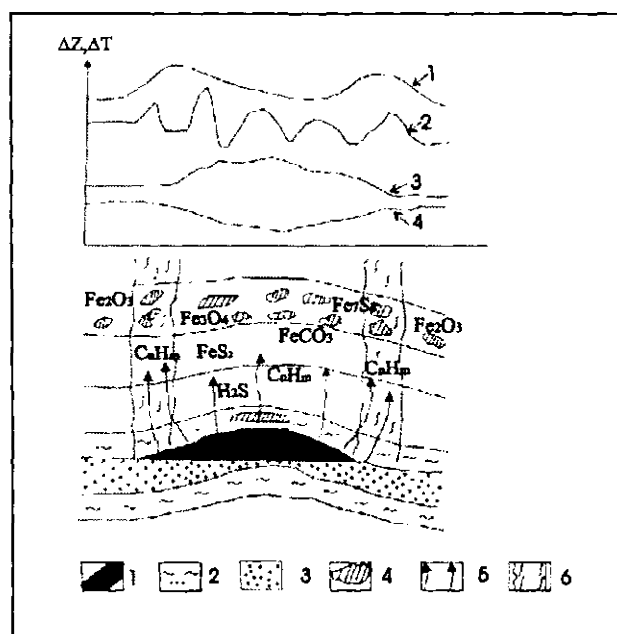


Рис. 16.3. Априорная магнитогеологическая модель нефтяного месторождения по В.М.Березкину и др. [1]

Условные обозначения:

- 1- залежь углеводородов
- 2- глинистые экраны
- 3- коллектор
- 4- вторичные магнитные объекты
- 5- пути миграции углеводородов
- 6- зоны неоднородности

Графики 1 – 4 показывают возможные картины изменения магнитного поля над залежами углеводородов

Микромагнитные аномалии, пространственно связанные с залежами углеводородов. Непосредственно в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты высокоточные магнитные съемки проведены с 1979 г. По 1983 г. в аэроварианте [3], а с 1987 г. Продолжаются в виде наземных исследований. При этом исследованиями охвачены месторождения с различными условиями локализации залежей (массивные, пластово-сводовые, литолого-стратиграфические и т.д.), выполнен достаточно большой объем исследований петромагнитных свойств пород.

Имеющийся фактический материал позволяет дать достаточно объективную положительную оценку возможностей применения магниторазведки для изучения залежей различного типа. Метод опробован на сложнопостроенных месторождениях Арчинской, Крапивинской, Южно-Черемшанской, Колотушной, Герасимовской площадей, залежи углеводородов которых приурочены к различным стратиграфическим интервалам, охватывающим диапазон от палеозоя до нижнего мела.

Структура магнитных полей, наблюдаемых над известными залежами углеводородов юго-восточной части Западной Сибири, достаточно специфична – рис. 16.4, 16.5, 16.6, 16.7.

Графики наблюдаемого магнитного поля (А) и его трансформант.
Арчинская площадь, профиль 42.

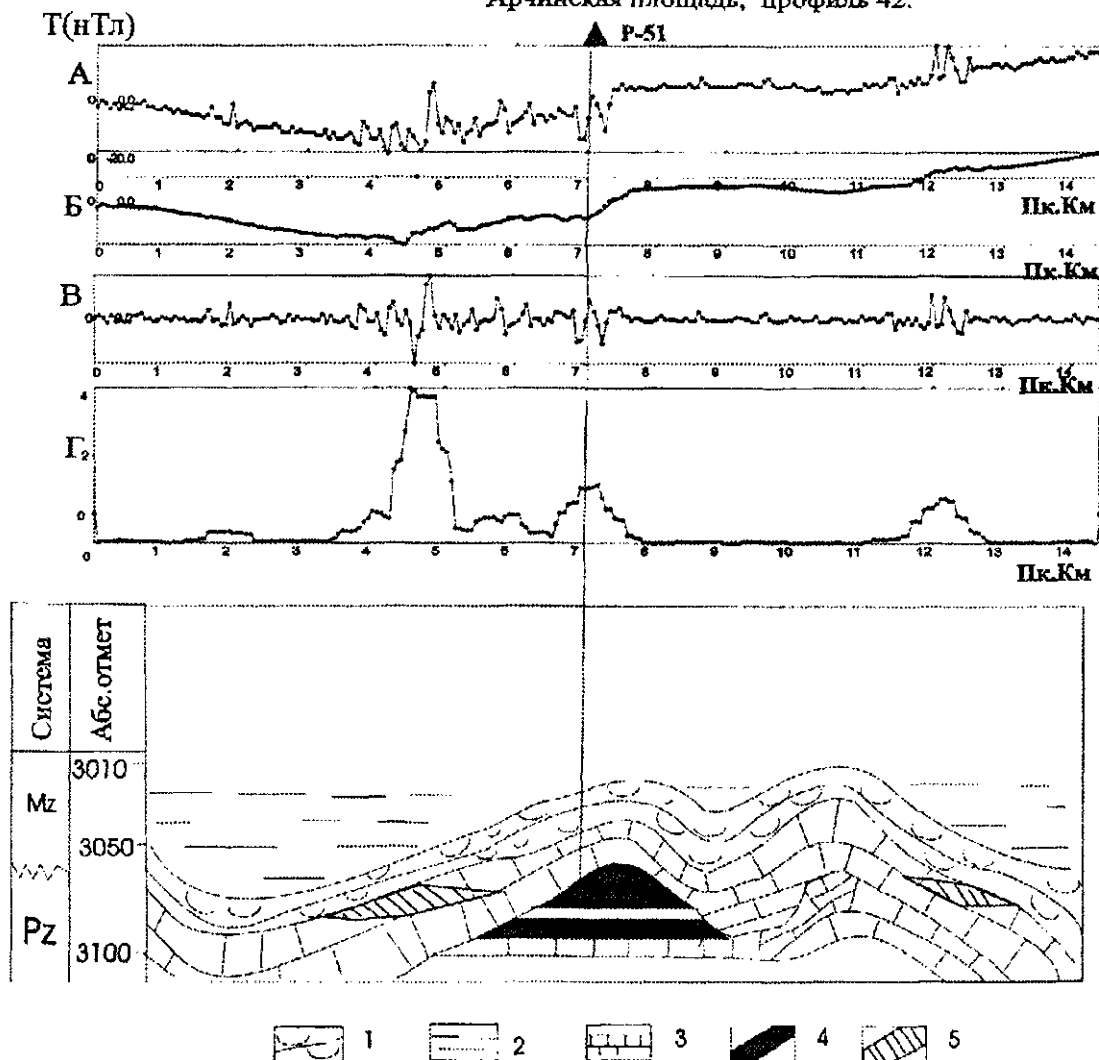


Рис. 16.4. Структура магнитного поля и его трансформант Арчинского месторождения газоконденсата (нефтегазоносный горизонт зоны контакта фундамента и чехла)

А – наблюдаемое магнитное поле; Б – осредненное магнитное поле;

В – остаточное магнитное поле; Г – дисперсия магнитного поля

Условные обозначения: 1 – кора выветривания; 2 – породы осадочного чехла; 3 – карбонатные породы фундамента; 4 – залежь газоконденсата; 5 – прогнозная залежь

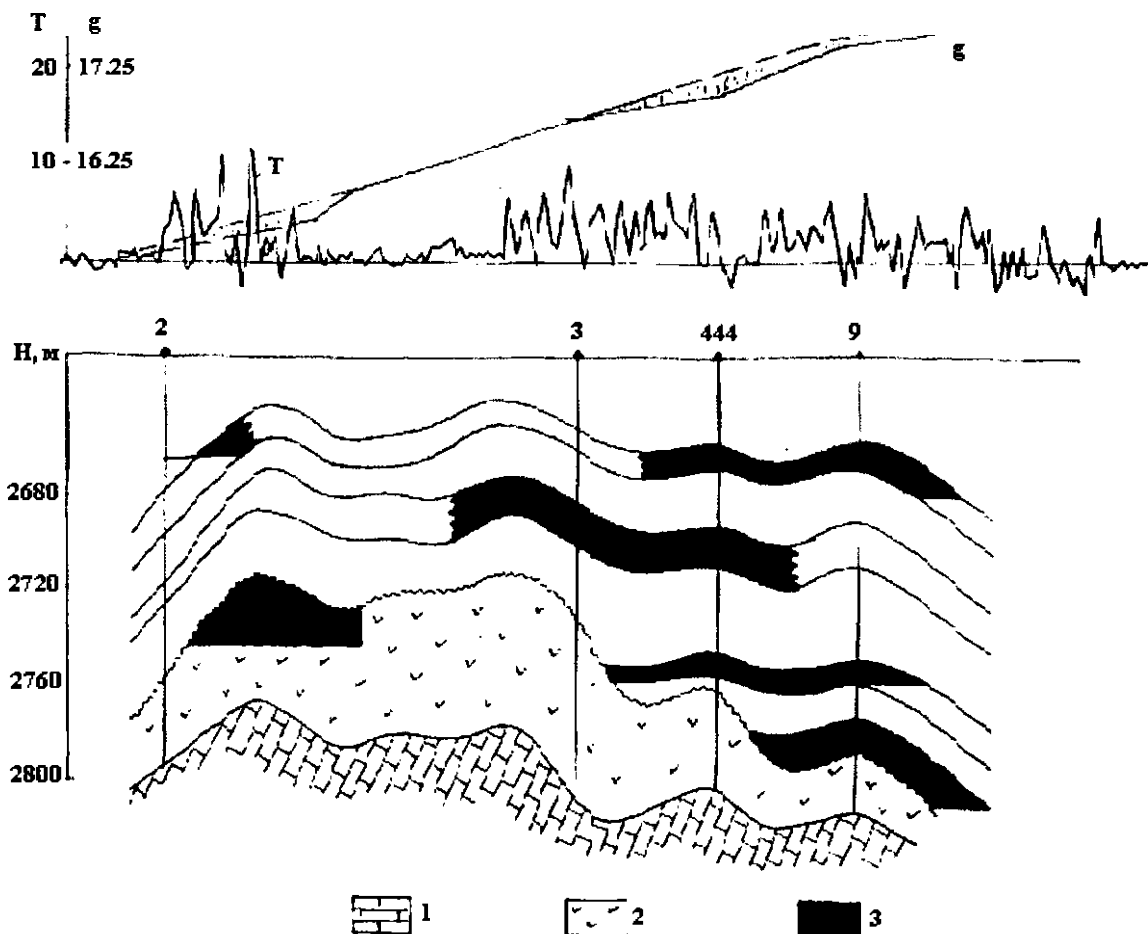


Рис. 16.5. Структура магнитного поля Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (нефтегазоносный горизонт зоны контакта фундамента и нижнеюрские отложения чехла)

Условные обозначения: 3 – карбонатные породы фундамента; 2 – кора выветривания; 3 – залежь газоконденсата

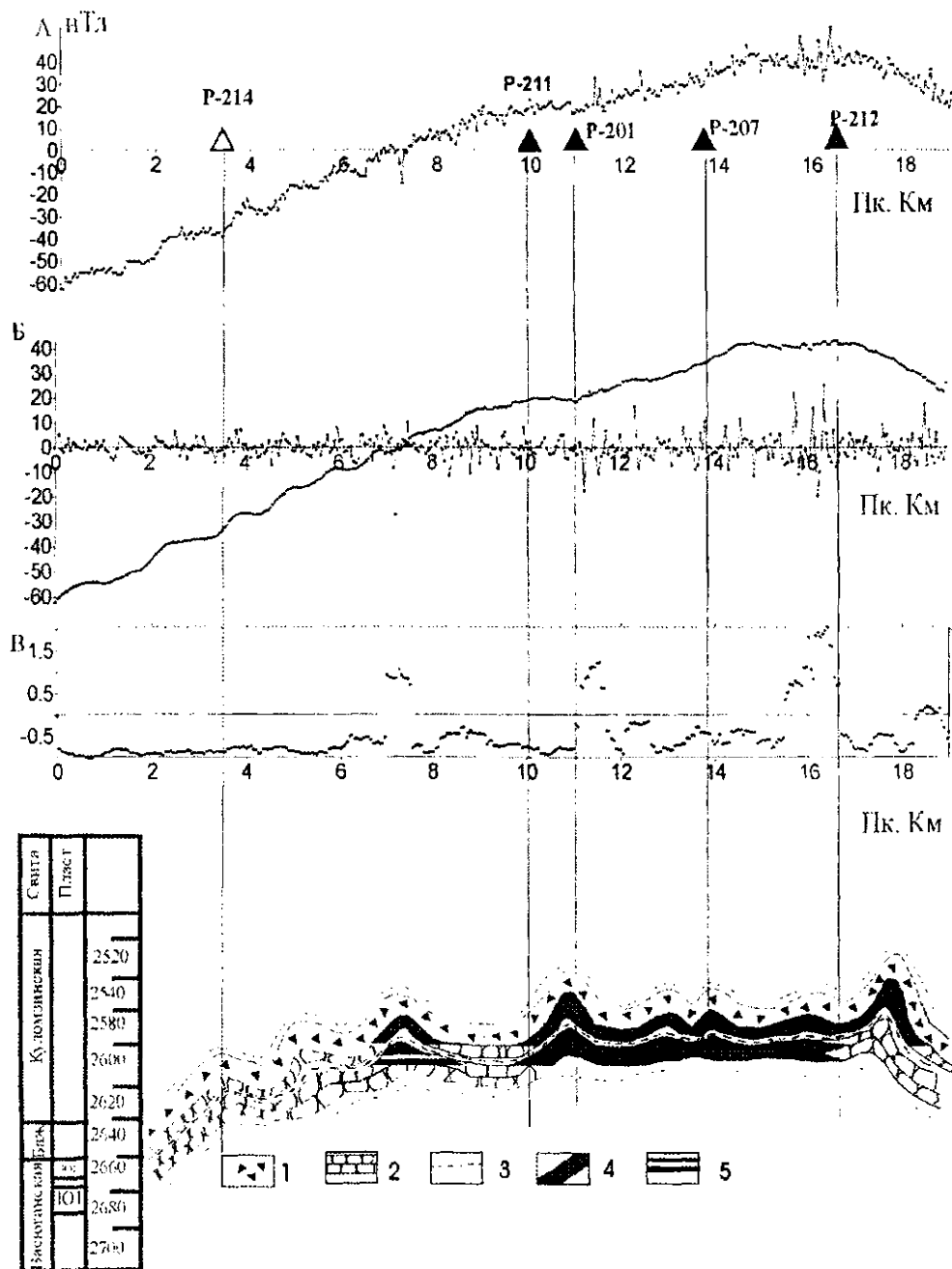


Рис. 16.6. Структура магнитного поля и его трансформант Крапивинского нефтяного месторождения (верхнеюрские отложения)

А – наблюдаемое магнитное поле; Б – осредненное магнитное поле;

В – остаточное магнитное поле; Г – дисперсия магнитного поля

Условные обозначения: 1 – битуминозные аргиллиты; 2 – песчаники; 3 – глинистые прослои; 4 – залежь нефти; 5 – прогнозная залежь

