

**КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ЦЕНТР ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ МЕНЕДЖМЕНТА
КАЧЕСТВА И МАРКЕТИНГА**

Степанов Андрей Владимирович

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
К КУРСАМ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ
«ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ»**

КАЗАНЬ, 2013

*Печатается по решению Редакционно-издательского совета
ФГАОУВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»*

*Учебно-методической комиссии Института геологии и нефтегазовых
технологий*

Протокол №6 от 22 июля 2013 г.

заседания кафедры геофизики и геоинформационных технологий

Протокол №7 от 7 июня 2013

Автор-составитель

А.В. Степанов

Рецензенты

*первый заместитель директора Института геологии и нефтегазовых
технологий, профессор А.С. Борисов*

начальник информационно-аналитического центра ТГРУ ОАО «Татнефть»

В.Б. Либерман

Степанов А.В. **Обработка сейсмических данных**: Учебно-методическое пособие к курсам повышения квалификации «Петрофизика и геофизика в нефтяной геологии».-Казань: Казанский университет, 2013.- 24 с.

В пособии обобщённо изложены принципы цифровой обработки и динамического анализа сейсмических данных МОВ.

Рассчитано на слушателей курсов повышения квалификации для геологов нефтяной отрасли. Может использоваться при подготовке бакалавров Института геологии и нефтегазовых технологий специальности 020700.62 Геология.

При написании пособия учтён многолетний опыт преподавания спецкурсов «Алгоритмические основы цифровой обработки сейсмической информации», «Динамические характеристики упругих волн» на кафедре геофизики и геоинформационных технологий Казанского федерального университета.

© Степанов А.В. Институт геологии и нефтегазовых технологий, 2013.

© Казанский (Приволжский) федеральный университет, 2013.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1. Организация процесса компьютерной обработки.....	4
2. Обобщенный граф детальной обработки по методу ОСТ.....	5
3. Динамический анализ сейсмических записей.....	15
Рекомендованная литература.....	23

Введение

В данном методическом пособии, предназначенном для слушателей курсов повышения квалификации «Петрофизика и геофизика в нефтяной геологии», рассмотрены этапы компьютерной обработки полевой сейсмической информации. Поскольку значительная часть слушателей не обладает необходимым геофизическим базисом знаний, процесс обработки дан в укрупнённом, обобщённом варианте описания. Для слушателей, заинтересованных в более углублённом прочтении, рассмотрении материалов в списке дополнительной литературы указаны монографии, заслуживающие их внимания.

При выполнении определённых условий в процессе цифровой обработки результативные материалы могут быть подвергнуты динамическому анализу. Он позволяет получить дополнительную информацию о тонких изменениях в структуре волновых пакетов, в динамике опорных отражений, которую можно использовать для изучения свойств геологической среды. В пособии рассмотрены лишь некоторые подходы к динамической интерпретации, доказавшие на многочисленных примерах свою эффективность.

Материалы, изложенные в учебно-методическом пособии, должны изучаться совместно с презентацией «Обработка сейсмических данных», составленной автором пособия для модуля №2 «Современные сейсмические методы в нефтегазовой геологии» программы повышения квалификации.

1. Организация процесса компьютерной обработки

Под цифровой обработкой сейсмической информации МОВ понимают преобразование исходных полевых сейсмограмм во временные разрезы, пригодные для структурных построений и изучения ФЕС среды. В сейсморазведке считается, что регистрируемые колебания являются суммой сигналов и помех. В МОГТ сигналом являются однократно отражённые волны, используемые для построения геологических границ, а вся другая информация относится к шуму. Поэтому при обработке на ЭВМ главная цель – подавить помехи и извлечь сигнал с наименьшими искажениями.

Обработка полевой сейсмической информации выполняется в специализированных лабораториях и центрах, оснащенных вычислительными рабочими станциями и серверами повышенной мощности. Обработка полевых сейсмограмм производится в рамках графа цифровой обработки. *Граф* – это последовательность логически связанных вычислительных процедур. Исходя из поставленных задач, выделяют следующие графы цифровой обработки:

1. граф предварительной обработки (препроцессинг);
2. граф стандартной обработки;

3. граф детальной (полной) обработки;
4. граф нестандартной обработки.

Граф предварительной обработки в настоящее время выполняется в мобильном вычислительном комплексе на базе сейсмической партии. Основная задача этого графа – оперативная оценка методики полевых работ и качества полученного сейсмического материала.

Граф стандартной и все последующие графы выполняются в стационарных условиях в офисах геофизических компаний. Основная задача графа стандартной обработки – получение *оптимального временного разреза*. Это временной разрез, для которого достигнуто высокое соотношение сигнал/помеха, увеличена разрешающая способность за счет восстановления средне- и высокочастотной составляющих спектра полевой сейсмозаписи, решены проблемы компенсации влияния ВЧР.

Граф детальной обработки является, по сути, расширенным вариантом графа стандартной обработки. Его задача – получение временного разреза с учетом сейсмического сноса, т. е. получение такого временного разреза, на котором основные отражающие элементы отображаются в правильных (истинных) позициях. Для этого в данный граф включены специальные процедуры детального изучения скоростной модели среды и компенсации сейсмического сноса (процедура миграции).

Графы нестандартной обработки могут иметь различную направленность. Наиболее распространенным вариантом такого графа является граф динамической обработки. Динамическая обработка направлена, как правило, на извлечение из сейсмотрасс количественных и качественных сейсмических атрибутов, что позволяет проводить углубленную интерпретацию сейсмических данных и построение не только структурных карт, но и картирование тонких изменений геологической среды, включая изменение псевдопористости и псевдопроницаемости.

2. Обобщенный граф детальной обработки по методу ОСТ

Рассмотрим полевую сейсмограмму ОПВ (рис.1). Для неё характерно, что гиперболические оси синфазности, соответствующие годографам отраженных волн, как правило, не являются доминирующими на волновой картине. Многочисленные волны-помехи регулярного и случайного типа существенно превосходят их по интенсивности. Анализ амплитудного спектра полевых сейсмограмм показывает, что доминирующие гармоники располагаются в диапазоне 30÷35 Гц. Исходя из этого, можно сформулировать основные **задачи цифровой обработки**:

1. усиление сигнала относительно помех – увеличение отношения «сигнал/помеха»;
2. увеличение разрешенности сейсмозаписей;

3. изменение местоположения отдельных элементов волнового поля с тем, чтобы скомпенсировать пространственные искажения, которые связаны с наложением отражений, приходящим на сейсмический профиль по разным направлениям.

