МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М.ГУБКИНА

Кафедра разведочной геофизики и компьютерных систем

А.А.Шевченко

«СКВАЖИННАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА»

для студентов специальности 080400 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» специализаций «Нефтегазовая разведочная геофизика», «Компьютерные системы и технологии в геофизике» и магистрантов по направлению 553200 «Геология и разведка полезных ископаемых» (программа 553215 – «Методы разведочной геофизики»)

Москва 2002

УДК

Шевченко А.А. «Скважинная сейсморазведка».-М: РГУ нефти и газа, 2002. 129с.

Рассмотрены вопросы проведения сейсмических работ в глубоких скважинах. Основное внимание уделено обработке и интерпретации данных Вертикального Сейсмического Профилирования (ВСП).

Рекомендуется для студентов специальности 080400 специализаций «Нефтегазовая разведочная геофизика», «Компьютерные системы и технологии в геофизике» и магистрантов по направлению 553200 «Геология и разведка полезных ископаемых» (программа 553215 – «Методы разведочной геофизики»)

Рецензент – д.ф.-м.н, профессор Б.Р.Завалишин.

© Российский Государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002 г.

Содержание

Π	Предисловие				
1	- Задачи и методики работ скважинной сейсморазведки	5			
	1.1 Общие вопросы проведения сейсмических работ в скважинах	. 5			
	1.2. Методики ВСП и ВСП-ОГТ.	15			
2	Полевые работы	27			
	2.1. Аппаратура для производства работ ВСП	. 27			
	2.2. Технология проведения работ ВСП	.32			
	2.3. Проблемы приема колебаний в скважине. Механический резонанс				
	приборов в скважине	.39			
	2.4. Ориентировка прибора в скважине и определение направления				
	подхода волны к скважинному прибору	.48			
3	Обработка данных скважинной сейсморазведки	59			
	3.1 Препроцессинг материалов ВСП. Источники ошибок измерений	59			
	3.2. Алгоритмы и программы обработки данных ВСП	. 67			
	3.3 Обработка данных в методике ВСП-ОГТ	. 82			
	3.4 Построение геологических границ по данным скважинной				
	сейсморазвелки	. 88			
4	Интерпретация ланных скважинной сейсморазвелки	.99			
	4.1. Построение скоростной молели срелы	.99			
	4.2. Привязка данных ГИС к временным разрезам ОГТ	106			
	4.3. Молелирование ланных ВСП	109			
	4.4. Согласование форм сигнала наземной и скважинной сейсморазвелки.	118			
	4 5 Использование данных ВСП при решении геологических задач				
	сейсморазвелкой ЗЛ	122			
П	Перспективы развития скважинной сейсморазвелки				
Л	литература				
	1 /1				

Предисловие.

Учебное пособие рассчитано на изучение материала по скважинной сейсморазведке. Основное место в курсе занимает метод Вертикального Сейсмического Профилирования (ВСП). Метод ВСП является сегодня стандартным и наиболее распространенным методом скважинной сейсморазведки. Несмотря на свою простоту, ВСП невозможно освоить без изучения процедур обработки обычной наземной сейсморазведки 2Д и 3Д. Вопросы фильтрации и деконволюции в главе 3 рассматриваются в основном с позиции геофизика - обработчика. Для полного изучения этих сложных тем мы рекомендуем обратится к специальной литературе.

Помимо ВСП скважинная сейсморазведка включает в себя достаточно много методов исследований. В российской и зарубежной литературе похожие, иногда даже практически одинаковые, методики работ могут отличаться друг от друга по названию. Настоящее учебное пособие рассчитано на формирование общего представления о скважинной сейсморазведке и не затрагивает сложных и проблематичных вопросов, решение которых не всегда однозначно.

1. Задачи и методики работ скважинной сейсморазведки

1.1. Общие вопросы проведения сейсмических работ в скважинах

Стартовой точкой почти всех полевых геофизических работ является договор, заключенный между нефтяной компанией - заказчиком, и сервисной геофизической компанией, предлагающей свои услуги по решению задач поиска и разведки месторождений нефти или газа. Все службы геофизической компании подчинены главной цели - решению конкретной геологической задачи.

Геолого-геофизические задачи

Любая производственная деятельность имеет свою цель. Для геофизических работ такая цель формализуется в геологической задаче. Сейсмические исследования нацелены на поиск новых месторождений или уточнение геологического строения уже разведанных залежей. Скважинная сейсморазведка имеет преимущества и ограничения. Главная проблема скважинной сейсморазведки - это ограничение области исследования вокруг глубокой скважины. Однако уточнение геологического строения вокруг скважины – задача актуальная на этапе разработки месторождения, когда оперативный прогноз строения пласта коллектора на расстояние 300-400 метров пробуренной скважины может повлиять на заложение OT кустовых эксплуатационных скважин. Решение любой геологической задачи должно быть оформлено в виде карт, схем и других графических приложений, подтверждающих ту или иную геологическую гипотезу. Для скважинной сейсморазведки окончательная геологическая информация представляется в виде:

- карт: глубин, мощностей, разломов, литологических замещений, развития коллекторов;

- карты физических свойств коллекторов;

- карты или схемы преимущественного направление трещиноватости пласта коллектора;

- карты изменения во времени контура залежи.

Конечно, представленный список неполный и приведен здесь, чтобы еще раз обратить внимание на то, что результатом работ ВСП, как и любой другой методики наземной или скважинной сейсморазведки должна быть информация. Скважинный сейсмический геологическая материал дает возможность определить различные параметры волнового поля, что само по себе является ценной информацией. Полученная геофизическая информация использована для переинтерпретации данных наземной может быть сейсморазведки. Основные геофизические задачи, которые можно решить с помощью методики ВСП это:

- изучение сейсмического волнового поля;

- изучение формы сейсмического сигнала;

- определение скоростной модели среды;

- согласование каротажных и наземных сейсмических данных.

Качество решения геологических и геофизических задач в первую очередь зависит от технологии проведения полевых работ. Современная цифровая

скважинная сейсмическая аппаратура позволяет выполнять исследования с хорошим качеством и низким уровнем помех. Развитие технических средств – это непрерывный процесс. Появление новой аппаратуры приводит к повышению качества результатов сейсморазведки и дает возможность задумываться над решением более сложных геолого-геофизических задач. Новые задачи в свою очередь стимулируют развитие технических средств.

Единицы измерения и уровень сейсмического сигнала

Распространение сейсмических волн в Земле - это сложный физический процесс. Абсолютно точное математическое описание процесса распространения волн невозможно, да и в этом нет необходимости. Волновые сейсмические поля регистрируются аппаратурой, имеющей ограничения по точности, поэтому точность математического описания и точность алгоритмов обработки должна быть согласована с точностью зарегистрированной информации. Сейсмические станции для регистрации упругих колебаний используют сейсмоприемники. Сигнал, записываемый на магнитный носитель с учетом всех преобразований в сейсмостанции, соответствует выходному электрическому сигналу сейсмоприемника. Конструкция сейсмоприемника может быть различной, но общий главный принцип всех сейсмоприемников это преобразование скорости смещения упругих колебаний в электрический сигнал. В техническом описании сейсмоприемников обычно приводят коэффициент электромеханического преобразования и зависимость его от частоты механических колебаний. На Рис.1 приведены технические сейсмоприемника SM-11. Кривая характеристики чувствительности сейсмоприемника представляет собой график изменения коэффициента электромеханического преобразования В зависимости ОТ частоты регистрируемого сигнала. Для данного сейсмоприемника, начиная с частоты 30Гц., характеристика сейсмоприемника практически постоянна. Спектральные составляющие сейсмические сигнала частотой менее 30 Гц фильтруются сейсмоприемником.

Зная скорость смещения сейсмического колебания И частоту сейсмического сигнала можно оценить смещения породы или почвы, регистрируемые для конкретного сейсмического процесса. В Таблице 1. приведены уровни сейсмических сигналов на поверхности и в скважине. Измеренные уровни сейсмического сигнала ориентировочные. Конечно, регистрируемого сигнала зависит ОТ мощности уровень источника сейсмических волн и от условий распространения сигнала в среде. Данные в таблице приводятся для заглубленного источника с массой 1 кг. Средний уровень шумов и сигналов приводится по результатам измерения цифровой скважинной аппаратурой, с сейсмоприемниками, имеющими передаточный коэффициент 30 вольт/(м/сек).

Рассмотрим уровень помех сейсмического сигнала в зависимости от глубины погружения сейсмоприемника. Можно видеть, что уровень микросейсм на поверхности в 5000 раз выше, чем в скважине на глубине 1 км. Знание уровня сигнала и помехи помогает оценить точность измерения сейсмического сигнала и предполагаемое соотношение сигнал/помеха при проектировании новых исследований. Динамический диапазон сейсмической станции определяет те возможные соотношения сигнал/помеха, которые позволяют измерять полезный сигнал на фоне помехи.

Собственная частота	30 Гц
Чувствительность	30 вольт/м/сек
Диаметр	26.6 мм
Высота	32 мм
Bec	89 грамм



Рис.1. Технические характеристики сейсмоприемника SM-11.

Таблица 1. У	ровни измер	ения амплиту	лы сейсмического	сигнала.
I worninger I. V	poblin nonep			• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •

N⁰	Условия измерения	выходной	Амплитуда сигнала
		сигнал.	(м/сек)
1.	Микросейсм на поверхности земли	100 мквт	3,3*10-6
	днем		
2.	Микросейсм на поверхности земли	10 мквт	0,33*10-6
	НОЧЬЮ		
3.	Сейсмический сигнал на	20 мвт	0,66*10-3
	поверхности земли		
4.	Микросейсм в скважине	50-200 нана вт	1,6-6,6*10-9
	на глубине 1-3 км.		
5.	Сейсмический сигнал в скважине	40-50 мквт	1,3-1,6*10-6
	на глубине 2 км.		
6.	Сейсмический сигнал в скважине	2-5 мквт	0.066-0,16*10-6
	на глубине 4 км.		

Обзор волновых полей, регистрируемых в скважине

Классификация сейсмических волн может быть выполнена множеством различных способов. В качестве самых простых признаков для классификации используем направление движения фронта волны и направление колебания частиц во фронте упругой волны. Регистрация волн в скважине дает возможность разделять волн на палаюшие И При восходящие. трехкомпонентной регистрации волн в скважине для каждой волны можно определять направление колебаний частиц во фронте волны. Если колебание частиц во фронте волны происходит вдоль луча, то это продольная волна. Если колебания частиц происходят в плоскости перпендикулярной лучу, то это поперечная волна. Конечно, среди падающих и восходящих волн может найтись волна идущая в горизонтальной плоскости, то есть не восходящая и не падающая. А если среда, в которой располагается сейсмоприемники неоднородная, то могут существовать волны, для которых направление колебаний частиц во фронте волны происходит в направлении промежуточном между продольной и поперечной волной.

Рассмотрим примеры волновых полей, зарегистрированных на поверхности Земли и в скважине. На Рис.2 представлены две сейсмограммы поверхностных наблюдений, полученные от одного общего пункта взрыва при различных расстояниях до линии сейсмоприемников. На волновом поле все годографы отраженных волн имеют форму близкую к гиперболам. Поверхностные и преломленные волны являются помехами для наземных сейсмических наблюдений.

Волновые поля ВСП, зарегистрированные в скважине, отличаются по форме годографов основных полезных волн и волн помех от наземных данных. На Рис.3 показан разрез ВСП для пункта взрыва, расположенного на расстоянии 95 м от устья скважины. На Рис.4 разрез ВСП получен при возбуждении с выносом 1600 метров. На волновых полях различными буквами (Р и S) обозначены продольные и поперечные волны. Нижние индексы (↓ и ↑) определяют соответственно падающие и восходящие волны. Поперечные волны, зарегистрированные в скважине, образовались в процессе обмена при наклонном падении продольной волны на границу раздела двух сред. Такие волны называются обменными, то есть происходящими в результате процесса обмена. Для скважинной сейсморазведки годографы отраженных волн близки к прямым или отрезкам прямых, в отличие от гиперболических годографов для поверхностных систем наблюдения. Это не значит, что в скважине регистрируются другие волны, просто мы рассматриваем некоторое другое сечение или проекцию волновых процессов и по этому видим другие годографы.

Кратные волн на сейсмограммах ОГТ имеют гиперболические годографы, отличающиеся кривизной от отраженных волн. **Кратные** волны на разрезе ВСП параллельны годографам падающих и восходящих волн. По сейсмограмме ВСП можно выявить основные кратнообразующие границы, для разреза, приведенного на Рис.3, самая сильная кратнообразующая граница расположена на глубине 240 метров.

Поверхностные волны также имеют несколько отличный вид от того, который мы привыкли наблюдать на обычных наземных сейсмограммах общего пункта взрыва Рис.2. Интервал глубин, в котором на разрезах ВСП регистрируются поверхностные волны, ограничен первыми сотнями метров (на



Рис.2. Две сейсмограммы общего пункта взрыва с различными удалениями приемных линий от источника. (Фрагмент расстановки 3Д с двух различных линий приема).



Рис.3. Сейсмический разрез ВСП. Вынос ПВ от устья сважины - 95 м. Р↓ – падающая продольная волна; Р↑ – восходящая (отраженная) продольная волна; Р_{кр} – кратная падающая продольная волна; Пов – поверхностные волны.



Рис.4. Сейсмический разрез ВСП. Вынос ПВ от устья сважины - 1600 м. Р↓ – падающая продольная волна; Р↑ – восходящая (отраженная) продольная волна; Р_{кр} – кратная падающая продольная волна; Пов – поверхностные волны; S↓ –падающая поперечная (обменная) волна; S↑ восходящая поперечная (обменная) волна;

Рис.3 до глубины 200 м). Глубже поверхностные волны не проникают. Время вступления поверхностной волны определяется выносом пункта взрыва от скважины и скоростью распространения поверхностной волны. На Рис.4 начало вступления цуга поверхностных волн расположено на времени 860 мсек. Если принять во внимание вынос 1600 м, то скорость распространения поверхностной волны равна 1840 м/сек.

На сейсмограмме ВСП, полученной от близкого к скважине пункта взрыва (ПВ) первой волной, регистрируемой на всех глубинах, является падающая продольная волна, которую иногда называют **прямой** волной. При увеличении расстояния от ПВ до устья глубокой скважины в первых вступлениях может регистрироваться **преломленная** волна. Преломленная волна образуется на границах с резким увеличением скорости. Преломленная волна от плоской границы имеет плоский фронт. На разрезе ВСП Рис.4 преломленная волна на глубинах менее 800 метров имеет амплитуду больше, чем прямая волна. При увеличении расстояния ПВ от скважины в первые вступления могут выходить преломленные волны от более глубоких границ.

Возбуждение упругих волн около устья скважины, В которой производится наблюдение ВСП, может привести к образованию гидроволны. Гидроволна распространяется вдоль ствола скважины со скоростью, близкой к скорости распространения волн в жидкости (Рис.5). Основная часть энергии гидроволны распространяется по жидкости, заполняющей скважину и некоторой небольшой окрестности массива пород, окружающих ствол скважины. Колебания частиц во фронте волны происходят в плоскости перпендикулярной оси скважины. Симметричные относительно оси скважины смещения частиц среды во фронте гидроволны, отличают эту волну от упругих волн, распространяющихся по породе.



Рис.5. Фрагмент сейсмического разреза ВСП с гидроволной, отражающейся от забоя скважины.

Регистрация сейсмических волн в скважине – это уникальная возможность изучения колебаний во внутренних точках среды. Определяющими характеристиками волны являются:

-частотная характеристика волны;

-геометрические параметры, описывающие фронт волны;

-закономерности колебаний частиц во фронте сейсмической волны.

Закономерности распространения волн, превышение амплитуды полезной волны над уровнем регулярных и нерегулярных помех, определяют успех применения той или иной методики скважиной сейсморазведки.

Различные методики сейсмоскважинных работ

Метод, положивший начало скважинной сейсморазведке, называется сейсмокаротаж. Его единственная задача – измерение времени пробега упругой волны по вертикали от поверхности до точек стоянки зонда в скважине. Классическим и самым простым методом скважинной сейсморазведки является Вертикальное Сейсмическое Профилирование или ВСП

Обращенное ВСП или Система Обращенного Годографа (СОГ), отличается от методики ВСП взаимной заменой положения пунктов взрыва и пунктов приема. При работах СОГ источник сейсмических волн располагается в скважине, а регистрация на поверхности Земли проводится стандартной многоканальной сейсмической станцией.

ВСП-ОГТ, не продольное ВСП (или ВСП с выносом), - это все различные названия методики работ ВСП, при которой пункт взрыва на поверхности Земли располагается достаточно далеко от скважины с приемниками. При такой методике точки отражения сейсмических волн от геологических пластов располагается в некоторой окрестности скважины, что позволяет преобразовать скважиные данные и построить по ним сейсмический разрез ОГТ. Если регистрация сейсмических волн в скважине происходит одновременно с работами наземной сейсморазведки ЗД, то такую методику работ называют ЗД – ВСП.

Скважинная методика *МПГС* предполагает проведение работ ВСП с различными выносами в группе скважин. Результатом работ является разрез ВСП-ОГТ, построенный по профилю, пересекающему ряд скважин.

Технология *Tomex*, была зарегистрирована компанией Western Geophisical, хотя похожие экспериментальные работы проводились многими геофизическими компаниями. В нашей стране технология сейсмического сопровождения бурения скважин или ВСП в процессе бурения проводится достаточно редко. Идея метода состоит в использовании бурового долота в качестве источника сейсмического сигнала. Регистрация данных аналогична методике СОГ.

Межскважинное прозвучивание – это технология одновременной работы на нескольких скважинах. Как следует из названия, источники сейсмических колебаний и приемники располагаются в разных скважинах, расположенных достаточно близко друг от друга. Комбинация положений источников и приемников в скважинах позволяет собрать данные, достаточные для томографической реконструкции свойств геологического разреза между скважинами.

Поляризационное ВСП (ПМ ВСП) – это технология изучения физических свойств пород, основанная на изучение поляризации поперечных сейсмических

волн. Поперечные сейсмические волны различной поляризации возбуждаются на поверхности специальными источниками колебаний. Различие скорости распространения и поляризации различных типов поперечных волн позволяет выявлять и изучать закономерные изменения физических свойств коллекторских пластов.

Геофизические исследования скважин (ГИС)

Геофизические исследования скважин дают возможность разбить геологический разрез на тонкие пласты, определить физические свойства пласта и предсказать наличие флюида в коллекторе. Существует ряд методов ГИС, которые с точки зрения сейсморазведки, необходимо или желательно иметь при выполнении работ ВСП. Для интерпретации сейсмических данных необходим стандартный набор методов ГИС, позволяющий выполнить разбивку на пласты, выделить коллекторские пласты и покрышки. Для различных геологических условий этот комплекс может включать свою комбинацию электрических, радиоактивных и других методов. Для обработки и интерпретации скважинных сейсмических данных, в комплекс работ ГИС требуется включать методы, позволяющие определять скоростные и плотностные характеристики разреза. Также необходима информация о геометрии ствола скважины и качестве цементирования обсадной колонны.

Метод акустического каротажа предназначен для определения скорости распространения акустической волны в породе. Зонд акустического каротажа выполняет запись времени пробега волны между источником и приемником. В обычном акустическом зонде размещается источник и два приемника Рис.6.А. Регистрируемые на разных приемниках времена пробега головной волны содержат систематическую ошибку, обусловленную изменением диаметра ствола скважины. Для уменьшения влияния профиля скважины и других помех на результаты измерений применяются компенсационные акустические зонды. Такие приборы используют встречную систему измерений Рис.6.Б Компенсационную схему определения пластовой скорости можно сгенерировать и для обычного зонда, если при расчете скорости использовать замеры с различных точек возбуждения. Использование компенсационной схемы расчета приводит к уменьшению ошибок определения скоростей до 10-15%. Современный акустический каротаж выполняется многоточечными приборами, регистрирующими волновую картину распространения акустической волны вдоль ствола скважины. Наличие нескольких измерений скорости для одной глубины увеличивает точность восстановления скоростной характеристики среды.

Плотностной каротаж или Гамма Гамма Каротаж (ГГК) в настоящее время входит в стандартный комплекс каротажных исследований, выполняемых на разведочных скважинах. Кривая ГГК, полученная после эталонировки полевых измерений, представлена в виде значений плотности породы. Как акустический каротаж, так и плотностной каротаж в области каверн регистрируют свойства пластов с искажениями. Поэтому плотности и скорости глинистых пластов, где наблюдаются значительные каверны, обычно надо корректировать.