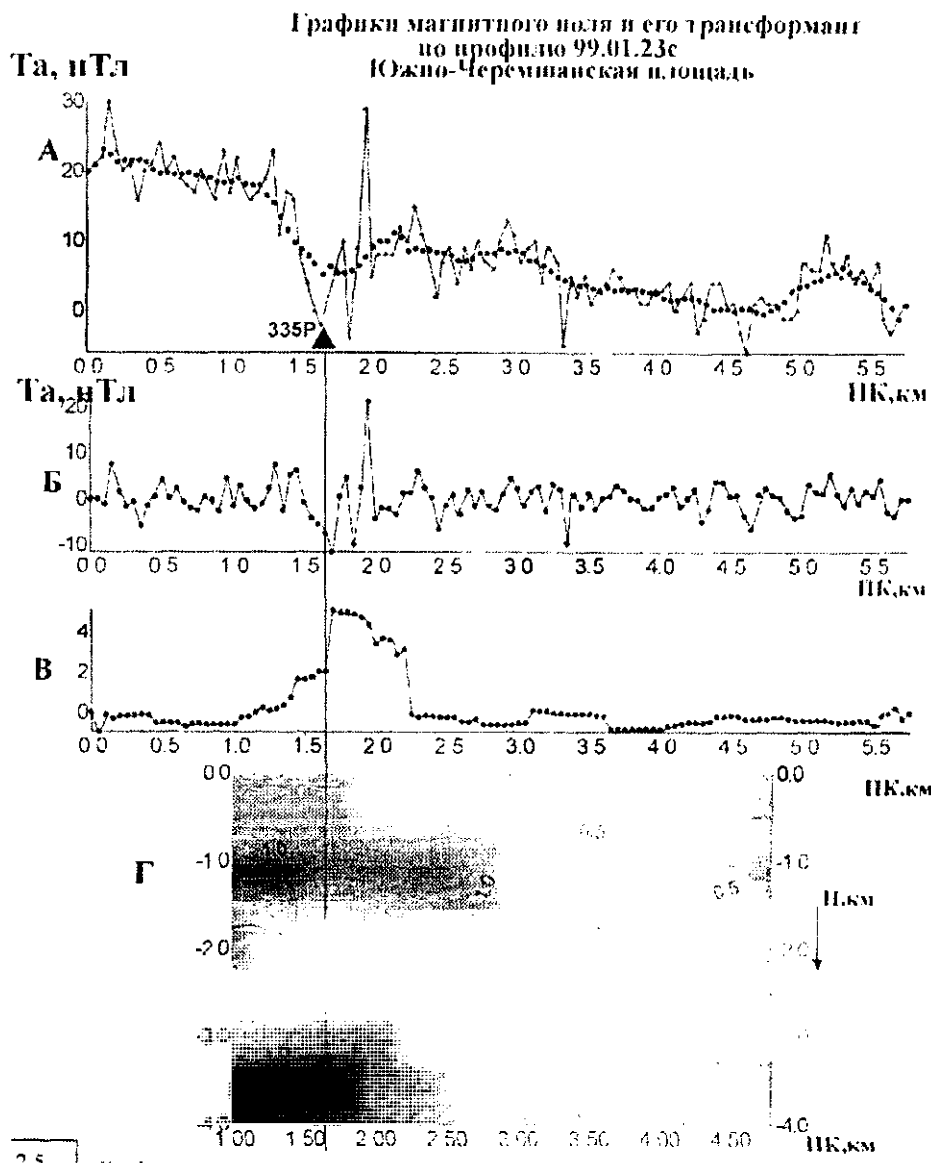
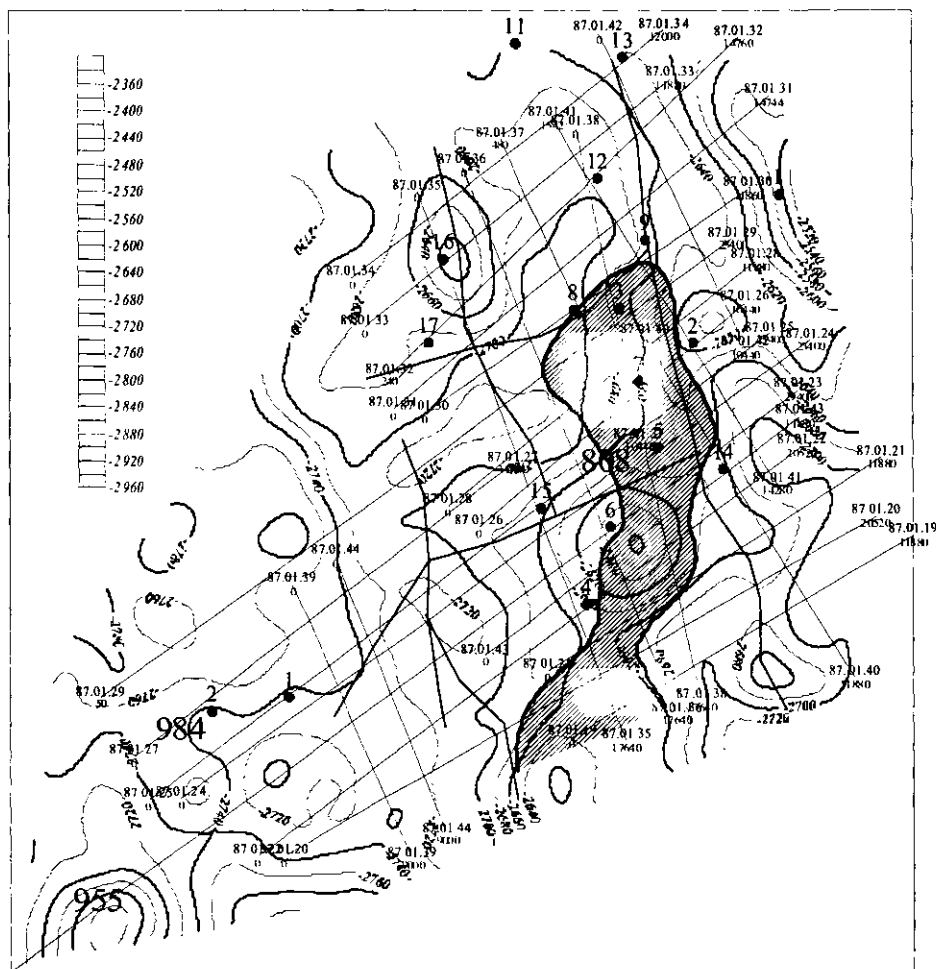


Рис. 16.7. Структура магнитного поля и его трансформант Южно-Черемшанского нефтяного месторождения (нижнемеловые отложения)

А – наблюдаемое магнитное поле; Б – осредненное магнитное поле;
В – остаточное магнитное поле; Г – геомагнитный разрез

Очевидно, что эффекты влияния залежей на аномальные магнитные поля проявляются в виде микромагнитных аномалий, представляющих собой участки резко дифференцированного по амплитуде высокочастотного магнитного поля, наложенного на плавно меняющийся фон средне- и низкочастотных аномалий. Региональные магнитные аномалии, связанные с глубоко залегающими объектами, исключаются специальной процедурой фильтрации. Остаточные поля содержат информацию об осадочном чехле и областях его эпигенетического преобразования, включая верхнюю часть разреза. Зоны повышенной дисперсии амплитуд магнитного поля фиксируют области влияния залежей углеводородов.



Условные обозначения

- 2960 изогипсы отражающего горизонта Ф2 (подолша юрских отложений)
- 87.01.39 профили МОГТ
- 808 номера структур
- осевые зоны градиентов аномального магнитного поля
- 7 разведочные скважины
- прогнозная зона по данным магнитной съемки

Структуры III порядка
 808 Северо-Останинская
 984 Маркинская
 955 Западно-Останинская

Рис. 16.8. Схема прогноза контура нефтегазоносного объекта по данным магнитной съемки. Северо-Останинское месторождение. Палеозойские отложения. Пудинский мегавал

Специализированные процедуры дисперсионного и спектрально-энергетического анализа (на базе преобразования Фурье) магниторазведочных данных позволяют выполнить разделение и количественное описание микромагнитных аномалий с формированием комплексного прогнозного параметра, отвечающего пестромагнитной модели разреза над залежью и реализованного в виде значения обратной вероятности обнаружения аномальных эффектов, сопровождающих месторождение. Пороговым значением обратной вероятности принята обычная для поисковых задач величина $P=0.5$, выше которого аномальный эффект считается установленным. В качестве примера на рис. 16.8 приведены результаты обработ-

ки детальной магнитной съемки масштаба 1:50000 на территории Северо-Останинского нефтяного месторождения, локализованного в карбонатных отложениях фундамента (склон Пудинского мегавала).

Анализ распределения значений комплексного прогнозного параметра обнаруживает аномальную зону, объединяющую группу продуктивных скважин в закономерную область, отвечающую основному нефтенасыщенному контуру.

Она локализована в центральной части Северо-Останинской структуры, имеет преобладающее северо-западное простирание, согласованное со структурным планом, и охватывает в этом направлении известную залежь углеводородов, вскрытую разведочными скважинами Р-5, Р-7 и Р-3. Она открывается в южной части площади в направлении Останинского поднятия.

При сопоставлении с элементами регионального магнитного поля эти комплексные аномалии ограничиваются и контролируются зонами предполагаемых разрывных нарушений. Вероятно, такая локализация аномалий связана с тем, что в формировании современного положения залежей углеводородов большое участие принимает тектоника фундамента, проникающая в виде зон трещиноватости в осадочные отложения чехла. Сопоставление полученных комплексных аномалий с результатами бурения и испытания скважин показывают удовлетворительную сходимость, подтверждая правомерность принятой модели распределения магнитных свойств пород и магнитных полей в ореоле влияния нефтяных месторождений.

Таким образом, краткий анализ имеющихся на сегодняшний день сведений об информативности высокоточной магниторазведки при решении нефтегазописковых задач позволяет выделить следующие факты:

1. Аномальные магнитные эффекты, пространственно связанные с залежами углеводородов, локализуются в виде относительного понижения амплитуды аномального магнитного поля над объектами на 1 - 15 нТл с наложением высокочастотного компонента, дифференцирующего магнитное поле с аномальным разбросом значений в пределах 5 - 30 нТл.

2. Зоны аномального поведения магнитного поля согласуются с результатами петрофизических исследований, показавших наличие "столба" слабоизмененных пород над залежами, создающих определенный петрофизический петромагнитный эффект в виде относительного понижения магнитных свойств и их дисперсии.

3. Аномальные магнитные эффекты установлены для различных по условиям залегания и локализации нефтегазоносных объектов, что свидетельствует об универсальности наблюдаемых информативных признаков.

Радиогеохимические методы

Радиогеохимические методы, включающие радиометрические и гамма – спектрометрические исследования в наземном и аэро – вариантах, широко используются в нефтяной геологии [1, 16, 17]. Основными радиоактивными элементами горных пород являются: радиоактивный изотоп калия (K^{40}), а также уран (U^{238}) и торий (Th^{232}) с продуктами их распада. Возможность легко и быстро определять концентрации этих элементов в природных средах с помощью гамма-спектрометрических измерений определило особое внимание к геохимии радиоактивных элементов, использование закономерностей их накопления, миграции и рассеяния в поисково-прогнозных целях [23, 38, 43, 49].

Среди радиоактивных элементов выделяется уран в связи с его переменной валентностью. В восстановительных условиях он существует в форме U^{4+} , а в окислительных - в форме U^{+6} , что влияет на миграционные особенности урана. В четырехвалентном состоянии он похож на торий, имеет близкий с ним размер иона и одинаковый заряд. Поэтому они изоморфно замещают друг друга в собственных минералах, а также входят в качестве изоморфных примесей в кристаллические решетки минералов Zr, Hf, Ta, Nb, редких земель.

В шестивалентном состоянии уран существует в форме комплексного катиона $(\text{UO}_2)^{2+}$ - уранила, обладающего повышенной подвижностью в окислительных условиях кислой среды, и в форме комплексного аниона уранила типа $[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2]^{2-}$, хорошо растворимого в субщелочных и щелочных условиях. В целом, окисленный уран обладает существенно большей подвижностью, чем восстановленный (U^{4+}), так что окислительные и восстановительные барьеры являются определяющими для миграции урана, что нельзя сказать об остальных радиоактивных элементах.

Большие радиусы ионов U, Th, K и Ra определяют их повышенную способность к сорбции на отрицательно поверхностно заряженных сорбентах: глинах, органическом веществе, гидроокислах Fe, Mn, Al, V и др. Особенно это характерно для многовалентных катионов U и Th. Кроме сорбированного состояния радиоактивные элементы могут находиться в форме собственных минералов (торианит, уранинит, торит, ортоклаз, гидрослюда и др.), а также входить в виде изоморфных примесей в другие минералы.

В зоне гипергенеза миграционные способности радионуклидов различаются [38]. Так, по коэффициенту водной миграции в коре выветривания U относится к сильным мигрантам ($K_x = 3 - 0.1$), а Th и K - слабые и очень слабые водные мигранты ($K_x = 0.3 - 0.001$ и меньше).

Радиоактивность осадочных пород. Большинство закономерностей в поведении радиоактивных элементов в седиментационном процессе может быть объяснено следующими причинами:

- а) преимущественной миграцией калия и тория в твердом состоянии, в виде частиц и взвесей, а урана в растворе;
- б) высокой способностью радиоактивных элементов, в особенности U и Th сорбироваться на заряженной поверхности природных коллоидов;
- в) способностью урана резко терять свою подвижность на восстановительных барьерах.

В большей мере совпадают области накопления калия и тория [1, 6, 16]. Осадки прибрежных мелководных фаций, формирующиеся в непосредственной близости от области сноса, характеризуются максимальным накоплением калия и тория. В случае полимиктового состава осадков повышенная радиоактивность характерна как для песчанистых, так и для глинистых образований. В глубь бассейна содержание калия, тория уменьшается, и переходные фации характеризуются пониженной радиоактивностью. В направлении от береговой линии калийсодержащие глинистые минералы (гидрослюда, глауконит) сменяются бескальевыми, преимущественно монтмориллонитами [1].

В осадках относительно глубоководных фаций концентрация тория вновь повышается. Это несомненно указывает на поступление его в седиментационный бассейн, с одной стороны, в виде обломочного материала, определяющего накопление тория в мелководных прибрежных фациях, с другой - в сорбированной форме на поверхности тонких взвесей, обеспечивающего повышенное содержание его в глинистых осадках. Как правило, содержание тория в глинистых породах относительно глубоководных частей бассейнов выше, чем в песчаниках прибрежной зоны, а торий из радиоактивных элементов является наиболее надежным показателем глинистости пород [1].

Геохимические особенности урана в седиментационных процессах обусловлены тем, что он поступает в бассейн осадконакопления преимущественно в растворенном состоянии, а определяющим фактором его осаждения является содержание в осадках органического вещества [1, 6, 16]. В соответствии с зонами накопления в современных морских бассейнах органического вещества существует две области повышенных содержаний урана в осадках: прибрежно-морская и глубоководная. В первой содержание урана резко неравномерное, зависимости его от глинистости отложений, характерное для глубоководных осадков, не наблюдается. Глубоководные глинистые осадки характеризуются относительно равномерным и высоким содержанием урана. Таким образом, для пород переходных условий осад-

конакопления отмечается согласованное понижение содержания всех трех радиоактивных элементов в сравнении с породами глубоководных и прибрежных фаций. Последние могут быть распознаны по соотношениям в них содержаний U, Th и K. Так, обогащенность глини калием, как правило, указывает на преимущественно мелководные условия осадконакопления, а пониженные содержания всех радиоактивных элементов в песчаниках – на хорошую их отсортированность в условиях спокойного тектонического режима [1, 16, 17]. Обусловленность поведения радиоактивных элементов в седиментационном процессе едиными причинами проявляется в корреляционных связях между U, Th и K. По данным

Таблица 16.2.

Содержание радиоактивных элементов в породах нефтяных месторождений Западной Сибири

Пласт	Порода	K, %	U x 10 ⁻⁴ , %	Th x 10 ⁻⁴ , %
Нижневартовский свод				
А _В	глины	<u>0,70–3,20</u> 2,29	<u>0,5–7,0</u> 4,0	<u>1,0–13,0</u> 7,8
	алевролиты	<u>0,90–3,70</u> 2,20	<u>0,5–5,6</u> 3,1	<u>4,8–13,5</u> 7,2
	песчаники	<u>0,72–4,24</u> 2,35	<u>0,3–10,8</u> 2,5	<u>1,9–10,8</u> 5,2
Б _В	глины	<u>0,17–3,80</u> 2,80	<u>0,3–15,3</u> 4,3	<u>1,0–12,3</u> 8,5
	алевролиты	<u>1,10–3,60</u> 2,50	<u>0,3–11,3</u> 3,6	<u>2,0–4,0</u> 7,0
	песчаники	<u>1,10–3,40</u> 2,50	<u>0,3–8,3</u> 2,7	<u>1,0–12,8</u> 6,8
Сургутский свод				
А _С	глины	<u>0,80–2,90</u> 2,25	<u>1,9–5,6</u> 2,8	<u>1,0–10,5</u> 7,5
	алевролиты	<u>0,75–2,85</u> 2,28	<u>0,5–8,7</u> 2,2	<u>1,0–11,8</u> 6,7
	песчаники	<u>1,20–3,10</u> 2,10	<u>0,6–7,8</u> 1,5	<u>1,0–8,2</u> 3,6
Б _С	глины	<u>0,90–2,80</u> 2,26	<u>1,0–12,5</u> 3,3	<u>1,0–15,1</u> 8,6
	алевролиты	<u>0,52–3,00</u> 2,08	<u>0,8–10,6</u> 3,2	<u>1,0–12,3</u> 7,0
	песчаники	<u>0,65–3,10</u> 2,10	<u>0,5–8,7</u> 2,7	<u>1,0–14,1</u> 6,0
Ю _С (тюмен- ская сви- та)	глины	<u>1,65–2,82</u> 2,10	<u>2,8–6,7</u> 4,4	<u>5,4–8,3</u> 7,2
	алевролиты	<u>1,49–2,56</u> 2,83	<u>0,5–6,6</u> 2,6	<u>2,0–11,3</u> 5,4
	песчаники	<u>1,46–2,54</u> 1,76	<u>0,5–5,9</u> 2,0	<u>2,6–7,5</u> 4,2

В.М. Гавшина [13] в осадочных породах Западной Сибири наиболее тесно связаны между собой концентрации U и Th, в меньшей степени Th и K и слабыми корреляционными зависимостями отмечается U и K. В целом в юрских отложениях радиоактивные элементы связаны теснее (за исключением пары U – Th), чем в меловых.

Для нефтеносных осадочных бассейнов с терригенным разрезом наблюдается зависимость концентраций радиоактивных элементов от гранулометрического состава пород [1, 16], что можно видеть на примерах разрезов нефтяных месторождений Западной Сибири (табл. 16.2). Глинистые разности пород, как правило, более радиоактивны, чем песчанистые. Наиболее чутко реагирует на глинистость Th, в меньшей степени – U. Четкой закономерности по калию не наблюдается из-за присутствия калийсодержащих минералов как в глинистой, так и в матричной частях породы.

Таблица 16.3.

Распределение радиоактивных элементов в глинистых породах
(Северно-Мыльджинская площадь, Западная Сибирь)

Свита, возраст	Порода	U, $10^{-4}\%$	Th, $10^{-4}\%$	K, %
Куломзинская, К ₁	аргиллит	11.1	13.0	2.9
Баженовская, J ₃	аргиллит битуминозный	53.1	7.7	1.1
Тюменская, J ₁₋₃	аргиллит	3.6	8.8	2.2
Палеозой	глинистый сланец	3.3	5.2	0.2

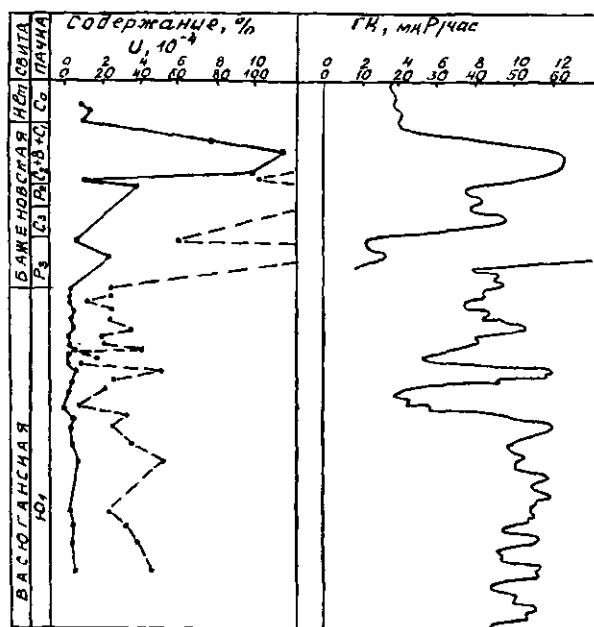


Рис. 16.9. Повышенная ураноносность нефтематеринских битуминозных аргиллитов баженовской свиты (Западная Сибирь, Усть-Тымская впадина, [68])

При том, что уран не накапливается в живых организмах (низкий коэффициент биологического поглощения), уже в почвах, существо образования которых есть окислительно-восстановительные процессы, концентрации урана одного порядка с почвообразующими

породами. В торфяниках уран накапливается в местах впадения водотоков [12]. Промышленные скопления урана в торфяниках Нечерноземья приурочены к разрывным нарушениям, обеспечивающим гидродинамическую связь с пластовыми водами палеозойских урановых месторождений. Отмечается повышенные содержания урана в окисляющихся углях Кузбасса, особенно по периферии бассейна вблизи границ с высокорadioактивными породами, в сапропелевых илах Черного моря [12] и др.