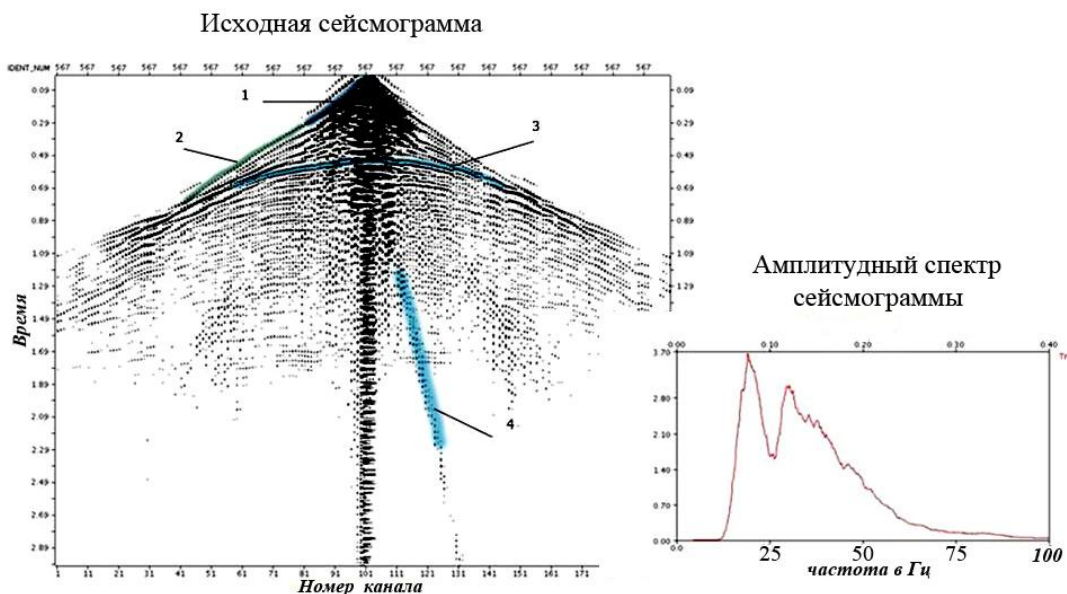


Рис. 1. Полевая сейсмограмма МОВ и её амплитудный спектр.

В структуре графа полной обработки можно выделить несколько блоков (рис.2), решающих конкретную задачу: блок предварительной обработки (препроцессинг), блок сортировки полевых сейсмограмм общего пункта возбуждения (ОПВ) в сейсмограммы ОСТ (в модификации 3D эта сортировка называется бинированием), блок оптимизации кинематических поправок, блок оптимизации статических поправок, блок построения временных разрезов и кубов (для 3D), блок учёта сейсмического сноса. В качестве особенностей этой блок-схемы можно отметить то, что блок фильтрации обычно не имеет жестко обусловленного места. Его позиция определяется особенностями конкретного цифрового сейсмического материала, его волновой картиной. Исходя из задач, стоящих перед фильтрацией, варьируется и набор процедур, включенных в блок. Поэтому фильтрация может применяться на любой стадии графа. На данной блок-схеме автор разместил блоки фильтрации в препроцессинге и после построения временных разрезов, т.к. на этих стадиях графа всегда возникают определенные задачи, которые решаются процедурами фильтрации.

Другой особенностью графа полной обработки является цикличность ряда процедур. Например, в блоках оптимизации статических и кинематических поправок их коррекция выполняется не за один акт обработки, а за два и более. Причем эти два блока взаимосвязаны: при коррекции статики считается, что кинематические поправки оптимальны и наоборот.

На этапе препроцессинга решаются следующие задачи. Во-первых, формируется совокупность информационных электронных таблиц, которые называются проектом и составляют его базу данных. В таблицах размещается информация об использованной системе наблюдения, координатах профилей, ОСТ, о характеристике верхней части разреза. На основе подготовленных и заполненных информацией таблиц формируется совокупность сейсмограмм ОПВ, которые являются объектом обработки.



Рис. 2. Блок-схема обобщённого графа цифровой обработки материалов МОГТ

Следующим важным этапом препроцессинга является выбор стратегии регулировки амплитуд сейсмозаписей. Распространяясь в среде от точки возбуждения до точки приема, сейсмический сигнал существенно теряет энергию. Основные причины изменений:

1. потери энергии волны, связанные с отражением ее части на промежуточных границах;
2. потери энергии, обусловленные расхождением фронта волны;
3. потери энергии, связанные с затуханием энергии в связи с неидеальной упругостью реальных сред;
4. флуктуации энергии вдоль фронта отраженной волны, связанные с неоднородностью ВЧР и неидентичными условиями установки сейсмоприемников.

Поэтому возникает задача компенсации перечисленных факторов для корректной работы ряда процедур коррекции статики и кинематики. В современной практике сейсморазведки применяются два сценария. Первый сценарий обработки предусматривает предварительный расчет функции ослабления сейсмической записи во времени по априорным данным. Расчет

регулирующих кривых основывается на учете априорных данных о поглощении энергии геологической средой и расхождении фронта волны, а также данных о скоростной характеристике среды. Этот сценарий получил название «регулирование сейсмозаписей с сохранением относительного уровня амплитуд», поскольку предполагает восстановление «истинной» интенсивности записи.

Второй сценарий реализует собственно цифровую автоматическую регулировку амплитуд, основанную на получении оценок средней интенсивности записей в процессе обработки, причем непосредственно по обработанным трассам. Этот сценарий не предполагает восстановления «истинной» интенсивности сейсмозаписи, а направлен на приведение амплитуд трассы к стационарному временному ряду.

Выбранный вариант стратегии регулировки должен быть согласован с последующим использованием сейсмозаписей. Если в дальнейшем предполагается выполнять динамический анализ и динамическую интерпретацию, то регулировка амплитуд должна выполняться по первому сценарию.

Для реализации основных преимуществ метода ОСТ (МОГТ) необходимо с высокой точностью подобрать кинематические поправки для однократно отражённых волн. *Кинематическая поправка – это разность времен прихода волны, отраженной от сейсмической границы по косому и нормальному лучам, когда нормальный луч соответствует центру дистанции косого луча.* (Боганик, 2006).

Для реализации этого подхода необходимо перейти от сейсмограмм ОПВ к сейсмограммам ОСТ (ОГТ). В сейсмограммах ОСТ путем пересортировки трасс из сейсмограмм ОПВ накапливают трассы, обладающие одинаковой профильной координатой $X_{ост} \approx X_{огт}$, но разными удалениями l_i , $i=1, 2, \dots, K$, где K – кратность перекрытия. Вводя кинематические поправки во времена отраженных волн в пределах сейсмограммы ОСТ, фактически учитывают различные l_i (геометрический фактор расстановки) и переводят наблюдаемый годограф отраженной волны в годограф нормальных времен $t_0(x)$. Это означает, что наблюдаемый гиперболический годограф однократно отраженной волны в пределах активной расстановки выполаживается и при оптимальных кинематических поправках он стремится к прямой. Поэтому после ввода оптимальных кинематических поправок ось синфазности однократно отраженной волны спрямляется, импульсы отраженной волны, образующие эту ось синфазности, располагаются на трассах на одинаковых временах регистрации в одних и тех же фазах (рис.3). Последующее суммирование трасс на сейсмограмме ОСТ позволит получить суммотрассу, на которой на времени t_0 будет располагаться компактный, четкий импульс отраженной волны.