Выполнение геологической разбивки скважины по данным ГИС является необходимым этапом комплексной интерпретации данных скважинной сейсморазведки. Комплекс методов ГИС, используемый для разбивки пластов и определения физических характеристик пластов, различается для разных

геологических разрезов, поэтому в рамках настоящего курса мы не будем рассматривать методы ГИС. Достаточный объем информации можно получить из специального курса лекций или учебников.



Рис.6. Схема измерений скорости пробега волны в акустическом каротаже.

А - стандартная схема наблюдений; Б – компенсационная схема наблюдений.

Геофизические стандарты

Развитие геофизической службы в мире потребовало введения стандартов на оборудование, форматы хранения данных. Помимо национальных стандартов, вводимых в каждой стране, существуют международные стандарты, вводимые обществом Геофизиков (SEG). Полное описание стандартов SEG можно найти на сайте общества (www.seg.org). При проведении сейсмических скважинных работ обычно учитываются стандарты регламентирующие:

-форматы записи сейсмических данных;

- -полярность регистрирующей сейсмостанции;
- -форматы записи каротажной информации;

-форматы записи топографической информации.

Список геофизических стандартов очень длинный и всегда неполный. Неполнота списка стандартов обусловлена постоянным усовершенствованием техники и технологии геофизических работ. Любой новый метод или новая аппаратура использует нестандартные решения, которые позволяют получить новое качество работ. И только через некоторое время новое решение может быть зафиксировано в качестве стандарта.

1.2. Методики ВСП и ВСП-ОГТ.

Задача построения геологической модели месторождения — это общая и главная идея всей разведочной геофизики. Каждый геофизический метод вносит свою часть информации в решение этой проблемы. Как правило, стыковка

различных геофизических методов с одной стороны вызывает главные споры, а с другой стороны дает существенный прирост информативности и надежности при построении модели месторождения. Вертикальное Сейсмическое Профилирование (ВСП) – это тот метод, который объединяет и связывает каротаж, сейсморазведку и геологию.

При проведении наземной сейсморазведки 2Д или 3Д строятся временные или глубинные разрезы. Сейсмический разрез является некоторым отображением геологического разреза. Установление соответствия между геологическими пластами и их сейсмическими образами является основной задачей метода ВСП.

Методика работ ВСП.

На Рис.7 показана схема наблюдения в методе ВСП. Расстояние между приборами в скважине может быть различным и определяется требуемой точностью и детальностью работ. Наиболее часто используется шаг 10 или 20 метров. Шаг между приборами может не быть постоянным. Например, при работе в интервалах глубин, где встречаются коллектора, шаг измерений может быть 10 метров, а верхней части скважины шаг увеличивается до 20 метров. Увеличение шага наблюдений по глубине может происходить по техническим причинам: при большом уровне помех, связанных со звоном колонны или при работе в открытом стволе скважины. Неравномерный шаг измерений по глубине вносит определенные трудности при обработке материала, но не приводит к существенному ухудшению качества работ. Расстояние между пунктом взрыва и устьем скважины, в которой проводятся работы ВСП, не должно быть большим по сравнению с глубиной залегания исследуемых геологических объектов. Обычно при глубинах исследований 2 – 3 км, вынос пункта взрыва выбирается в диапазоне 50 - 200 метров.





Неравномерность системы наблюдений часто связана с криволинейностью ствола скважины, в которой проводятся работы ВСП. Для криволинейной скважины вынос пункта взрыва и шаг по глубине между приемниками меняется с глубиной и зависит от геометрии ствола скважины. При небольших (по сравнению с глубиной исследования) смещениях забоя скважины методика обработки ВСП практически ланных не стандартной. отличается от Смещение и удлинение скважины приводит к изменению наклонов годографов падающей и отраженных волн. Обычно набор кривизны в наклонной скважине происходит плавно, поэтому визуально по полю ВСП сложно определить вертикальная скважина

или нет. Однако при обработке данных, кривизну ствола скважины необходимо учитывать как при расчете скоростной характеристики среды, так и при построении трассы коридорного суммирования.

Результаты обработки данных ВСП дают возможность определить скоростную характеристику разреза. Скорости распространения сейсмических волн в среде определяются по годографу падающей волны. Годограф падающей волны – это график времен вступления прямой волны. Он определяет вертикальное время пробега сейсмической волны от поверхности до заданной глубины. Наклон годографа в каждой точке определяется значением скорости в среде. На Рис.8 приведены годографы падающих волн для различных распределений скорости с глубиной. Средняя скорость определяет осредненную характеристику среды от поверхности наблюдений до заданной глубины. Значение средней скорости определяется по годографу как:

$$V_{cp} = \frac{H}{t},\tag{1}$$

где t - время пробега волны до заданной глубины наблюдения - H. Обычно начальная точка измерения глубин ВСП располагается выше уровня Земли. Для корректной привязки с данными ГИС шкала глубин может иметь нулевое значение на уровне ротора (т.е. быть выше уровня Земли на 7-8 метров). В этом случае глубина H в формуле (1), должна быть скорректирована и ноль глубины должен совпадать с уровнем наблюдения, от которого измеряется время.



Рис.8. Годографы падающей волны в среде с изменяющейся скоростью. А - годографы прямой волны; Б - графики изменения скорости в среде. (Одинаковые индексы кривых показывают соответствие годографа и скоростного закона).

Скорость, определяемая по разности времен пробега волны между двумя соседними положениями точек регистрации, называется интервальной:

$$V_{uum} = \frac{\Delta H}{\Delta t}, \qquad (2)$$

где - база наблюдения, Δt - разность времен пробега волны на базе наблюдения, определяемая по годографу. Точность определения интервальной скорости сильно зависит от величины базы измерения. При увеличении базы измерения определяемая по формуле (2) скорость равна среднему значению скорости по всем пластам, попадающим в интервал глубин ΔH . При уменьшении базы измерения уменьшается знаменатель формуле (2) и поэтому небольшие ошибки в определении времени пробега волны приводят к существенным отклонениям интервальной скорости от реального значения пластовой скорости в породе.

Работы ВСП проводятся на скважине после работ ГИС. Стандартный комплекс кривых ГИС позволяет разбить разрез скважины на пласты. Точность разбивки на пласты с одинаковыми физическими свойствами существенно выше точности работ ВСП. Поэтому по данным стандартного комплекса ГИС можно осуществить разбивку на пласты, загрубив ее до точности измерений пластов в методе ВСП. Даже если на скважине в комплекс ГИС не входит акустический каротаж (АК), то стандартный комплекс позволяет разделять породы различного литологического состава. Следовательно, можно избежать ошибки объединения в один пласт пород с существенно различными скоростями пробега сейсмической волны. Под пластовой скоростью в методе ВСП будем понимать скорость:

$$V_{n\pi} = \frac{\left(H_{no\partial} - H_{\kappa p}\right)}{\left(t_{no\partial} - t_{\kappa p}\right)},\tag{3}$$

где в числителе стоит разность глубин между подошвой и кровлей пласта, а в знаменателе, - соответствующая разность времен по годографу падающей волны. Интервальная и пластовая скорость определяются по разности времен пробега между двумя фиксированными точками годографа падающей волны. Средняя скорость отсчитывается от поверхности Земли или от другого заданного уровня приведения. Поэтому значения средней скорости зависят от начальной точки отсчета годографа, а пластовая и интервальные скорости нет.

На Рис.9 показано сравнение годографов падающей и отраженной волн для различных положений ПВ относительно скважины. Если положение пункта взрыва совпадает с устьем скважины и скважина вертикальна, то падающая и отраженная волна распространяются вдоль ствола скважины. В этом случае наклон годографа падающей волны и наклон годографа восходящей волны в каждой точке совпадают по абсолютному значению, но различаются знаком. Наклон годографа – это интервальная скорость (2) и ее значение для любой глубины измерения не зависит от направления (вверх или вниз) пробега волны. Конечно, если отражающие границы наклонные, то направление пробега волн отличается от вертикального и простое соотношение между годографами падающей и восходящей волнами нарушается.



Рис.9. Сравнение годографов падающей и отраженной волн для различных положений ПВ относительно скважины. Расстояние ПВ от скважины равно: 1)-50м; 2)-1000м; 3)-1500м.

На Рис.10 приведены годограф падающей волны и графики скоростей, полученные по реальной скважине в Западной Сибири. На фоне монотонного возрастания скорости с глубиной выделяются реперные пласты с аномальными значениями пластовой скорости. Скорости сейсмических волн, определяемые по наблюдениям ВСП можно сравнивать со скоростями, определяемыми по Акустическому Каротажу (АК). Различие масштабов и методов измерения ВСП и АК не позволяет говорить об абсолютном равенстве сейсмических и акустических скоростей. Однако скорости, полученные по АК, могут использоваться для моделирования сейсмических трасс.

Годограф падающей волны это табличная функция, связывающая глубину и вертикальное время пробега падающей волны. Удвоенное вертикальное время пробега измеряет путь волны от поверхности до заданной глубины и назад до поверхности Земли. Если геологический разрез достаточно простой, то двойное сейсмической волны, рассчитанное время пробега ПО ВСП, должно соответствовать времени отражения, наблюдаемому В ΟΓΤ. Поэтому вертикальный годограф ВСП – это табличная функция, взаимнооднозначно связывающая временной масштаб разрезов ОГТ и глубинный масштаб измерений ГИС. Графическое представление увязки кривых ГИС, заданных в глубинном масштабе, и разреза ОГТ, с вертикальной временной шкалой, может быть различным. На Рис.11 показано сопоставление трех геофизических полей: кривые ГИС, поле отраженных волн ВСП и сейсмический разрез ОГТ. Сопоставление кривых ГИС и поля отраженных волн ВСП дает информацию о формировании отраженных волн на границах геологических пластов. Волновые поля ОГТ и ВСП отличаются друг от друга, так как зарегистрированы различными системами наблюдения и обработаны различными программами. Сравнение разреза ОГТ и поля ВСП на Рис.11 происходит во временном масштабе, а сопоставление ВСП и ГИС в глубинном.



Рис.10. Изучение скоростной характеристики среды в методе ВСП.



Рис.11. Сопоставление данных ГИС, поля отраженных волн ВСП и разреза ОГТ.

Трасса коридорного суммирования ВСП

Процесс увязки каротажных и наземных сейсмических материалов можно разделить на две задачи. Первая – это сопоставление шкалы глубин и шкалы времен, вторая – это переход от реальной тонкослоистой геологической модели к пластовой сейсмической модели. Тонкие слои, выделяемые по комплексу кривых ГИС, преобразуются в некоторую последовательность положительных и отрицательных экстремумов поля отраженных волн ВСП. Длина сейсмической волны обычно значительно больше, чем мощность одного тонкого слоя. Поэтому каждый экстремум сейсмической волны представляет собой интерференцию или сумму нескольких отражений от тонких слоев. Такое «волновое» осреднение или объединение тонких пластов в сейсмическом поле зависит от частотного состава и формы волны, возбуждаемой в источнике и распространяющейся в реальной геологической среде. Обычно, сейсмическую трассу рассматривают в рамках сверточной модели. То есть сейсмическая трасс определяется как свертка сигнала источника *S*(*t*) и импульсной характеристики среды h(t).

$$U(t) = h(t) * S(t) \tag{4}$$

Импульсная характеристика среды может быть измерена с помощью методов ГИС. Если не учитывать кратных отражений внутри пластов, то импульсная характеристика определяется последовательностью коэффициентов отражения от границ раздела двух сред:

$$K_{omp} = \frac{(V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1)}{(V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1)}$$
(5)

V – скорость, измеряемая по акустическому каротажу (АК), ρ – плотность, полученная по плотностному каротажу (ГГК). Обычно производится разбивка геологической модели на пласты и осреднение значений скорости и плотности в рамках заданных пластов. Сигнал для расчета сейсмической трассы может быть взят из наблюдений падающей волны. На Рис.12 приведен пример моделирования сейсмической трассы. По кривым акустического и плотностного каротажей рассчитана трасса коэффициентов отражения. Трасса коэффициентов отражения после свертки с сигналом по формуле (4) дает модельную сейсмическую трассу. Сопоставление модельных трасс и трассы коридорного суммирования ВСП помогает понять соответствие акустических свойств геологических пластов и их представление в сейсмическом волновом поле. Переход от геологических моделей к сейсмическим полям – это процесс фильтрации или осреднения исходной модели. В качестве оператора фильтра, сглаживающего разрывную функцию импульсной характеристики, выступает сейсмический сигнал.

Методика работ ВСП-ОГТ.

Существует формальное разделение метода ВСП на две методики: стандартное ВСП и ВСП – ОГТ. В результате обработки данных по методике ВСП-ОГТ строится сейсмическое изображение (временной или глубинный разрез), отражающее закономерности строения околоскважинного пространства. Сегодня нет однозначно устоявшейся терминологии, что понимать под методом ВСП – ОГТ. Методика ОГТ в наземной сейсморазведке реализует принцип многократных перекрытий. То есть каждая трасса временного разреза ОГТ получается суммированием многих трасс, имеющих различные положения источников и приемников. Наблюдения ВСП, зарегистрированные с одного пункта взрыва, расположенного на любом удалении от скважины, можно назвать ВСП-МОВ. Так как для одного пункта взрыва нельзя сформировать сейсмограмму ОГТ, то есть для одной отражающей площадки нельзя найти два луча, имеющие различные источники и приемники. Пункт взрыва только один, что в терминологии стандартной сейсморазведки соответствует методу отраженных волн (МОВ).



Рис.12. Моделирование сейсмической трассы по данным акустического и плотностного каротажа.

Система наблюдений в методике ВСП-ОГТ отличается от системы наблюдений ВСП тем, что наблюдения ВСП-ОГТ имеют несколько пунктов взрыва, расположенных на различных расстояниях от скважины, в которой выполняется регистрация сейсмических волн (Рис.13). При возбуждении сигнала из одного пункта взрыва два соседних луча, идущих в два соседних по глубине приемника имеют близкие углы отражения. Расстояние между пунктами взрыва в методике ВСП-ОГТ обычно существенно больше, чем расстояние между пунктами приема. Для ВСП-ОГТ невозможно реализовать взаимное изменение положение ПВ и ПП. Это приводит к тому, что система наблюдения ΒСΠ-ΟΓΤ является фланговой и нерегулярной. Из-за нерегулярности системы наблюдений невозможно обычной сортировкой трасс перейти OT сейсмограмм ОПВ или ОПП к сейсмограммам ОГТ. Выполнение преобразования скважинных сейсмограмм ВСП в разрез ОГТ выполняется программами продолжения волновых полей.

Обычно считается, что средние или пластовые скорости, измеренные по стандартному ВСП, дают достаточно точное приближение скоростной модели среды. Однако эта модель получена в точке, а скоростная модель и поведение границ могут быстро меняться.

В таком случае достаточно сложно одновременно правильно



Рис.13. Система наблюдений в методике ВСП-ОГТ

определить скоростную модель и наклоны отражающих границ. На Рис.14 показана схема размещения точки отражения для фиксированного положения



Рис.14.Положение точки отражения от границы в методе ВСП-ОГТ.

пункта взрыва И переменной глубины горизонтальной отражающей границы. В общем случае координата точки отражения зависит от расположения пункта взрыва, пункта приема и геометрии отражающей границы. Годографы падающих и отраженных волн для методики ВСП-ОГТ зависят ОТ положения пункта взрыва (ПВ) относительно устья скважины. На Рис.15 представлены годографы отраженных волн для различных выносов ПВ и различных глубин границы отражения. В однородной годографы падающих среде и отраженных волн остаются гиперболами. Для реальной геологической среды годографы имеют более сложную форму. Для того чтобы правильно представлять себе структуру волновых полей, зарегистрированных в скважинах,



Рис.15. Годографы отраженных волн для различных выносов ПВ. Вынос равен: 1)-50 м; 2)-1000м; 3)-1500м; 4)-2000м; 5)-2500м.



Рис.16. Сейсмограммы ОПВ для различных пунктов взрыва.

приведем пример реальных наблюдений. На Рис.16. показаны пять сейсмограмм ОПВ, полученных при возбуждении сейсмического сигнала на поверхности Земли в шести различных пунктах взрыва. 12 сейсмоприемников в скважине располагались на расстоянии 50 метров друг от друга, при изменении положения ΠВ скважинные приборы оставались неподвижными. Ha сейсмограммах обозначены годографы падающих и отраженных волн. Падающие и восходящие волны легко отождествляются на сейсмограммах ОПВ, так как имеют противоположные наклоны годографов. На Рис.17 представлены две сейсмограммы общего пункта приема для того же сейсмического скважинного материала. Глубина расположение общего пункта приема для фрагмента Рис.17А. составляет 1000 метров для Рис.17Б 1250 метров. На сейсмограммах ОПП отмечена отраженная волна. Ее годограф имеет минимум на времени 1410 мсек. для фрагмента 17А и 1305 мсек. для 17Б. То есть время минимума годографа отраженной волны меньше для более глубокого положения ПП.

С одной стороны волновая картина для скважинных сейсмограмм, за счет падающих и кратных волн более сложная, чем для поверхностной сейсморазведки. Но с другой стороны отношение сигнал/помеха для скважинных данных существенно выше из-за того, что отсутствуют поверхностные волны помехи. Существенные различия систем наблюдений, не приводят к радикальным отличиям волновых полей. Поэтому многие алгоритмы обработки данных наземной сейсморазведки могут быть использованы в процессе обработки скважинных сейсмических материалов.



Рис.17. Две сейсмограммы ОПП при многократных наблюдениях в скважине. А- сейсмоприемник расположен на глубине 1000 метров; Б- сейсмоприемник расположен на глубине 1250 метров;

2. Полевые работы.

2.1. Аппаратура для производства работ ВСП.

Для наземных сейсмических станций понятие аналоговая и цифровая аппаратура различаются по характеру записи информации на магнитный носитель. В настоящее время аналоговые сейсмические станции в производстве практически не используются. Для скважинной сейсмики понятия цифровой или аналоговой аппаратуры различаются по принципу передачи информации на поверхность от скважинных приборов. Если по каротажному кабелю передается аналоговая информация, то аппаратура считается аналоговой. В противном случае, когда преобразование аналог-код происходит в скважинном зонде, а по кабелю на поверхность передаются оцифрованные данные, аппаратура называется цифровой.

Цифровая передача информации по каротажному кабелю позволяет избежать наводок на электрический сигнал в канале «прибор-сейсмостанция» и практически полностью избавиться от взаимного влияния каналов друг на друга. С другой стороны аналоговая скважинная аппаратура более простая и надежная в работе. Для передачи аналоговой информации по кабелю существуют методы модуляции сигнала, позволяющие повысить надежность канала передачи. Рассмотрим основные виды модуляции сигнала, применяемые на практике. Амплитудная модуляция сигнала – предусматривает кодировку аналогового сигнала путем задания его в виде огибающей высокочастотного несущего сигнала Рис.1Б. При частотной модуляции полезный сигнал кодируется в виде изменений частоты опорного сигнала Рис.1В.



Рис.1. Различные варианты кодировки сигнала. А - кодируемый сигнал; Б - амплитудная модуляция сигнала; В - частотная модуляция сигнала.

Цифровая регистрирующая аппаратура, применяемая для работ в скважинах, похожа на стандартную сейсмостанцию. Основное отличие, определяющее сложность цифровой аппаратуры ВСП, заключается в том, что основные блоки аппаратуры располагаются в скважине и должны работать при высоких температурах. Скважинная сейсмостанция состоит из двух частей, наземного блока и блока скважинных приборов. На Рис.2 показана фотография скважинного модуля. В верхней части прибора расположен одного электромотор и редуктор, обеспечивающие работу прижимного механизма. Капсула с сейсмоприемниками и электронные схемы приборов, расположены в нижней части зонда. В современных конструкциях прибора капсула с сейсмоприемниками смонтирована в середине модуля. Между скважинными приборами и поверхностным блоком может располагаться ретранслятор. Ретранслятор обычно выполняет функции предварительного усилителя сигнала, перед передачей информации по каротажному кабелю на поверхность. Общая схема цифровой аппаратуры ВСП показана на Рис.3. Сейсмический сигнал, попадая на сейсмоприемник, преобразуется в электрический сигнал, усиливается и фильтруется в аналоговом блоке прибора. Затем происходит оцифровка сигнала в блоке аналогово-цифрового преобразования (АЦП). Цифровая информация не передается в реальном времени на поверхность, а записывается в память прибора. Передача сейсмической информации на поверхность происходит по окончанию цикла регистрации. За передачу информации на поверхность и обмен сообщениями между поверхностью и скважинным прибором отвечает блок телеметрии.