Ураганные содержания урана характерны для битуминозных аргиллитов баженовской свиты (баженитов) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [12] (рис. 16.9, табл. 16.3), являющихся региональным флюидоупором и нефтематеринскими породами для юрских и нижнемеловых резервуаров.

По данным Ю.А. Фомина [68], при изменении содержания ОВ в аргиллитах баженовской свиты от 1 до 10%, содержание урана повышается от 2 до 65 г/т (Полонская площадь). Породы свиты обеднены Th и K (табл. 16.3), которые связаны с глинистой фракцией, хорошо коррелируются между собой и с содержанием глинозема. Баженины обогащены V, Ni, Mn, Cu, U, B, Sr и другими микроэлементами с переменной валентностью, особенно имеющими высокую способность к восстановлению.

По содержанию Th, K и микроэлементов баженины наиболее близки к сапропелевым илам Черного моря, формирующимся в резко восстановительных условиях [12]. Однако урана в илах значительно меньше, чем в аргиллитах баженовской свиты. Эти и выше приведенные данные говорят в пользу обогащения ураном углеродистых пород не столько на стадии осадконакопления, сколько при диагенезе и эпигенезе осадков с активной циркуляцией подземных вод и решающим значением окислительно-восстановительных процессов.

При метаморфизме пород, обогащенных органическим веществом, их ураноносность уменьшается [24]. Судя по результатам исследования концентраций урана в углях, начало миграции урана из углеродистых пород соответствует переходу от бурогоугольной к каменноугольной стадиям метаморфизма. Преобразование органического сапропелевого вещества этого же уровня (катагенез) вызывает генерацию углеводородов. Таким образом, возможна генетическая связность миграций урана и углеводородов в геологической истории нефтеносных бассейнов. Для нефтематеринской баженовской свиты это проявляется в обедненности органическим веществом и ураном подошвенных и кровельных её частей, граничащих с коллекторами.

Radioактивность пластовых вод, нефтей и вмещающих пород. Изученность концентраций радиоактивных элементов в водах нефтегазоносных бассейнов неодинакова. Наибольшее количество сведений приводятся по радио, образующему заметные водные ореолы рассеяния вокруг нефтяных залежей [1, 6]; наименее изучены содержания тория, находящегося в поверхностных, морских и подземных водах в ничтожно низких количествах.

Для большинства закрытых артезианских бассейнов, к которым относится и Западно-Сибирский, характерно с увеличением глубин: преобладание седиментационных вод над инфильтрационными; увеличение общей минерализации вод; изменение состава от гидрокарбонатно-натриевого до хлоридно-кальциевого; уменьшение окислительно-восстановительного потенциала (Eh); увеличение содержания в водах растворенного органического вещества (ОВ); увеличение концентрации Ra (от 10^{-13} до 10^{-7} г/л), т.е. сдвиг равновесия в урановом ряду в сторону радия. В водах Западно – Сибирского бассейна [12] концентрация калия (в г/л) изменяется от нижнемеловых до ниже-среднеюрских с 0.18 – 0.25 до 0.22 – 0.40. Накопление K и Ra в водах происходит, как правило, пропорционально накоплению хлора и их концентрации увеличиваются с ростом общей минерализации воды [1, 6, 16 и др.]. В зоне замедленного водообмена концентрации урана в водах обратно зависят от концентрации растворенного органического вещества [6].

Нефти на порядок обогащены ураном по сравнению с водами, а радий в нефтях находится в основном в равновесных концентрациях. Отмечается изменение концентрации урана с глубиной. Месторождения нефти, залегающие гипсометрически выше, характеризуются большей обогащенностью ураном, а в отдельных залежах, напротив, концентрация урана увеличивается с глубиной [6]. Содержание урана в нефтях растет с увеличением их плотности и смолистости, а в пространственном отношении – от сводовых частей залежей к приконтурным [6]. По-видимому, близкие причины имеют широкие вариации содержаний урана в нефтях Западно – Сибирского региона. В озоленных нефтях пласта Ю₁¹⁻² Первомайской площади содержание урана изменяется от 1.2 до 24 г/т (в золе нефтей). Нефти обогащены теми же микроэлементами, что и нефтематеринские породы.

Большой объем измерений концентраций урана (методом запаздывающих нейтронов) в породах нефтяных месторождений проведен для юго-востока Западной Сибири. Наиболее высокие концентрации урана (более $30 \cdot 10^{-4} \%$) и низкие торий – урановые отношения (< 0.7) в нефтематеринских породах верхней юры, характерны для западной, наиболее перспективной в нефтегазосном отношении части Томской области. Коллекторы, напротив, отличаются пониженным содержанием урана (рис. 9), притом в нефтеносной части продуктивных пластов более низким, чем в водоносных. Так в продуктивных нефтенасыщенных породах Каймысовского свода (пласт Ю₁¹ и Ю₁²) содержание урана находится в пределах $(0.4-0.9) \cdot 10^{-4} \%$, что существенно ниже кларка для песчаников, а водонасыщенные коллекторы этого пласта содержат урана $(3.1-3.8) \cdot 10^{-4} \%$. Породы продуктивных пластов отличаются повышенным торий-урановым Th/U отношением. Гамма – активность коллекторов определяется, в основном, вариациями содержания в них урана.

Отмечается повышение концентрации урана в узкой зоне водонесляного контакта (ВНК), где в коллекторах обнаруживаются примазки битумов и тонкая вкрапленность сульфидов. Этим же участкам соответствуют аномально низкие pH и Eh, повышенная агрессивность вод, в том числе связанная с радиолизом воды и как следствие – высокая пористость коллектора, вызванная процессами выщелачивания.

В зоне ВНК (и на границе со столбом мигрирующих вверх УВ) происходит окисление углеводородов с формированием кислой (гуминовые кислоты) среды, способной к выщелачиванию, а также восстановительного барьера для урана и других переходных элементов, обладающих пониженной миграционной способностью в низких валентностях. С окислением нефтей связывают эпигенетические минералообразования как в коллекторах, так и в наднефтяных породах [42, 55 - 58, 47, 48]. Отмечаются кальцитизация и глинизация коллекторов, ухудшающие их свойства, а также вторичное развитие кварца, доломита, калийсодержащих иллита, биотита и серицита, а также альбита.

Для нефтяных месторождений с длительным устойчивым развитием, со стабильным положением ВНК и слабо проявленными процессами разрушения нефтей (чаще наиболее продуктивных), характерно понижение содержания урана в коллекторах к сводовым частям. Например, Первомайское месторождение (Каймысовский свод, Западная Сибирь) оконтуривается изолинией концентрации урана в $1 \cdot 10^{-4} \%$, а к своду они понижаются до $0.5 \cdot 10^{-4} \%$ и менее. Для месторождений с древними, нарушенными нефтями концентрация урана в коллекторах может превышать кларковые и растет к сводовым и кровельным частям залежи и достигает максимальных значений в коллекторах, образованных на месте древних ВНК (Катыльгинское месторождение).

На основе проведенного анализа радиогеохимическая модель собственно нефтяной залежи представляется в виде, показанном на рис. 16.10. Основными чертами модели являются следующие:

1. Нефтяные залежи с неизменными нефтями отличаются от вмещающей среды понижением концентраций урана и повышенными торий - урановыми отношениями. Метамор-

физм нефтей в залежи может привести к противоположным радиогеохимическим признакам.

2. Повышение концентраций урана в нефтях и породах - коллекторах от сводовых частей к крыльевым вызвано единой причиной - окислением нефтей: увеличение в нефтях иена-
сыщенных углеводородов и битумизация коллектора вызывает связывание урана в нефтях
и породах (адсорбция, металлоорганические соединения). В породах - коллекторах, кроме
того, к сводовым частям увеличивается песчанистость, что дополнительно уменьшает со-
держание урана.

3. Процессы окисления нефти в ВНК делает эту зону активной, с аномалией Eh и pH. Восстановительный барьер вызывает осаждение урана из раствора, а кислая среда способ-
ствует растворению радия, что приводит к ураганному нарушению равновесия в урановом
ряду и формированию радиевых и калиевых водных ореолов вокруг нефтяных залежей.

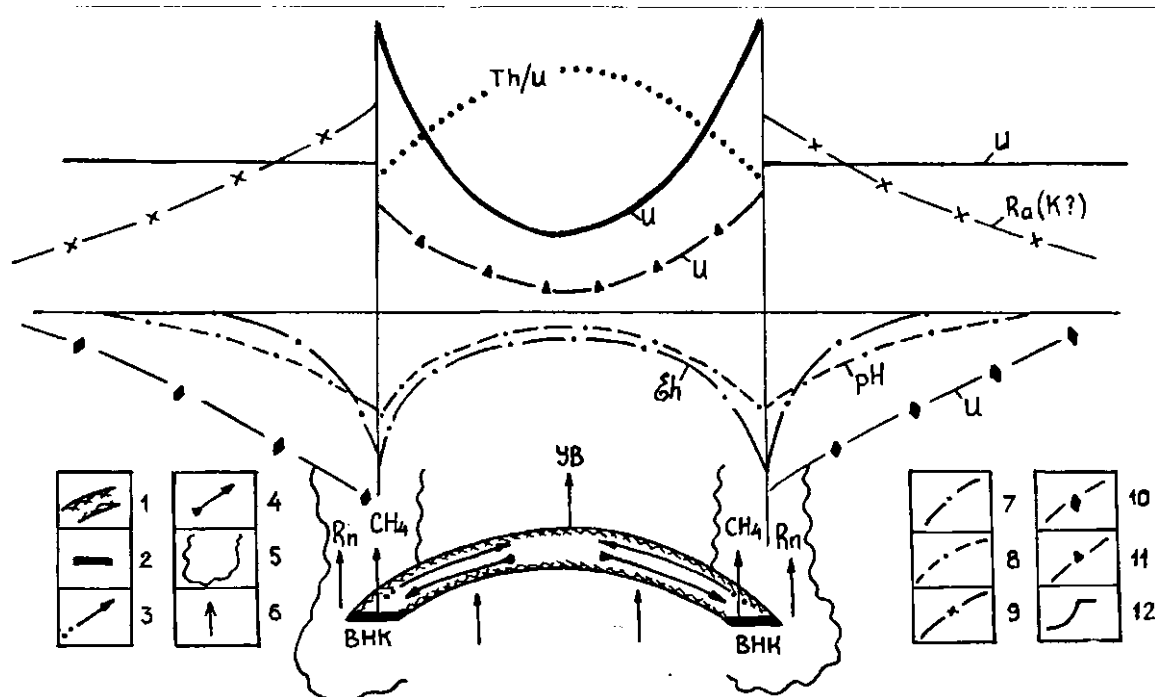


**Рис. 16.10. Радиогеохимическая модель нефтяной залежи составлена Г.Г. Номоконо-
вой по материалам В.П. Меркулова, В.И. Важова, Р.П. Готтих и др.**

1 – нефтяная залежь; 2 – восстановительный барьер; 3 – изменение песчанистости коллек-
тора; 4 – повышение окисленности нефтей; 5 - зона агрессивных пластовых вод, выщела-
чивания и резкого нарушения равновесия в урановом ряду; 9 – 10 – свойства среды: Eh (7) и
pH (8); 11 – 12 – содержание в пластовых водах: Ra и K (9), U (10); 11 – 12 – содержание
урана в нефтях (11) и порода-коллекторе (12).

4. Разрушение нефти в ВНК способствует выделению из нее метана и его гомологов (наи-
более подвижных УВ) и их миграции по тектонически ослабленным зонам в верхнюю часть
разреза. Пути миграции метана и инертного газа радона, образующегося при распаде Ra,
связаны между собой и систему нельзя считать закрытой не только по латерали, т.е. со сто-
роны водоносной части пласта - коллектора, но и по вертикали.

Миграция углеводородов в надзалежное пространство приводит к перераспределе-
нию радионуклидов вследствие изменяющейся окислительно-восстановительной обстанов-

ки. Привнос радиоактивных элементов из глубин, в частности из зоны нефтяной залежи. Механизм переноса – газо-пузырьковая конвекция, т.е. всплывание пузырьков газа в воде под действием архимедовой силы, а также движение вверх флюида в направлении отрицательного градиента давления. Механизм предложен и разработан сотрудниками «Рудгеофизики» для объяснения кольцевых ореолов рассеяния в почвах и подпочвенных рыхлых отложениях [9, 10, 26]. Такие ореолы названы «струйными», поскольку над ВНК, также как и над рудными месторождениями, имеют форму струй. Перенос осуществляется, во-первых, пузырьками газа, в том числе и УВ, и во-вторых – поверхностно-активных металлов, к которым радиоактивные элементы и относятся.

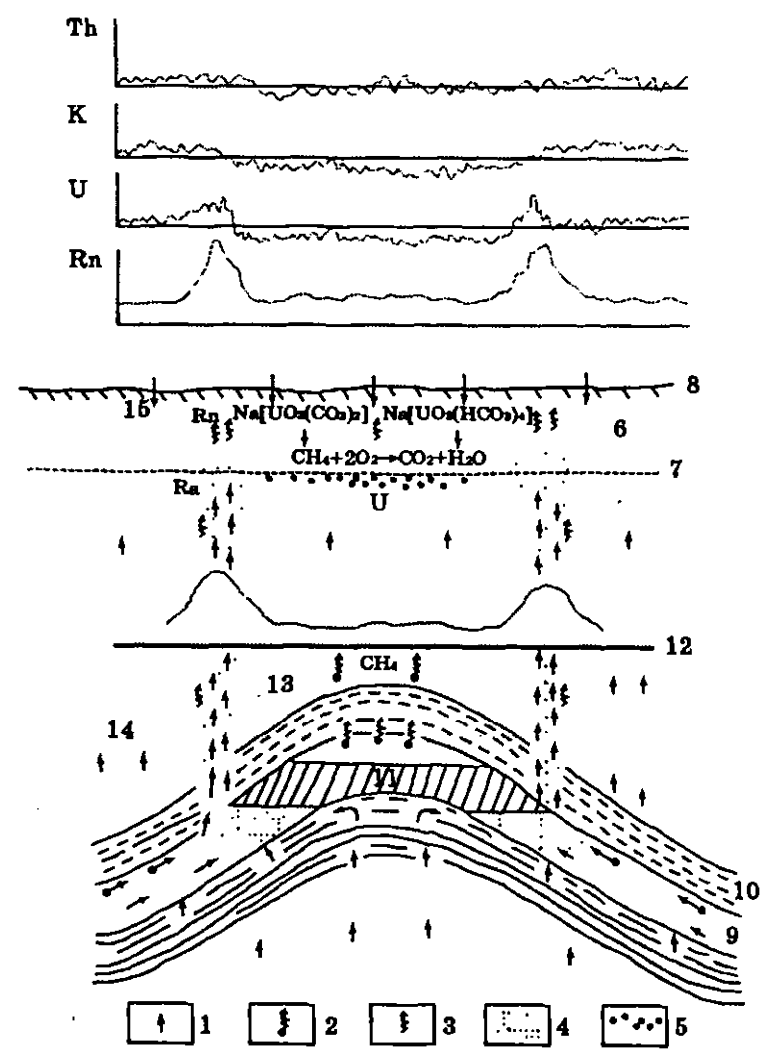


Рис. 16.11. Модель формирования радиогеохимической аномалии над углеводородной залежью (Wang Ping, Li Zhou bo, 1996)

1 – вода; 2 – нефть; 3 – газ; 4 – накопление Ra; 5 – накопление U; 6 – зона окисления; 7 – уровень грунтовых вод; 8 – уровень земной поверхности; 9 – песчаный собирающий слой; 10 – ограничивающий слой; 11 – ловушка; 12 – р/а аномалия по данным бурения; 13 – зона повышенной миграции; 14 – зона пониженной миграции; 15 – зона проиикновения атмосферных осадков.

По модели Wang Ping и Li Zhou во (1996) – рис. 16.11, радиоактивные аномалии элементов уранового ряда (U, Ra, Rn) возникают в результате вертикальной миграции из залежи в едином флюидном потоке вместе с водой, нефтью и углеводородными газами. Локальные максимумы урана и радона пространственно совпадают с ВНК.

Вследствие описываемых процессов наблюдается перераспределение радиоактивных элементов на дневной поверхности. Принципиально причин этого явления над нефтяными залежами можно назвать две, причем ни одна из них не исключает другую:

1. Воздействие мигрирующих из глубин (из залежи) углеводородов на геохимическую обстановку в верхней части разреза. На то, что миграция УВ существует и не путем диффузии, а в потоке, направленным субвертикально, в сторону градиента давления, указывают геофизические и геохимические данные. Миграция осуществляется как в «столбе» пород над залежью, так и в кольцевой субвертикальной тектонически ослабленной зоне, включающей ВНК. Отсюда наличие локальных и кольцевых аномалий над нефтегазовыми объектами, наиболее заметные в радиогеохимических полях.