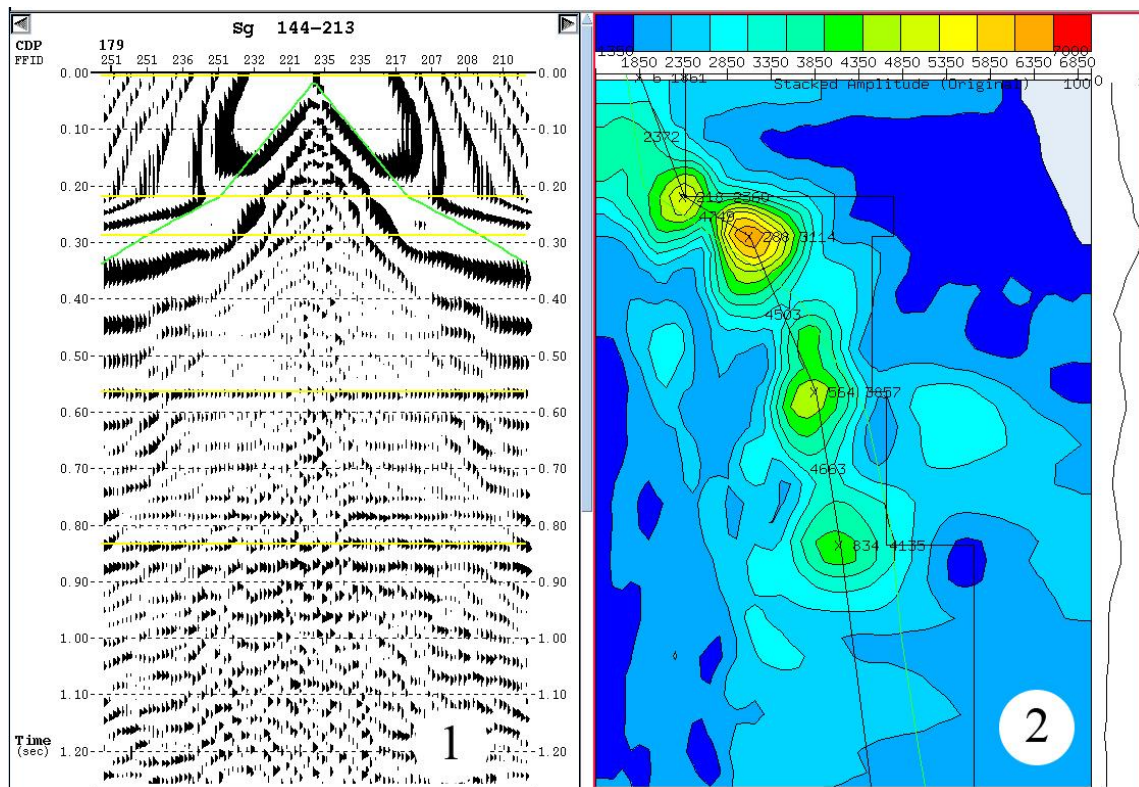


Рис. 3. Процедура подбора кинематических поправок: 1 - сейсмограмма ОСТ с введёнными кинематическими поправками; 2 – вертикальный спектр скоростей с подобранным скоростным законом $V_{\text{от}}(t_0)$ и соответствующий ему график интервальных скоростей $V_{\text{инт}}(t_0)$. Наблюдается спрямление осей синфазности на временном интервале 0.5 – 0.9 с.

Следует подчеркнуть, что эти оптимальные кинематические поправки не подходят для годографов многократных (особенно полнократных) отраженных волн, которые могут быть зарегистрированы на той же сейсмограмме ОСТ. Это означает, что ввод оптимальных кинематических поправок не приводит к спрямлению наблюдаемых годографов кратных волн. В зависимости от скорости в среде и времени их регистрации, они оказываются в той или иной мере не доспрямленными. Поэтому при суммировании амплитуды импульсов, соответствующих кратным волнам, складываются в разных фазах, что приводит к ослаблению энергии этих волн на суммотрассе. В результате происходит выделение однократно отраженных волн на фоне случайных и регулярных волн-помех на суммотрассах ОСТ. Увеличение отношения «сигнал-помеха» на суммотрассе пропорционально квадратному корню из числа суммируемых трасс. Совокупность суммотрасс ОСТ, полученных для всех пикетов сейсмического профиля, образуют временной разрез.

Точный расчет кинематических поправок возможен лишь при условии, что известны все скоростные и структурные параметры геологической среды, необходимые для вычисления годографов отраженных волн. В начальный период полевых наблюдений сведения о

сейсмогеологическом разрезе бывают недостаточно полными. Обычно имеются некоторые априорные данные о скоростном строении изучаемого разреза, а предварительная информация об углах наклона сейсмических границ отсутствует. Поэтому поиск оптимальных кинематических поправок выполняют непосредственно по сейсмограммам ОСТ.

При фиксированном значении t_0 кинематическая поправка для наблюдаемого годографа ОГТ однозначно определяется скоростным параметром $V_{\text{ОГТ}}$. Исходя из этого, поиск оптимальных кинематических поправок осуществляется выбором $V_{\text{ОГТ}}$ на основе некоторого статистического критерия синфазности импульсов отраженных волн (Боганик 2006). Этот процесс получил название «Скоростной анализ $V_{\text{ОГТ}}$ ».

В настоящее время скоростной анализ представляет собой интерактивную процедуру, которая сочетает в себе мощь вычислительной техники и накопленный производственный опыт геофизика-технолога, и основывается на построении и интерпретации вертикальных спектров скоростей. *Вертикальный спектр скорости – это временная последовательность энергетических сечений сейсмограмм с разверткой энергетической оценки по скорости $V_{\text{ОГТ}}$.* Это означает, что обычно в качестве статистического критерия синфазности используется оценка средней энергии сигнала или ее производная величина, которая оценивается в пределах криволинейного окна анализа, наложенного на плоскость сейсмограммы ОСТ. Кривизна этого окна зависит от параметра $V_{\text{ОГТ}}$. Оценка энергии будет максимальна, когда кривизна криволинейного окна, которая меняется в процессе анализа при переборе $V_{\text{ОГТ}}$, будет в наибольшей степени близка кривизне наблюдаемого годографа ОГТ. Полученные оценки представляют собой графики изменения энергетического параметра в зависимости от скорости для конкретного $t_0(x_{\text{ОСТ}})$.

В настоящее время всю эту совокупность графиков объединяют в системе координат $(t_0, V_{\text{ОГТ}})$, размещая их на соответствующих t_0 , для которых они рассчитывались. Затем по этой совокупности строится вертикальный спектр в виде карты изолиний равных значений энергетического параметра с использованием цветовой шкалы. Для повышения отношения «сигнал-помеха» волновой картины скоростной анализ выполняют не по одиночным, а по накопленным сейсмограммам ОСТ. Их формируют, суммируя трассы с одинаковыми удалениями, из нескольких сейсмограмм ОСТ, расположенных последовательно друг за другом.

Для повышения результативности интерпретации в процессе скоростного анализа предусмотрены ввод текущего варианта кинематических поправок в накопленную сейсмограмму, расчет дополнительных скоростных законов, отличающихся на несколько процентов от закона подобранного геофизиком-технологом, расчет фрагментов временного разреза для одного и того же участка профиля с использованием подобранного и дополнительных

законов скоростей. Эти материалы представлены на рис.4. Они помогают геофизику-интерпретатору принять правильное решение по выбору скоростного закона на данном пункте анализа.