На Рис.4 показана схема работы аналоговых усилителей и АЦП. Четыре постоянных коэффициента усиления, выбираемые оператором перед циклом регистрации, определяют величину сигнала на входе в блок АЦП. Коэффициент усиления должен быть такой, при котором наибольший усиленный сигнал не превышает диапазон сетки АЦП. Так как при ВСП падающая прямая волна наиболее сильная, то при настройке коэффициента усиления можно ориентироваться только на нее. При этом амплитуда всех отраженных сигналов должна быть выше, чем уровень минимального разряда АЦП. Преобразование аналогового сигнала в цифровой - это основное место и главная проблема цифровой аппаратуры. Предварительные аналоговые усилители любой поднимают амплитуду сейсмического сигнала, пытаясь выровнять диапазон изменения сигнала и диапазон входа АЦП. При этом коэффициент усиления аналогового фильтра является общим для всех приходящих сейсмических сигналов и постоянным в рамках одной сейсмограммы. Так что отношение амплитуд различных сигналов, приходящих в разное время к сейсмоприемнику, не зависит от коэффициента усиления. Отношение амплитуды максимального сейсмического сигнала к минимальному полезному сигналу определяет требуемый динамический диапазон регистрирующей аппаратуры.

Динамический диапазон АЩП определяется количеством разрядов, используемых при оцифровке сигнала. В современных наземных сейсмических станциях применяются АЩП имеющие более 20 разрядов. В скважинной аппаратуре используются 12 разрядные АЩП. Многоразрядные и одновременно высокотемпературные АЩП (более 120°С), на сегодняшний день, не выпускаются. Динамический диапазон в современных наземных сейсмостанциях определяется суммой динамических диапазонов МАРУ и АЩП [12]. В настоящее время в скважинной аппаратуре МАРУ не используется. Мгновенный динамический диапазон сейсмической станции определяет



Рис.2. Скважинный модуль сейсмического зонда для работ ВСП.



Рис.3. Блок схема цифровой скважинной аппаратуры.



Рис.4. Схема работы аналоговых усилителей и АЦП в скважинном приборе.

возможность записи двух сигналов, одновременно пришедших на сейсмоприемник. Если разрядность АЦП равна 12 - это значит что минимальный и максимальный сигналы, которые на одной трассе может зарегистрировать сейсмостанция, различаются по амплитуде в 2¹²≈4000 раз.

Большое значение для АЦП имеет скорость работы или рабочая частота. На Рис.5 показана схема последовательной оцифровки трех каналов одного зонда. В скважинной аппаратуре время оцифровки одного дискрета сейсмотрассы с помощью АЦП равен 0.3 мсек. При рабочий этом цикл оцифровки одного временного дискрета для трех каналов зонда равно 0.9 мсек.

B скважинной сейсмической аппаратуре одно из основных мест занимает система прижима прибора стенкам К скважине. Прижим прибора к стенке скважины может быть активный или пассивный. Активный (механический) прижим осуществляется с помощью лапы, приводимой R лвижение с помошью электродвигателя и системы редукторов. Пассивный прижим обычно осуществляется посредством рессоры, постоянно прижимающей скважинный прибор к стенке скважины. Рис.6

Передача информации от скважинных приборов на поверхность происходит по каротажному кабелю. Каротажный кабель состоит из проводящих жил и защитной брони.



Рис.5. Схема последовательности оцифровки трех каналов в скважинном приборе. А - входные аналоговые сигналы. Б - дискретные сигналы после оцифровки.



Рис.6. Актавный (А) и пассивный (Б) прижим скважинного прибора.

Проводящие жилы расположены в центре кабеля И имеют термостойкую изоляцию (Рис.7). Грузонесущая броня выполнена в виде двух слоев тонких стальных жил. Качество кабеля определяется прочностью, как его так и электрическими характеристиками. Рассмотрим маркировку каротажного кабеля, например: КГ1-53-180

КГ1-Кабель Геофизический одножильный;

53кН – прочность на разрыв;

180° - максимальная рабочая температура.

Электрические характеристики кабеля, которые определяют

возможности использования кабеля для аппаратуры ВСП:

-электрическое сопротивление жилы кабеля;

-емкость и индуктивность кабеля.

Данные по параметрам геофизических кабелей и принципы их маркировки даются в справочниках, например [8]. Как обычный канал связи каротажный кабель имеет свою частотную характеристику и диапазон частот передачи информации. Обычно средняя рабочая частота каротажного кабеля равна 50 кГц. Эту частоту можно брать в качестве базовой для оценки пропускной способности кабеля при передаче сигналов от скважинного прибора на поверхность. Если передавать цифровую информацию на поверхность, то при шаге дискретизации 1 мсек и разрядности АЦП -12, за оду секунду требуется передавать 1000*12 бит на один канал. Если рабочая частота кабеля равна 50 кГц, - то это означает, что за секунду можно передать приблизительно 50*1000 бит. Таким образом, пропускная способность кабеля превышает объем информации на один канал в 50/12=4.2 раза. Следовательно, в реальном времени через одну жилу каротажного кабеля можно передать не более 4х каналов. Конечно, такой прямой расчет дает приближенную оценку и не учитывает современные возможности сжатия и кодировки информации. Передача на поверхность сигналов контролируется блоком телеметрии. Система связи между скважинным модулем может быть односторонней или дуплексной. При односторонней связи прибор в скважине только получает команды и выполняет их. Более качественная связь может осуществляться в дуплексном режиме, в этом случае осуществляется двухсторонний обмен командами и ответами (кодами возврата) на них.

Механические характеристики кабеля на первый взгляд не столь важны при производстве работ ВСП. Однако одна из проблем, которая существует при производстве работ в скважине - это изменение длины кабеля (растяжка) под своим собственным весом и весом приборов. Обычно считают, что средняя растяжка кабеля при проведении работ равна 1м на 1 км. При каротажных работах проблема взаимной увязки кривых ГИС решается повторным включением в связку приборов одного общего метода, чаще всего это гамма каротаж. В настоящее время при производстве скважинных сейсмических

Рис.7. Строение каротажного кабеля.



исследований растяжка каротажного кабеля не контролируется. Каротажный подъемник может иметь различные системы контроля глубин, механическую или по магнитным меткам, предварительно нанесенным на каротажный кабель. При любой системе контроля глубин точность установки приборов ограничена точностью работы системы измерений глубины на каротажном подъемнике. Для современных подъемников она равна 0.1 метра.

Регистратор сейсмических колебаний или сейсмостанция имеет блок телеметрии для связи со скважинными модулями и оснащена Системой Синхронизации Взрывов (ССВ). ССВ, используемая при работах ВСП, не отличается от тех, которые используются для наземных сейсморазведочных работ.

Качество полевого материала в скважинной сейсморазведке во многом определяется возможностью регистрирующего комплекса. Постоянный прогресс и усовершенствование полевой аппаратуры обусловливает и увеличение возможностей скважинной сейсморазведки при решении геологических задач.

2.2. Технология проведения работ ВСП.

В данном разделе мы будем рассматривать только технологию производства сейсмоскважинных работ, при которой возбуждение сигналов производится на поверхности, а регистрация в скважине. Обращенное ВСП и межскважинное прозвучивание имеет свои особенности, связанные с возбуждением сейсмических волн в скважинах. Технологию работ скважинной сейсморазведки можно условно разделить на две части. Первая - это проведение работ по возбуждению сейсмического сигнала на поверхности Земли. Вторая часть - это работа со скважинными приборами: спускоподъемные операции и регистрация сейсмических волн.

Общие проблемы организации работ.

Полевые работы методом ВСП обычно проводятся круглогодично. Ограничения на сезонность работ нет, так как подъезд к скважинам чаще всего возможен. Обычно положение пункта взрыва в техническом задании определено приближенно и существует возможность смещать положение пикета возбуждения на расстояния порядка 50 метров. Этого бывает достаточно для того, чтобы выбрать подходящее место для буровзрывных работ. Технология работ в основном определяется схемой наблюдения, заложенной в технический проект. Количество пикетов возбуждения, их расположение на местности, параметры регистрирующей расстановки могут меняться в широких пределах в зависимости от решаемой геологической задачи

1. Схема наблюдений, как и в обычной сейсморазведке, определяется положением пунктов возбуждения (ПВ) и расстановкой пунктов приема (ПП). Для стандартной технологии ВСП приемная расстановка расположена в скважине и смещается по вертикали, занимая различные положения по глубине. Возбуждение сейсмического сигнала происходит с поверхности Земли и может осуществляться различными типами источников.

<u>Положение ПВ.</u>

-расположение ПВ на расстоянии близком от устья глубокой скважины (50-100 метров) характерно для стандартного ВСП.

-расположение ПВ на значительных удаленьях от скважины (300 и более метров), при регистрации на различных глубинах применяется при методике ВСП-ОГТ.

<u>Положение ПП.</u>

-минимальный шаг между пунктами приема обычно равен расстоянию между регистрирующими модулями в скважинном зонде (10-20 метров).

-смещения зонда по скважине определяется конструкцией скважинного зонда и техническими требованиями на проведение работ. Часто приборы смещается на расстояние равное длине скважинного зонда, так чтобы при соседних стоянках одна точка двух расстановок повторялась при двух различных взрывах (Рис.8).

2. Параметры возбуждение (для работы с взрывами).

<u>Глубина взрывной скважины.</u>

Взрывная скважина бурится до плотного пласта на глубину 10-20 метров. Глубина взрывной скважины определяется по результатам опытных работ. Как правило, наилучший сейсмический материал получается при взрывах из плотных пластов.

Вес заряда.

Вес заряда выбирается исходя из двух предположений:

-мощность взрыва должна быть достаточна, для того чтобы зарегистрировать все полезные сейсмические сигналы. При работе с небольших выносов ПВ от глубокой скважины и глубинах регистрации до 2 км бывает достаточно использовать заряды тротила весом до 100 гр. При работах с удаленных пунктов взрыва минимальный вес заряда должен увеличиваться, и может достигать 200 - 500 гр. По сравнению с зарядами, используемыми при наземной сейсморазведке, вес заряда при работах ВСП может быть меньше в несколько раз.





Рис.8. Схема перемещения приборов в скважине.

Рис.9. Конструкция взрывной скважины.

-стабильность скважины, из которой производится взрыв - это одно из главных требований проведения работ ВСП. Для того чтобы скважина не разрушалась после многократных взрывов ее обсаживают. Обсадную трубу спускают до кровли плотного пласта. Взрывы выполняют под обсадной трубой (Рис.9). Если взрывная скважина расположена в болотистом месте, то в процессе работ она может "заплывать". В этом случае требуется периодически промывать взрывную скважину.

3. Параметры регистрация.

Параметры регистрации определяются исходя из геологической задачи, стоящей перед сейсмическими работами в скважине. Принципиально параметры регистрации обусловлены временем прихода полезных волн и их частотным составом.

<u>Длина записи.</u>

Время прихода полезной отраженной волны зависит от скоростной характеристики среды и положения точки регистрации в скважине. Наибольшие времена прихода полезных отраженных волн регистрируются в том случае, когда сейсмоприемник расположен около поверхности Земли. При стандартных работах ВСП время регистрации не превышает длину записи наземной сейсморазведки. Иногда при работах ВСП стоит задача изучения поперечных волн, скорости которых приблизительно в 1.4 раза ниже, чем скорости продольных волн. В таком случае может потребоваться увеличение длины записи.

Шаг дискретизации.

Обычно шаг дискретизации полевой аппаратуры согласовывается с частотным диапазоном сейсмического сигнала. Для наземных сейсмических работ шаг дискретизации выбирается равным 1, 2 или 4 мсек. Для скважинной аппаратуры простота и стабильность электронных схем скважинных приборов является определяющей. Поэтому для цифровой скважинной регистрирующей аппаратуры шаг дескретизации записи может не быть кратным 1 мсек. Для расширения частотного диапазона записи стараются использовать минимально допустимый шаг дискретизации.

Количество регистрируемых компонент.

Современные скважинные системы регистрации имеют, как правило, три сейсмоприемника в одном приборе. Трехкомпонентная регистрация сейсмической записи в скважине позволяет определять направление колебания частиц горной породы во фронте сейсмической волны.

Количество одновременно регистрируемых каналов.

Скважинный сейсмический зонд обычно состоит из 3 - 4 приборов, смонтированных друг за другом. Количество скважинных модулей в одном зонде определяет технологию спускоподъемных операций на устье скважины. Вес приборов и межприборных перемычек не позволяет спускать в скважину более 3-4-х приборов без использования специальных подъемных механизмов. Существуют ограничения на пропускную способность каротажного кабеля. В реальном времени по кабелю можно передавать информацию порядка 10 - 15 каналов (четыре трехкомпонентных модуля). Поэтому при работе более чем с 4мя трехкомпонентными приборами требуется дополнительное время на передачу информации от приборов к регистрирующей станции. Это время обычно в несколько раз больше времени регистрации сейсмической записи. С точки зрения технологии проведения работ, увеличение числа одновременно работающих скважинных приборов усложняет процедуру установки приборов в скважине. Механический прижим приборов к стенке скважины выполняется, как правило, последовательно начиная с нижнего модуля. Если приборов достаточно много и вес их велик, то после установки одного прибора требуется делать небольшой припуск кабеля, чтобы ослабить натяжение кабельной перемычки между приборами. В противном случае при регистрации сейсмической волны вибрации с одного прибора могут передаваться на соседний модуль по натянутой кабельной перемычке.

Если по техническому заданию не требуется регистрация большого количества точек одновременно от одного взрыва, то наиболее оптимальной расстановкой можно считать 4-е скважинных модуля в одном зонде.

4. Регистрация контрольных каналов.

По технологии проведения сейсморазведочных работ требуется выполнять контрольные измерения. При производстве сейсмо-скважинных работ могут регистрироваться дополнительные контрольные каналы.

Регистрация отметки момента взрыва;

Стандартный контрольный канал, фиксирующий начало отсчета времени регистрации. Представляет собой последовательность импульсов следующих один за другим через 200 мсек. В случае несовпадения нуля времени и отметки момента может быть выполнена коррекция начала отсчета.

Регистрация вертикального времени на пикете возбуждения;

Запись одной трассы от сейсмоприемника, расположенного около устья взрывной скважины. Вертикальное время пробега определяет статическую поправку за пункт взрыва. Кроме этого по времени прихода сейсмической волны к контрольному сейсмоприемнику и глубине заложения заряда определяется скорость распространения сейсмической волны в приповерхностной зоне.

<u>Регистрация контрольных каналов, контролирующих форму</u> возбуждаемого сигнала.

Для того чтобы контролировать форму падающей волны используется один несколько или сейсмоприемников, устанавливаемых на Земли поверхности на расстоянии 50-200 метров от взрывной скважины (Рис.10). В зависимости от строения ВЧР в районе работ такой контрольный канал регистрирует всевозможные типы поверхностных волн и отраженных сигналов. Постоянство формы сигнала на записи контрольного канала стабильности говорит 0 условий возбуждения.



Рис.10. Положение пункта взрыва и контрольных приборов при проведении работ ВСП.

5. Технические характеристики системы наблюдений.

Для того чтобы правильно выполнить обработку данных скважинной сейсморазведки нужно иметь информацию о взаимном расположении источников и приемников. Обычно при проведении работ требуется собрать или измерить следующую информацию (Рис.11).



Рис.11. Взаимное расположение уровней регистрации при работах ВСП.

<u>Альтитуда скважины</u> - расстояние от уровня моря до стола ротора скважины. Знание альтитуды скважины требуется для того, чтобы увязать измерения ВСП и ГИС по глубине.

<u>Альтитуда начала отсчета кабельной глубины</u> - расстояние от уровня моря до отметки нуля кабельной глубины при работах ВСП. Если работы ВСП проводятся от стола ротора, то альтитуда нуля глубины ВСП совпадает с альтитудой скважины.

<u>Альтитуда устья взрывной скважины</u> - расстояние от уровня моря до устья взрывной скважины требуется для того, чтобы учесть статическую поправку за пункт взрыва.

Координаты Пункта Взрыва (ПВ) относительно устья скважины.

Измерение координат ПВ относительно устья глубокой скважины выполняется с помощью геодезической аппаратуры. Данные о положении ПВ необходимы для правильной обработки материалов ВСП.

Инклинометрия скважины.

Отклонение скважины от вертикали характерно в основном для эксплуатационных скважин. Данные инклинометрии скважины входят в стандартный набор кривых ГИС. Коррекция данных ГИС и ВСП за инклинометрию скважины изменяет только глубинный масштаб измерений, кабельные глубины пересчитываются в абсолютные глубины.

Порядок проведения скважинных сейсмических работ.

1. Буровзрывные работы

Бурение взрывных скважин.

При бурении взрывных скважин для ВСП требуется, чтобы взрывная скважина не разрушалась при повторных взрывах. Наиболее рациональной
конструкцией взрывной скважины для работ ВСП является обсаженная скважина, для которой обсадная труба заканчивается в глинистом пласте. Заряд располагается под обсадной трубой в глинистом пласте (Рис.8). Таким образом, достигается две цели: взрывная скважина не разрушается при многократных взрывах и большая часть энергии взрыва переходит в сейсмическую волну.

Для бурения и обсадки взрывных скважин используют станок УРБ-2,5. Он может монтироваться на базе грузовых автомобилей, например КАМАЗ. Такой станок может бурить скважины глубиной до 50 метров, диаметром 160 мм. Бурение происходит с промывкой глинистым раствором. На станке имеется специальная лебедка, которая позволяет выполнять обсадку скважины. Для бурения неглубоких скважин в труднодоступных участках работ может быть использован ручной мотобур, позволяющий выполнять бурение скважин шнеками на глубину до 10 - 15 метров.

Взрывные работы.

Для возбуждения сейсмической волны используют шашки литого или прессованного тротила весом от 100 гр. до 500гр. В качестве средств взрывания применяются сейсмические электродетонаторы (ЭДС). Порядок проведения буровзрывных работ при работах ВСП определяется проектом, который проходит согласования в горнотехнической инспекции.

2. *Регистрации сейсмических данных на поверхности Земли. Сбор информации в сейсмостанции.*

Сейсмостанция является центральным пунктом сбора всей регистрируемой сейсмической и контрольной информации. В ней собираются данные от скважинных приборов, контрольных каналов, расположенных автономно на поверхности Земли и контрольных каналов, приходящих в станцию от системы синхронизации взрывов.

Система синхронизации взрывов (ССВ).

Это стандартная аппаратура, позволяющая безопасно и точно выполнять взрывные работы. ССВ служит для связи между взрывпунктом и сейсмостанцией. ССВ состоит из двух частей, шифратора и дешифратора, соединенных между собой радиоканалом или проводным каналом. Шифратор соединен с сейсмостанцией, а непосредственно к дешифратору подсоединяется боевая магистраль с ЭДС и зарядом.

Работа ССВ начинается с получения шифратором команды на подрыв заряда. Шифратор передает по каналу связи эту команду дешифратору. Шифратор и дешифратор через некоторое время (порядка 200 мсек) одновременно вырабатывают команды начала работы. Шифратор передает свою команду на сейсмостанцию, и эта команда считается отметкой момента взрыва. Дешифратор передает свою команду в боевую магистраль. Таким образом, достигается одновременность взрыва и начала записи на сейсмостанции. Дешифратор ССВ по каналу связи передает на сейсмостанцию запись вертикального времени пробега.

3. Технология измерения сейсмических волн в скважине.

Сейсмический зонд опускается в скважину и перемещается от стоянки к стоянке с помощью лебедки каротажного подъемника. Измерения, как правило, начинаются с максимальной глубины. Приборы во время спуска несколько раз останавливаются и выполняются контрольные замеры. Цикл измерений на одной стоянке зонда состоит из последовательности операций:

- установка приборов на заданную глубину;
- прижим приборов к стенке скважины;
- взрыв и регистрация сейсмических колебаний;
- передача информации от приборов к сейсмостанции;
- визуальный контроль качества материала;
- отжим приборов от стенки скважины;
- перемещение приборов на новую стоянку.