В верхней части разреза УВ окисляются, создавая восстановительную и кислую обстановку, повышая агрессивность поровых вод. Ситуация аналогична зоне ВНК в залежи. Восстановительный барьер для U образуется как на первом от поверхности глинистом пласте (водоупоре), отделяющем зону аэрации от восстановительной зоны, так и по всему контакту углеводородного столба с водой, т.е. в кольцевой зоне. Измерения показывают понижение pH и Eh с минимумами над ВНК. Поэтому понижение концентраций урана над нефтяными залежами связано с его накоплением на нижнем восстановительном барьере, а также выносом растворенного в кислой среде урана в пониженные части рельефа. Кислая среда способствует выветриванию пород, глинообразованию, механическому перемещению глинов вместе с адсорбированными Th и K в направлении понижения базиса эрозии. Накопление урана, мигрирующего в растворенном состоянии, происходит на восстановительном барьере (над ВНК) или любом другом, образованном экзогенными процессами.

2. Влияние состава рыхлых отложений растущего (неотектонически активного) поднятия. Повышенная песчаность сводовых частей поднятий, понижающая радиоактивность и изменяющая соотношение Th и U, наследуется от горизонта к горизонту, вплоть до поверхностных отложений. По Ф.А. Алексееву [1], повышенная песчаность рыхлых отложений может наблюдаться и тогда, когда поднятие не выражается в современном рельефе. Песчаные отложения, и в особенности на растущих поднятиях, характеризуются свободным водообменом, мощной зоной аэрации и, как следствие, – окислительными обстановками, т.е. получаем тот же результат, что и по предыдущей причине. Отличие – уран может накапливаться на бортах поднятия не на восстановительном барьере, обусловленном ВНК, а на глинах, обогащенных отжившей органикой. Поскольку поднятие не обязательно должно быть нефтеносным, то необходимо выявление критериев перераспределения радиоактивных элементов в результате первой и второй причин.

Информативность радиогеохимических данных. Начало поверхностных радиогеохимических исследований для решения нефтегазопроисловых задач относится к 50-м годам 20 столетия. Проведенные работы в СССР, США, Канаде и других странах показали, что до 70 - 80% месторождений нефти и газа выделяются отрицательными аномалиями естественной гамма-активности. Так понижение гамма-поля наблюдалось над большинством месторождений Нижнего Поволжья, Западной Туркмении, Мангышлака, Украины и др. Подводные измерения гамма-активности выявили отрицательные аномалии над нефтегазонасыщенными поднятиями Каспийского и Азовского морей [1, 16]. Однако аналогичные эффекты наблюдались и над непродуктивными поднятиями, а некоторые месторождения выделялись положительными аномалиями гамма-поля [6].

Сложность применения и объяснения результатов наземной и воздушной радиогеохимических съемок заключается в их весьма малой глубинности. Слой рыхлых отложений

в один метр практически полностью поглощает гамма-излучение от нижележащих пород, иными словами исследуется радиоактивность именно этого верхнего слоя, включающего почвы и подпочвенные рыхлые отложения. Решение прогнозно-поисковых задач, особенно в нефтеносных районах с глубокозалегающими месторождениями, в определяющей степени зависит от того, насколько отражает состав приповерхностного слоя глубинное строение геологического разреза и учтены ли гипергенные факторы (выветривание, почвообразование), приводящие к перераспределению радиоактивных элементов и создающие «собственные» породные аномалии.

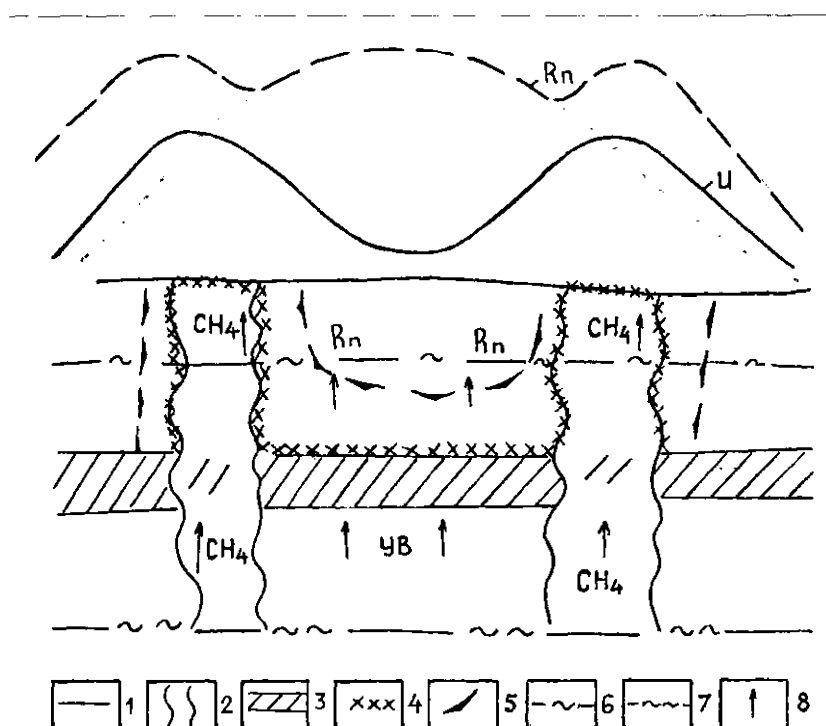


Рис. 16.12. Априорная радиогеохимическая модель верхней части разреза нефтегазового месторождения

1 – дневная поверхность; 2 – тектонически ослабленные зоны над ВНК; 3 – верхний глинистый слой, либо уровень грунтовых вод, отделяющие зону аэрации; 4 – восстановительный барьер, связанный с окислением углеводородов (зона накопления урана); 5 – область повышенных минерализации и кислотности вод и высоких концентраций в них радия; 6 – 7 – глубинности гамма-спектрометрической (6) и радоновой (7) съемок; 8 – направление миграции углеводородных газов и радона.

Исследования ВНИИЯГГ показали, что причина отрицательных аномалий радиоактивности в конседиментационном характере поднятий, вмещающих нефтяные месторождения, и как следствие – в увеличении песчанистости разреза в сводовых частях поднятий и увеличении глинистости – в крыльевых во всем вертикальном разрезе. Увеличение песчанистости разреза положительных структур отмечается и для Западной Сибири. В работе [1] приводятся данные сопоставления песчанистости и радиоактивности Коробковского поднятия по трем стратиграфическим горизонтам. И хотя установлено, что конседиментационные поднятия, особенно проявляющие тектоническую активность и в настоящее время,

вмещают наиболее крупные месторождения нефти и газа [16], песчанистость разреза, отражающаяся в радиоактивном поле, все-таки является косвенным признаком нефти, и не все радиоактивные аномалии, сопоставимые с поднятиями, соответствуют месторождениям.

Изучение влияния углеводородов на распределение радиоактивных элементов в приповерхностном слое стало возможным в связи с использованием высокоточной аппаратуры (гамма-спектрометров, термолюминесцентных дозиметров и др.) и начало проводиться в самое последнее время. Yanaki N.E. и др. [12] высокочувствительным спектрометром выявили отрицательную аномалию урана, тория и калия над месторождениями Хелец и Кохов Израиля. Контуры аномалий и нефтеносных коллекторов на поверхности совпадают. Предполагается, что радиоактивность грунтов не связана с транспортировкой вверх по разрезу радиоизотопов, а скорее всего обусловлена воздействием на них мигрирующих углеводородов.

В Западной Сибири большой объем радиогеохимических исследований верхней части разреза проведен коллективом сотрудников Томского политехнического университета на различных месторождениях нефти и газа – Крапивинском, Колотушном, Южно-Черемшанском, Болтном, Северо-Васюганском, Полуденном, Мыльджинском. Ландшафтная обстановка здесь характеризуется: близким к дневной поверхности положение грунтовых вод (малая мощность зоны аэрации); заболоченностью и торфообразованием; почвами преимущественно озерного и аллювиального генезиса, в целом, глеевой (восстановительной) обстановкой; преобладанием осадков над испарением, а следовательно - сильной промытостью почв и подпочвенных пород и низким содержанием в них оснований; низкой минерализацией вод [20, 22]. В подобной обстановке легко мигрируют многие металлы, часто в форме органических соединений.

Для оценки информативности радиогеохимических методов в качестве примера рассмотрим результаты исследований, выполненных на Южно-Черемшанском нефтяном месторождении. Южно-Черемшанское нефтяное месторождение представляет собой многопластовую сводовую залежь, Стратиграфически приуроченную к нижнемеловым отложениям тарской и киялинской свит. Радиогеохимическая съемка проводилась в масштабе 1:50000 с приведением результатов измерений к уровню одного метра над дневной поверхностью. Измерялись гамма-спектрометрическим способом концентрации U, Th, и K, а также мощность экспозиционной дозы (МЭД) - суммарная гамма-активность пород. Результаты исследований сводятся к следующему:

1. В целом концентрации измеренных радионуклидов являются взаимосвязанными, однако по знаку и интенсивности согласуются между собой преимущественно аномалии тория и калия. Аномалии концентраций урана чаще всего либо сдвинуты относительно последних, либо совпадают с ними, но имеют противоположный знак. Поскольку в осадочных породах все три радиоэлемента коррелируют между собой, то аномальное поведение урана на нефтяных месторождениях может быть связано:

- с особенностями миграции урана в зоне гипергенеза (при выветривании пород), где он имеет существенно более высокую подвижность;
- с влиянием восстановительных барьеров, возникающих при окислении мигрирующих из залежи углеводородов, на миграционную способность именно урана, в то время как для Th и K такое влияние отсутствует.

2. Участки согласованного и значительного понижения U, Th и K соответствует низовым болотам например аномалия между скв. 337 и 340 на рис. 16.13, 16.14. В районах верховых болот соотношение аномалий радионуклидов, обусловленное иными причинами, сохраняется, но общая интенсивность аномалий понижается, чаще всего пропорционально для всех элементов. Верховые болота пространственно тяготеют к краям проекции нефтяной залежи на дневную поверхность. Понижениями всех радионуклидов отмечаются речные долины. Согласованные положительные аномалии U, Th и K не характерны, встреча-

ются редко в краевых частях участков и, по-видимому, являются фоном.

3. В радиогеохимических полях проявляются разрывные нарушения, имеющие место на месторождении. Они выделяются понижениями концентраций радионуклидов, особенно тория и в меньшей степени – калия. Интенсивность понижения урана зависит от расположения месторождения относительно разрывного нарушения. Последние также проявляются в формах современного рельефа, изменяют направление поверхностных водостоков, соответствуют прямолинейным участкам их долин и др. Месторождения нефти располагаются во фланговой зоне узлов пересечения наиболее проявленных в радиогеохимических полях и рельефе местности разрывных нарушений. Например, субмеридианальное нарушение, «проходящее» через скв. 1 (рис. 16.13, 16.14) и пересекающее его восток-с северо-восточное нарушение, контролирующее на поверхности простирающееся нефтеносное поднятие (скв. 232, 233 и др.)

4. Нефтяные месторождения отмечаются отрицательными аномалиями концентраций урана, обрамленными положительными аномалиями. В случае Южно-Черемшанского месторождения нефтеносные скважины располагаются в области понижения также концентраций Th и K или по краям этого понижения. Образуется своеобразная радиогеохимическая зональность, при которой наиболее широкую область выноса и удаленную область накопления имеет уран, а узкие понижения концентраций Th и K обрамляются близкими зонами накопления этих элементов, пространственно попадающими в пределы отрицательной аномалии U или же на ее фланги. Отсюда отношение Th/U считается показателем нефтеносности территории, оно в целом оконтуривает нефтеносную область, но наиболее продуктивным частям месторождений соответствует слабое понижение этого отношения (рис. 16.15). Для поисково-прогнозных оценок следует принимать во внимание всю имеющуюся радиогеохимическую информацию, а главное – пространственное соотношение аномалий радионуклидов, особенно аномалий Th и K относительно урановых аномалий.

5. Обнаруживается поразительная просвечиваемость глубинных структур в радиогеохимических полях и формах рельефа дневной поверхности. Все понижения кровли васюганской свиты (пласт Ю₁, рис. 16.16), разделяющие отдельные поднятия общей полукольцевой зоны, выделяются как в радиогеохимических аномалиях, так и в формах современного рельефа, часто как разрывные нарушения. Особенно показательно уже упомянутое субмеридиальное разрывное нарушение (скв. 1), хорошо прослеживаемое в структуре поверхности верхнеюрского сейсмического горизонта. Сводовым частям всех поднятий соответствуют локальные понижения U, Th и K, при этом положительные аномалии Th и K приурочены к повышенным присводовым частям поднятий, а положительные аномалии урана смещены «вниз» (например, ситуация юго-западнее скв. 336, рис. 16.12 – 16.14). Отрицательным аномалиям урана в прибортовой части этого поднятия соответствуют нефтеносные клиноформы. Как неотектоническое поднятие в современном рельефе проявляется наиболее нефтеносное поднятие с многопластовой залежью (скв. 232, 233, 2 и др.).

Более мелкомасштабные исследования проведены на нефтяном Западно-Полуденном, газоконденсатном Мыльджинском и газовом Северо-Васюганском месторождениях. Залежи многопластовые сводового типа приурочены к отложениям средней – верхней юры (Северо-Васюганское) и верхней юры и несома (Западно-Полуденное и Мыльджинское). Гамма-спектрометрические измерения концентраций U, Th и K, определения МЭД производились на дневной поверхности (убирался верхний почвенный слой), в силу чего полученные радиогеохимические поля очень сложные. Кроме того, измерялась интенсивность термолюминесценции (ИТЛ), учитывающая по сравнению с МЭД «мягкие» гамма-кванты и бета-излучение. Повышение эффективности метода ИТЛ достигалось длительной экспозицией и помещением датчика в подпочвенный слой. Результаты исследований состоят в следующем:

1. Радиогеохимические поля в контуре нефтегазоносности отличаются более вы-

сокими вариациями концентраций U, Th и K и более сложной структурой поля. По средним значениям концентраций внутриконтурные и законтурные площади практически не различаются по Th и K; наблюдается слабое понижение концентраций урана в контурах месторождений (табл. 16.4).

2. Средний уровень концентраций радиоактивных элементов на исследуемых участках в значительной степени определяется составом пород верхней части разреза. Наименьшей радиоактивностью, особенно в связи с понижением концентраций Th и U, отличается Северо-Васюганская площадь (табл.16.4), в составе пород которой до 50% супесей. Наибольшей радиоактивностью, преимущественно по Th и частично K характеризуется Западно-Полуденная площадь, более чем на 80% сложенная глинами. Мыльджинская площадь по обеим позициям занимает промежуточное положение.

В контуре нефтегазоносности нарушаются корреляционные связи между радиоактивными элементами, особенно в парах с ураном (табл. 16.4). Меньше нарушены корреляционные связи на Западно-Полуденном нефтяном месторождении, больше – на Северо-Васюганском газовом. Сравнение таблиц 16.4 и 16.2 показывает, что корреляционные связи на Западно-Полуденной площади, сложенной в основном глинистыми породами, между Th и K более теснее, чем в целом для осадочных пород, а наибольшее нарушение корреляционных связей произошло между U и Th, особенно на Северо-Васюганской площади. Различие в силе нарушения корреляционных связей различных месторождений может заключаться либо в составе рыхлых отложений, либо в типе флюида, либо во взаимосвязанности этих двух причин.

Таблица 16.4.

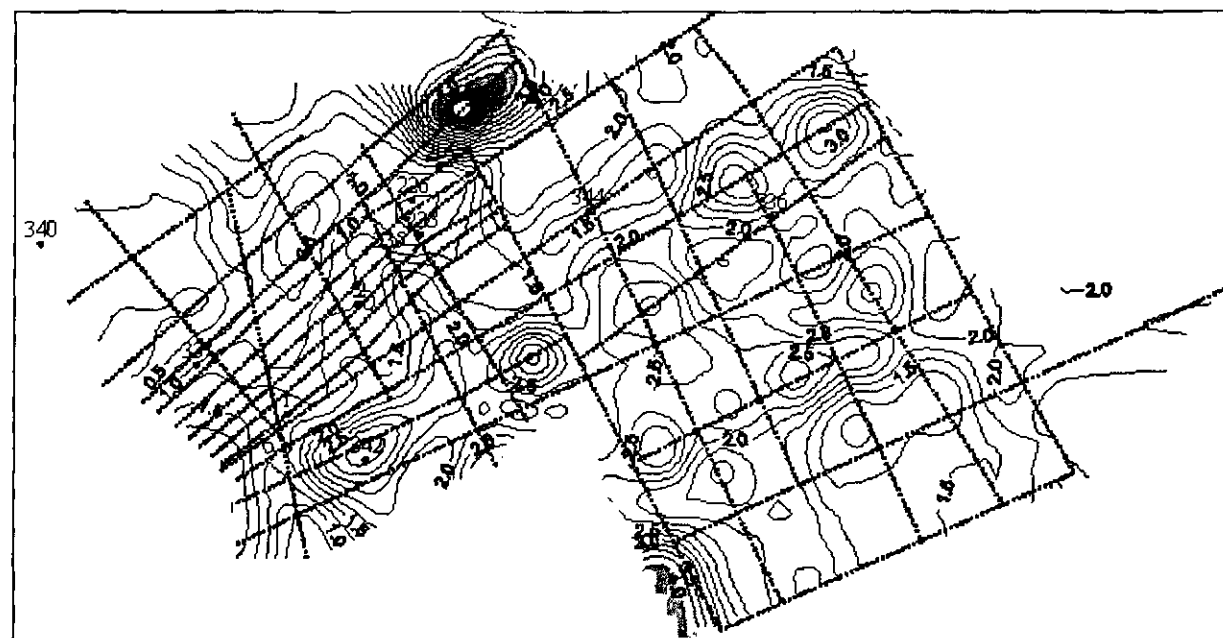
Статистические параметры распределения радиоактивных элементов в рыхлых отложениях различных частей нефтегазоносных площадей (Западная Сибирь)

Площадь	Положение относительно месторождения	Содержание радиоактивных элементов		
		K, %	Th, $10^{-4}\%$	U, $10^{-4}\%$
Западно-Полуденная	В контуре месторождения ФОН	0,97	7,5	2,01
		(0,17 – 1,77)	(1,3 – 12,7)	(1,0 – 3,3)
		1,07	7,3	2,06
Северо-Васюганское	В контуре месторождения ФОН	(0,57 – 1,7)	(1,3 – 6,8)	(1,33 – 3,33)
		0,83	3,2	1,16
		(0,06 – 2,08)	(1,1 – 7,8)	(0,14 – 2,12)
Мыльджинская	В контуре месторождения ФОН	0,76	3,5	1,19
		(0,21 – 1,37)	(1,3 – 6,8)	(0,14 – 2,57)
		0,91	5,7	2,13
		(0,05 – 1,67)	(0,8 – 12,0)	(0,49 – 4,33)
		1,07	6,3	2,24
		(0,43 – 1,56)	(1,1 – 11,2)	(0,51 – 4,06)

Вычисление параметра множественной корреляции по методике Н.Г. Ляшенко показывает, что Западно-Полуденное месторождение на поверхности отмечается кольцеобразной аномалией перераспределения радиоактивных элементов (нарушений взаимных корреляций), пространственно совпадающей с ВНК (рис.16.17). На Северо-Васюганской площади аномалия нарушения корреляций соответствует самому месторождению.