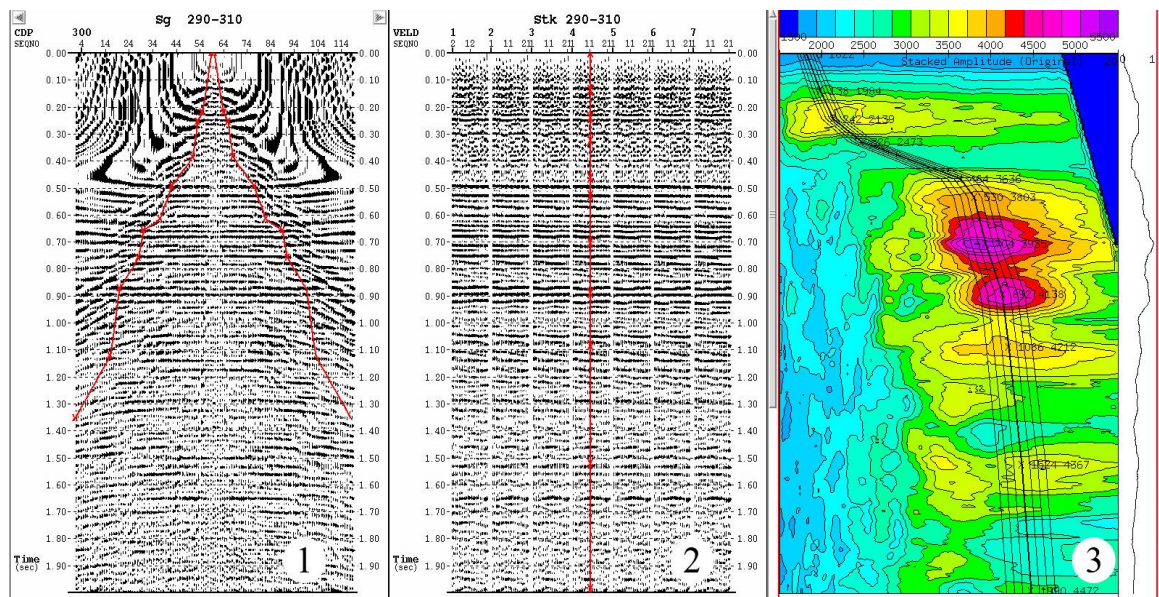


Рис. 4. Процедура подбора кинематических поправок: 1 – накопленная сейсмограмма ОСТ; 2 – фрагменты временного разреза ОГТ, построенные с использованием подобранного скоростного закона и дополнительных; 3 – вертикальный спектр скоростей с наложенными подобранным и дополнительными скоростными законами

Результатом выполнения этой процедуры является совокупность скоростных законов $V_{\text{ОГТ}}(t_0, x_{\text{ОСТ}})$ вдоль сеймопрофиля, которые являются основой для расчета кинематических поправок.

При разработке теоретических основ обработки и интерпретации данных полевых сейсмических съемок предполагается, что пункты возбуждения и приема сейсмоволн размещены на плоскости или линии, которые залегают горизонтально. Кроме того, делается предположение, что покрывающая первую сейсмическую границу геологическая среда (верхняя часть разреза) является однородной и изотропной. Очевидно, что реальные условия проведения сейсмической съемки – поверхностные сейсмогеологические условия – существенно отличаются от описанной выше идеализированной ситуации.

Во-первых, вдоль линии или площади съемки, как правило, наблюдаются перепады высот земной поверхности, поэтому пункты приема располагаются на неодинаковых высотных отметках. Во-вторых, верхняя часть геологического разреза (ВЧР) имеет изменчивое геологическое строение: литолого-фациальные замещения пород, эрозионные врезы, косая слоистость, выклинивания пород, разный гидрогеологический режим и т.д. Все это приводит к резким вариациям скоростей в ВЧР, к появлению в ней

вертикального и горизонтального градиентов скоростей на площади исследований. Как следствие, появляются относительные временные задержки между пунктами приема активной расстановки, не связанные с глубинными сейсмогеологическими условиями, изучение которых имеет нефтепоисковый интерес.

Таким образом, возникает необходимость привести поверхностные сейсмогеологические условия к математической модели ВЧР, которая используется при разработке теоретических основ обработки и интерпретации сейсмической информации.

Эта нетривиальная проблема решается с помощью ввода статических поправок в сейсмические записи. *Статическая поправка* – это разность действительного времени регистрации волны и расчетного времени ее прихода при условии, что точка возбуждения и приема колебаний находятся на заданной линии приведения (Боганик, Гурвич, 2006). Она состоит из суммы поправки за рельеф дневной поверхности и поправки за зону малых скоростей (ЗМС) на каждом пункте профиля. Если с оценкой поправки за рельеф трудностей не возникает, то оценка поправки за ЗМС требует существенных усилий. Для адекватной ее оценки необходимо проводить дополнительные геофизические исследования, что требует дополнительных финансовых затрат. Из сейсмических технологий применяют МСК и МПВ.

Вычисляемые для каждого ПВ и ПП исходные статические поправки вследствие недостаточного знания параметров ВЧР, наличия случайных и систематических ошибок, допущенных при обработке МСК и МПВ, являются неточной оценкой истинных значений поправок. Вместе с тем эффективность суммирования трасс в МОГТ тем выше, чем меньше разброс времён регистрации суммируемых волн относительно идеального гиперболического годографа ОГТ. Поэтому оптимизация значений статических поправок при цифровой обработке выполняется в несколько этапов. Причём при получении нового варианта статических поправок требуется уточнение кинематических поправок, поскольку последние зависят от времени регистрации волны t_0 . Эти этапы называются коррекцией статических поправок. Известно большое число алгоритмов коррекции статических поправок. Все они обычно включают следующие операции (Сейсморазведка: справочник геофизика, 1981).

1. Выбор-подготовку совокупности трасс (массива), представляющих исходную информацию для реализации процедуры коррекции.
2. Получение точки или уровня отсчета для выделения из годографа остаточных сдвигов, которые могут интерпретироваться как статические погрешности.
3. Определение временных сдвигов.
4. Обработка полученных временных сдвигов с целью определения остаточных (корректирующих) статических поправок.

Получение изображения геологических сред является основным практическим результатом сейсмических работ. В МОГТ такое изображение получают в форме суммарного временного разреза или временного куба, соответствующих материалам 2D и 3D сейсморазведки. К моменту построения окончательных суммарных разрезов необходимо, чтобы на сейсмограммах ОСТ энергия отражённых и дифрагированных волн во много раз превышала энергию остаточного фона помех, были получены оптимальные кинематические и статические поправки. Тогда, введя в сейсмотрассы, исправленные статическими поправками за влияние ЗМС, кинематические поправки, и затем просуммировав сейсмотрассы по ОСТ (ОГТ), получим совокупность суммотрасс ОСТ, которые образуют временной разрез (куб) МОГТ.

Является ли это завершающим этапом обработки данных сейсмической съёмки, после которого можно приступать к интерпретационным процедурам? Оказывается, оси синфазности однократно отражённых волн суммарного временного разреза удовлетворительно отображают основные черты геологического строения на качественном уровне, если сейсмические границы залегают горизонтально и являются плоскими. В случае сложного геологического строения, отличающегося от горизонтально слоистого, конфигурация осей синфазности однократно отражённых волн не будет правильно отображать геометрию реальных геологических границ (Робинсон, 1988). Данная ситуация возникает из-за влияния сейсмического сноса. *Сейсмический снос – это несовпадение проекции на линию приведения точки отражения волны с её точкой регистрации на сейсмопрофиле* (Боганик, 2006). Поэтому границы на суммарном временном разрезе ОГТ называют кажущимися, а геометрические границы геологической среды, породившие сейсмические, называют истинными. Исходя из принципов построения суммарных временных разрезов, эффект сейсмического сноса может проявляться при наличии на временном разрезе наклонных и криволинейных границ, а также точечных дифракторов.

Таким образом, возникает задача учёта сейсмического сноса, которая решается с помощью процедуры миграции сейсмических записей. *Миграция – это построение волнового изображения геологической среды с учётом сейсмического сноса, выполняемое по многоканальным сейсмограммам, временным разрезам или кубам* (Боганик, 2006). Эта процедура позволяет решить третью задачу цифровой обработки: изменить местоположение отдельных элементов волнового поля.

Фильтрацией в широком смысле называют любое преобразование обрабатываемых данных с целью изменения соотношения между их различными компонентами. Задача фильтрации – выделение сигнала с заданными свойствами из линейной комбинации его с помехами. В блоке

фильтрации (рис.2) могут быть размещены согласованные, обратные и многоканальные фильтры.