Количество рабочих циклов зависит от глубины скважины и шага перемещения приборов от точки к точке.

Контроль качества полевых работ.

Обычно скважина выделяется для проведения сейсмических работ один раз, и повторить работы ВСП очень трудно. Поэтому полевой контроль качества материала занимает одно из главных мест во всей технологии работ. Во время производства работ оператор на сейсмостанции имеет возможность просматривать полевой материал и записи контрольных каналов. Анализ зарегистрированной сейсмической информации позволяет оператору принять решение о переходе к следующей точке регистрации или повторе наблюдений на текущей стоянке скважинного зонда. При полевых работах достаточна следующая система контроля:

Контроль за общим качеством материалов осуществляется оператором в процессе работ. В случае неполной детонации заряда, при повышенном уровне шумов на сейсмограмме или при других серьезных причинах материал бракуется, и выполнялся перестрел пикета, при сохранении положения скважинного зонда.

Контроль глубины заложения заряда и контроль за отметкой момента осуществлялся по эталонному прибору, установленному в окрестности взрывной скважины. Постоянство вертикального времени говорит об отсутствии грубых ошибок в отметке момента взрыва и неизменности глубины заложения заряда.

Контроль за формой падающей волны позволяет в большинстве случаев добиваться хорошего качества материалов ВСП. В отличие от наземной сейсморазведки, при работах ВСП форма падающей волны регистрируется в первых вступлениях и может служить контролем качества возбуждения сейсмического сигнала. Контроль формы сейсмического сигнала падающей волны выполняется также по анализу записей контрольного прибора, устанавливаемого на удалении 50 - 200 метров от взрывной скважины. Стабильность формы записи контрольного прибора показывает на неизменность условий возбуждения и постоянство формы записи падающей волны.

Контроль глубины установки приборов осуществляется по счетчику и магнитным меткам на кабеле. Контроль глубины погружения зонда во время спуска производится через каждые 500 м путем производства контрольной записи. Визуальный контроль положения приборов в скважине может осуществляться сопоставлением сейсмических трасс, зарегистрированных на одной глубине, но от разных взрывов.

Качество установки приборов можно оценить по сейсмической записи. Отсутствие реверберации и звона колонны указывает на то, что приборы достаточно сильно прижаты к стенке скважины и техническое состояние колонны и цементного кольца хорошее для регистрации сейсмических колебаний.

Опытные работы и выбор оптимальных условий возбуждения.

Выбор оптимальных условий возбуждения сейсмического сигнала одна из главных проблем сейсморазведки. Изменчивость поверхностных условий (болото, песчаные почвы, мерзлый грунт) приводит к тому, что сейсмический материал сильно зависит от условий заложения заряда во взрывной скважине. Существуют два типа опытных работ по оптимизации условий возбуждения - это микросейсмокаротаж (МСК) и опытные работы по тестированию различных зарядов и глубин взрывной скважины.

Опытные работы по перебору условий возбуждения осуществляются при установленных на глубину 500 -1000 метров скважинных приборах. Сравнительный анализ волновой картины падающих и отраженных волн позволяет выбрать оптимальные для данной работы вес заряда и глубину взрывной скважины.

Работы МСК - это миниатюрные работы ВСП, проводимые во взрывной скважине с шагом по стволу порядка 1 метра. Технически работы МСК выполняют взрывая детонаторы на различных глубинах и регистрируя на поверхности прямую волну. Работы МСК позволяют построить пластовую скоростную модель ВЧР и дать заключение о некоторой наилучшей глубине заложения заряда, которую можно считать стандартной для проведения работ ВСП.

Полевые измерения в скважинной сейсморазведке, как и в любом другом геофизическом методе, должны выполняться качественно и с полным соблюдением технологии производства работ.

2.3. Проблемы приема колебаний в скважине. Механический резонанс приборов в скважине

Для того чтобы точно измерить форму падающей волны и направление ее прихода необходимо знать, какие изменения формы записи происходят при приеме колебаний. Сравним регистрацию сигналов в скважине с приемом сейсмических колебаний на поверхности. Преимущество регистрации колебаний в скважине заключается в том, что волновые поля на глубине более 100-300 метров практически полностью свободны от поверхностных волн помех. С другой стороны, скважинные сейсмоприемники располагаются в достаточно громоздком зонде, что приводит к искажению регистрируемых сейсмических сигналов.

Рассмотрим возможные искажения сейсмической записи, возникающие при регистрации волновых полей в скважине. Искажения могут быть двух типов:

- искажения в механической системе "зонд - скважина - порода";

- аппаратурные искажения приемного тракта.

Искажения в механической системе " зонд - скважина - порода ".

При подходе сейсмической волны к скважине, в которой находится прибор с сейсмоприемниками, возникают колебания прибора относительно обсадной колонны. Эти колебания вызваны тем, что прибор обладает инертностью, и связи прибора с колонной не являются абсолютно жесткими. В тех случаях, когда обсадная колонна плохо зацементирована, колебания породы и колебания обсадной колонны могут существенно различаться. Различия колебаний скважинного прибора и породы определяют искажения регистрируемого сигнала. Искажения сейсмической волны при регистрации ее скважинным прибором обусловлены:

-конструкцией скважины;

-конструкцией скважинного прибора;

-условиями установки прибора в скважине.

Обычно, прием сейсмических колебаний в скважине осуществляется с помощью трехкомпонентных приборов. Расположение приемников в приборе фиксируется относительно корпуса и прижимного устройства. Любой прибор, как бы он не был хорош, имеет свои амплитудно-частотные характеристики и искажает регистрируемую волну. Часто, для того чтобы не было разницы в характеристиках чувствительности сейсмоприемников, их оси в приборе располагают под одинаковым углом к вертикали. Такая приемная система называется симметричной. В этом случае ортогональная система координат, вдоль осей которой расположены сейсмоприемники, повернута так, что проекции осей координат на горизонтальную плоскость имеют между собой равные углы 120°. При расположении датчиков по системе, которую называют XYZ [7], один приемник ориентируется вдоль оси прибора, а два другие располагаются в плоскости, перпендикулярной оси прибора.

Если сейсмоприемники расположены в разных направлениях, то паразитные резонансы будут регистрироваться на одних компонентах сильнее на других слабее. Если предположить, что вносимые в запись искажения линейно распределяются на все сейсмоприемники, то в этом случае не будет принципиальной разницы между различными схемами установки сейсмоприемников в скважинном зонде.

Влияние конструкции скважины на прием сейсмических колебаний.

С точки зрения приема сейсмических колебаний принципиально различаются два случая, - это открытый ствол и обсаженная скважина (Рис.12). Для открытого ствола скважины основные проблемы регистрации связаны с неровностью ствола скважины и возможностью «прилипания» прибора к стенке скважины. Проведение ВСП в обсаженной скважине технически более просто, но с другой стороны появляются проблемы связанные с влиянием механической системы «зонд - скважина-порода». В том случае если обсадная колонна зацементирована плохо, сейсмическая волна возбуждает собственные колебания в колонне. Звон колонны во много раз превосходит амплитуду полезной волны и делает невозможным регистрацию сейсмических данных в плохо зацементированных скважинах. На Рис.13 приведен пример волнового поля ВСП, осложненного колебаниями обсадной колонны.

Оценку влияния обсадной колонны и цементного кольца, находящегося вокруг нее, можно выполнить численно. При моделировании такой сложной механической системы колонна и цементное кольцо могут представляться в



Рис.12. Схема установки прибора в закрытом и открытом стволе скважины.



Рис.13. Пример волнового поля, осложненного реверберацией обсадной колонной.

виде стержней в упругой среде. Численные решения задачи помогают изучить процессы, происходящие при падении сейсмической волны на скважину. К сожалению, очень часто "звон" колонны бывает настолько сильным, что полезные волны из записи выделяются со значительными искажениями.

Искажения сейсмической записи, обусловленные конструкцией скважинного прибора и условиями его установки в скважине.

Собственные колебания в механической системе "обсадная колонна прибор" искажать сейсмическую могут достаточно сильно запись. Теоретический подход к изучению собственных колебаний зонда при приеме колебаний в скважине основан на введении различных механических моделей и численного их изучения. Главной проблемой теоретического моделирования резонансных колебаний при приеме, конечно, является адекватность модели и реальной ситуации. Экспериментальное изучение резонансов приемной системы в скважине тоже не решает всех проблем. При практическом измерении паразитных колебаний прибора сложно разделить сигнал от помехи и разобраться в физической сущности различных осцилляций, регистрируемых прибором.

Механическую систему: "обсадная колонна - прибор" можно разделить на независимые части и рассматривать их по отдельности. То есть независимо рассматривать колебания прибора в различных плоскостях относительно обсадной колонны.

Собственные колебания зонда, обусловленные качением.

При регистрации сейсмических волновых полей в скважине наиболее сильные искажения записи обычно связаны с собственными колебаниями прибора относительно колонны в направлении перпендикулярном к оси скважины и плоскости, проходящей через прижимной рычаг и ось прибора. При движении обсадной колонны в этом направлении, вследствие инертности прибора, возникают его колебания, представляющие собой качение цилиндра по цилиндрической поверхности (Рис.14).

Функция, описывающая движение обсадной колонны $U(\omega)$, и сигнал, регистрируемый прибором $X(\omega)$, связаны соотношением $X(\omega) = k_1 U(\omega)$, где $k_1(\omega)$ корректирующий множитель, определяемый выражением:

$$k_1 = 1 + \frac{2\omega^2}{3(k^2 - \omega^2 - 2ni\omega)} \tag{1}$$

k - коэффициент, определяемый конструкцией прибора. При отсутствии прибора относительно обсадной движения колонны корректирующий множитель становится равным единице. На Рис.15 приведена амплитуднофункции $X_a(\omega)$, рассчитанная характеристика для прибора, частотная представленного на Рис.2. Расчет сделан для случая, когда колебание обсадной колонны U(ω) задано импульсом Дирака. Резонансная частота собственных колебаний равна 80 гц. Теоретический расчет паразитных колебаний дает только возможную качественную картину. На практике амплитуды и частоты паразитных колебаний существенно изменяются от прибора к прибору и сильно зависят от условий установки модуля в скважине.



Рис.14. Модель оценки собственных колебаний прибора, обусловленных смещением в вертикальном направлении, качением и упругими колебаниями в горизонтальной плоскости.



Рис.15. Амплитудно-частотная характеристика собственных колебаний прибора, обусловленных качением и упругими колебаниями в горизонтальной плоскости.

Собственные колебания зонда в плоскости, проходящей через прижимной рычаг и ось прибора.

Искажения сейсмической собственными записи, обусловленные колебаниями прибора в плоскости, проходящей через прижимной рычаг и ось прибора не велики. Иногда для простых практических задач удобно считать, что этих искажений нет. Однако для регистрации высокочастотных колебаний учет этих искажений необходим. Паразитные собственные колебания прибора в этом направлении связаны с тем, что прижимной рычаг и обсадная колонна в точках соприкосновения с рычагом и прибором при взаимодействии деформируются (Рис.14). В этом случае можно считать, что при малых перемещениях колонны взаимодействие ее с прибором осуществляется через упругие связи, жесткость которых определяется деформацией рычага на изгиб и местной деформацией колонны. Учитывая упругие связи в виде пружин с различной жесткостью можно получить амплитудно - частотную характеристику системы прибор обсадная колонна. Функция, описывающая движение обсадной колонны $U(\omega)$, прибором И сигнал, регистрируемый $X(\omega),$ связаны соотношением $X(\omega) = k_2 U(\omega)$, где $k_2(\omega)$ корректирующий множитель, определяемый выражением:

$$k_2(\omega) = \frac{k^2}{k^2 - \omega^2 - 2ni\omega}$$
(2)

k - коэффициент, определяемый конструкцией прибора. При идеальном прижиме, то есть при отсутствии движения прибора относительно обсадной колонны, корректирующий множитель становится равным единице. На рис.15 приведена амплитудно-частотная характеристика функции $X(\omega)$, рассчитанная для прибора, показанного на Рис.2. Резонансная частота собственных колебаний прибора равна 250 гц и практически находится за пределами частотного диапазона сейсмического сигнала. Поэтому данный тип паразитных механических колебаний прибора может не рассматриваться в качестве помехи к сейсмическим наблюдениям.

Вертикальное смещение прибора относительно колонны.

Наиболее сложной проблемой является изучение и учет искажений сейсмической записи, обусловленных собственными колебаниями или смещением прибора вдоль оси скважины. Обычно считается, что хороший прижим зонда к стенке скважины не позволяет прибору совершать перемещения вдоль оси скважины. Такое предположение было бы справедливо, если в механическую систему регистрации данных не включать кабель, на котором закреплен прибор. Включение в механическую систему "скважина зонд" кабеля приводит к тому, что собственные колебания системы в направлении, совпадающем с осью скважины, становятся достаточно сильными.

Если прибор проскальзывает относительно колонны, численное моделирование позволяет определить сигнал и его искажения, регистрируемые прибором, если известен закон колебаний обсадной колонны. Однако обратная задача - определение закона движения обсадной колонны по известному закону движения прибора в общем случае, из-за потери информации при проскальзывании прибора, не решается.

Для рассмотренных типов осцилляций количество исходных параметров, принимаемых во внимание при расчетах, достаточно большое. Конструкция прибора, прижимного рычага, диаметр обсадной колонны и упругие константы металла, - все влияет на характер собственных колебаний механической системы зонд-скважина. Сами же колебания выглядят просто и описываются формулами, включающими в себя три переменные, - направление колебаний, собственную частоту и коэффициент затухания. Это означает, что по зарегистрированному на практике паразитному колебанию в большинстве случаев невозможно указать конкретную причину происхождения помехи. С другой стороны, можно выделить характерные признаки для паразитных колебаний. являются узкополосность резонансных Ими спектра И фиксированное направление колебаний. Эти признаки могут быть положены в основу алгоритмов подавления помех, возникающих при приеме колебаний в скважине

Экспериментальное изучение собственных колебаний сейсмического зонда в скважине.

Перед экспериментальными работами по изучению условий приема колебаний в скважине обычно ставится задача выработки рациональной методики измерения и компенсации помех. Для измерения собственных процессов в сейсмическом диапазоне частот можно использовать волну, возникающую при механическом ударе об устьевое оборудование на поверхности Земли. На рис.16 показаны трассы, зарегистрированные скважинными сейсмическими приборами, при ударе кувалдой по устью скважины. Амплитуды колебаний для различных приборов неодинаковы. Наиболее сильны резонансные явления для приборов, располагающихся на глубинах 1300, 1100, 1000 и 900 м. Не изменяя положение приборов, были проведены измерения волнового поля ВСП с выносом пункта взрыва от устья скважины на различные расстояния. На сейсмограмме, представленной на Рис.17, паразитные собственные колебания приборов также сильны для модулей, расположенных на глубинах 1300, 1000 и 900 м. На Рис.18 и Рис.19 приведены амплитудные спектры трех компонент одного и того же прибора при разных источниках возбуждения. Сравнение амплитудных спектров показывает, что при обычных наблюдениях помехи при приеме в скважине совпадают по составу с колебаниями спектральному приборов В скважине при распространении трубной волны от удара кувалдой по устью скважины. Направление собственных колебаний приборов, определяемое по соотношению максимумов спектров, различается. Видимо, это связано с различной природой падающих волн.

Обычно при проведении стандартных работ ВСП на продольных волнах можно не обращать внимания на помехи, связанные с паразитными осцилляциями прибора. Так как такие помехи имеют преимущественно горизонтальную направленность и подавляются при расчете вертикальной компоненты сейсмического сигнала. Если речь идет об обработке трехкомпонентных наблюдений, то не учет искажений при приеме приводит к неправильной ориентировке прибора и искажению угла прихода поперечных волн. В этом случае надо либо учитывать искажения сейсмической записи либо избегать их, тщательно выбирая место установки приборов в скважине.

Искажения сейсмического сигнала в приемном тракте

Для получения импульсной характеристики тракта записи в скважинной аппаратуре можно предусмотреть запись откликов сейсмоприемников на



Рис.16. Сейсмограмма ВСП, полученная от удара кувалдой по колонне.



Рис.17. Сейсмограмма ВСП; источник - взрыв (вынос 700 м от устья скважины).



Рис.18. Амплитудные спектры трех Рис.19. Амплитудные спектры трех компонент скважинного прибора. Возбуждение колебаний кувалдой, положение прибора Z=1300 м.



компонент скважинного прибора. Возбуждение колебаний - взрыв, положение прибора Z=1300 м.

единичный электрический сигнал. На Рис.20А приведены отклики регистрирующего тракта для трех каналов одного прибора. Различие между каналами в данном приборе не очень большое, однако, оно будет существенно влиять на определение угла подхода сейсмической волны к прибору. Спектральный состав тракта записи обусловлен в основном частотными характеристиками сейсмоприемников и средняя частота спектра (рис.20Б) отвечает резонансной частоте сейсмоприемников 30 Гц.

Для скважинного прибора, рассчитанного на регистрацию трех компонент сейсмической записи, процедура коррекции аппаратурных искажений необходима на начальной стадии обработки. На рис.20В приведены амплитудно-частотные характеристики фильтров, компенсирующих различие в характеристиках приемного тракта. Компенсация характеристик приемного тракта, в отличие от стандартной деконволюции, уравнивает чувствительности сейсмоприемников, без существенного изменения формы сейсмического сигнала.

Основными требованиями для скважинного сейсмического зонда являются: надежность в эксплуатации, малый вес, хороший прижим к стенке скважины. Качество зонда определяется тем, насколько хорошо записанный прибором в скважине сейсмический сигнал отражает волновые процессы, происходящие в околоскважинном пространстве.



Рис.20. Учет аппаратурных искажений скважинного прибора.
 А - эталонные отклики от трех приемников одного скважинного прибора.
 В - энергетические спектры эталонных сигналов. С-энергетические спектры обратных фильтров. D-энергетические спектры обратных фильтров в диапазоне частот (10-100Гц).

2.4. Ориентировка прибора в скважине и определение направления подхода волны к скважинному прибору.

Если прием сейсмических колебаний осуществляется многоточечным трехкомпонентным прибором, то по наблюденному волновому полю можно изучать как направление прихода сейсмической волны, так и направление смещения частиц во фронте волны. В самом простом случае, когда среда однородная и изотропная, для продольной волны направление распространения совпадает с направлением колебаний частиц среды, а колебание частиц во фронте поперечной волны происходит в плоскости перпендикулярной лучу. На Рис.21 приводятся соотношения между направлений прихода волны и направлением колебаний частиц.



- Рис.21. Направление колебаний частиц в изотропной среде.
 - → направление прихода волны;
 - ↔ направление колебания частиц во фронте волны.

Очень важным при ориентировке прибора в скважине является точное знание системы расположения сейсмоприемников в скважинном приборе. На практике существуют различные системы установки сейсмоприемников в зонде, как правило, три сейсмоприемника располагаются взаимно перпендикулярно. То есть оси сейсмоприемников составляют ортогональную систему координат в трехмерном пространстве. Часто, для того чтобы не было разницы в характеристиках чувствительности сейсмоприемников, их оси в приборе располагают под одинаковым углом к вертикали. Такая приемная система называется симметричной (1,2,3). В этом случае ортогональная система координат, вдоль осей которой расположены сейсмоприемники, повернута так, что проекции осей координат на горизонтальную плоскость имеют между собой равные углы 120°. При расположении датчиков по системе, которую называют XYZ [7], один приемник ориентируется вертикально вдоль оси прибора, а два другие располагаются в плоскости, перпендикулярной оси прибора (Рис.22).

При движении скважинного зонда от одной стоянки к другой происходит вращение приборов вокруг своей оси. Даже для одной связки приборов, ориентация одного прибора относительно другого может измениться. Для того чтобы при обработке материала одинаково сориентировать все скважинные приборы надо выбрать нулевое направление. Самым разумным является выбор



Рис.22. Различные схемы расположения сейсмоприемников в скважинном приборе. А - симметричная расстановка (1-2-3); Б - расстановка приборов ХҮZ. ←Р направление прихода продольной волны; <u>а→b</u> направление проектирования.



Рис.23. Лучевые схемы прямой волны при ориентировке прибора ВСП в скважине.