Таким образом, анализ показывает высокую прогнозно-оценочную эффективность радиохимических методов в нефтеносных бассейнах:

1. По радиохимическим данным конседиментационный характер развития структур и неотектоническое их развитие может служить критерием нефтегазоносности структур.



Шкала интенсивности концентраций
урана, ($\times 10$ вес.%)



Условные обозначения

... радиометрические профили

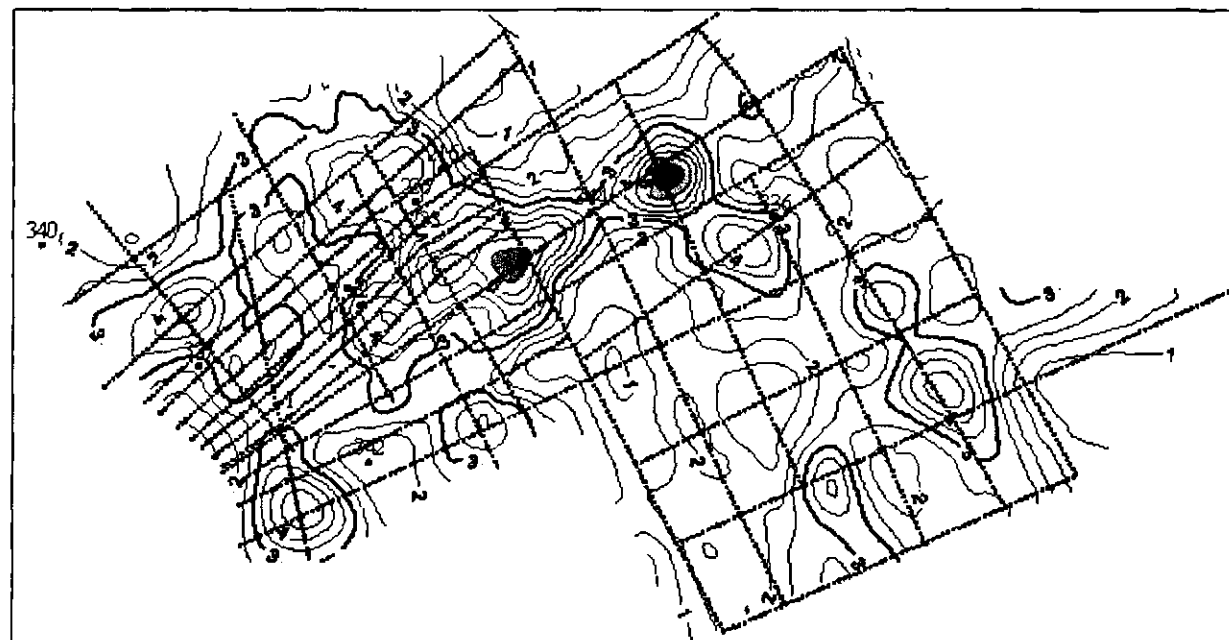
335

разведочные скважины

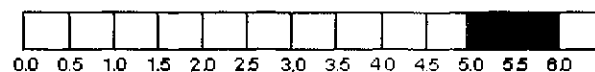
2.0

изоконцентраты урана

Рис. 13 . План изоконцентрат урана. Южно-Черемшанская площадь. Масштаб 1: 100000



Шкала интенсивности отношения
концентраций тория и урана, у.е.

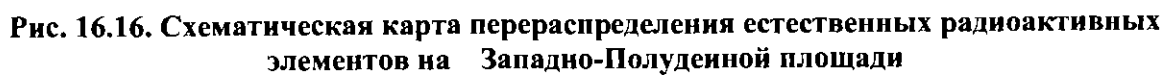


Условные обозначения:

• 335 • радиометрические профили
• разведочные скважины

— 2 — изолинии отношения концентраций
тория и урана

Зис. 14 . План изолиний отношения концентраций тория и урана
Южно-Черемшанская площадь. Масштаб 1: 100000



3. Устойчивыми аномальными признаками являются:

- 309

- нарушение корреляционных связей радионуклидов, особенно с ураном,
- пониженные (разной интенсивности) концентрации урана над месторождениями с боковыми максимумами,
- увеличение торий-уранового отношения.

Высокоточная гравиразведка

Структурные возможности гравиметрии общеизвестны. Они подробно описаны в учебной литературе, монографиях и многочисленных статьях. Наиболее важные из них, позволяющие сформулировать обобщенную стратегию применения гравиразведки на нефть и газ, - это работы Б.А. Андреева (1941, 1957, 1988, 1962), В.М. Березкина (1970, 1973, 1975, 1978, 1982, 1988, 1990), К.Е. Веселова (1966), С.К. Гирина, А.А. Попова, Д.Г. Успенского (1932, 1935), П. Делинтера (1982), Г.И. Каратаева (1982), Г.Г. Кассина (1995), Л.И. Лукавиченко (1956), А.К. Маловичко (1968, 1979, 1989), И.Н. Михайлова (1981), Е.А. Мудрецов (1979, 1982), Л.Д. Немцова (1967), Л.Я. Нестерова, Л.Д. Берсудского и др. (1938), Б.В. Нумерова и др. (1929, 1933), З.М. Слепака (1989), Л.В. Сорокина (1941, 1957, 1953), А.А. Трофимука (1976, 1981), А.А. Трофимука, Н.Н. Пузырева, В.С. Суркова и др. (1981), В.В. Фединского (1938 - 1967), Э.Э. Фотиади (1941, 1958), И.О. Цимельзона (1960, 1965), Р. Этвеша (1910), Л.Л. Неттельтона (1976) и др.

Геолого-плотностная модель нефтегазового месторождения и основные аномалиеобразующие факторы. Классической физико-геологической моделью месторождения углеводородов (ФГМ УВ) является модель месторождения, связанного с антиклинальными структурами платформенного плана (рис. 16.17).

Согласно этой модели в ее составе можно выделить 7 различных аномалиеобразующих факторов, обусловленных различными геологическими факторами:

- влиянием залежи УВ,
- влиянием запечатывающего слоя,
- влиянием ореола вторжения УВ,
- влиянием разуплотнения горных пород в сводах структур,
- влиянием геометрии опорных границ,
- влиянием геометрии вещественного состава фундамента.

Набор этих факторов влияет на пространственное распределение плотностных свойств горных пород и, соответственно, на структуру поля силы тяжести.

Природа аномалиеобразующих факторов в обобщенной физико-геологической модели (ФГМ) сводится к следующему:

Залежь нефти и газа. Аномальные свойства залежи зависят от особенностей физических свойств нефти и газа и особенностей строения пород коллектора. Физические свойства пород коллектора меняются под влиянием вторичных процессов уплотнения, цементации, минералообразования в поровом пространстве и в трещинах. Нефть же, обладая консервирующими свойствами, затормаживает, а иногда и полностью прекращает процессы аутигенного минералообразования, которые могли бы происходить при наличии воды в порах. Из-за этого скелет породы в водоносной части станет более жестким, чем в области залежи, что приводит к различию физических свойств. В то же время консервирующие свойства нефти сохраняют коллекторские свойства пород без каких-то особых изменений. Значение эффективной плотности залежи показано в табл. 16.5.

Запечатывающий слой. Запечатывающий слой образуется в области контактов углеводородов с водой. В этой области происходят процессы растворения минералов, образование кальцита, кварца, пирита и других минералов. Под действием этих процессов уменьшается пористость, и увеличивается плотность пород. Все это приводит к образованию слоя закрывающего или запечатывающего залежь. Мощность такого слоя от нескольких метров

до сотен метров. Плотность слоя по сравнению с плотностью пород области залежи увеличивается на 0,20—0,40 г/см³, а иногда доходит и до 0,60 г/см³

Ореол вторжения углеводородов. Под действием различных процессов при затрудненной миграции флюидов в пластах образуется зона аномально высокого пластового давления (АВПД) — на 10—20% выше нормального гидростатического давления. Под влиянием АВПД в нижней части глинистой толщи-покрышки появляется ореол вторжения — углеводородов (рис. 16.17).

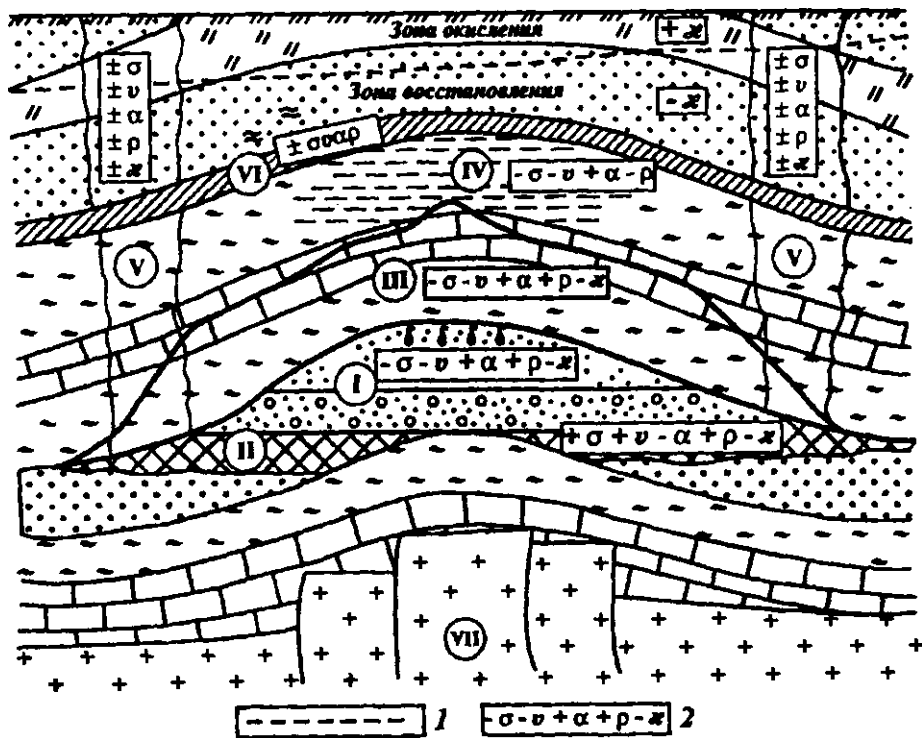


Рис. 16.17. Схема распределения физических свойств пород в пределах нефтегазоносных структур платформенного типа (по В.М. Березкину):

I — залежь нефти и газа; II — запечатывающий слой; III — ореол вторжения; IV — зона разуплотнения пород в зоне структуры; V — субвертикальные зоны неоднородностей (разнонапряженных состояний); VI — опорные границы между породами с различными физическими свойствами; VII — фундамент; 1 — граница между зонами окисления и восстановления; 2 — состояние физических свойств пород (относительно пород законтурной части залежи; σ — плотность; v — скорость; ρ — удельное электрическое сопротивление; α — коэффициент поглощения; χ — магнитная восприимчивость пород.

В ореоле вторжения углеводородов увеличивается пористость, уменьшается плотность, повышается нефтегазонасыщенность. Такие же изменения физических свойств могут происходить и в локальных глинистых отложениях внутри залежи, увеличивается пористость и пород-коллекторов залежи углеводородов.

Разуплотнение пород в сводах структур. В пределах отдельных структур наблюдается увеличение песчаности терригенных пород по направлению от крыльев структуры к ее своду, т. е. эти породы становятся грубее. В случае карбонатных отложений известняки больше всего залегают на сводах структур, а доломиты — на крыльях.

Такие литолого-фациальные изменения пород МОГУТ привести к изменению плотностных свойств пород в горизонтальном направлении, в частности в большинстве случаев

плотность пород уменьшается от крыльев структуры к ее своду. Это явление впервые было выявлено Б. А. Андреевым. Оно получило название послышной латеральной зональности.

Изменение плотности может достигать значительных величин, например, для структур Татарии оно равно $0,06—0,19 \text{ г/см}^3$ (З.М. Слепак), для структур Азербайджана и Северного Кавказа — $0,15-0,25 \text{ г/см}^3$ (И.О. Цимельзон и др.).

5. Субвертикальные трубчатые зоны неоднородностей пород. Эти зоны располагаются по периметру залежей углеводородов в крылевых частях структур, испытывающих наибольшее статическое напряжение, с деформациями растяжения и сжатия. Они характеризуются аномально высокими и низкими напряжениями горных пород, которые приводят к увеличению и уменьшению пористости и плотности пород. Например, при растяжении породы дробятся, повышается их трещиноватость и пористость, что приводит к уменьшению их плотности.

Особенностью этих зон является то, что они протягиваются по всему разрезу и отличаются повышенной проницаемостью из-за наличия трещин. По ним происходит перенос вод с различными элементами, повышенный перенос углеводородов при наличии залежей. Под действием процессов, происходящих в них, могут нарушаться первоначальные магнитные свойства пород.

Эти зоны проявляются в гравитационных и магнитных полях изрезанностью кривых, небольшими положительными и отрицательными аномалиями.

6. Опорные границы. К ним относятся выдержанные в горизонтальном направлении границы осадочной толщи, разделяющие породы с разными физическими свойствами. Их может быть в разрезе много (до $10—15$), но основных из них несколько. Перепад плотностей на них может доходить до $0,3—0,5 \text{ г/см}^3$. Эти границы являются гравиактивными и аномалии от нефтегазовых залежей иногда наблюдаются на фоне аномалии от структуры.

7. Фундамент. Основными факторами, определяющими величину и особенности измеряемых на дневной поверхности элементов гравитационных полей, являются влияния поверхностей фундамента и неоднородностей его внутреннего строения. Осложняют наблюдаемые поля различные зоны нарушений и разломов в фундаменте, прослеживаемые в осадочной толще. Унаследованность структур терригенных образований усиливает гравитационный эффект.

Гравитационные аномалии над залежами нефти и газа. Физической основой применения гравиразведки для прямых поисков месторождений нефти и газа является наличие пониженной плотности в объеме залежи по отношению к остальной части коллектора, в котором находится залежь. Наиболее полно эти вопросы изложены в монографиях В.М. Березкина [16] и обзорных работах [8, 18] и др.

Уменьшение плотности связывается с тем, что плотность нефти и газа меньше воды, находящейся в коллекторе за контуром залежи. Величина эффективной (избыточной) плотности залежи оценивается по следующей формуле [16]:

$$\sigma_3 = (\sigma_B - \sigma_{НГ}) \cdot k_{П} \cdot k_{НГ},$$

где σ_3 - эффективная плотность залежи; σ_B - плотность пластовых вод; $\sigma_{НГ}$ - плотность нефти и газа в естественных условиях залежи; $K_{П}$ - коэффициент пористости; $K_{НГ}$ - коэффициент нефтегазоносности, определяющий степень заполнения объема пор нефтью и газом.

Точная оценка величины плотности залежи возможна лишь при известных плотностях воды, нефти и газа в естественных условиях конкретной залежи. Зачастую такие сведения отсутствуют, и тогда для получения общего представления о численных значениях названных величин судят по их значениям для поверхностных условий.

Например, для газовых месторождений при $K_{П} = 0,25$, $K_{НГ} = 0,8$, $\sigma_B = 1,0 \text{ г/см}^3$, и $\sigma_{Г} = 0$ эффективная плотность газовой залежи будет равна $(-0,2) \text{ г/см}^3$. Это весьма существ-

венная величина. Примером полноты и тщательности изучения петроплотностной характеристики нефтяных залежей для трех месторождений Венчуре Каунти (Калифорния) может служить работа Т.Х. Мак-Каллоха.

Расчеты, приведенные рядом исследователей [8, 16, 20], показывают, что дефект плотности в пределах нефтяных залежей может достигать $0,05 - 0,10 \text{ г/см}^3$, для газовых – до $0,10 - 0,25 \text{ г/см}^3$. Таким образом, нефтегазовые залежи, имея отрицательные избыточные массы, могут сами создавать относительные отрицательные аномалии силы тяжести.

При наличии сведений о форме, размерах, пространственном положении и вещественном составе залежи можно оценить амплитуду и характер гравитационного поля, которое она организует в окружающем пространстве.

Согласно теоретическим расчетам над нефтяными или газовыми залежами суммарной мощностью 100 м, находящимися на глубинах порядка 1-3 км, могут наблюдаться отрицательные гравитационные аномалии порядка $0,3 \div 0,7 - 0,8 \text{ мГл}$. (табл. 16.5).

Как видно из табл. 16.5, над Шебелинским, Северо-Ставропольским и Газлинским газовыми месторождениями, в пределах которых суммарная мощность продуктивных пластов составляет порядка 100-300 м, могут наблюдаться гравитационные аномалии интенсивностью $(1,2 - 2,0) \times 10^{-5} \text{ м/с}^2$.