Согласованные фильтры применяют, если известно, что в некотором диапазоне частот энергия полезного сигнала преобладает над энергией помех. Форма частотной характеристики фильтра (полоса пропускания) в этом случае согласуется со спектром полезного сигнала. Возможны несколько вариантов согласованных фильтров: ФНЧ (сигнал превалирует над помехой в области нижних частот), ФВЧ, полосовой, режекторный (помеха превалирует в узкой области частот).

Обратные фильтры в сейсморазведке используются для более сложных задач. С их помощью выполняют сжатие сигналов по оси времён с целью повышения разрешенности сейсмозаписи, для подавления кратных и частично-кратных волн, для коррекции формы импульса сигнальной компоненты. Оптимальные обратные фильтры, расчёт которых базируется на уравнении Колмогорова-Винера, позволяют наилучшим образом выделить сигнал, если спектры сигнала и помех перекрываются.

Если некоторая линейная система, осуществляющая передачу сигналов имеет характеристики $s(t) \leftrightarrow S(j\omega)$, то обратным является фильтр $H(j\omega)$, такой, что $S(j\omega)H(j\omega)=1$. Тогда $H(j\omega)=1/S(j\omega)$ и во временной области этому выражению должна соответствовать операция обратная свёртке, также как деление является операцией обратной умножению. Поэтому обратная фильтрация во временной области получила название «деконволюция». В отличие от согласованной фильтрации деконволюция критична к форме сигнала. Устойчивые решения получены для минимально- и нульфазовых форм сигналов. Поэтому для получения удовлетворительного результата при деконволюции важно, чтобы свойства полезного сигнала соответствовали математической модели импульса, для которого разработан конкретный алгоритм деконволюции.

Многоканальными называются фильтры, имеющие два и более входных канала. В отличие от одноканальных фильтров, базирующихся на частотном различии полезных сигналов и помех, многоканальные осуществляют селекцию и по заданным направлениям. Такие фильтры полезны, когда спектры сигнала и помех перекрываются, но эти компоненты волнового поля обладают разными кажущимися скоростями. Добавление ещё одной размерности – расстояния – позволяет перейти в двумерную спектральную область (F, K) , где F – циклическая частота в Гц, K – волновое число в m^{-1} . В этой области сигналы и помехи часто локализуются в не перекрывающихся зонах, и появляется возможность их разделить.

Для выбора стратегии фильтрации полевого сейсмического материала удобно использовать двумерные F - K спектры сейсмограмм. В современных системах цифровой обработки принято выводить в диалоговое окно первый и второй квадранты двумерного спектра Фурье. По

вертикальной оси откладываются циклические частоты в Гц, по горизонтальной оси – волновое число. Анализируя F-K спектр, можно идентифицировать различные волны, которые характерны для полученного сейсмического материала, оценить их положение относительно друг друга (есть ли зоны перекрытия) на спектре и наметить типы фильтров, которые следует применить для ослабления волн-помех.

Реализованный практически описанный выше граф позволяет получить окончательные временные разрезы (кубы) ОГТ, которые являются объектом последующих интерпретационных процедур. Эти результаты правильно изображают основные особенности геологической среды, если при цифровой обработке удалось подобрать скоростную модель среды близкую к реальной, а также учесть влияние ВЧР. Недокоррекция статических поправок не может быть компенсирована никакими последующими процедурами и напрямую влияет на точность прогнозных структурных построений.

Следует подчеркнуть, что детальность сейсмического изображения геологической среды, её локальных неоднородностей, слоистости будет зависеть от реально достигнутого частотного диапазона сейсмической съёмки, плотности расположения ОСТ по площади исследований, а для 3D сейсморазведки ещё и от равномерного размещения азимутов траекторий сейсмических лучей в пределах бина.

3. Динамический анализ сейсмических записей

Динамический анализ сейсмозаписей относится к нестандартным графам цифровой обработки. Однако за последние две декады вследствие технического прогресса в области средств регистрации сейсмической записи он стал неотъемлемой и завершающей стадией обработки. Это связано с тем, что стандартная обработка ограничивается лишь решением кинематических задач – построением структурного плана сейсмических границ, привязанных к некоторым стратиграфическим поверхностям. Динамический анализ и последующая динамическая интерпретация способны дополнить сведения о геологическом разрезе информацией о литологии, пористости, флюидонасыщенности пластов и даже об их проницаемости. Однако нельзя забывать, что данная информация является сейсмическим дистанционным прогнозом, и что эта информация верна настолько, насколько свойства геологической среды соответствуют математической модели, принятой за основу при разработке конкретной динамической интерпретационной технологии.

Основой динамического анализа, который может выполняться и по трассам, и по суммотрассам ОСТ, является оценка динамических параметров отдельных импульсов или интервалов сеймотрасс. Если рассмотреть график колебаний частиц среды (рис.5), соответствующий какой-либо волне, то в

области времён можно измерить ряд параметров, которые характеризуют этот импульс.

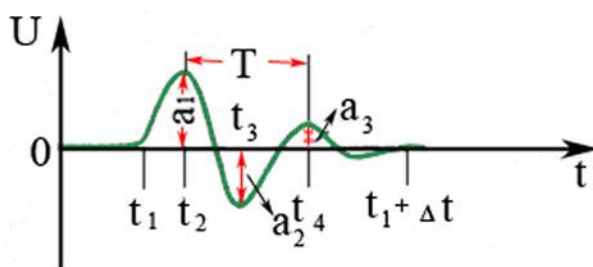


Рис. 5. Профиль сейсмической волны: a_1 – максимальная амплитуда импульса; a_1, a_2, a_3 – амплитуды фаз импульса; T – видимый период импульса; t_1 – время первого вступления импульса, t_2, t_3, t_4 – время фаз импульса; Δt – длительность импульса

В частности, можно измерить максимальную амплитуду импульса на интервале его регистрации (a_1), максимальные амплитуды фаз, составляющих этот импульс $\{a_1, a_2, a_3\}$, видимый период T , ширину каждого полупериода. Кроме того, можно трансформировать участок сейсмотрассы в область частот, используя, например, преобразование Фурье. Тогда в спектральной области можно замерить ряд параметров, характеризующих форму полученного амплитудного спектра. Всего на сегодняшний день известно около пятидесяти различных динамических параметров сейсмозаписи. Это множество можно классифицировать на следующие группы:

- 1) амплитудные
- 2) частотные
- 3) энергетические спектральные
- 4) характеризующие изменение формы импульсов, амплитудных спектров.

В сейсмической литературе эти параметры часто называют сейсмическими атрибутами. *Сейсмический атрибут* – это локальная особенность записи колебаний, которую измеряют и анализируют с целью детальной геологической интерпретации волновой картины (Боганик, 2006). Ещё раз подчеркнём, что динамическим анализом можно заниматься только, если при цифровой обработке был успешно реализован специальный граф. Во-первых, регулировка амплитуд на трассах выполнялась по первому сценарию. Во-вторых, осуществлялся контроль за динамическими искажениями во время обработки. Искажения динамических характеристик сейсмозаписи не должны превышать 10% после применения какой-либо процедуры от своих первоначальных значений.

В рамках динамического анализа сформировалось несколько направлений, среди которых выделим качественную интерпретацию амплитуд, количественную интерпретацию амплитуд, статистическую интерпретацию сейсмических атрибутов. Подчеркнём, что эти направления

непрерывно развиваются, совершенствуются и дополняются новыми подходами.