направления прямой падающей волны за основу при ориентации всех скважинных приборов. Рассмотрим схему наблюдений ВСП (Рис.23) при которой к скважинным приборам приходит прямая волна. Как правило, считают, что прямая волна распространяется в вертикальной плоскости, и этой плоскости принадлежат пункт приема и пункт взрыва. При таком предположении можно выровнять ориентацию всех скважинных приборов, развернув их под одним углом к указанной плоскости.

В тот момент, когда к прибору подходит сейсмическая волна, вектор смещения частиц во фронте волны проектируется на систему координат, определенную сейсмоприемниками в скважинном зонде. То есть колебание, регистрируемое одним сейсмоприемником, отвечает проекции вектора смещения частиц во фронте сейсмической волны на одну из осей координат. Три компоненты (трассы), регистрируемые скважинным прибором - суть три координаты вектора смещения в системе координат, связанной с данным скважинным зондом. На Рис.24А приведен пример трех компонент исходного волнового поля ВСП. Каждый фрагмент рисунка соответствует одноименному сейсмоприемнику во всех приборах. Приборы повернуты друг относительно друга, и, следовательно, системы координат для каждой точки приема произвольным образом ориентированы. Отсутствие корреляции в первых вступлениях указывает на различие в ориентации скважинных приборов.

Для того чтобы развернуть скважинные приборы, то есть придать всем локальным системам координат одно общее направление, требуется следующее. Для каждого прибора надо определить углы поворота его собственной системы координат к системе координат, ориентированной на прямую падающую волну. Затем выполнить поворот, пересчитав вектор смещения в новую систему координат. На Рис.24Б приведен пример трех компонент исходного волнового поля ВСП после ориентировки всех приборов в одном общем направлении.

Несколько более сложной является задача ориентировки скважинных приборов в наклонной скважине (Рис.25). Для наклонной скважины задаются данные инклинометрии, определяющие изменение положения ствола скважины от точке к точке. При работе в наклонной скважине сначала определяются направляющие косинусы прямой волны, затем определяют две матрицы перехода. Первая матрица определяет поворот в системе координат, привязанной к оси скважины (или прибора), вторая матрица перехода определяет поворот системы координат от оси скважины к вертикальному направлению.

Изменение системы координат в трехмерном пространстве.

Преобразование трехкомпонентной сейсмической записи из одной системы координат в другую сводится к стандартной проблеме линейной алгебры. Рассмотрим систему координат, имеющую базис e_1, e_2, e_3 и заданный в ней вектор *x*.

 $x = \xi_1 e_1 + \xi_2 e_2 + \xi_3 e_3$

Изменение системы координат с e_1, e_2, e_3 на e'_1, e'_2, e'_3 приводит к изменению координат вектора x с ξ_i на ξ'_i . Для того, чтобы определить, как изменятся координаты вектора x рассмотрим сначала переход от старой системы координат $\{e\}$ к новой $\{e'\}$.



Рис.24. Фрагмент трехкомпонентной записи ВСП.

А - до ориентировки; Б - и после ориентировки скважинного зонда.

P↓ – падающая продольная волна; $P\uparrow$ – восходящая (отраженная) продольная волна; S↓ –падающая поперечная (обменная) волна; $S\uparrow$ восходящая поперечная (обменная) волна;



Рис.25. Ориентация прибора ВСП в наклонной скважине.

Матрица перехода от одной системы координат к другой.

Запишем координаты векторов базиса новой системы координат e'_1, e'_2, e'_3 , в старой системе e_1, e_2, e_3 (Рис.26):

$$e'_1 = a_{11}e_1 + a_{21}e_2 + a_{31}e_3$$

 $e'_2 = a_{12}e_1 + a_{22}e_2 + a_{32}e_3$ (1)
 $e'_3 = a_{13}e_1 + a_{23}e_2 + a_{33}e_3$
В матричном виде уравнение (1) имеет вид:
 $e' = e\mathbf{A}$



Рис.26. Изменение системы координат.

(**e**₁,**e**₂,**e**₃) - векторы базиса старой системы координат; (**e**'₁,**e**'₂,**e**'₃) - векторы базиса новой системы координат.

Анализируя уравнение (1) видим, что для получения матрицы перехода $\mathbf{A} = \|a_{ik}\|$ от старой системы координат к новой нужно сделать следующее. Взять первый вектор базиса старой системы координат e_1 , и записать его проекцию на новые оси координат a_{11}, a_{12}, a_{13} . Полученные значения разместить в первый столбец матрицы. Остальные столбцы заполнить проекциями векторов базиса e_2 и e_3 . Построенная матрица и будет искомой матрица перехода **A**.

Матрица изменения координат вектора х при изменении системы координат.

Переход к новой системе координат приводит к изменению координат вектора *х*. Для получения новых координат вектора нужно выполнить преобразование:

 $x' = \mathbf{B}x$, (2) где **В** матрица перехода определяется из матрицы **A** по формуле: $\mathbf{B} = (\mathbf{A}')^{-1}$, (3)

то есть матрица В равна обратной к транспонированной матрице А.

Для преобразования вектора в новую систему координат сначала надо определить матрицу **A**, определяющую изменение векторов базиса системы координат, затем рассчитать матрицу **B** по формуле (3). После этого выполнить пересчет координат вектора x по формуле (2). Если требуется обратное

преобразование, то мы должны умножить вектор x' на матрицу, обратную к матрице **B**.

$$x = \mathbf{B}^{-1} x' \tag{4}$$

Свойства матрицы, определяющей поворот ортогональной системы координат.

До сих пор мы не уточняли, с какими системами координат мы имеем дело, и что за преобразования мы хотим изучать. То есть формулы (1) - (4) верны для любых, даже не ортогональных, систем координат и для произвольных преобразований. Сейсмоприемники в скважинном приборе имеют одинаковую чувствительность и устанавливаются по осям прямоугольной системы координат. Поэтому нам интересны только ортогональные системы координат, векторы базиса в которых ортогональны и имеют единичную длину. Преобразования, которые мы хотим исследовать - это преобразования вращения.

Для ортогональной системы координат матрица поворота системы координат имеет определитель равный 1. Геометрически это означает, что при преобразовании (типа поворот системы координат) все векторы сохраняют свою длину. Матрица преобразования в таком случае называется ортогональной.

Обращение ортогональных матриц.

Операция обращения для ортогональных матриц эквивалентна операции транспонирования. Матрица перехода для векторов из (3) равна:

$$B = (A')^{-1} = (A')' = A$$

Поэтому преобразование координат и преобразование векторов осуществляется с помощью одной и той же матрицы.

Примеры изменения системы координат

Переход от симметричной системы к Х,Ү,Ζ

Матрица перехода от симметричной системы координат к системе X,Y,Z имеет вид:

2	1	1
$\sqrt{3}$	$-\overline{\sqrt{6}}$	$-\overline{\sqrt{6}}$
0	$\frac{1}{\sqrt{2}}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}}$
1	$\sqrt{2}$	$\sqrt{2}$
$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	$\overline{\sqrt{3}}$

Можно видеть, что координата Z в новой системе координат получается сложением исходных компонент с одинаковыми весами

$$a_{31} = a_{32} = a_{33} = \frac{1}{\sqrt{3}} \, .$$

Координата Y ориентирована перпендикулярно к первому сейсмоприемнику исходной системы координат ($a_{21} = 0$). При получении координаты X требуется сложить вторую и третью компоненту с равными отрицательными весами

$$a_{12} = a_{13} = -\frac{1}{\sqrt{6}}$$

и добавить первую компоненту с положительным и в два раза большим весом

$$a_{11} = \frac{2}{\sqrt{6}}$$
.

Переход от полевой системы к системе координат, ориентированной на падающую волну.

Будем считать, что полевые измерения сделаны в симметричной системе координат (1,2,3) и некоторым образом определены координаты вектора смещения частиц во фронте падающей волны $x = (\xi_1, \xi_2, \xi_3)$. Если нормировать вектор *x* к единичной длине:

$$c_{i} = \frac{\xi_{i}}{\sqrt{\xi_{1}^{2} + \xi_{2}^{2} + \xi_{3}^{2}}}$$

То нормированные координаты вектора x есть направляющие косинусы прямой волны (c_1, c_2, c_3) . Рассчитаем матрицу перехода от симметричной системы координат к системе координат ориентированной таким образом, что направление осей зависит от угла подхода падающей волны. Ось Z располагается вертикально. Ось X расположена в горизонтальной плоскости и повернута по направлению прихода прямой волны. Ось Y перпендикулярна осям X и Z, и составляет с ними правую систему координат Рис.27. В таком случае матрица перехода будет иметь вид:



Рис.27. Переход от симметричной системы координат $e_1e_2e_3$ к системе **XYZ**, ориентированной на падающую волну. **Р** - вектор смещения частиц в прямой волне.

$$A = \begin{pmatrix} Q_1 & Q_2 & Q_3 \\ R_1 & R_2 & R_3 \\ Z_1 & Z_2 & Z_3 \end{pmatrix}, \ rge$$
(6)
$$Z_1 = Z_2 = Z_3 = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

 $Q_i = c_i * \sin \theta$, где $\sin \theta = \sqrt{1 - \cos^2 \theta}$ $\cos \theta = \frac{1}{\sqrt{3}} (c_1 + c_2 + c_3)$

Вектор R, ортогонален Z и Q и определяется по их координатам следующим образом:

$$R_{1} = -(Q_{2}Z_{3} - Q_{3}Z_{2})$$

$$R_{2} = (Q_{1}Z_{3} - Q_{3}Z_{1})$$

$$R_{3} = -(Q_{1}Z_{2} - Q_{2}Z_{1})$$
(7)

Найденная матрица изменения системы координат A определяет вращение исходной системы без изменения длины базисных векторов. Физически это означает разворот регистрирующего прибора и сохранение чувствительности сейсмоприемников. Для такого преобразования определитель матрицы A равен 1. Кроме этого, матрица B преобразования координат вектора x равна матрице Aизменения системы координат.

Определение направления колебания частиц среды во фронте сейсмической волны.

Трехкомпонентная запись скважинного прибора - это непрерывная по времени запись вектора смешения частиц среды (Рис.28). Если к прибору в фиксированный момент времени приходит только одна волна, то запись трех компонент волнового поля представляет собой три компоненты вектора смещения частиц среды во фронте регистрируемой волны. Обычно запись волнового поля представлена интерференцией нескольких сейсмических волн, следовательно, и смещение частиц среды соответствует интерференционному Существует колебанию. несколько различных методов определения направления колебания частиц во фронте волны. Методы различаются помехоустойчивостью и точностью. Их оптимальное применение на практике зависит от структуры волнового поля и уровня существующих помех.

Метод использования максимальных значений амплитуд.

На Рис.29 показан фрагмент первого вступления и снятые значения максимумов амплитуд каждой компоненты. Нормированные значения амплитуд сигнала определяют направляющие косинусы смещения частиц. Если считать, что в первых вступлениях регистрируется в основном одна падающая волна, то измерения по максимуму амплитуд можно считать практически правильными. Однако такое определение направления колебаний частиц среды оправдано только для первых вступлений записи ВСП.

Метод, основанный на изучении матрицы взаимной корреляции.

Метод определения направляющих косинусов приходящей волны по матрице взаимных корреляций сводится к прямому поиску матрицы перехода **В**. По заданному интервалу времен в области первых вступлений строится матрица взаимных корреляций.



Рис.28. Вариации вектора колебаний частиц среды во времени. А - три компоненты прибора с симметричной расстановкой приборов; Б - изменение проекций смещения частиц во времени.





А - три трассы, регистрируемые трехкомпонентным прибором;

Б - проекции сигнала по которым рассчитываются направляющие косинусы сейсмической волны.

 $\mathbf{C} = \left(cor_{ij} \right) , \text{где} \quad i=1,2,3; \quad j=1,2,3$ $\left(cor_{ij} \right) = \Phi BK(Tr_i; Tr_j)$ (8)

Элементы матрицы С, расположенные симметрично относительно главной диагонали, равны между собой (*cor_{ij}* = *cor_{ji}*). Диагональные элементы матрицы - это коэффициенты автокорреляции компонент записи. Для такой матрицы существует базис, в котором матрица А диагональная. Такой базис называется собственным. В собственном базисе на диагонали расположены собственные значения матрицы. Собственный базис состоит из собственных векторов. Обычно задача поиска собственных значений и собственных векторов корреляционной матрицы решается численно. Если найден собственный базис это значит можно определить матрицу перехода от исходного базиса к собственному. По данной матрице определяется матрица поворота исходного вектора к искомым взаимно перпендикулярным координатам. Собственный вектор, соответствующий максимальному собственному значению, определяет направляющий косинус прямой волны. Вычисления взаимных корреляций осуществляется в некотором временном окне. Существует вероятность того, что в окно анализа попадают и другие волны, приходящие к сейсмоприемнику. Направления прихода и амплитуды волн, попадающих в окно расчета коэффициентов корреляции, контролируют значения собственных векторов и собственных значений матрицы взаимных корреляций. Поэтому увеличение амплитуды волн помех может приводить к ошибкам ориентации прибора в скважине.

Метод подбора с применением программы оптимизации.

Задача определения направляющих косинусов решается методом подбора, таких значений косинусов, которые дают минимальную ошибку отклонения от реально зарегистрированных компонент. Предположим, что $x(t) = (\xi_1, \xi_2, \xi_3)(t)$ три компоненты, зарегистрированные скважинным прибором. В выбранном временном окне требуется найти направляющие косинусы (c_1, c_2, c_3) , такие, что вектор x' = (1,0,0), повернутый с помощью матрицы **B**⁻¹, был наиболее близок к вектору $x = (\xi_1, \xi_2, \xi_3)$. Меру близости можно выбрать равной

$$\|x - x'\| = \sqrt{(\xi_1' - \xi_1)^2 + (\xi_2' - \xi_2')^2 + (\xi_3' - \xi_3)^2}$$
(9)

Для решения данной задачи используют программу оптимизации. Найденные значения (*c*₁,*c*₂,*c*₃) есть искомые направляющие косинусы прямой волны.

Графический метод анализа трехкомпонентной записи.

Рассмотрим трассы, зарегистрированные в системе координат Х,Ү,Z,. Возьмем трассы принадлежащие координатам Х и Ү. Выберем временное окно, в котором будем выполнять ориентировку прибора. Построим график вектора смещения частиц, отложив по одной оси графика значение трассы Х, а по другой оси Ү. Если в заданном окне находится только одна волна, то все точки графика будут расположены вдоль одной прямой (Рис.30). Данная прямая есть проекции вектора смещения частиц на горизонтальную плоскость. В том случае, если в заданном окне анализа присутствует интерференция двух волн, график вектора смещения имеет форму близкую к некоторому эллипсу. Главные оси эллипса определяют направления смещения частиц во фронтах интерферирующих волн. Примеры такого подхода к определению направления колебаний частиц среды можно найти в монографии [7].



Рис.30. Графический метод определения направления прихода сейсмической волны. А - две проекции сейсмического сигнала на горизонтальную плоскость (XY); Б - построение диаграммы для определения направления колебания частиц во фронте волны.

Направление колебания частиц в падающей продольной волне можно использовать не только для определения ориентации прибора в скважине. Изучая поляризацию поперечных и обменных волн можно определять зависимость свойств среды от направления распространения волны. Однако при регистрации колебаний всегда вместе с сигналом записываются и помехи, о которых следует помнить при интерпретации. Источники ошибок, при определении направления смещения частиц среды, могут быть следующие:

- интерференция волн, приходящих в одно и тоже время, но с разных направлений;
- влияние собственной характеристики механической системы порода скважина прибор.
- различие чувствительности сейсмоприемников и искажения приемного тракта.

Если использовать современную цифровую скважинную аппаратуру и учесть все возможные ошибки измерения, то методика изучения поляризации сейсмических волн может дать существенный прирост информативности при решении геологических задач.

3. Обработка данных скважинной сейсморазведки.

Обработка материалов скважинной сейсморазведки отличается от обработки сейсмических материалов ОГТ. Но эти различия в основном связаны с отличием систем наблюдения, а не со свойствами волновых полей. Цель обработки данных ВСП определяется геологической задачей, поставленной при планировании работ. К числу стандартных геолого-геофизических задач, решаемых методом ВСП, можно отнести следующие:

-построение скоростной модели среды;

-получение трассы коридорного суммирования;

-сопоставление трассы коридорного суммирования и трасс ОГТ.

Условно весь граф обработки можно разделить на некоторые законченные шаги:

-Редакция и предварительная обработка.

-Регулировка амплитуд и фильтрация.

-Разделение волн и подавление помех.

-Деконволюция по форме падающей волны.

-Построение трассы коридорного суммирования.

3.1. Препроцессинг материалов ВСП. Источники ошибок измерений.

Под препроцессингом данных подразумевают процедуры описания системы наблюдений, введение априорных статических поправок, коррекцию неточностей регистрации данных и предварительное подавление аппаратурных помех.

Объем материалов ВСП обычно на порядок меньше, чем в наземной сейсмике ОГТ. Поэтому, в отличие от стандартных обрабатывающих пакетов, не существует проблем, связанных с сортировкой материалов и описанием системы наблюдений. Часто многие процедуры обработки данных ВСП можно использовать из пакетов обработки наземных данных, например фильтрацию. Наиболее общий список программ, которые используются при предварительной обработке данных ВСП следующий:

-присвоение заголовков и описание системы наблюдений;

-браковка сбойных трасс и сортировка материала;

-обнуление зашумленных участков трассы;

-компенсация дрейфа нуля;

-нормировка трасс и регулировка амплитуд;

-ориентация приборов по прямой волне;

-введение амплитудных поправок;

-определение и ввод априорных статических поправок;

-устранение аппаратурных шумов и пиковых выбросов;

-изменение шага дискретизации;

Описание алгоритмов программ:

Программа мьютинга сейсмической записи.

Программа предназначена для изменения интервала обработки сейсмической записи. Верхний мьютинг обычно применяется на этапе редакции полевого

материала с целью отбрасывания части записи перед первыми вступлениями прямой волны (Рис.1). Перед коридорным суммированием выполняется процедура верхнего и нижнего мьютинга, для выделения результирующего фрагмента волнового поля, на котором отсутствуют регулярные помехи.



Рис.1. Схема работы программы мьютинга трасс. Задание области "обнуления" записи перед первыми вступлениями.

Программа балансировки трассы.

Цифровая регистрирующая аппаратура предназначена для записи сейсмических колебаний в диапазоне частот от 4гц и до 500 гц, при шаге дискретизации 1 мсек. Иногда на исходных трассах отдельных сейсмоприемников наблюдается дрейф нуля. Дрейф нуля на трассе приводит к тому, что среднее значение сигнала в окне отклоняется от нулевой линии. Программа балансировки рассчитывает по исходной трассе среднее значение во временном окне, смещающемся вдоль всей трассы. Затем полученная оценка среднего вычитается из трассы. Применение программы дает несколько лучший результат, чем программа полосовой фильтрации. Параметром программы является величина окна расчета среднего уровня сигнала. На Рис.2 приведена схема работы программы.

Нормировка трассы к заданному уровню.

Процедура автоматической нормировки всех трасс сейсмического разреза к одному уровню, выполняется для выравнивания уровней энергии различных трасс сейсмического разреза перед выводом на графопостроитель. Применение программы не вносит существенных искажений в динамику отдельной сейсмической трассы. Возможна модификация программы расчета нормирующего множителя в заданном частотном диапазоне (Рис.3).



Рис.2. Схема работы программы балансировки трассы. А - трасса со "смещенным" нулевым уровнем и выбор длинны окна определения среднего. Б - трасса после применения программы балансировки сренего значения.



Рис.3. Работа программы нормировки трассы. А - коэффицент нормировки определяется по общей энергии трассы (ω₁=0, ω₂=ω_{max}). Б - часть спектра сигнала, используемая для определения веса трассы в программе нормировки с заданием спектрального диапазона (ω₁, ω₂).

Автоматическая регулировка амплитуд.

Косметическая процедура автоматической регулировки амплитуд выполняется в основном для выравнивания динамического диапазона сейсмической трассы перед выводом на графопостроитель. Параметром программы является величина окна расчета среднего уровня сигнала. Применение программы с окном нормировки 100 - 500 мсек вносит существенные изменения в соотношение амплитуд сейсмических волн (Рис.4). При окнах расчета нормирующего коэффициента более 1500 мсек результат работы программы практически не отличается от результата работы программы нормировки трассы.