Уместно заметить, что теоретический гравитационный эффект, обусловленный влиянием газовой залежи на Газлинском месторождении, совпадает с практически наблюдаемой остаточной аномалией (табл. 16.5).

Таблица 16.5

**Аномалии силы тяжести, обусловленные нефтегазовыми залежами
(теоретические расчеты на моделях)**

№ п/п	Месторождения	Мощность продуктивной толщи (м)	Характер залежи	Эффективная избыточная плотность залежи г/см^3	Δg расчетной аномалии 10^{-5} м/с^2
1.	Шебелинское	220	газ	0,07	-1,20
2.	Северо-Ставропольское	90-135	газ	0,16	-1,50
3.	Урицкое	80	газ	0,11-0,16	-0,14-0,35
4.	Первомайское	18	газ	0,20	-0,1
5.	Степное	54	газ	0,12	-0,25
6.	Газлинское	270	газ	0,15	-0,15-2,0
7.	Дмитриевское	84	нефть	0,05-0,08	-0,1
8.	Жатыбайское	200	нефть, газ	0,05-0,08	-0,68
9.	Анастасьевское	100	нефть, газ	0,15-0,20	-0,30
10.	Восточный Техас	60	нефть	0,03	-0,055
11.	Ферет-Грабб (Калифорния)	210	нефть	0,03	-0,055
12.	Непский свод	10	нефть	-	-0,02-0,04

При суммарной мощности нефтяных пластов около 200 м (что имеет место на Жетыбайском месторождении) максимальный гравитационный эффект может достигать $0,68 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$. На остальных месторождениях из-за небольших суммарных мощностей продуктивных пластов и значительных глубин их залегания гравитационный эффект несколько меньше.

При выделении локальных аномалий от залежей из наблюдаемого поля силы тяжести эффекты получаются значительно большими (табл. 16.6): в ряде случаев они превосходят теоретически ожидаемые в несколько раз. Это позволяет предположить, что в аномальном поле силы тяжести проявляется гравитационный эффект, обусловленный влиянием не только залежей нефти и газа, но и латеральным уменьшением плотности пород на структурах. Не исключается влияние и каких-то новых пока неизученных факторов [16].

Таблица 16.6

Аномалии силы тяжести, выделенные из суммарного гравитационного поля над залежами нефти и газа с использованием различных видов трансформаций

№ п/п	Месторождение (участок, структура)	Δq_{max} (остаточное) 10^{-5} м/с^2	Средняя глубина залежи в км	Средняя мощность залежи в м
1	2	3	4	5
1.	Ямашинское поднятие (ТатССР)	1,5	1,8	80
2	Бондюжское поднятие (ТатССР)	1,5	1,517	40-50
3.	Акташинское поднятие (ТатССР)	1,0	2,0	15-50
4.	Крым-Саратское поднятие (ТатССР)	0,7	1,605	22
5.	Александровское поднятие (ТатССР)	1,8	-	30 – 40
6.	Нурлатское поднятие (ТатССР)	1,0	1,844	50
7.	Кулешовское поднятие (Куйбышевская область, нефт. месторожд.)	0,9	3,5	120
8.	Герасимовское поднятие (Оренбургская область)	0,7	3,4-3,8	30
9.	Степновское поднятие (Саратовская область, нефт. месторождение)	1,8	3,2-3,5	100
10.	Урицкое поднятие (Саратовская область)	0,9	0,5	50-70
11.	Газлинское нефт. месторожд.	0,68	-	270
12.	Первомайское поднятие (Саратовская область)	1,0	3	190
13.	Коробковское поднятие (Волгоградская область, газовое месторождение)	1,5	0,2	20-200

Примерами могут служить Степановское, Урицкое и Первомайское месторождения, для которых расчетные аномалии составляют 0,28; 0,14 – 0,35 и 0,10 мГл. (табл. 16.5). Как показано З.М. Слепаком над этими месторождениями из наблюдаемого суммарного поля силы тяжести выделяются локальные экстремумы интенсивностью соответственно равные (1,8; 0,9 и 1,0) $\times 10^{-5}$ м/с².

Теоретические аномалии от изменяющихся параметров физико-геологических моделей «структура – залежь» показаны в работе В.И. Костицына - рис. 16.18.

В настоящее время накоплен значительный фактический материал по результатам высокоточных гравиметрических съемок над месторождениями нефти и газа разного типа. За редким исключением по результатам этих съемок нефтегазоносные локальные поднятия отражаются в гравитационном поле локальными максимумами различной интенсивности на фоне регионального поля различной конфигурации. Такая картина наблюдается в пределах Западно-Сибирской низменности, Южного Мангышлака, Северного Предкавказья.

На фоне локальных максимумов, связанных с влиянием поднятия часто выделяются меньших размеров локальные минимумы иногда значительной амплитуды. Значения минимумов над некоторыми нефтегазоносными структурами различных районов приведены в табл. 6. Вид аномалий силы тяжести над некоторыми из них показан на рис. 16.19 и 16.20.

Таким образом, как видно из табл. 16.5 и рис. 16.19 – 16.20, гравитационное влияние, непосредственно связанное с самими месторождениями УВ, равно лишь 10 – 40% от полного гравитационного эффекта, наблюдаемого над структурами. Для неструктурных ловушек эти соотношения могут быть другими. На рис. 16.21 приведен показательный пример по Узбекистану. Здесь приведен пример гравитационной аномалии силы тяжести Δg_a , измеренной по одному из профилей над газовым месторождением Уртабулак (Бухарская область Узбекистана). Месторождение приурочено к Уртабулакской антиклинальной структуре. Здесь отмечается резкое несоответствие структурных планов в надсолевых и подсолевых отложениях. Плотность плотных известняков келловей-оксфорда (подрифовых и надрифовых) составляет 2,67 г/см³, а для пористых известняков она равна 2,45 г/см³. На рисунке показан и график изменения вариаций силы тяжести по способу Б.А. Андреева $\delta \Delta g$, полученных с радиусом усреднения 2 км.

Таким образом, аномальное гравитационное поле этого месторождения обусловлено влиянием продуктивной толщи, плотностными неоднородностями осадочной толщи и складчатого фундамента. Осложняющим фактором здесь является смещение структурных планов надсолевых и подсолевых отложений.

Подводя итог по затронутой проблеме гравиметрических исследований, можно сделать следующие выводы:

- Применение высокоточной гравиметрии для прямых поисков углеводородов опирается на прочную физическую основу, базирующуюся на наличии существенной разницы плотностей пород, насыщенных пластовыми водами и нефтью (газом).
- Гравитационный эффект нефтегазовой залежи в среднем составляет несколько десятичных долей миллигала (0,06–0,8) $\times 10^{-5}$ м/с² и при использовании высокоточных гравиметров и существующей методики полевых и камеральных работ может быть достоверно и надежно выявлен.
- Величина и размеры аномальных эффектов силы тяжести от нефтегазовых залежей зависят от их эффективных мощностей, глубин залегания и типа залежи. При гравиметрических наблюдениях с точностью не хуже $\pm 0,03 \times 10^{-5}$ м/с² при современных способах обработки можно выделить контуры предлагаемых залежей мощностью: по нефти - порядка 100 - 150 м и по газу - не менее 30 - 50 м. При сопутствующих благоприятных эффектах и более мелкие.

- Сложность задачи поисков залежей УВ определяется неоднозначностью решения обратной задачи гравиразведки и тем, что мало амплитудные аномалии, обусловленные наличием залежи, искажены влиянием различного рода помех, источники поля которых не связаны с объектом поисков.

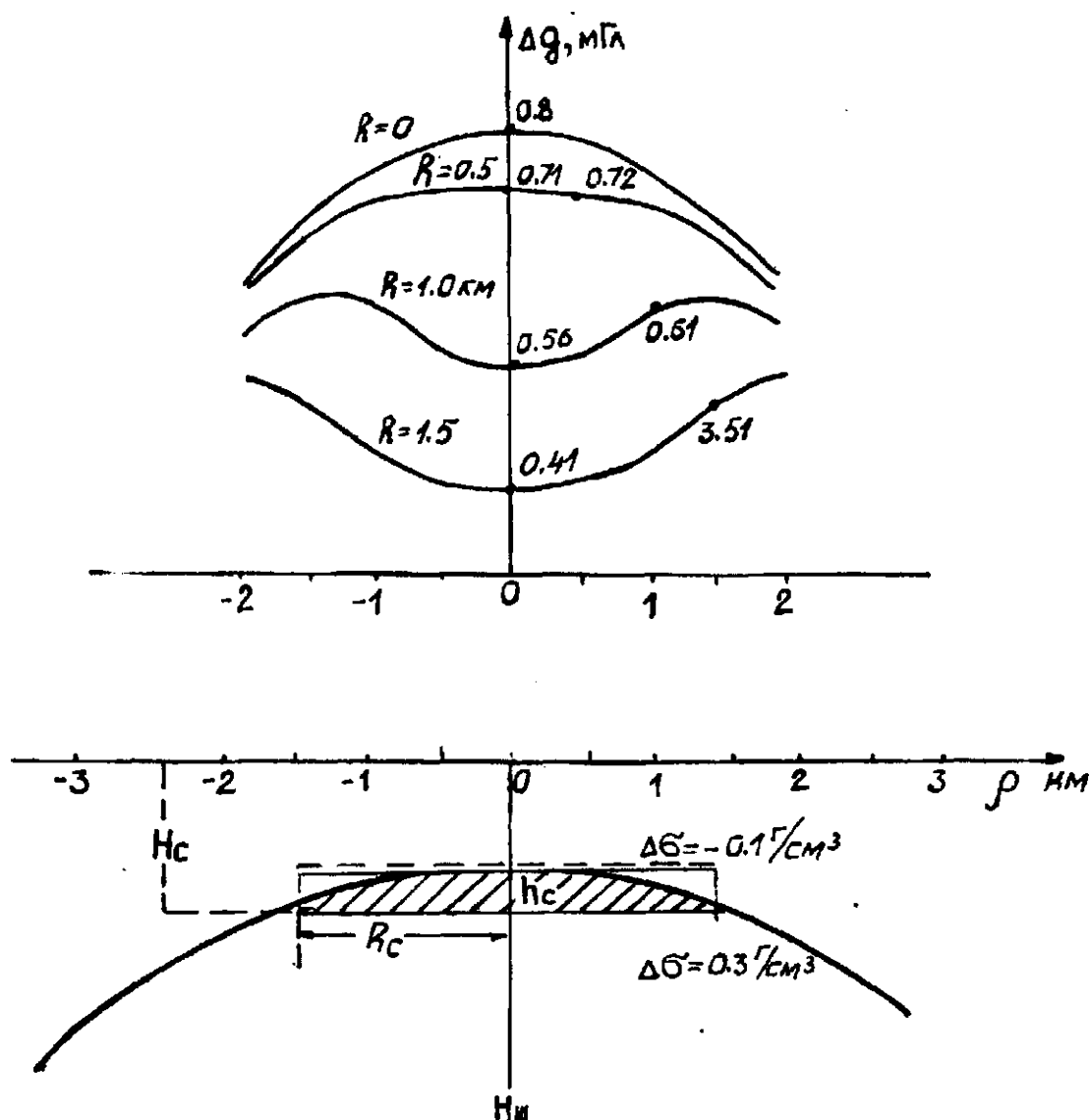


Рис. 16.18. Расчетные графики Δg для модели нефтегазовой структуры разных параметров:

H – глубина плоскости, над которой располагается структура, равная 1 км, h_c – амплитуда структуры, равная 200 м. R_c – радиус вертикального цилиндра области разуплотнения, равные соответственно: 0,5, 1,0 и 1,5 км; избыточная плотность неразуплотненной структуры $\Delta \sigma = 0,3 \text{ г/см}^3$, избыточная плотность структуры с учетом разуплотнения $\Delta \sigma_p = -0,1 \text{ г/см}^3$, глубина шара, описывающей поверхности структуры $H_{ш} = 5 \text{ км}$ (по В.И. Костицыну, 1989).

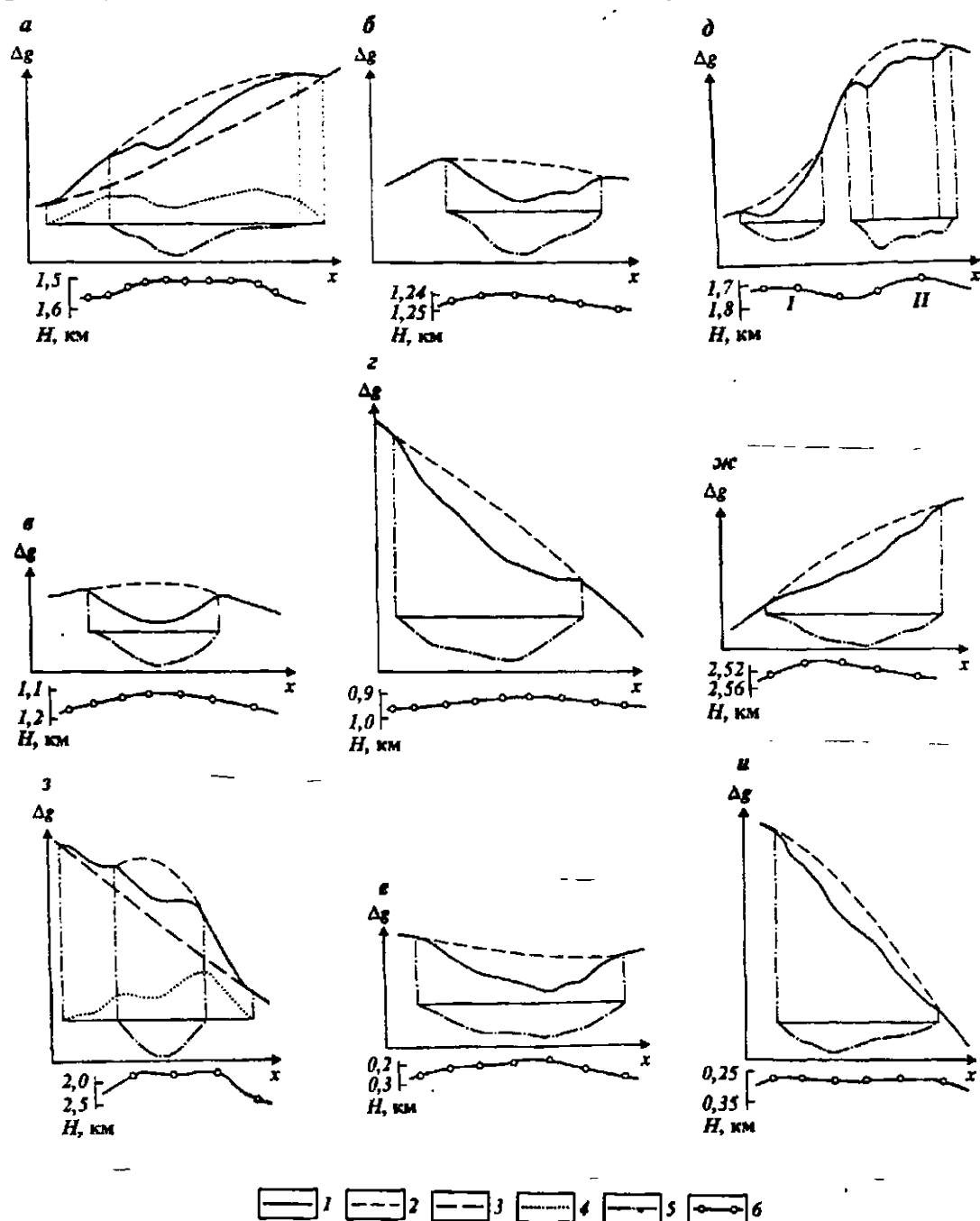


Рис. 16.19. Вид гравитационных аномалий над месторождениями нефти и газа
 Месторождения: а – Бендюжинское; б – Актанышское; в – Крым-Саоайское; г – Александровское; д – Нурлатское и Эштебенское; е – Кулешовское; ж – Герасимовское; з – Степановское; и – Слепцовское

1 – наблюдаемая аномалия силы тяжести; 2 – кривая восстановленной аномалии; 3 – региональный фон; 4 – локальная аномалия силы тяжести (максимум); 5 – локальный минимум; 6 – поверхность одной из гравиактивных границ (по З.М. Слепаку, 1980).