Качественная интерпретация амплитуд включает метод яркого пятна, динамический анализ комплексных трасс. Метод яркого пятна можно отнести к технологиям прямого обнаружения углеводородов. Отдельные элементы этого метода динамической интерпретации применяли в России ещё в 1950 – 60-х годах. А в 1963 г. Черлин В.В. и Сергеев А.А. сформулировали четыре основных признака прямого обнаружения углеводородов при интерпретации: яркие пятна, плоские пятна, тусклые пятна и интерференционные эффекты на краях залежей. В начале 1970-х годов этот подход был уже общепринятым в мировой нефтяной отрасли и открыл первую эпоху в области интерпретации сейсмических амплитуд (Хилтерман, 2010). Причём осознание того, что по данным сейсморазведки можно непосредственно выделять нефтеперспективные участки, резко стимулировало развитие алгоритмов обработки и интерпретации сейсмических материалов, а также технического обеспечения сейсмических работ. Основными движущими силами стали цифровая регистрация сейсмической информации и компьютерная цифровая обработка полевой информации.

В методе яркого пятна анализу подвергаются суммарные временные разрезы ОГТ, полученные с сохранением относительного уровня амплитуд. Это позволяет выделять на этих разрезах динамические аномалии, которые по характерным признакам могут идентифицировать нефтеперспективные зоны. Рассмотрим характерные аномалии амплитуд. Динамические аномалии «*яркие пятна*» образуются от песчаников, обладающих существенно более низкими акустическими импедансами (акустическими жесткостями) чем вмещающие отложения. Такая геологическая ситуация возникает, если пласт-коллектор является газонасыщенным. Однако не все углеводородосодержащие коллекторы выделяются «яркими» аномалиями на временных разрезах. Не редко наблюдаются динамические аномалии типа «*тусклое пятно*». Такая амплитудная аномалия характеризуется затуханием амплитуд на некотором локальном участке оси синфазности отражённой волны. Физически это означает, что акустическая контрастность на данном участке сейсмической границы уменьшилась. Такая геологическая ситуация может, например, возникнуть, если коллектором является пористый известняк, перекрытый глинистыми сланцами. При замещении пластовой воды углеводородами коэффициент отражения будет снижаться за счёт уменьшения акустической жёсткости коллектора и её сближению с акустической жёсткостью сланцев. Динамическая аномалия типа «*плоское пятно*» образуется за счёт отражения от контакта между двумя разными пластовыми флюидами, например, ГВК, ВНК. На суммарном временном разрезе это горизонтальное отражение на фоне других наклонных отражений. Аномалии типа «*инверсии фазы*» (изменение полярности отражения) на оси

синфазности выявляются существенно сложнее, поскольку причиной такой инверсии могут быть и дизъюнктивные нарушения, и погрешности цифровой обработки сейсмограмм. Поэтому аномалия «инверсии фазы» всегда должна обосновываться местными сейсмогеологическими условиями.

Рассмотренные выше аномалии амплитуд наиболее чётко проявляются в пределах газовых залежей, образованных высокопористыми терригенными отложениями на глубинах до $2 \div 3$ км (Боганик, 2006).

Динамический анализ комплексных трасс (ДАКТ) нацелен на изучение мгновенных динамических параметров. «Мгновенность» параметров обусловлена тем, что все они оцениваются независимо для каждого текущего дискретного временного отсчёта записи для каждой текущей трассы. Их изменение связано с локальными особенностями строения геологического разреза, а следовательно с коллекторскими свойствами, нефтегазоносностью и т. д.

ДАКТ основан на предположении, что сейсмические сигналы являются аналитическими функциями. Введение мгновенных параметров через аналитический сигнал вида $s(t) = u(t) + jv(t)$, где j – мнимая единица, гарантирует однозначность их определения, поскольку аппроксимация зарегистрированного колебания аналитическим сигналом приводит к однозначному определению его мнимой части $v(t)$, которой дополняется реальное колебание $u(t)$, зарегистрированное сейсмическим каналом. Для аналитического сигнала $u(t)$ и $v(t)$ связаны интегральным преобразованием Гильберта и называются «сопряжёнными по Гильберту»:

$$v(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{u(s)}{s - t} ds$$

Нам обычно известен действительный сигнал $u(t)$. Применив преобразование Гильберта, можно получить мнимую составляющую аналитического сигнала $v(t)$ и рассчитать мгновенные параметры:

- мгновенную амплитуду $a(t) = \sqrt{v^2(t) + u^2(t)}$, которая имеет физический смысл огибающей;
- мгновенную фазу $\varphi(t) = \tan^{-1} \left[-\frac{u(t)}{v(t)} \right]$;
- мгновенную частоту $f^* = \frac{d\varphi(t)}{dt}$.

Преобразование Гильберта – это формальное преобразование, так же как и преобразование Фурье. Его полезное свойство в сейсморазведке заключается в том, что оно позволяет разделить кинематическую и энергетическую информацию, которую содержит в себе сейсмическое волновое поле. Поэтому окончательный временной разрез можно преобразовать в три временных разреза, каждый из которых будет отражать свои особенности геологической среды. Временной разрез мгновенных

амплитуд (рис.6) будет отображать акустическую контрастность геологических тел: слоёв, врезных зон, рифогенных структур, а также информацию о пространственном распределении локальных неоднородностей. Временной разрез мгновенных фаз (рис.6) будет отображать гладкость сейсмических границ. Причём на этом временном разрезе будут с одинаковой амплитудой отображаться все сейсмические события в том числе и слабые, поскольку энергетическая информация исключена. Поэтому разрезы мгновенных фаз прекрасно подчеркивают тонкую структуру волнового поля, смещения осей синфазности обусловленные разломами, хаотическую волновую структуру в зонах рифогенных образований. Временные разрезы мгновенных частот, как правило, более сложны для интерпретации, так как они отображают одновременно влияние нескольких факторов: частотно-зависимого поглощения энергии сейсмических волн, изменений спектральных характеристик волн, отражённых от тонких слоёв. Но тем не менее при использовании временных разрезов мгновенных частот можно выделить области с пониженными значениями видимых частот и локальные неоднородности геологической среды по аномальным значениям мгновенных частот. Наиболее информативными временные разрезы мгновенных параметров становятся при их отображении в цветной палитре. При правильном подборе палитры можно подчеркнуть локальные неоднородности геологической среды.

Направление количественной интерпретации амплитуд предполагает переход от качественных оценок волновой картины к количественным оценкам упругих свойств горных пород. Переход к количественным оценкам часто называют динамической инверсией. Наиболее используемым на практике является псевдоакустический каротаж (ПАК).

Псевдоакустический каротаж базируется на решении обратной динамической задачи сейсморазведки, полученным академиком А.С.Алексеевым, который показал, что конечным результатом её решения по полю продольных волн является произведение скорости на плотность в слое, т.е. акустическая жесткость среды. Математическая модель геологической среды, на которой базируется данный метод, представляет собой идеально-упругую, горизонтально слоистую модель с произвольным изменением скорости и плотности по вертикали. Объектом обработки является мигрированный временной разрез ОГТ. В процессе получения временного разреза должно быть достигнуто более чем 10-кратное превышение амплитуд полезных сигналов над помехами на суммотрассе. В этом случае погрешности инверсии составят менее 10% (Гогоненков, 1987). *Псевдоакустическим каротажем называется процесс определения акустических жесткостей по трассе сейсмической записи. Это означает, что амплитуды сейсмотрассы, соответствующие однократно отражённым волнам,*

требуется трансформировать в трассу коэффициентов отражения $r(t)$.