Программа переменного усиления волнового поля.

Программа используется для коррекции или остаточной коррекции усиления волнового поля. Применяется также для целенаправленного подавления регулярных и аппаратурных помех.

Введение статического сдвига.

Введение постоянного статического сдвига во все трассы разреза ВСП. Программа обычно выполняется при введении статической поправки за пункт взрыва. Сдвиг трассы происходит путем свертки исходной трассы с оператором интерполяции, рассчитанным для заданной полосы частот (Рис.5).

Устранение пиковых выбросов на сейсмической трассе.

Программа используется для удаления локальных выбросов на сейсмической трассе, возникающих, в основном, из-за сбоев в работе аппаратуры. Алгоритм рассчитан на проверку плавности изменения производной трассы. В случае если скачок производной трассы больше допустимого, значение точки, в которой произошел выброс, заменяется значением, обеспечивающим непрерывность производной трассы (Рис.6).

Изменения шага дискретизации трассы.

Использование программы передискретизации полевого материала необходимо, так как исходный аппаратурный шаг дискретизации в приборах АМЦ-ВСП-3*48 равен 1.024 мсек. При редакции материала обычно выполняется переход на шаг дискретизации 1 мсек. Программа изменения шага дискретизации использует интерполяционный оператор, рассчитанный таким образом, чтобы не внести искажения в сейсмический диапазон частот.

Подготовка данных для обработки существенным образом зависит от качества проведенных полевых работ. Если работы выполнены без сбоев и с соблюдением правил, то для получения разреза ВСП, готового к обработке, надо сделать следующие шаги:

-распаковать полевой материал и присвоить стандартные заголовки;

- -отсортировать материал по возрастанию глубин и удалить сбойные и повторные наблюдения;
- -выполнить ориентировку приборов и, если требуется, получить вертикальную компоненту сейсмической записи.
- -проследить на материале первые вступления, внести в заголовки трасс начальные полезные времена;
- -выполнить мьютинг, то есть обнулить запись вне интервала полезных времен;
- -определить и ввести в запись статическую поправку за пункт взрыва. Статическая поправка равна вертикальному времени пробега от заряда до поверхности земли.
- -сменить шаг дискретизации на 1 мсек или на 2 мсек, в зависимости от требований к точности обработки данных.



Рис.4. Примеры регулировки амплитуд на разрезе ВСП. А - исходный разрез ВСП; Б - разрез ВСП после применения программы нормировки трасс; В - результат применения программы автоматической регулировки амплитуд.



Рис.5. Форма оператора сдвига сейсмической трассы. А - операторы сдвига на часть шага дискретизации. Б - Функция sin(x)/x, объединяющая в себе все операторы сдвигов с фрагмента (A).



Рис.6. Устранения пиковых выбросов на трассе.

Конечно, любые отклонения от технологии проведения полевых работ могут привести к ошибкам и ухудшению качества полевого материала. При предварительной обработке ошибки диагностируются и, если это возможно, то устраняются. Наиболее типичные ошибки, происходящие при выполнении полевых работ ВСП, связаны с ошибками или неточной регистрацией положения ПВ или скважинных приборов.

Глубина заложения заряда и статический сдвиг.

Иногда на сейсмической записи материалов ВСП можно наблюдать несколько трасс, сдвинутых по времени (Рис.7). Такой общий сдвиг трасс может быть обусловлен различными причинами:

-ошибка при работе системы синхронизации;

-задержка срабатывания детонатора;

-ошибка глубины установки заряда.

В общем случае ошибки измерения могут приводить к изменению времени прихода прямой волны или вызывать сдвиг трасс, как в положительном, так и в отрицательном направлении. Вне зависимости от причины возникновения статического сдвига он должен быть устранен перед обработкой данных. Величина сдвига определяется либо по контрольным приборам, либо подбирается таким образом, чтобы устранить разрывы в годографах падающих и восходящих волн.







Рис.7. Пример статического сдвига группы трасс (А). Фрагмент разреза ВСП с ошибкой глубины установки приборов (Б).

Ошибка измерения глубины установки приборов в скважине.

Установить приборы в скважине абсолютно точно невозможно. Во – первых, точность работы подъемника ограничена. Во – вторых, подъем приборов происходит с остановками, меняется натяжение кабеля. Ошибка глубины может накапливаться плавно на каждой точке регистрации. Для поиска таких ошибок выполняются контрольные наблюдения при спуске приборов в скважину. Плавные искажения глубины регистрации устраняются в процессе обработки на этапе коррекции кинематических поправок. Ошибки установки приборов по глубине, обусловленные действиями оператора сейсмостанции или машиниста подъемника, могут быть визуально определены и скорректированы при препроцессинге данных. На Рис.7.Б показан пример ошибки установки приборов по глубине. Можно видеть характерный разрыв корреляции первых вступлений и отраженных волн. При ошибке в глубине установки приборов скачок времени на годографе падающей и отраженной волн происходит в разные стороны, в отличие от статического сдвига (Рис.7.А), приводящего к одноименному сдвигу падающих и отраженных волн.

Смена взрывной скважины.

При проведении работ ВСП происходит постепенное разрушение взрывной скважины. Достаточно часто возникает ситуация, когда необходим переход на новую скважину. Смена условий возбуждения может привести к изменению формы сигнала прямой падающей волны. На Рис.8 показан фрагмент разреза ВСП, на котором произошла смена взрывной скважины. Для того чтобы не было сомнений в том, что изменение формы падающей волны как-то повлияло на динамику отраженных сигналов, два блока материала могут обрабатываться по отдельности. После выполнения деконволюции и приведение волнового поля к одинаковой форме записи, оба фрагмента объединяются для дальнейшей обработки.



Рис.8. Пример изменения формы записи при смене взрывной скважины. А и Б - различные масштабы визуализации одного и того же фрагмента волнового поля.

Аппаратурные помехи.

Уровень собственных шумов аппаратуры зафиксирован в технических характеристиках сейсмической станции. При работе аппаратуры в скважине могут произойти поломки приборов, и уровень аппаратурных шумов увеличивается. Обычно уровень собственных шумов сейсмостанции может быть определен по начальной части сейсмической записи до прихода прямой волны. Аппаратурный шум обычно высокочастотный и может иметь некоторую периодичность. Если уровень шума большой, то он может быть виден и на фоне полезной записи (Рис.9). В области частот за границей частотного диапазона сигнала аппаратурный ШУМ сейсмического подавляется полосовой фильтрацией. Если требуется подавить аппаратурную помеху, частота которой находится в полезном диапазоне частот, то выполняется режекторная фильтрация.

Дрейф нуля сейсмической записи.

Низкочастотное изменение уровня сейсмической записи достаточно часто встречается при регистрации сейсмической записи (Рис.10.А). Эта помеха называется "смещение нуля записи". Главной причиной смещения нуля является неустойчивая работа входных аналоговых фильтров в скважинном приборе. Устранение помехи возможно с помощью полосовой фильтрации или специальной программой балансировки записи (Рис.10.Б).

Качество обработки и интерпретации сейсмоскважинных данных во многом определяется качеством полевых работ и тем, на сколько аккуратно выполнена предварительная редакция полевого материала.

3.2. Алгоритмы и программы обработки данных ВСП.

Обработка волновых полей ВСП представляет собой последовательность процедур, преобразующих полевой материал скважинной сейсмики к условиям регистрации волн на поверхности Земли. Работу с данными скважинной сейсмики можно разделить на две части. Первая - это обработка волновых полей (фильтрация, деконволюция и.т.д.), приводящая к построению трасс коридорного суммирования и разрезов ВСП-ОГТ. Вторая - это интерпретация годографа ВСП. Обработка и анализ годографа ВСП нацелены на восстановление скоростной модели среды.

Рассмотрим основные программы обработки волновых полей ВСП, обратив внимание на сходство и различие их с аналогичными программами обработки данных наземной сейсморазведки.

Регулировка амплитуд.

На полевых материалах амплитуда прямой волны и амплитуда отраженных волн меняются от трассы к трассе. Это происходит из-за того, что геометрическое расхождение сейсмической волны есть функция, обратно пропорциональная радиусу сферической волны. При измерениях ВСП вертикальный годограф связывает вертикальное время пробега волны и расстояние, которое прошла волна до заданной точки внутри среды. При субвертикальном распространении сейсмических волн, характерном для метода ВСП, можно не учитывать преломление луча на границах. То есть можно предположить, что волна



Рис.9. Пример повышения уровня аппаратурных шумов.



Рис.10. Компенсация дрейфа нуля на исходных данных. А - исходная сейсмическая запись со "смещенным" значением среднего значения (нуля). Б- результат применения программы балансировки среднего значения трассы.

распространяется в среде вдоль прямолинейного луча с некоторой средней скоростью. Для того чтобы понять принцип расчета расстояния, которое пробегает сейсмическая волна, зарегистрированная в определенный момент времени t_{OTP} на глубине h, рассмотрим Рис.11. Вертикальное время пробега отраженной волны t складывается из суммы:

$$t_{OTP} = 2t_2 - t_1 \tag{1}$$

Соответственно радиус расхождения волны есть сумма:

$$R_{OTP} = 2H_2 - H_1 \tag{2}$$

 H_2 - определяется из вертикального годографа по значению времени:

$$t_2 = \frac{(t_{OTP} - t_1)}{2}$$
(3)

Коэффициенты усиления для каждой трассы разреза ВСП есть величина обратно пропорциональная R_{OTP} . Расчет геометрического расхождения выполняется явно для отраженных волн приходящих на временах меньших чем $t_0 = 2t_{\text{max}} - t_1$. Для больших времен корректирующий коэффициент можно принять пропорциональным 1/t, как в обычной сейсморазведке ОГТ.



Рис.11. Схема определения радиуса расхождения волны по годографу падающей волны. А - лучевые схемы пробега падающей и отраженной волн. Б-годографы падающей и отраженной волн.

Если пункт взрыва ВСП существенно удален от устья скважины, то для расчета радиуса расхождения сейсмической волны используется приведенный к вертикали годограф, полученный по ближайшему к скважине пункту взрыва. А расчет лучей и времен пробега выполняется в рамках модели средних скоростей. На Рис.12 приводится сравнение разрезов ВСП до, и после применения программы компенсации геометрического расхождения. На разрезе ВСП до применения программы регулировки амплитуд хорошо видно уменьшение амплитуды прямой падающей волны с глубиной. На Рис.12.Б амплитуда падающей и отраженных волн не изменяются вдоль годографов.



Рис.12. Фрагменты разреза ВСП до (А) и после (Б) регулировки амплитуд за геометрическое расхождение.



Рис.13. Задание частотных характеристик фильтров. А - фильтр низких частот. Б - фильтр высоких частот. В - полосовой фильтр.

Фильтрация.

Проблемы фильтрации данных ВСП принципиально такие же, как и в наземной сейсморазведке. Например, как и на поверхностных сейсмограммах на полях ВСП присутствуют низкочастотные поверхностные волны помехи. Для скважинных сейсмических данных, правда, существуют источники шумов, которые не встречаются в стандартной сейсморазведке. Высокочастотные помехи могут образовываться за счет механических резонансов прибора, не достаточно плотно установленном на точке приема в скважине.

Оператор полосового или режекторного фильтра можно рассчитать различными способами. Наиболее просто построить характеристики фильтра в частотной области. Затем, используя обратное преобразование Фурье, получить оператора фильтра во временной области. Рассмотрим амплитудно-частотные характеристики фильтров низких и высоких частот Рис.13.А, Б [11]. Для фильтров низких и высоких частот, заданных в частотной области двумя граничными значениями частот, операторы имеют вид:

$$W_{0} = \frac{\omega_{L}}{\omega_{N}}$$

$$W_{n} = \frac{2\omega_{L}}{\omega_{N}} \frac{\sin(n\pi \omega_{L}/\omega_{N})}{n\pi \omega_{L}/\omega_{N}}$$

$$W_{0} = \frac{(\omega_{N} - \omega_{H})}{\omega_{N}}$$

$$W_{n} = -\frac{2\omega_{H}}{\omega_{N}} \frac{\sin(n\pi \omega_{H}/\omega_{N})}{n\pi \omega_{H}/\omega_{N}}$$

$$n = \pm 1, \pm 2, \dots$$
(4)
(5)

Импульсная характеристика полосового фильтра получается как комбинация фильтров высоких и низких частот (Рис.13.В):

$$W_{0} = \frac{(\omega_{H} - \omega_{L})}{\omega_{N}}$$

$$W_{n} = -\frac{2}{n\pi} \left(\sin(n\pi \omega_{H} / \omega_{N}) - \sin(n\pi \omega_{L} / \omega_{N}) \right)$$

$$n = \pm 1, \pm 2, \dots$$
(6)

Импульсные характеристики любых фильтров представляют собой колебательный процесс. Фильтрующие свойства оператора фильтра в основном определяются несколькими периодами в окрестности главного максимума. Периодические колебания в краевых частях фильтра называются эффектом Гиббса. Амплитуда краевых колебаний определяются крутизной среза на границе области пропускания частотной характеристики фильтра. Чем круче срез, тем больше ревербераций будет иметь оператор фильтра. Для уменьшения эффекта Гиббса обычно используют весовые функции, сглаживающие разрыв частотной характеристики фильтра. Примером простейшей весовой функции может служить треугольная функция:

$$W(t) = \begin{cases} 1 - \frac{|t|}{n}, & 0 \le |t| \le \tau \\ 0, & |t| > \tau \end{cases}$$
(7)

Рассмотрение проблемы оптимального выбора сглаживающих функций можно найти в специальной литературе [2].

На Рис.14. показан результат применения полосового фильтра на разрезе ВСП. Частотная характеристика фильтра задавалась в частотном диапазоне четырьмя значениями частоты (10 гц, 25 гц, 90 гц, 150 гц), затем с помощью обратного преобразования Фурье был получен оператор фильтра (длина оператора 121 мсек). Крутизна левого и правого спектра частотной характеристики фильтра определялась разницей между двумя значениями частот: 10 гц - 25 гц для левого среза и 90 гц -120 гц - для правого среза. На Рис.15 представлены фрагменты разреза ВСП, иллюстрирующие преимущества и недостатки работы полосового фильтра. На фрагментах (А) и (В) Рис.15 приведен пример подавления низкочастотной волны. Волна - помеха на Рис.15.А (частота менее 10 гц) не попадает в диапазон пропускания полосового фильтра. Оператор фильтра (Рис.15.Б) имеет длину 121 мсек и поэтому его применение к разрезу ВСП приводит к появлению на записи паразитных колебаний перед первыми вступлениями (Рис.15.Д). Сравнение фрагментов разреза до и после фильтрации (Рис.15.Г и Д) выполнено на различных усилениях, чтобы можно было видеть соотношение амплитуд прямой волны и помехи фильтрации.

Главными параметрами полосового фильтра являются: длина фильтра, ширина частотного диапазона и крутизны среза. Исходя из свойств преобразования Фурье, длина оператора фильтра определяет шаг квантования его частотной характеристики и, следовательно, минимальную частоту, которая может присутствовать в его частотной характеристике. Разница между двумя граничными частотами (крутизна среза) контролирует амплитуду реверберации в "хвостах" оператора полосового фильтра.

Иногда на сейсмической записи присутствуют помехи, имеющие узкий спектр, сконцентрированный около одного значения частоты. Такие помехи могут обусловлены наводками электрических сигналов или быть сильными механическими колебаниями обсадной колонны с постоянной собственной частотой. В таком случае для подавления помехи можно использовать режекторный фильтр. Теоретически режекторный фильтр можно представить как последовательное применение процедуры полосовой фильтрации И последующего вычитания выделенной помехи из исходной записи. На практике программа режекторной фильтрации может быть реализована аналогично программе полосовой фильтрации. Режекторный фильтр задается в частотной области четырьмя граничными частотами и длиной оператора фильтра. Оператор режекторного фильтра и результат его применения показаны на Рис.16. Применение режекторного фильтра приводит к ослаблению амплитуды монохроматической помехи, но в то же время и практически полностью подавляет составляющие спектра в заданном для режекции диапазоне частот. Поэтому использование режекторной фильтрации может быть оправдано только в редких случаях для локального подавления высокоамплитудных помех, от которых нельзя избавиться никаким другим способом.

Программы подавления регулярных помех и разделения волновых полей.

При обработке сейсмической записи программы двумерной фильтрации занимают одно из важных мест. Их применение направлено на целенаправленное подавление волн помех или выделение полезных волн с


Рис.14. Пример использования полосового фильтра для подавления низкочастотнх волн помех. Параметры фильтра (частотный диапазон 10гц,25гц - 90гц,150гц, длина фильтра 121 мсек).









Б



Рис.16. Применение режекторного фильтра для подавления помехи. А фрагмент исходного разреза ВСП. Б - фрагмент разреза ВСП после режекторной фильтрации. В - оператор режекторного фильтра с параметрами (длина 301 мсек., частотный диапазон подавления 25гц, 45 гц - 55 гц, 75 гц).

заранее известными свойствами. Количество априорной информации о волне, которую надо подавить или выделить определяет степень "жесткости" применяемого фильтра.

Наиболее простыми в реализации являются двумерные веерные фильтры. Программы двухмерной веерной фильтрации похожи на программы полосовой фильтрации, они могут быть реализованы во временной или частотной области. Области подавления и пропускания веерного фильтра определяется частотным составом и наклоном годографа полезных волн и волн помех. Стандартными параметрами программы являются: база (количество трасс) фильтра, длина (количество отсчетов) фильтра, диапазон наклонов подавления (пропускания), полоса частот расчета веерного фильтра. Возможны два режима работы программы пропускание или подавление заданного диапазона наклонов и частот.

На материалах ВСП, в отличие от наземной сейсморазведки, можно однозначно выделить полезные волны и регулярные волны помехи. Поэтому разделение или подавление регулярных волн можно реализовывать, задавая априорно прослеженный годограф волны помехи. Обычно в процессе работы программы происходит уточнение годографов разделяемых волн. Программа итеративного разделения основана на построении эталонов регулярных волн и последующего вычитания помех из исходного волнового поля. Алгоритм программы можно разбить на следующие процедуры:

-алгоритм построение эталона заданной волны.

Под эталоном волны с заданным годографом понимается взвешенная сумма трасс со сдвигами (Рис.17).

$$U(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} a_i U_i (t + \Delta t_i)$$
(8)

Веса, входящие в сумму (8), могут быть равными 1 или выбираться как сглаживающая функция. Суммирования в формуле (8) может быть заменено выбором медианы из N значений.



Рис.17. Построение эталонной трассы в программе разделения волновых полей. А - база построения эталона и годограф, определяющий сдвиги суммируемых трасс. Б - эталонная трасса, соответствующая середине базы суммирования.

-учет остаточных сдвигов при построении эталона.

Остаточные временные сдвиги определяются после введения априорных сдвигов, определенных по заданному годографу. Остаточный сдвиг для каждой трассы базы определяется по сравнению с эталоном волны. Остаточные сдвиги вносятся в годограф и учитываются при повторной итерации.

-вычитание эталона из исходного поля.

В программе можно выбрать два режима работы. В первом режиме полезный сигнал есть разность исходного поля и всех прочих заданных волн помех. Во втором эталон, построенный по годографу полезного сигнала, объявляется искомой волной. При первом варианте работы программы достигается наименьшая «регуляризация» волнового поля. Во втором, более жестком режиме работы, достигается наиболее сильное подавление помех.

-итеративный повтор разделения.

Итеративное разделение сводится к повторению процесса:

-построения эталонов;

-коррекция остаточных сдвигов;

-вычитание эталонов из исходного волнового поля.

На каждом шаге предметом разделения всегда является исходное поле. При таком подходе к разделению после нескольких итераций происходит стабилизация работы алгоритма, и дальнейшие повторения не приводят к изменению волновых полей, получаемых после разделения.

На Рис.18 приведен пример работы программы разделения разреза ВСП на падающее и восходящее поле. Для разделения были заданы годографы падающей и восходящей волн, прослеженные по исходному разрезу ВСП.



Рис.18. Результат работы программы разделения волн. А - исходный разрез ВСП. Б - разрез ВСП отраженных волн.

Деконволюция по форме падающей волны.

Преимущество наблюдений ВСП перед стандартной сейсморазведкой заключается в том, что по полю ВСП имеется возможность определить форму падающего сейсмического сигнала. Использование известной формы сейсмического сигнала делает процедуру деконволюции более стабильной и правильной. При реализации программы деконволюции можно выделить две задачи, первая - оценка исходного сигнала по полю падающих волн, вторая - применения оптимальной деконволюции.