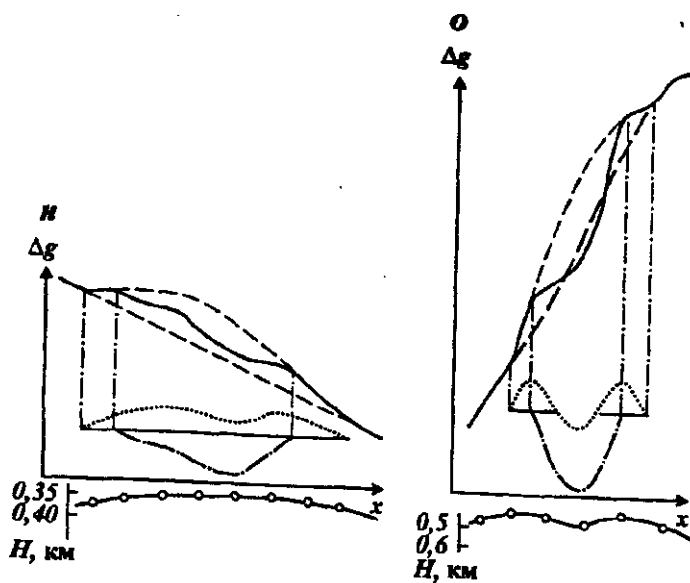
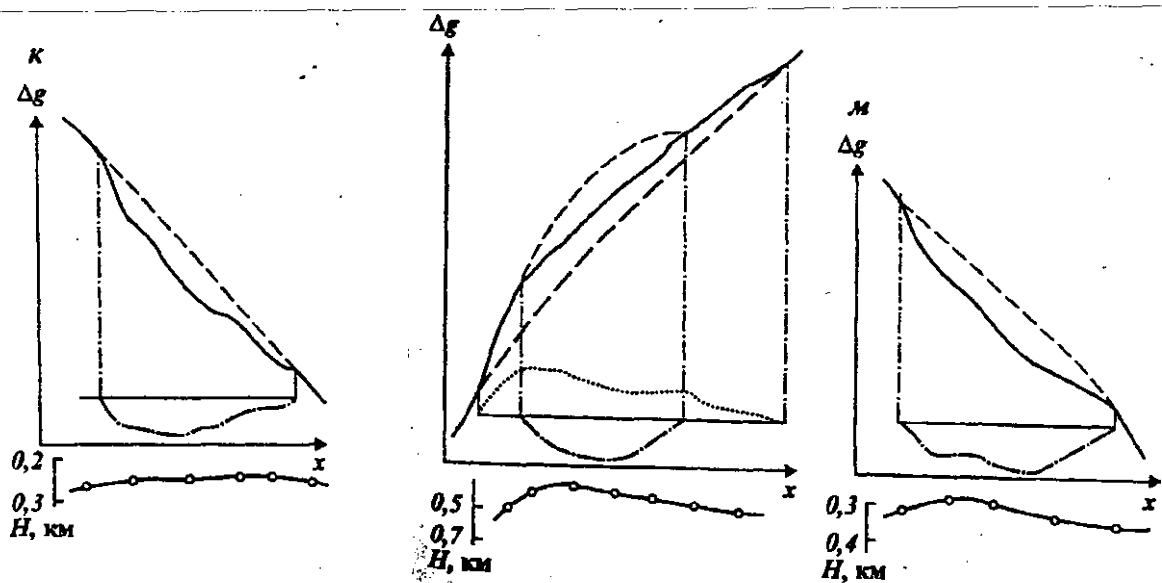


Рис. 16.20. Вид гравитационных аномалий над месторождениями нефти и газа

Месторождения: к – Арланское; л – Урицкое; м – Первомайское; н – Гремихинское; о – Любимовское.

1 – наблюдаемая аномалия силы тяжести; 2 – кривая восстановленной аномалии; 3 – региональный фон; 4 – локальная аномалия силы тяжести (максимум); 5 – локальный минимум; 6 – поверхность одной из гравиактивных границ (по З.М. Слепаку, 1980)

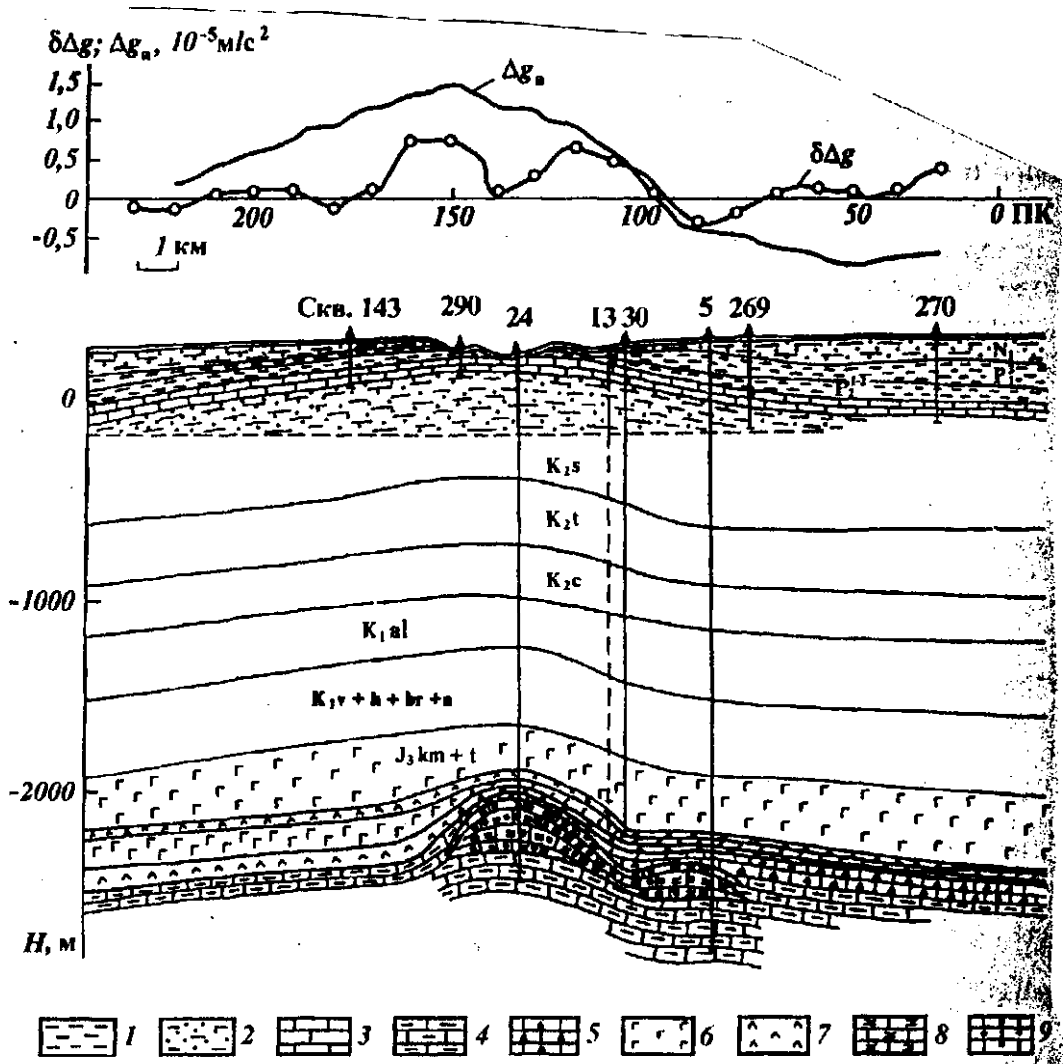


Рис. 16.21. Графики $\delta\Delta g$, Δg и геологический разрез по профилю II – II
(по А.С. Орловскому, М.А. Высоцкому, В.А. Каплун)

1 – глина; 2 – песчаник; 3 – известняк; 4 – известняк с прослоями глин; 5 – известняк плотный, трещиноватый с прослоями глин и мергелей; 6 – каменная соль; 7 – ангидрид; 8 – известняк высокопористый (рифтогенный); 9 – известняк, насыщенный газом.

1. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа./Под ред. В.С.Лазаренко, В.Д.Наливкина. - Л: Недра, 1971. - 180 с.
2. Алексеев Ф.А., Готтих Р.П., Воробьева В.Я. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии. - М.: Недра, 1973. - 380 с.
3. Березкин В.М., Киричек М.А., Кунарев А.А. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа. - М.:Недра, 1978. - 223 с.
4. Готтих Р.П. Радиоактивные элементы в нефтегазовой геологии. - М.:Недра, 1980.- 252 с.
5. Гладкий К.В. Гравиразведка и магниторазведка. - М.: Недра, 1967. - 422 с.
6. Ермин В.Н. Магнитная зональность осадочных пород и пространственное распределение минералов железа в зонах влияния углеводородов.// Геология нефти и газа. - 1986. - N 4. - С.28-32.
7. Инструкция по магниторазведке. - М.:Недра, 1981. - Ч.1. - 178 с.
8. Каштанов В.А. Локальный нефтепрогноз по данным аэромагнитной съемки.//Геология нефти и газа. - 1988. - N 12. - С.7-12.
9. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.:Недра, 1975. - 491 с.
10. Козлов В.Ф. Ореолы рассеяния как основа прямых геохимических поисков месторождений нефти и газа.//Методы оценки нефтегазоносности локальных ловушек. - М.:Недра, 1981. - С.83-86.
11. Латеральная изменчивость состава и физических свойств осадочной толщи в пределах локальных структур и ее отражение в зональности физических полей. - Тр. ВНИГНИ. - 1974. - Вып. 160.- 420 с.
12. Меркулов В.П., Зятев Г.Г., Гусева Н.Д. Изучение закономерностей пространственного изменения физических свойств пород нефтегазоносных площадей Томской области с целью прогнозирования геологического разреза по комплексным геофизическим данным. Отчет по х/д 2-47/86. - Томск. - 1990. - 231 с.
13. Меркулов В.П. Оценка возможностей магниторазведки при поисках нефти в неантиклинальных ловушках. - Томск, 1995. - 86 с.
14. Новые разработки в области детальных геофизических исследований на нефть и газ. - М.:Недра, 1985. - 184 с.
15. Петрофизика осадочных пород чехла древних и молодых платформ и нефтегазоносных структур на примере Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы./Под ред. Н.А.Туезовой. - М.:Недра, 1984. - 230 с.
16. Проблемы нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской платформы./Под ред. А.А.Трофимука, В.С.Суркова. - Новосибирск. - Наука. - 1976. - 236 с.
17. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - М.:Недра. - 1981. - 385 с.
18. Мельников В.П. Результаты сейсморазведочных работ МОГТ в пределах центральной части Лавровского наклонного вала. -ТГФ. -Колпашево, 1993. - 220 с.
19. Справочник по математическим методам в геологии. /Под ред.Д.А.Родионова. - М.: Недра, 1987. - 228 с.
20. Donovan T.J., Hendricks J.D., Roberts A.A., Eliason P.T. Low-altitude aeromagnetic reconnaissance for petroleum in the Arctic National Wildlife Refuge, Alaska. - Geophysics, v.49, № 8. 1994. - P. 1338-1353.
21. Pirson S.J. Computerised magnetoelectric exploration-case history: Giddings field in Texas.//Oil and Gas Journal. - 1978. -V.76. - N 25. P.168-178.

22. Pirson S.J. Oil is confined in the Earth by redox potential barriers.//Oil and Gas Journal. - 1980. - V. 76. - N 27. - P. 152-161.

23. Reynolds R.L., Fishman N.S., Hudson M.R. Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska) and Wyoming-Igano-Utah thrust belt. Geophysics, v.56, № 5. 1995. - P. 606 - 617.

24. Saunders D.F., Burson K.R., Branch J.F., Thompson C.K. Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. Geophysics, v.58, № 10. 1993. - P. 1417 - 1427.

25. Saunders D.F., Terry S.A. Onshore exploration using the new geochemistry and geomorphology.//Oil and Gas Journal. - 1985. - V. 83. - 37. - P.126-130.

ГЛАВА 17

ЦЕНТРЫ ТРЕХМЕРНОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИИ

Недостаточно получить хороший результат. Необходимо, чтобы другие люди, члены вашей команды или ваши руководители увидели его, оценили и использовали в последующей деятельности. Без этого даже самый хороший результат может остаться непонятым или невостребованным. Ни то, ни другое не есть цель любой работы. Поэтому визуализация результатов приобретает все более важную роль в процессе любой работы, и интерпретации сейсморазведки тоже. Важность этой составляющей рабочего процесса увеличивается в связи с одной стороны с увеличивающимися возможностями вычислительной техники, программного обеспечения, с другой стороны в этом есть потребность, так как ускоряющийся темп работы требует, чтобы результаты были представлены экстремально наглядно и понятно, чтобы руководители компании или ваши коллеги тратили минимум времени на оценку результата и на принятие решения. Одной из наиболее продвинутых возможностей визуализации в настоящее время стали центры трехмерной визуализации. С ними мы кратко и познакомимся.

Итак, визуализация играет все большую роль в процессе интерпретации и использования полученных данных. Особенно это касается сейсмических данных, в силу их пространственности и даже объемности.

Визуализация полученных данных в геологии и в сейсморазведке прошла ряд ступеней. К этапам визуализации можно отнести:

- Карта в изолиниях
- Карта в цветовой индексации
- Карта в аксонометрическом изображении
- Псевдо стерсо изображение
- Изображение всего комплекса данных в псевдо стерсо изображении

От наглядности результата часто во многом зависит степень его последующего использования. Поэтому нравиться нам это или нет, к визуализации результатов необходимо

относиться очень серьезно и уделять этому достаточное внимание. К слагаемым успеха относятся качество работы, качество отчета, качество графической презентации и качество речи. Всегда обидно, когда хорошая работа проигрывает из-за неумело сделанной презентации или неуверенного доклада.

Практически все современные пакеты программ позволяют визуализировать результаты весьма наглядно. Многими компаниями разрабатываются и поддерживаются специализированные пакеты визуализации. К таким относятся GeoViz, GeoView, VoxelGeo и другие. При этом используются возможности псевдо трехмерного



Рис. 17.1. Псевдо трехмерное изображение строения месторождения

ного изображения, варьирования цветом, видом отображения объектов, их прозрачностью,

количеством объектов (рис. 17.1). Наглядность изображения поистине превосходная. Достаточно ли этого?



Рис.17.2. Работа команды у двух экранной рабочей станции

«умных» экранов, которые обладают многими свойствами клавиатуры, и позволяют работать с ними, не отвлекаясь на подходы к ПК или WS – это одно из путей решения этой проблемы. Основной недостаток такого решения – изображение остается плоским, трехмерность изображения по-прежнему имеет приставку «псевдо» (рис.17.3).

Использование стереоизображения – принципиально новый шаг в визуализации данных. Такая технология визуализации позволяет увидеть трехмерное изображение объектов, в одних случаях со стороны, а при наиболее продвинутых реализациях – очутиться внутри трехмерного изображения. Казалось бы, эта технология не несет новой информации, но позволяет совершенно по-

Поскольку количество одновременно изображаемых объектов при интерпретации может быть значительным, для удобства работы интерпретатора современные рабочие станции оборудуются 2, а часто и 3 экранами. Это очень хорошо для одного интерпретатора, но этого не достаточно для эффективной работы в команде (рис.17.2).

Для того, чтобы изображение могли одновременно видеть несколько человек, используются проекторы и большие экраны, а одно из последних решений – использование больших



Рис.17.3. Работа с комплексом геолого-геофизических данных в режиме реального времени в визионаруме компании Paradigm Geophysical в Хьюстоне. Внизу слева на рисунке видно рабочее место оператора, управляющего изображением на экране

иному имеющуюся информацию воспринимать, можно сказать, ощущать (рис.17.4). Все преимущества этой технологии пока еще не раскрыты, т.к. таких центров визуализации пока мало.



Рис.17.4. Работа со стереоизображением данных по месторождению – новый шаг в восприятии реальности

Организация стереоизображения требует значительных финансовых вложений. Для этого необходимо создание специальных центров визуализации, оснащенных экранным и проекционным оборудованием, ПО и мощными графическими компьютерами. Как правило, пока такие центры создают в виде специализированных помещений со стационарно установленным оборудованием (рис.17.5). Сейчас начинают появляться и относительно дешевые передвижные комплексы оборудования для стереоизображения, включающие в себя экраны, проекторы, стереоочки и компьютер с соответствующим программным обеспечением.

Для активного стереоэффекта необходимо два источника изображения, причем они должны подавать поляризованный сигнал, сдвинутый в зависимости от удаленности предмета. Смотреть также надо через поляризационные стерео очки. Два источника изображения подразумевают наличие двух проекторов, имеющих разную поляризацию и точно фокусированных на

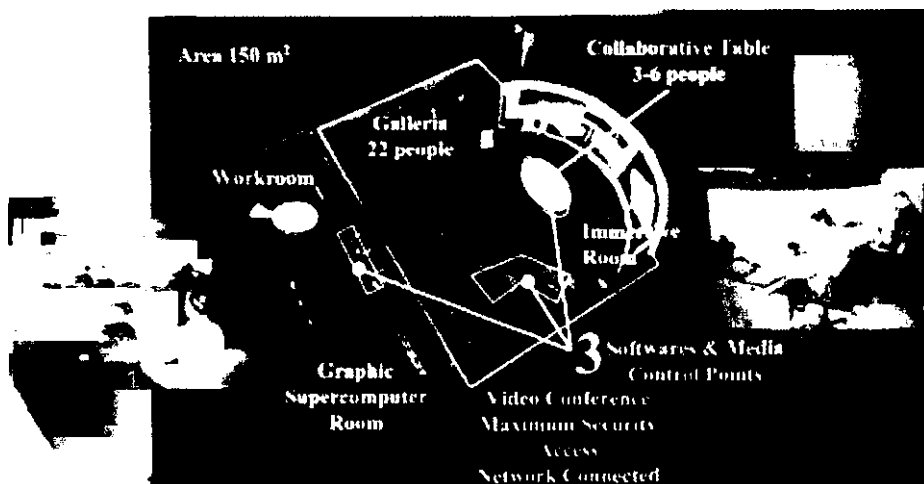


Рис. 17.5. Схема устройства центра трехмерной визуализации

экране, а также два сигнала со сдвигом, вырабатываемых специализированным программным обеспечением на основе одного изображения, получаемого обычным программным обеспечением (рис.17.6).

4-х экранные комплексы позволяют создать полную иллюзию нахождения внутри 3-х мерного пространства. Люди действительно находятся внутри помещения, со всех сторон они могут видеть изображение в стереорежиме. Такие центры дороги, их пока немного. На рисунке 17.7 вы видите начальную стадию монтажа такой комнаты, когда хорошо видны экраны, впоследствии тщательно вписываемые в интерьер комнаты.