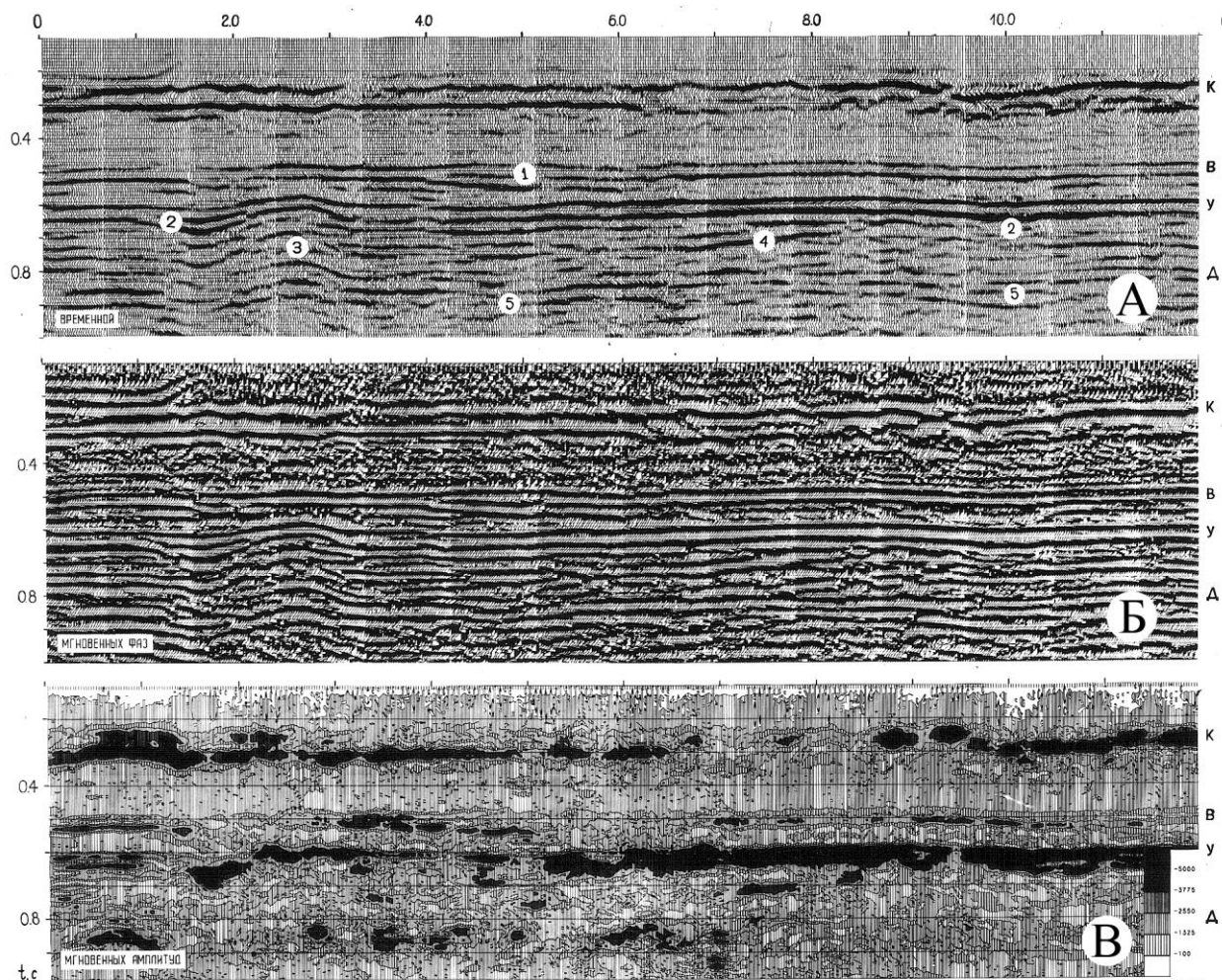


Рис. 6. Отображение геологических объектов на временных разрезах мгновенных динамических параметров: А- временной разрез ОГТ; Б – временной разрез мгновенных фаз; В – временной разрез мгновенных амплитуд; геологические объекты: 1 – верейский врез, 2 – визейский врез, 3 – седиментационная постройка, 4 – зона увеличенной мощности заволжских отложений, 5 – Сарайлинский грабенообразный прогиб.

Поскольку импульс, вырабатываемый сейсмическим источником, занимает ограниченную полосу частот, а $r(t)$ имеет неограниченный спектр частот, то задача формулируется так. Пусть $r(t) = r_n(t) + r_c(t) + r_b(t)$, где $r_n(t)$ – низкочастотная, $r_c(t)$ – среднечастотная, $r_b(t)$ – высокочастотная составляющие трассы коэффициентов отражения. Информация о самых тонких и высокочастотных изменениях в геологическом разрезе, заложенная в $r_b(t)$, полностью отсутствует в сейсмической записи и не может быть восстановлена. Поэтому искомым решением является функция $r^*(t)$, импульсной трассой коэффициентов отражения которой является: $r^*(t) = r_n(t) + r_c(t)$. Это распределение коэффициентов отражения пересчитывается в трассу акустических жесткостей. Таким образом, возникает проблема оценки $r_n(t)$ и $r_c(t)$. Оценку $r_c(t)$ получают непосредственно обрабатывая суммотрассы мигрированного временного разреза ОГТ по специальному алгоритму

(Гогоненков, 1987), но с точностью до постоянного множителя. Это связано с тем, что амплитуды на трассах временного разреза и их полярность относительно (условны) и не равны величинам и знакам коэффициентов отражения от соответствующих сейсмических границ. Поэтому необходима калибровка амплитуд, которую можно выполнить только с привлечением данных акустического и гамма-гамма плотностного каротажа. Значит для выполнения такого рода инверсии необходимо, чтобы в непосредственной близости с участком сейсмического профиля размещалась скважина с соответствующими видами каротажа. Практика показывает, что наличие только одной такой скважины не позволяет получить удовлетворительное решение.

Низкочастотную составляющую трассы коэффициентов отражения $r_n(t)$ можно рассчитать с помощью кинематической обработки материалов ОГТ, построив толстослоистую (пласты мощностью порядка 100 м и более) скоростную модель среды. Более точное решение можно получить, если информацию о скоростях толстослоистой модели извлекать из данных сейсмического каротажа или ВСП, либо комбинировать данные МОГТ и ВСП.

Таким образом, совместное использование информации, заложенной в динамике сейсмической записи и кинематике фронтов сейсмических волн, позволяет в общем случае оценить составляющие компоненты трассы коэффициентов отражения $r(t)$.

Распределение акустических жесткостей в геологической среде для последовательности слоёв можно определить по формуле:

$$\rho_{i+1}v_{i+1} = \rho_1v_1 \prod_{j=1}^{j=i} \frac{1+r_j}{1-r_j}$$

где ρ_i , v_i , – плотность, интервальная скорость в i -ом пласте, r_i – коэффициент отражения на границе между пластами с номерами i и $i+1$.

На выходе динамической инверсии методом ПАК получается разрез акустических жесткостей вдоль сейсмического профиля, который представляется в координатах $(t_0, x_{огт})$ или $(h, x_{огт})$, который визуализируется способом контурных разрезов (рис.7). Этот разрез подвергается дальнейшей интерпретации.