Расчет оператора деконволюции может выполняться во временной или частотной области. Для регуляризации расчета оператора фильтра используется стандартный прием - добавление шума. В частотной области к спектру сигнала добавляется постоянная составляющая. При расчете оператора фильтра во временной области константа добавляется в нулевой отсчет функции автокорреляции. Оператор, рассчитанный по полю падающих волн, может применяться к полному волновому полю или полю отраженных волн. Параметрами программы являются: окно настройки фильтра, длина оператора фильтра, уровень регуляризации (Рис.19).

Программа деконволюции поля ВСП корректирует амплитудный спектр и подавляет кратные волны, если они включены в интервал настройки фильтра. Кроме этого программа выполняет фазовый сдвиг, который заключается в приведение фазового спектра падающей волны к нульфазовому сигналу. Изменение фазового спектра приводит к перемещению всей энергии падающей волны в один положительный глобальный максимум, расположенный на месте первого вступления (Рис.20 и 21). Фазовый сдвиг равен расстоянию между глобальным максимумом падающей волны (с учетом полярности) и положением максимума сигнала после деконволюции.

Окно настройки оператора фильтра определяет основные кратные падающие волны, которые будут подавлены при выполнении деконволюции. На Рис.22 показаны два фрагмента волнового поля ВСП после деконволюции с различными окнами настройки оператора фильтра. Для фрагмента А практически все кратные падающие волны подавлены. Для фрагмента Б остались неподавленными волны с задержкой более 800 мсек относительно первого вступления.

Практически во всех программах деконволюции задаются граничные частоты, определяющие диапазон настройки оператора фильтра. Совокупность таких параметров как длина настройки оператора, уровень шума регуляризации и частотный диапазон настройки определяет эффективность применения деконволюции.

Построение трассы коридорного суммирования.

После разделения волнового поля на падающие и восходящие волны выполняется процедура ввода кинематической поправки в волновое поле отраженных волн. Кинематическая поправка рассчитывается по годографу падающей волны с учетом системы наблюдений. Обработка годографа падающей волны и получение приведенного годографа будет рассмотрено в разделе, посвященном интерпретации данных ВСП. В случае вертикальной скважины кинематическая поправка, вводимая в заданную трассу поля отраженных волн равна вертикальному времени пробега падающей волны от



Рис.19. Коррекция амплитудного спектра трассы при применении программы деконволюции. А - амплитудный спектр и функция автокорреляции (В) исходной трассы. Б - сопоставление спектров трассы до и после деконволюции.



A

Рис.20. Коррекция фазового спектра трассы при деконволюции по форме падающей волны. А - исходная трасса. Б - трасса после деконволюции.



Рис.21. Пример работы программы деконволюции. А - фрагмент исходного разреза ВСП. Б - Фрагмент разреза ВСП после деконволюции по форме падающей волны.



Рис.22. Сравнение разрезов ВСП после выполнения программы деконволюции с различными параметрами.

поверхности до заданной глубины (Рис.23). После ввода кинематической поправки отраженные волны приводятся к вертикальному времени пробега волны на стандартных сейсмических разрезах ОГТ. По «спрямленным» разрезам отраженных волн выделяется коридор (Рис.24) с наиболее высоким соотношением сигнал/помеха, который является основой для построения трассы однократных отражений (или трассы коридорного суммирования). Программа суммирования трасс в заданном коридоре разреза ВСП однократных волн нормирует суммарную трассу по формуле:

$$U = \sum U_i / N^c . (9)$$

N-количество суммируемых трасс, *с* - задаваемый параметр программы (обычно равен 0.7). Данная нормировка позволяет избавиться от зависимости амплитуды суммарного отраженного сигнала от количества трасс в коридоре.



Рис.23. Определение кинематических поправок, вводимых в разрез ВСП при спрямлении отраженных волн.

Трасса коридорного суммирования, с учетом временных поправок за уровень приведения сейсмического материала, эквивалентна трассе разреза ОГТ, выбранной на пикете расположения скважины. В том случае если скважина расположена не на профиле ОГТ, то снос скважины на профиль производится с учетом гипсометрии реперных пластов.

3.3. Обработка данных в методике ВСП-ОГТ.

Конечной задачей интерпретации геолого-геофизических данных является построение общей геологической модели месторождения. Локальные геологические модели, построенные на одном или нескольких кустах скважин, являются основой или каркасом, на котором строится общая модель



Рис.24. Процедура выбора коридора для построения трассы отраженных волн (трассы коридорного суммирования). А - разрез ВСП после введения кинематических поправок. Б - коридор, определяющий часть волнового поля, используемую для получения трассы коридорного суммирования - (В).

месторождения. Рассмотрим метод ВСП как основу для комплексирования каротажных и сейсмических данных с целью построения локальных геологических моделей.

Термин ВСП – ОГТ связан с тем, что в процессе обработки происходит переход от системы наблюдения общего пикета возбуждения ОПВ к полю, сформированному по принципу общей глубинной точки (ОГТ). Геологическая задача, которая главным образом решается методом ВСП-ОГТ - это прогноз геологического разреза в околоскважинном пространстве. Усложнение системы наблюдений при переходе к методу ВСП-ОГТ, заключается в увеличении количества пикетов взрыва, располагающихся на расстоянии более 200-300 метров от устья скважины. Иногда, в случае криволинейных скважин различие между двумя методами практически отсутствует. Теоретически четкой границы между ближними и дальними выносами в методе ВСП нет. Можно сказать, что метод ВСП-ОГТ - это дополнение стандартных работ ВСП: отстрел дополнительных ПВ и построение разрезов ВСП-ОГТ.

Кратность наблюдений ОГТ и ВСП-ОГТ.

При планировании наземных сейсмических наблюдений кратность ОГТ определяется как количество различных лучей отражающихся от общей площадки, и включенных в сейсмограмму ОГТ (Рис.25А). Для увеличения кратности наблюдения в сейсмограмму ОГТ должен быть добавлен луч (дополнительная пара ПВ+ПП), не повторяющий ни один из лучей, существующих в данной сейсмограмме ОГТ. Повторяющиеся лучи или пары ПВ+ПП увеличивают статистическую кратность не изменяя общей кратности сейсмограммы ОГТ (Рис.25Б). Для получения суммарных трасс хорошего качества систему наблюдения рассчитывают таким образом, чтобы спектр углов отражения от прогнозной границы был равномерным. Это возможно в том случае, если не допускать попадание в одну сейсмограмму ОГТ наблюдений с близкими парами ПВ+ПП.



Рис.25. Определение кратности сейсмограммы ОГТ. А- схемы пробега сейсмических лучей при различных углах отражения. Б - схемы пробега сейсмических лучей при совпадающих углах отражения.

Определение кратности наблюдения скважинной В расстановке непростая задача И обычно она решается численно. Для одной выделенной площадки ОГТ может быть подобрано несколько различных лучей (или пар ПВ+ПП). наблюдений ΒСΠ-ΟΓΤ Система несимметрична и поэтому в рамках сейсмограммы ΒСΠ-ΟΓΤ одной могут существовать лучи с близкими или одинаковыми лучевыми схемами расположения ПВ и ПП. На Рис.26 представлен фрагмент рисунка. иллюстрирующего систему расчета кратности метода ВСП-ОГТ. График отражает общую кратность в системе наблюдения и не учитывает тот факт, что многие лучи в расстановке бегут одному тому же по И пути. Фактическая кратность системы наблюдений ВСП-ОГТ очень мала и распределена в узкой области углов отражения Рис.27.



Рис.26. Расчет кратности отражения при наблюдениях ВСП-ОГТ. А - схема пробега. Б - график общей кратности.





- α₁ максимальный угол отражения;
- α₂ минимальный угол отражения.

Особенности графа обработки выносных пунктов ВСП:

Вынос пункта взрыва на значительное расстояние приводит к тому, что восходящих годографы падающих волн ИЗ линейных И становятся перестает гиперболическими. Наклон годографа быть константой, характеризующей скорость пробега волны в заданном слое. Отраженные и падающие волны от источника к приемнику распространяются различными

путями отличными от вертикали. Все это приводит к тому, что для большинства программ режимы обработки ближних и дальних пунктов взрыва отличаются друг от друга.

Статические поправки за пункт взрыва.

Статическая поправка для обычного ВСП вводится в полевую запись для того, чтобы привести наблюденное поле к уровню поверхности Земли. Фактическое значение статической поправки для обычного ВСП равно вертикальному времени пробега, зарегистрированному для каждого взрыва. Так как по метод ВСП-ОГТ предполагает отработку нескольких пунктов взрыва, то для каждого ПВ вводится стандартная поправка, равная вертикальному времени (t₀). И дополнительная поправка, вводимая для каждого ПВ, необходимая для приведения записи с разных ПВ к одному общему уровню (Рис.28).



Рис.28. Расчет статических поправок для нескольких пикетов отстрела ВСП.

Геометрическое расхождение.

Регулировка амплитуд за геометрическое расхождение для материалов ВСП учитывает вынос ПВ относительно устья скважины. Такая компенсация выполняется в основном в рамках модели средних скоростей (п.3.2).

Ориентация волнового поля.

При существенных (более 100 метров) выносах пункта взрыва от устья скважины падающие волны приходят к скважинному прибору под наклоном, что позволяет выполнить ориентировку приборов на направление прихода падающей волны. Использованием различных проекций волнового поля можно добиться ослабления регулярных волн помех.

Разделение и подавление волн помех.

Разделение волновых полей, и подавление помех несколько усложняется, так как на разрезах ВСП, отработанных с выносных ПВ присутствует больше волн помех (Рис.29А). Подавление волн помех при использовании трехкомпонентной регистрации может осуществляться в два этапа. Первый шаг -



Рис.29. Подавление обменной волны при обработке разреза ВСП.

это подавление регулярных помех на разрезе. Второй шаг - это собственно стандартное разделение волн на падающие, восходящие и помехи. На Рис.29Б приведен пример подавления падающих обменных волн, являющихся помехой при построении разреза ВСП-ОГТ по продольным волнам.

Деконволюция.

При использовании программы деконволюции требуется более тщательно выполнять разделение волн и получать поле падающих волн для настройки оператора фильтра. Вследствие того, что падающие и восходящие волны распространяются по разным путям, форма сигнала падающей волны не совпадает с формой отраженной волны. В такой ситуации деконволюция по форме падающей волны не может быть аккуратно настроена на каждой точке приема. Для использования деконволюции применяется настройка на некоторую среднюю форму падающей волны, определенную по участку разреза ВСП. На Рис.30 приведен пример выбора участка настройки оператора деконволюции и результат восстановления формы сигнала после работы программы.

Построение разреза ВСП-ОГТ.

Так как при отстреле ВСП с выносом ПВ точки отражения сейсмических волн от границы располагаются на различных удалениях, то существует возможность строить изображение отражающих границ в виде разрезов ВСП-ОГТ. На Рис.31 показана композиция трассы коридорного суммирования и разреза ВСП-ОГТ, полученные на одной из скважин, расположенных в Западной Сибири. Хорошее совпадение трассы коридорного суммирования и разреза ВСП-ОГТ показывает возможность экстраполяции в окрестности скважины геологической информации, выделенной по данным ГИС.

Один из главных путей усовершенствования современной сейсморазведки это сближение наземной и скважинной методик работ. Взаимное дополнение может дать качественное улучшение результатов обработки сейсмических данных. Например, при проведении работ ВСП-ОГТ с нескольких пунктов взрыва, с помощью деконволюции, достаточно устойчиво корректируется форма записи падающей волны. Те же самые подходы к коррекции формы записи можно использовать и при обработке данных наземной сейсморазведки, если добавить к стандартной системе наблюдения ОГТ глубинный контрольный прибор. В тоже время для того, чтобы сделать преобразование ВСП-ОГТ более корректным, можно использовать информацию о форме отражающих границ на разрезе ОГТ. Если приближенно задать форму отражающего горизонта, то скоростная модель для ВСП-ОГТ преобразования будет рассчитана достаточно точно, и построенный разрез ВСП-ОГТ будет достоверно отображать изменение геологической модели около скважины.

3.4. Построение геологических границ по данным скважинной сейсморазведки.

Стандартная обработка ОГТ - предполагает решение ряда задач: получение скоростей ОГТ или средних скоростей, построение временных и глубинных разрезов, решение обратной кинематической задачи, построение пластовой модели среды. Для методики ОГТ поля времен или годографы отраженных волн







Рис.30. Деконволюция по форме падающей волны с построением оператора деконволюции в заданном диапазоне глубин.



Рис.31. Построение разреза ВСП-ОГТ по волновому полю, полученному от удаленного пункта взрыва. А -разрез ВСП отраженных волн. Б - трассы коридорного суммирования. В - временной разрез ВСП-ОГТ.

симметричны относительно замены положения ПВ и ПП. Что приводит к существенному упрощению алгоритмов обработки сейсмограмм ОГТ. Для наземно-скважинных сейсмических наблюдений сейсмограмма общего пункта возбуждения не может быть переведена в сейсмограмму ОГТ простой сортировкой данных.

Обычно поступают следующим образом: вводится понятие скоростной модели среды, чаще всего горизонтально-слоистой, и в рамках данной модели среды производится трансформация данных наземно-скважинной сейсморазведки из разрезов ОПВ в разрезы ОГТ. Такой подход является наиболее разумным, однако, ограничивает область применения методики только геологическими средами, близкими к горизонтально-слоистым.

Понятие геологической модели и сейсмического разреза.

рассматривать пространство пластовых Можно моделей среды и пространство временных полей как два различных пространства. Понятно, что в таком случае существует некоторая эквивалентность между заданной пластовой волновым полем. соответствующим этой моделью среды И модели. Эквивалентность моделей следует понимать как возможность расчета временного поля по заданной модели, и наоборот возможность пересчета временного поля в пластовую модель с помощью миграции.

Рассмотрим плоскую задачу для наземной сейсморазведки ОГТ. Пусть имеется геологическая граница произвольной формы. Надо решить прямую задачу, то есть построить образ геологической границы на временном разрезе, и затем обратно по образу восстановить границу. Решение прямой задачи можно рассматривать на основании принципа Гюйгенса, тогда преобразование границы сводится к построению огибающих элементарных волновых фронтов или годографов. Элементарные волновые фронты - это окружности, годографы дифрагированных волн - это гиперболы. Для того чтобы построить огибающую к системе кривых (окружностей или гипербол) надо решить систему двух уравнений:

$$F(x,\xi) = 0$$

$$\frac{\partial F(x,\xi)}{\partial \xi} = 0$$
(10)

первое уравнение описывает систему кривых, а второе определяет принадлежность решения к огибающей данного семейства.

Возьмем геологическую модель с одной произвольной криволинейной границей Рис.32, скорость в слое постоянна и равна 3000 м/сек. Если каждая точка границы представляет собой точечный источник, то образ границы на временном разрезе есть огибающая волновых фронтов данных источников.

Чтобы построить огибающую надо решить систему уравнений:

$$F = h^{2}(x) + (x - \xi)^{2} - t^{2} = 0$$

$$\frac{\partial F}{\partial \xi} = 0$$
(11)



Рис.32. Взаимное соответствие геологической границы и линии горизонта на разрезе ОГТ.

Здесь h(x)- произвольная кривая граница, а ξ является параметром, определяющим положение элементарного источника на границе. Решение данной системы уравнений имеет вид:

$$y = h \sqrt{(h')^2 + 1}$$

$$x = \xi + hh'$$
(12)

Здесь мы предположили, что величины y и h имеют одни и те же единицы измерения, то есть отсутствует масштабный коэффициент скорости в среде. Аналогично, при миграции горизонта временного разреза, огибающая фронтов дифрагированных волн описывается решением системы уравнений, решение которой есть параметрическая кривая:

$$h = y \sqrt{1 - (y')^{2}}$$

$$x = \xi - yy'$$
(13)

Таким образом, преобразования (12) и (13) дают взаимное преобразование геологической границы в горизонт временного разреза и наоборот.

Кинематическая эквивалентность геологической модели и временного разреза

Существование эквивалентности между глубинным и временным представлением одной и той же среды наводит на мысль, что любой алгоритм преобразования сейсмических данных или годографов, применимый для одного пространства, можно трактовать в рамках другого пространства, заменив условия и ограничения на эквивалентные. Рассмотрим, например, широко известный метод Дикса определения пластовых скоростей по скоростям ОГТ [21]:

$$V_{n\pi} = \sqrt{\frac{V_2^2 t_{02} - V_1^2 t_{01}}{t_{02} - t_{01}}}$$
(14)

$$\Gamma \text{дe} \qquad t_1 = \sqrt{t_{01} + \frac{x^2}{V_1^2}}$$

$$t_2 = \sqrt{t_{02} + \frac{x^2}{V_2^2}}$$

годографы волн, отраженных соответственно от кровли и от подошвы исследуемого пласта. *x* - расстояние между ПВ и ПП.

Рассмотрим годограф, полученный с помощью анализа скоростей по реальным данным. Возьмем его параболическую аппроксимацию

$$t \approx t_0 + \frac{x^2}{2t_0 V^2}$$
(15)

и сравним с теоретическим годографом отраженной волны для горизонтально слоистой среды. Приближенно теоретический годограф можно рассматривать как ряд по степеням *x* [21]:

$$t \approx t_0 \left(1 + \frac{1}{2} \frac{x^2}{at_0} - \dots \right)$$

$$a = \sum_i 2h_i V_i$$
(16)

Учитывая равенство коэффициентов при x^2 в двух выражениях (15) и (16), получим уравнение для эффективной скорости (V_e).

$$V_e = \sqrt{\frac{2\sum h_i V_i}{t_0}} \tag{17}$$

В общем случае между "временным" и "глубинным" пространствами существует эквивалентность. То есть, если задана глубинная модель среды, то по ней можно рассчитать все возможные годографы сейсмических волн. С другой стороны если известны годографы, то можно восстановить геометрию модели и пластовые скорости. Однако здесь мы рассмотрели самый простой случай, когда модель среды горизонтально-слоистая. То есть установленная эквивалентность верна, если только реальная геологическая среда близка к горизонтальнослоистой. На практике это условие очень часто не выполняется.

Если руководствоваться положением о том, что пластовая модель и поле времен - это два различных пространства, то формулу (14) можно использовать для сравнения двух волновых полей. Предположим, что на временном разрезе ОГТ заданы два горизонтальных горизонта. Требуется определить форму такого годографа, который был бы зарегистрирован в том случае, если бы наблюдения волнового поля проводились с границы, соответствующей первому горизонту Рис.33. То есть требуется осуществить перенос наблюдений с земной поверхности на уровень первого горизонта.



Рис.33. Определение пластовой скорости по годографам ОГТ отраженных волн для горизонтально слоистой модели среды.

Будем считать, что годографы заданы приближенно:

$$t_{1} \approx t_{01} + \frac{x^{2}}{2t_{01}V_{1}^{2}}$$
(18)
$$t_{2} \approx t_{02} + \frac{x^{2}}{2t_{02}V_{2}^{2}}$$
(19)

Годографа $t = t_0 + \frac{x^2}{2t_0V^2}$, после замены переменных, может быть представлен как

функция от лучевого параметра *p*:

$$p = \frac{dt}{dx} = \frac{x}{t_0 V^2} .$$
(20)
$$t = t_0 + \frac{x^2}{2t_0 V^2} = t_0 + \frac{p^2 t_0 V^2}{2}$$
(21)

Найдем один и тот же луч, выходящий из источника и распространяющийся до уровня t_{01} и затем до уровня t_{02} . Один и тот же луч на поверхности t_{01} и t_{02} имеет один и тот же лучевой параметр *p*. Найденный луч до второй границы "укоротим" на время t_1 , соответствующее времени пробега от поверхности до первого уровня. Определяя разность $(t_2 - t_1)$ для фиксированного *p*, получим:

$$\Delta t(p) = t_2(p) - t_1(p) = (t_{02} - t_{01}) + \frac{p^2(t_{02}V_2^2 - t_{01}V_1^2)}{2}$$
(22)

Сравним $\Delta t(p)$ с формулой для годографа (21), Видим, что можно считать $\Delta t(p)$ годографом волны, отраженной от поверхности t_{02} и наблюденной на t_{01} .