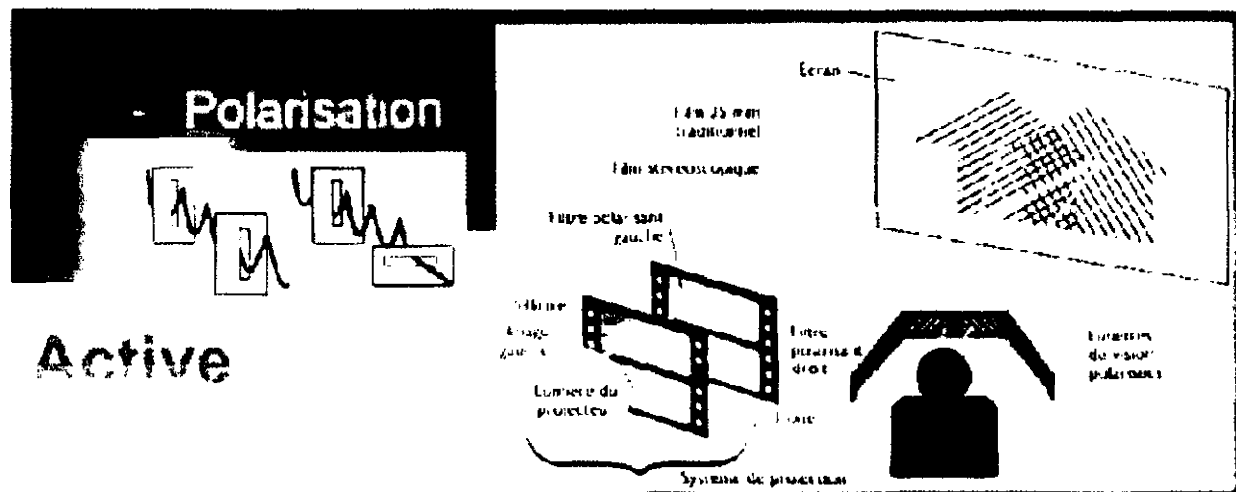


Рис.17.6. Схема получения стереоизображения с использованием поляризации

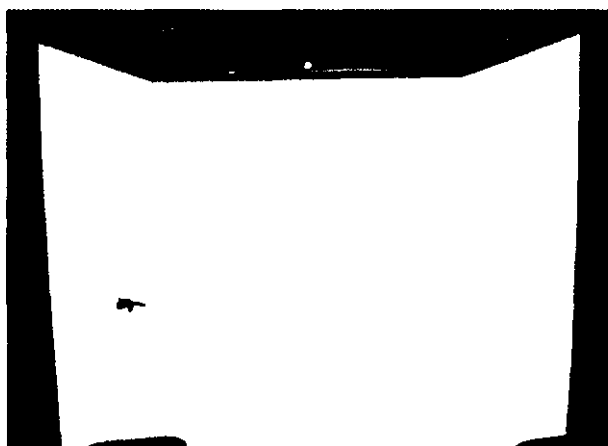


Рис. 17.7. Основа центра пространственной визуализации – расположение 4 экранов



Рис.17.8. Монтаж помещения с полуобъемным изображением

Возможен также монтаж зала с полуобъемным изображением. Это модификация предыдущего варианта, но позволяющая при меньшем ощущении реальности вовлечь в процесс обсуждения большее количество людей. Люди, сидящие за столом на горизонтальном экране, ощущают себя как бы внутри пространства, а люди сидящие в зале в стороне от экранов, видят стереоизображение пространства со стороны. Такие залы удобны для проведения совещаний, когда ключевые персоны, принимающие решение, и докладчики находятся внутри

охваченного объемным изображением пространства, а зрители, или остальные участники совещания, находятся несколько в стороне (рис.17.8).

Центры 3-мерной визуализации используются для проведения совещаний, а также для планировании работ. На рисунке 17.9 изображено отображенное на экранс положение ствола горизонтальной скважины. Все чаще центры трсхмрсной визуализации используются мультидисциплинарными командами непосредственно для работы, когда особенно много внимания уделяется интерпретации данных одновременно несколькими специалистами. По мнению ряда компаний, только проведение интерпретации и выполнение проекта с условия объемной визуализации позволяет специалистам реально почувствовать строение месторождение и избежать при проектировании возможных ошибок.

На рисунке 17.10 мы видим изображение реализации одной из таких комнат. Группа специалистов разных профессий выполняет проект, находясь в такой комнате, непрерывно представляя, на какой стадии выполнения их проскрт находится, оказывая консультативную помощь друг другу в непрерывном интерактивном режиме. Конечно, такая комната в настоящее время стоит весьма дорого, но и компьютеры в свое время стоили также очень дорого и были доступны не так широко, как в наши дни. Мы можем отметить, что современные тен-



Рис.17.9. Обсуждение проектного положения ствола горизонтальной скважины в центре пространственной визуализации



Рис.17.10. Работа мультидисциплинарной команды над проектом разработки месторождения в центре пространственной визуализации

денции таковы, что в ближайшем будущем рабочие места разработчиков и геоученых будут выглядеть подобным образом. Правда, даже в этой замечательной комнате мы видим разложенные на столе бумажные карты. Так что виртуальная реальность не отменяет бумажные носители.

Заключение

В заключение знакомства со средствами визуализации отметим, что Центры трехмерной визуализации используются все шире и шире. Например, компания ВР приобрело более 10 таких центров и использует их для ежедневной работы команд, работающих над проектами по месторождениям. По их мнению, такие центры позволяют по-новому ощутить строение месторождений. Существует и скептическая точка зрения на необходимость использования таких центров – и это более чем естественно на начальной стадии их применения. Стоимость таких центров постоянно снижается, соответственно повышается их доступность. Существуют даже относительно небольшие и недорогие мобильные средства трехмерной визуализации. Мы можем ожидать, что такие центры в недалеком будущем станут рабочими местами работников инжиниринговых центров компаний, занимающихся разработкой месторождений нефти и газа. Уже на нынешнем этапе такие центры эффективно использовать для проведения презентаций проектов и рабочих совещаний.

Наш краткий курс подошел к завершению. Он не охватил все аспекты сейсморазведки при изучении месторождений и газа, а уж тем более геофизики в целом. Он не осветил ни одну из методик интерпретации данных сейсморазведки в полном объеме. Тем не менее, надеюсь, что он позволил сделать обзор и пусть кратко, но все же охватить многие из тех методов и методик, которые позволяют нам лучше понять, как устроена нефтяная залежь, каково ее состояние в настоящий день. Надеюсь, что этот курс помог нам понять, не углубляясь далеко в теорию, какие реальные возможности есть у современной геофизики, каковы основные достоинства отдельных методик и каковы их ограничения. Надеюсь, что курс поможет вам в вашей последующей работе более эффективно пользоваться поддержкой информации, предоставляемой геофизиками, более конструктивно с ними сотрудничать, зная, что геофизики могут, где они излишне оптимистичны, а где им просто не хватает корректных исходных данных. Надеюсь, эти курсы помогут правильно формулировать в геологических заданиях задачи, стоящие перед геофизическими работами, и требовать прилагать к отчету те документы, которые помогут вам получить дополнительную информацию об изучаемом объекте, и о точности прогноза. Надеюсь, что этот краткий курс принес вам новые знания, а тем, кто ранее уже был знаком с геофизикой, знакомство с новыми примерами ее эффективного использования.



Рис. 18.1. Один из взглядов на суть сейсмической информации

Ныне при суммировании сигналов от многочисленных сейсмоприемников, и связанной с возрастающими требованиями весьма сложной обработкой сейсмических данных, сейсмические временные разрезы могут выглядеть слегка мистическими, и довольно далекими от любой потенциальной проверки их соответствия действительности. Некоторые используют эту ситуацию как повод для юмора, подразумевая, что сейсмические данные являются в значительной степени мнимыми, что и отразилось в рисунке 18.1.

Однако то количество денег, которое затрачено разными компаниями на сейсморазведку, и те успехи, которые были достигнуты благодаря ее использованию, говорят о том, что этот метод исключительно важен при проведении геологоразведочных работ и разработке месторождений. Рассмотренные нами за эту неделю теоретические основы и достигнутые на практике результаты многими компаниями в разных частях мира доказывают, что данные сейсморазведки не мистика, что от них есть реальная польза, необходимо только грамотно

Полученная информация может привести и к скептическим выводам. Если в «прежние времена» (много десятилетий назад), сейсмические методы были достаточно простыми: источник и приемник были расположены рядом, и каждая сейсмотрасса при сейсморазведке МОВ просто изображалась рядом с соседними. Окончательные временные разрезы не отличались очень хорошим качеством, но интерпретатор точно представлял себе, как данные были полу-

применять технику съемки, методы обработки и интерпретации с учетом конкретных условий и задач.

Резюмируя рассмотренное за время этой лекции, отметим, что приведенные материалы показали, как много важной информации для построения модели месторождений и контроля за его разработкой может принести сейсморазведка. К ним относятся :

1. Детальные структурные построения.
2. Положение разломов.
3. Положение разнофациальных тел.
4. Карты свойств пластов-коллекторов и покрышек.
5. Положения ГВК (ВНК) на разрезах и в плане.
6. Внутреннюю структуру пластов-коллекторов
7. Литологический состав, тип насыщающего флюида.
8. Наличие и направление трещиноватости.

Как вы видели, методик для решения этих задач существует много, и у всех есть как плюсы, так и минусы. Применять или не применять их, если применять, то какие, использовать ли вообще данные сейсморазведки – решать в итоге вам. Можно либо получить эту информацию и работать с месторождениями, опираясь на нее, либо не иметь, и работать в условиях информационного дефицита, гораздо более трудных и редко приводящих к наиболее обоснованным и эффективным решениям при разработке. Но это уже результат свободного выбора. Замечу лишь, что западные компании уже не рассматривают материалы по месторождениям без наличия данных сейсморазведки 3D. Еще один момент. При работе месторождения с существующими скважинами работают постоянно: это и изменение режимов работы, это применение мероприятий по повышению нефтеотдачи, это капитальный ремонт скважин. И это правильно. Сейчас пришло понимание, что с месторождением в целом также необходимо работать постоянно, корректируя и совершенствуя модель его строения, появилось такое понятие, как мониторинг. Однако отношение к сейсмическим данным во многом остается прежним. Один раз проведенная сейсмическая съемка после интерпретации кладется на полку. В лучшем случае корректируются структурные построения при появлении новых скважин. Но ведь и работа с сейсмическим материалом должна происходить на месторождении непрерывно в течение его жизни: прогнозные карты должны постоянно анализироваться и уточняться, с появлением новых данных необходимо осуществлять дополнительный прогноз, с появлением новых методик их также необходимо использовать. Только такой подход позволит наиболее эффективно использовать сейсмические данные в Компании для уточнения строения месторождений, а в итоге и повысить эффективность их разработки. Современные темпы развития теории и совершенствования методик интерпретации, появления новых методик и расширения возможностей обработки в связи с увеличением производительности вычислительной техники привели к тому, что по мнению ряда ведущих геофизиков эффективной становится переработка и переинтерпретация материалов сейсморазведки каждые 4 года.

И в заключение еще одно пожелание. Для хорошей, надежной интерпретации всегда необходима физическая основа. Поэтому на каждом месторождении необходимо заблаговременно создавать базу данных лабораторных исследований керна, каротажной информации (АК, ГГК-П, многокомпонентного АК), скважинных сейсмических исследований (СК и ВСП). Без этого применение самых прогрессивных методик интерпретации сейсморазведки принесет лишь красивые догадки.

Разрешите пожелать вам успехов в работе и спасибо за ваше внимание!

1. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы. М., «Геоинформ-марк», 2004. – 286 с.
2. Бондарев В.И., Крылатков С.М.. Анализ данных сейсморазведки: учебное пособие для студентов вузов. Екатеринбург: издательство УГГГА, 2002. – 212 с.
3. Бондарев В.И.. Основы сейсморазведки: учебное пособие для студентов вузов. Екатеринбург: издательство УГГГА, 20023. – 332 с.
4. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.:РГУ нефти и газа, 2001, 68 с.
5. Гурвич И.И. Сейсморазведка. Издание третье, переработанное и дополненное. М.: Недра, 1975, 408 с.
6. Интерпретация данных сейсморазведки: Справочник/ Под ред. О.А.Потапова. – М.: Недра, 1990. – 448 с.
7. Кауфман А.А., Левшин А.Л. введение в теорию геофизических методов. Часть 3. Акустические и упругие волновые поля в геофизике: Пер. с англ. А.В.Кирюшкина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 519 с.
8. Мак-Куиллин Р., Бекон М., Барклай У. Введение в сейсмическую интерпретацию. Пер. с англ. Е.А.Ефимовой. Ред.пер. А.М.Епинатьева. – М.: Недра, 1985.- 308 с.
9. Методические приемы интерпретации геофизических материалов при поисках, разведке и освоении месторождений углеводородов. М.: Научный мир, 2002. – 102 с.
10. Михальцев А.В., Мушин И.А., Погожев В.М. Обработка динамических параметров в сейсморазведке. – М.: Недра, 1990. – 189с.
11. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. – М.: Недра, 1989. – 135 с.
12. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В двух книгах /Под ред. В.П.Номоконова. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Недра, 1990.
13. Хаттон Л., Уэрдингтон М., Мейкин Дж. Обработка сейсмических данных. Теория и практика. Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 216 с.
14. Alistair R.Brown. AAPG Memoir 42. SEG Investigations in Geophysics, No.9. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. Fifth Edition. Tulsa, Oklahoma, USA, p. 514.
15. Henry G. Geophysics for sedimentary basins. Editions Technip, Paris, 1997. – 445 p.
16. Poulton M.M. Computational Neural Networks for Geophysical Data Processing. Seismic Exploration. Volume 30. Pergamon, 2001 – 335 p.
17. Robert E.Sheriff. Reservoir Geophysics. Tulsa, Oklahoma, USA, p. 400.
18. Yilmaz Oz. Scismic Data Analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data (investigations in gcophysics, no. 10). Second Edition. In 2 volumes. Tulsa, USA, 2001.
19. Геология нефти и газа – журнал.
20. Геофизика – журнал.
21. First Break – magazine.
22. Oilfield Review. Schlumberger. – magazine.
23. Материалы коротких курсов по «Сейсморазведке резервуара». Французский институт нефти по заказу ТПУ, 14-18 июля 2003 г., Томск.
24. Materials of workshop in STRATA, EMERGE, AVO, PRO4D. 24-28th of March 2003, Richmond, London, UK.

А.В.Разин, к.г.-м.н.

**ведущий научный сотрудник,
преподаватель научно-образовательного Центра**

634034 Россия, г. Томск, ул. Усова 4а,

19 корпус ТПУ, 244-2

Тел: +7 (3822) 564-344+(111)

Сотл: +7 906-948-32-80

Факс: +7 (3822) 564-536

E-mail: RazinAV@hw.tpu.ru



Разин Андрей Викторович в 1980 году с красным дипломом закончил Томский политехнический институт по специальности «Геофизические методы поисков и разведки». Работал в Томском геофизическом тресте в полевых сейсморазведочных партиях в течение 6 лет. В поле работал оператором аналоговых и цифровых сейсмических станций, начальником отряда, поэтому знаком с особенностями сейсмической съемки середины 80-х годов в полном объеме: от расстановки сейсмоприемников до регистрации на сейсмостанции. Работал на скважинной сейсморазведке. С 1986 года переведен на камеральную работу начальником камеральной группы, где в течение 3 лет проектировал проведение полевых работ и писал отчеты по сейсморазведочным работам, руководя процессом обработки и интерпретации сейсмических данных. После 9 лет работы на производстве был приглашен после прохождения конкурса на должность старшего научного сотрудника в отраслевой геологический НИИ в Томск (ТО СНИИГГиМС), где в тесном сотрудничестве с геологами продолжал заниматься развитием и совершенствованием методик интерпретации данных сейсморазведки. С 1994 года работал в институте «ТомскНИПИнефть» на нефтяную науку, где занимался интерпретацией сейсмических данных, планированием геологоразведочных работ, подсчетом запасов и построением статических геологических моделей посредством появившихся тогда компьютерных технологий. С началом проекта НК ЮКОС, связанного с университетом Хериот-Ватт, был привлечен к нему в качестве одного из основных участников. Кандидат геолого-минералогических наук, тема диссертации связана с инверсионными преобразованиями в сейсморазведке.

В.П.Меркулов, к.г.-м.н., доцент,

**ведущий научный сотрудник,
преподаватель научно-образовательного Центра**

634034 Россия, г. Томск, ул. Усова 4а,

19 корпус ТПУ, 244-1

Тел: +7 (3822) 564-344+(110)

Факс: +7 (3822) 564-536

E-mail: MerkulovVP@hw.tpu.ru



Меркулов Виталий Павлович окончил Томский политехнический институт в 1976 г. по специальности «Геофизические методы поисков и разведки МПИ», горный инженер-геофизик. В 1983 г. защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. До 2000 работал доцентом кафедры геофизики Томского политехнического университета, а с 2001 г. – ведущий сотрудник Центра профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ. Основные направления научной деятельности – петрофизика нефтяных и газовых месторождений, разработка теорети-

ческих и методических рекомендаций по комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при прогнозировании нефтегазоносных объектов, экспериментальные геофизические исследования залежей углеводородов. Автор 84 статей, 23 научных и производственных отчетов.

С.А.Чернов,

ведущий специалист научно-образовательного Центра

634034 Россия, г. Томск, ул. Усова 4а,

19 корпус ТПУ, 234

Тел: +7 (3822) 564-344+(144)

Факс: +7 (3822) 564-536

E-mail: ChernovSA@hw.tpu.ru

Чернов Сергей Анатольевич в 1996 году окончил Томский политехнический институт по специальности «Геофизические методы поисков и разведки». Работал в ТомскНИПИ-нефть в отделе сейсморазведки, где занимался интерпретацией сейсмических данных, на программном обеспечении фирмы CGG - InegralPlus и Stratimagic, в дальнейшем, после обучения, работал на программном обеспечении фирмы Shlumberger - GeoFrame. За время работы принимал участие в построении сейсмогеологических, геологических моделей по Крапивинскому, Онтонигайскому, Советскому и ряду других месторождений. С 2002 года работает в Центре переподготовки специалистов нефтегазового дела, в научно-исследовательском отделе.



НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Андрей Викторович Разин
Виталий Павлович Меркулов
Сергей Анатольевич Чернов

**ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИКИ
ПРИ ИЗУЧЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА**

Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ
Россия, г.Томск, 634034, ул.Усова, 4а,
тел. (3822) 564-344, факс (3822) 564-536
e-mail: RazinAV@hw.tpu.ru
www.hw.tpu.ru

Тираж 50 экз.