Основная задача ПАК – литолого-стратиграфическая интерпретация сейсмических данных, выделение локальных неоднородностей: врезов, палеокарста, зон разуплотнения. Получение надёжных данных на количественном уровне о геологических телах возможно лишь при выполнении соотношения: $1/f_b \leq 2h/v$, где f_b - верхняя граничная частота в спектре записи, h – толщина пласта, v – пластовая (интервальная) скорость в анализируемом объекте. Если это условие не выполняется, то возможны значительные ошибки в оценке акустических жесткостей для таких

геологических тел, но пространственное положение и характер изменения параметров объекта будут закартированы без существенных ошибок, т.е. возможен качественный анализ. Малая мощность залежей и более сильные акустические контрасты во вмещающих породах по сравнению с контрастами между нефте- и водонасыщенными породами практически исключили возможность выявить аномалию от залежей.

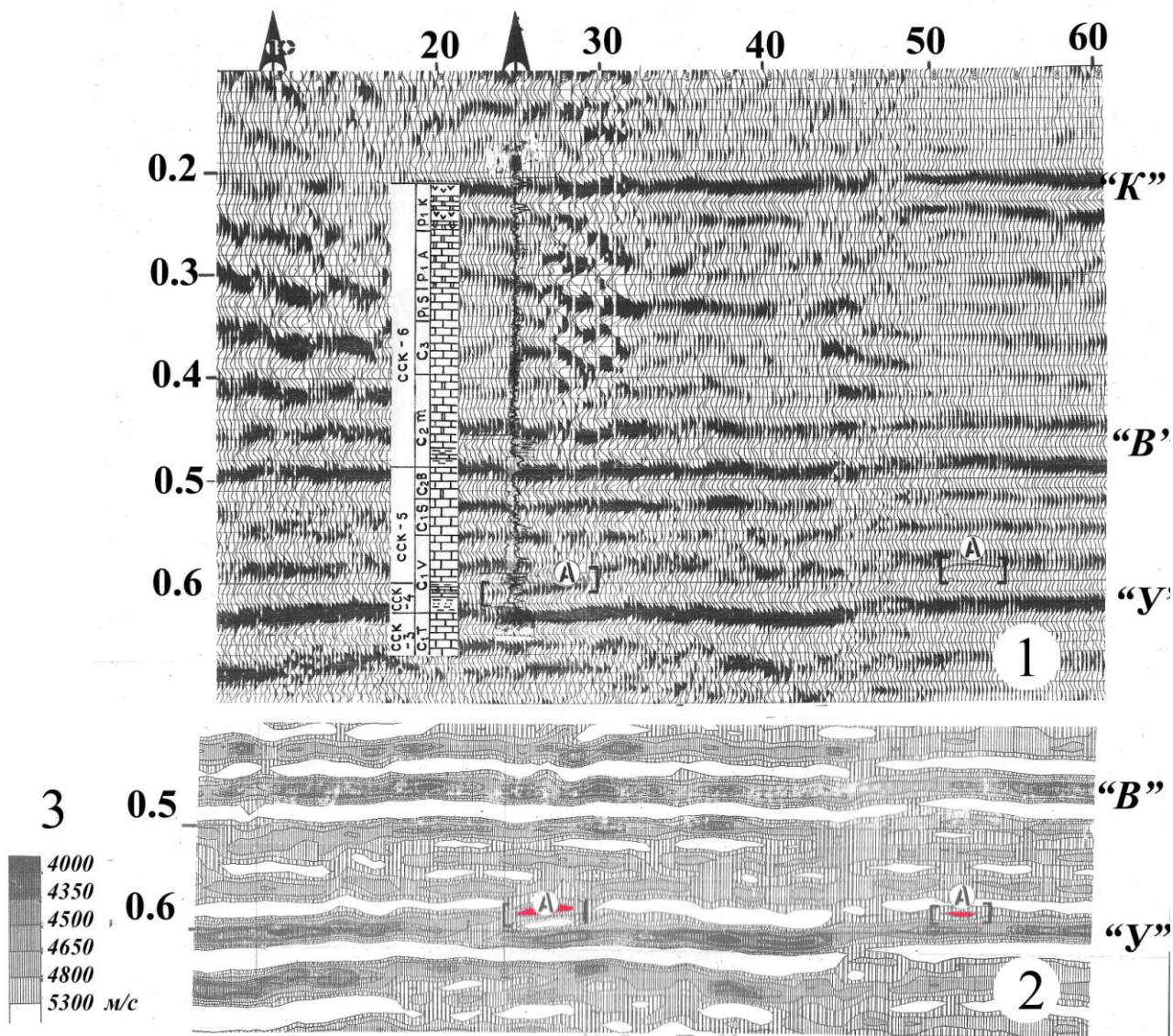


Рис. 7. Прогнозирование песчаного коллектора по материалам ПАК: 1 – временной разрез ОГТ с наложенными литолого-стратиграфической колонкой и диаграммой ГИС; 2 – временной разрез акустических жесткостей, построенный по алгоритму ПАК; 3 – шкала пластовых скоростей; А – подтвержденный по данным бурения и прогнозируемый по материалам ПАК русловый песчаник алексинского возраста

В рамках данного направления разработаны также и применяются на практике методы АВО-анализа, эффективных коэффициентов отражения, технологии количественной оценки декремента поглощения по корреляционно-спектральному алгоритму Рапорта и кепстральному алгоритму, которые в данном пособии не рассматриваются.

В рамках направления статистической интерпретации сейсмических атрибутов наиболее популярной технологией является атрибутивный регрессионный анализ (АРА). Для обеспечения АРА, кроме сейсмической параметрической информации необходимо иметь геологическую и геофизическую информацию по глубоким скважинам, расположенным на исследуемой площади. Основой этой технологии является линейный регрессионный анализ, детально проработанный в математической статистике. На основе регрессионного анализа устанавливаются одномерные и многомерные корреляционные связи между ФЕС пластов и сейсмическими атрибутами. С помощью уравнений регрессии можно пересчитать сейсмические атрибуты в петрофизические характеристики нефтенасыщенных толщ или подсчётные параметры, такие как продуктивность, нефтенасыщенность, пористость, проницаемость и т.д. Выявить наиболее информативные сейсмические атрибуты, которые варьируются для разных регионов, можно с помощью расчёта корреляционной матрицы. Дальнейшим развитием технологии АРА является способ псевдолитонологического каротажа (Крылов, 2007).

Применяя данный подход, следует всегда помнить, что уравнения регрессии, используемые для пересчёта сейсмических атрибутов в нефтегеологические параметры, имеют доверительную область, в пределах которой они справедливы. Кроме того, величины, которые определяются по сейсмическим атрибутам, имеют прогнозный характер. Поэтому, чтобы не впасть в заблуждения надо называть получаемые материалы (карты, графики параметров) с префиксом «псевдо», например, псевдопористость, псевдопроницаемость.

Рекомендованная литература

основная:

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Изд-во АИС, 2006. – 744 с.
2. Бондарёв В.И., Крылатков С.М. Анализ данных сейсморазведки: учебное пособие для студентов вузов. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 212 с.
3. Бондарёв В.И., Крылатков С.М. Основы обработки и интерпретации данных сейсморазведки: учебник для вузов. Часть III. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2001. – 198 с.

дополнительная:

4. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. – М.: Недра, 1987. – 221 с.
5. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2006. – 480 с.

6. Крылов Д.Н. Детальный прогноз геологического разреза в сейсморазведке. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 195 с.
7. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. – М.: Недра, 1989. – 135 с.
8. Рапопорт М.Б. Вычислительная техника в полевой геофизике. - М.: Недра, 1993. – 350 с.
9. Робинсон Э.А. Метод миграции в сейсморазведке. - М.: Недра, 1988. – 111 с.
10. Хилтерман Ф. Дж. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. – Тверь: ООО «Изд-во ГЕРС», 2010. – 256 с.