Учитывая, что $x = pt_0 V^2$ получаем, что скорость, приведенного годографа определяется из уравнения:

$$p^{2}(t_{02} - t_{01})V_{nn}^{2} = p^{2}(t_{02}V_{2}^{2} - t_{01}V_{1}^{2})$$
(23)
и равна:
$$V_{nn} = \sqrt{\frac{V_{2}^{2}t_{02} - V_{1}^{2}t_{01}}{t_{02} - t_{01}}}$$
(24)

Получили, что формула Дикса определяет параметр скорости приведенного поля при продолжении полей времен с одного уровня наблюдения на другой. Данный пример показывает, что, пользуясь формулой Дикса, поле скоростей ОГТ можно пересчитать в некоторое другое поле скоростей, которое будет близко к истинным пластовым скоростям, только если реальная исследуемая среда горизонтально-слоистая. В противном случае, результат пересчета есть некое разностное поле скоростей, которое может очень сильно отличаться от реальных пластовых скоростей геологического разреза.

Приведение полей в скважинной сейсморазведке.

Использование формулы Урупова-Дикса дает возможность пересчитывать скорости ОГТ в скорости, используемые при суммировании материалов скважинной сейсморазведки Рис. 34.

$$V_{c\kappa\sigma} = \sqrt{\frac{V_{OTT}^2 t_{0OTT} - V_{nad}^2 t_{0nad}}{t_{0OTT} - t_{0nad}}}$$
(25)
$$t_{nad} \approx t_{0nad} + \frac{x^2}{2t_{0nad}} V_{nad}^2$$
(26)
$$t_{OTT} \approx t_{0OTT} + \frac{x^2}{2t_{0OTT}} V_{OTT}^2$$
(27)



Рис.34. Годографы падающих и отраженных волн при работах ВСП с выносом пункта взрыва от скважины.

Индексы ОГТ относятся к времени и скорости, снятым с материалов ОГТ. Значения t_{nad} и V_{nad} определяются по прямой волне, наблюдаемой в методике ВСП-ОГТ.

Рассмотрим возможность пересчета волнового поля, наблюдаемого в скважине на поверхность Земли. Предположим, что нам известны годографы падающих и отраженных волн для системы наблюдений, представленной на Рис.34. Если фиксирован угол подхода волны к сейсмоприемнику, расположенному в скважине, то для того чтобы продолжить его путь до поверхности Земли и определить точку выхода луча $x_0 = (x_2 - x_1)$ и время пробега Δt надо решить систему двух нелинейных уравнений:

$$\Delta t = (t_2 - t_1) = \sqrt{t_{02} - \frac{x_2^2}{V_2^2}} - \sqrt{t_{01} - \frac{x_1^2}{V_1^2}}$$
(28)
$$p = \frac{dt}{dx} = const = \frac{x_1}{V_1^2 t_1} = \frac{x_2}{V_2^2 t_2}$$
(29)

Численное решение системы уравнений для каждого сейсмоприемника и для каждой заданной отраженной волны позволяет рассчитать кинематические поправки, которые надо ввести в запись волнового поля, чтобы продолжить его из скважины на поверхность Земли.

Построение разреза ВСП-ОГТ

После того, как выполнен расчет кинематических поправок и определены положения точек выхода сейсмических лучей на поверхность Земли по формулам (28)-(29), задача трансформации сейсмограммы ОПВ в поле ОГТ сводится к интерполяции волнового поля. По выбранной сетке вычисляются отсчеты сейсмограммы ОПВ, из которых информация переносится на разрез ОГТ. На Рис.35 представлена одна сейсмограмма ОПВ отраженных волн, полученная для выносного ПВ (L=600 м) и ее преобразование в разрез ВСП-ОГТ. Линиями указаны соответствующие друг другу сечения сейсмограммы ВСП и разреза ВСП-ОГТ.

Алгоритмы миграции материалов ОГТ.

Название процедуры обработки - "миграция" означает перемещение сейсмического отражения, наблюдаемого на временном разрезе или сейсмограммах, в положение, которое горизонт или отражения на сейсмограмме должны занимать на геологическом разрезе. Это - чисто геометрическая трактовка миграции не претендует на абсолютную точность, а просто отражает геологическую задачу, стоящую перед сейсморазведкой. Результатом обработки данных сейсморазведки должно быть изображение, точно соответствующее геологическому разрезу, а амплитуды сигналов вдоль горизонтов должны отражать изменение отражательной способности геологических границ.

Миграция Кирхгофа - один из основных подходов к миграции сейсмических данных. Описание основ метода содержится практически во всех монографиях, посвященных миграции сейсмических данных. В работах (Beylkin,G., 1985;





Bleistein, N., 1987; Schleicher, J., et al. 1993) введен в рассмотрение новый термин - "миграция правильных амплитуд" (true amlitude migration). Термин "миграция правильных амплитуд" означает использование в интеграле Кирхгофа весовых функций, позволяющих точно восстанавливать отражательную способность сейсмической границы.

Конечно-разностная миграция. Конечно-разностные алгоритмы, позволяющие выполнять миграцию волнового поля, впервые были предложены Клаербоутом (Клаербоут Дж.Ф. 1981). Конечно-разностные алгоритмы обладают высокой производительностью, но имеют ограничения, связанные с аппроксимацией волнового уравнения конечно-разностными операторами.

Продолжение волновых полей. Основными работами в этом направлении можно считать работы Беррихила (Berryhil, J.R., 1979). Продолжение поля с поверхности регистрации в заданную геологическую среду является одним из методов сейсмической миграции.

Миграция Столта. Метод миграции первоначально предназначенный для миграции в однородную среду (Stolt,R.H., 1978). Метод Столта предполагает выполнение миграции в частотной области, после двумерного преобразования Фурье. При миграции в среде с постоянной скоростью обладает высокой производительностью, но требует дополнительных процедур "домиграции" или коррекции в случае непостоянной скорости (Stolt, R.H., 1996).

Метод фазового сдвига выполняется в частотной области. Реализован в виде двух последовательных процедур: фазовой коррекции спектра, учитывающей пересчет спектра сейсмического материала в нижнее полупространство, и нормировки спектра, учитывающей изменение амплитуды сигнала за счет геометрического расхождения (Gazdag J., 1978).

Миграция скважинных данных.

Самый простой способ миграции скважинных данных - это последовательное выполнение двух шагов. Первый - это построение разреза ВСП-ОГТ, второй пересчет разреза ВСП-ОГТ, как обычного временного разреза ОГТ, в глубинный по стандартным программам миграции. Если рассматривать преобразование миграции сейсмограммы ОПВ для волнового поля ВСП, то процедура миграции будет похожа на преобразование ВСП-ОГТ. Отличие двух преобразований друг от друга заключается в следующем:

 -точка, в которую при миграции перемещается значение волнового поля, снятое с исходной сейсмограммы, соответствует вертикальному пробегу луча в среде.
 -при определении амплитуды волны, снимаемой с сейсмограммы ОПВ, вместо интерполяции соседних отсчетов выполняется подсуммирование или фильтрация исходного поля по годографу дифрагированной волны.

Изучая сейсмические наблюдения в скважинах, мы видим, что скважинное поле - это некоторое сечение общего волнового поля, регистрируемое на поверхности Земли. Одновременная обработка наземных и скважинных сейсмических данных позволяет взаимно дополнять процедуры обработки. Преобразование волновых полей к одному уровню обработки делает возможным точную привязку по глубине всего объема сейсмической информации. Более широкий диапазон углов освещения отражающих границ позволяет точнее выделять неоднородности геологического разреза в окрестности скважины. Практическая реализация сейсмических наблюдений в окрестности скважины и в скважине, совместная обработка данных это путь к решению сложных геологических задач нефтяной сейсморазведки.

4. Интерпретация данных скважинной сейсморазведки.

Под интерпретацией понимают заключительный этап работы с данными скважинной сейсморазведки. Интерпретация - это получение геологической информации из геофизических данных. Объективность и точность интерпретации существенным образом зависит от того, какая дополнительная информация используется вместе с данными ВСП. Использование данных скважинной сейсморазведки и, главным образом ВСП, является связующим звеном между одномерными геологическими моделями, построенными по данным ГИС и наземной сейсморазведкой. Интерпретация данных ВСП сводится к выполнению исследований, наиболее важными из которых являются:

-Построение скоростной модели среды

-Привязка данных ГИС к ОГТ

-Моделирование данных ВСП

-Согласование формы сигнала ВСП и ОГТ

-Использование данных ВСП при решении геологических задач 3Д

4.1. Построение скоростной модели среды

Скоростная модель среды может быть построена тремя различными способами: на основе интерпретации данных акустического каротажа, ВСП и метода ОГТ. Все три метода обладают различной разрешающей способностью и точностью, для получения данных о скоростях в них используются волны различных типов. Совокупность трех методов измерений АК, ВСП и ОГТ дает возможность сравнивать и корректировать данные о скоростях распространения упругих волн в разрезе. Рассмотрим преимущества и недостатки различных способов построения скоростной модели среды. Для того чтобы упростить процедуру сравнения мы будем рассматривать только горизонтально слоистые среды.

Метод ОГТ

Основой для построения скоростной модели среды в методе ОГТ служит скорость суммирования ОГТ. Эта скорость определяется посредством регулируемого направленного анализа и соответствует среднеквадратической аппроксимации годографа ОГТ. Для первого слоя с постоянной скоростью и горизонтальной отражающей границей скорость ОГТ равна скорости в слое. Для горизонтально слоистой модели существует параметрическое описание годографа отраженной волны (Puc.1) [21].:

$$x = 2\sum_{i} \frac{pV_{i}h_{i}}{\sqrt{1 - p^{2}V_{i}^{2}}}$$

$$t = 2\sum_{i} \frac{h_{i}}{V_{i}\sqrt{1 - p^{2}V_{i}^{2}}}$$
(1)



Рис.1. Определение средней скорости в горизонтально-слоистой среде.

Используя разложение в ряд Тейлора параметрическое представления годографа отраженной волны (1) записывается в виде степенного ряда:

$$t = 2\sum_{i=0}^{n} \frac{h_i}{V_i} + \frac{x^2}{2^2 \sum_{i=0}^{n} h_i V_i} - \frac{\sum_{i=0}^{n} h_i V_i^3}{2^6 \left(\sum_{i=0}^{n} h_i V_i\right)^4} x^4 + \dots$$
(2)

Гиперболический годограф ОГТ можно приближенно считать параболой:

$$t \approx t_0 + \frac{x^2}{2t_0 V^2}$$
(3)

Для того чтобы заменить горизонтально слоистую среду моделью с постоянной скоростью надо сравнить два годографа, записанные уравнениями (2) и (3). Если приравнять коэффициенты, стоящие перед одинаковыми степенями в разложениях, то получим выражение для средней скорости ОГТ, через параметры пластов:

$$V_{cp} = V_{e} = \sqrt{\frac{2\sum_{i=0}^{n} h_{i}V_{i}}{\sum_{i=0}^{n} \frac{h_{i}}{V_{i}}}}$$
(4)

Значение пластовой скорости можно рассчитать по средней скорости или скорости ОГТ. Для горизонтально слоистой модели среды пластовые скорости получают по формуле Дикса:

$$V_{nn} = \sqrt{\frac{V_2^2 t_{02} - V_1^2 t_{01}}{t_{02} - t_{01}}}$$
(5)

где V и t_0 скорость и вертикальное время. Индексами обозначаются подошва и кровля пласта, по которому определяется пластовая скорость. Если допустить,

что скоростную кривую можно дифференцировать, то дифференциальный аналог формулы Дикса будет иметь вид (Рис.2):

$$V_{nn} = \sqrt{\frac{d(V^2 t_0)}{dt_0}}$$
(6)

Где производная понимается в смысле обобщенных функций. В формулах Дикса (5) и (6) присутствует производная по времени, поэтому расчет пластовой скорости не устойчив и дает большие погрешности при уменьшении базы анализа (разности времен t_{02} - t_{01}).



Рис.2. Определение пластовой скорости по формуле Дикса.

Обычно при наблюдениях ОГТ существует однозначное суждение о положении реперных границ в разрезе. Поэтому если профиль ОГТ проходит через скважину, то по данным измерения времен горизонтов t_0 и их глубинным отбивкам H, полученным по скважинным данным, можно получить измерения средней скорости:

$$V_{cp} = \frac{2H}{t_0} \tag{7}$$

Ошибки определения Vcp по формуле (7) зависят от двух факторов: во-первых, от точности корреляции отражающего горизонта на временном разрезе ОГТ, вовторых, от корректности привязки отражающего горизонта к данным ГИС.

Метод ВСП.

Годограф падающей волны в методе ВСП - это график первых вступлений прямой падающей волны, зарегистрированной при неизменном положении пункта взрыва и изменяющимся вдоль ствола скважины положении пункта приема.

Как и любой годограф, годограф падающей волны является функцией координат источника и приемника. Будем считать, что расстояние и время пробега положительные, если глубина приемника (Znn) больше глубины

источника (Zпв) (Рис.3А). При сейсмических измерениях в скважине отсчет нулевых значений кабельной глубины ведется от некоторой точки, расположенной выше уровня Земли. Это может быть стол ротора или фланец кондуктора скважины. Нулевой уровень отсчета времени совпадает с глубиной заложения заряда во взрывной скважине. Для того чтобы ввести статическую поправку за пункт взрыва время наблюденных годографов падающей и отраженной волн увеличивают на величину вертикального времени пробега волны (Рис.3Б). В этом случае ноль времени годографа или нулевой уровень измерения времени совпадает с уровнем Земли.



Рис.3. Введение статической поправки за пункт взрыва в годограф ВСП.

Пункт взрыва всегда расположен на удалении более 50 метров от устья скважины. Поэтому наблюденный годограф не определяет вертикальное время пробега. Процедура пересчета наблюденного годографа в вертикальный годограф обычно осуществляется В предположении, что лучи, распространяющиеся от источника в приемник, прямолинейные. Такое предположение допустимо при небольшом выносе пункта взрыва от скважины. Приведение наблюденного годографа к вертикали выполняется по формуле (Рис.4):

$$t_h = t_{na\partial} * \cos \alpha + \Delta t_{\Pi B} , \qquad (8)$$

где Δt статическая поправка, α –угол прямолинейного луча с вертикалью:

$$tg(\alpha) = \frac{H}{L} \tag{9}$$

Приведенный годограф отражает распределение скоростей по вертикали. Скорость в верхней части среды определяет поправку, которую необходимо ввести, чтобы пересчитать годограф к уровню приведения, используемому в наземной сейсморазведке. Линией приведения обычно считают уровень моря. Альтитудой скважины называется разница между отметкой уровня моря и стола ротора скважины. Значение времени на глубине, равной уровню моря, снятое с приведенного к вертикали годографа определяет поправку приведения времен к уровню моря (Рис.5). Итак, приведение глубин и времен к уровню моря равно:

$$t_0 = t_h - \Delta t_0$$
$$H_0 = h - \Delta h_0$$



Рис.4. Приведение годографа падающей волны к вертикали. А - лучевые схемы пробега волн. Б - наблюденный и приведенный годографы.



Рис.5. Приведение годографа падающей волны к уроню моря.

 Δt_0 -поправка за линию приведения, Δh_0 - глубина линии приведения относительно начала отсчета глубин (если глубина измерялась от ротора скважина, то поправка Δh_0 равна альтитуде скважины). Вертикальный годограф, приведенный к уровню моря, - это график однократного времени пробега сейсмической волны от уровня приведения до заданной глубины. Времена отражающих горизонтов на сейсмическом разрезе ОГТ равны удвоенным временам годографа ВСП, приведенного к уровню моря. Если, конечно, приведение к уровню моря выполнено одинаково и геологическая среда представлена горизонтальными границами.

По вертикальному годографу определяются кинематические поправки, которые вводятся в волновое поле отраженных волн ВСП для получения трассы коридорного суммирования. Статические поправки за пункт взрыва и за линию

приведения переводят разрез ВСП отраженных волн в одну и ту же систему координат с вертикальным годографом.

По годографу ВСП можно измерить среднюю скорость пробега сейсмической волны до заданной глубины

$$V_{cp} = \frac{H}{t} \tag{10}$$

Средняя скорость, оцененная по годографу ВСП, несет в себе информацию о скорости распространения вертикального луча. Сравнивая среднюю скорость ВСП со средней скоростью, оцененной по годографу ОГТ, можно видеть разницу, обусловленную влиянием преломления луча на средние скорости ОГТ. Скорости, оцененные по годографу, обычно называются эффективными скоростями. Эффективная скорость зависит от длины годографа, используемого в вычислениях. Под предельной эффективной скоростью обычно понимают эффективную скорость, замеренную в малой окрестности минимума годографа, то есть в области нормального падения луча. В параметрическом уравнении годографа для горизонтально слоистой модели (1) видна явная зависимость времени пробега волны от угла входа луча в среду. Поэтому понятно, что эффективная скорость отличается от средней скорости, определяемой по формуле (10). Средняя скорость ВСП (10) отличается также и от значения предельной эффективной скорости ОГТ.

 $V_{n.9\phi\phi} \neq V_{cp}$

Производная годографа ВСП в каждой точке определяет интервальную скорость:

$$V_{uhm} = \left(\frac{dt_h}{dh}\right)^{-1}$$

производной Значение годографа, измеренного пусть даже с небольшими ошибками, может давать неустойчивую скорости. оценку интервальной Для сглаживания интервальной оценки скорости можно использовать аппроксимацию годографа ВСП отрезком прямой. При осреднении на небольших базах (4-6 точек) оценка интервальной скорости становится стабильной (Рис.6). Кривую интервальных скоростей можно использовать построения для толстослоистой модели среды.

Информация о положении границы пласта может быть получена по анализу данных ГИС. Определенные по данным ГИС границы пластов используются как опорные точки для определения значения V_{nx} . (Рис.7).

$$V_{nn} = \frac{\left(H_{nod} - H_{\kappa p}\right)}{\left(t_{nod} - t_{\kappa p}\right)}$$





Рис.6. Сглаживание значений пластовой скорости.

(12)

 H_{nod} , $H_{\kappa p}$ – значения глубин кровли и подошвы пласта, выделенного по данным ГИС; t_{nod} , $t_{\kappa p}$ – времена, определенные по приведенному годографу ВСП для кровли и подошвы пласта. Практически в один пласт толстослоистой модели могут входить тонкие (до 0.1 м) пласты, отличающиеся друг от друга по скорости. Но с точки зрения сейсмической разрешающей способности построенная пластовая скоростная модель хорошо отражает распределение скоростей в разрезе. Построенная по годографу ВСП пластовая скоростная модель более точная, чем модель, рассчитанная по скоростям ОГТ.



Рис.7. Определение пластовой скорости по годографу ВСП.

Метод АК

Для того чтобы иметь информацию о детальном распределении скоростей в той скважине, где проводятся наблюдения ВСП, выполняются наблюдения акустического каротажа (АК). Зонды акустического каротажа чаще всего имеют базу измерения порядка 10 - 20 см. Поэтому скоростная модель, построенная по данным АК, имеет большую детальность, чем скоростная модель ВСП. Измерение скорости пробега акустической волны могут быть трансформированы в вертикальный годограф. Построенный по АК годограф можно сравнить с годографом ВСП (Рис.8). На каждый шаг годографа ВСП (равный, например, 10 м) приходится 50 - 100 точек годографа АК. Расхождение годографов, по-видимому, обусловлено различием в технологии ДВVХ проведения работ (различный частотный состав колебаний, различие в типах волн, используемых при расчете скорости). Коррекция годографа АК



Рис.8. Сопоставление вертикальных годографов ВСП и АК.

выполняется таким образом, чтобы годограф АК совпадал с годографом ВСП (в точках измерения годографа ВСП).

$$t_{hAK} = t_{AK} + \Delta t_{BC\Pi - AK} \tag{13}$$

вносимая в годограф АК. Получаемая где поправка, по $\Delta t_{BC\Pi-AK}$ скорректированному годографу тонкослоистая скоростная модель, соответствует сейсмическим скоростям распространения волн и может быть использована при интерпретации сейсмических данных и моделировании. Исправление скоростей АК не приводит к существенным изменениям акустической контрастности слоев, изменяется только низкочастотная составляющая скоростной кривой, отвечающая за плавное изменение скоростей в разрезе.

4.2. Привязка данных ГИС к временным разрезам ОГТ.

Проведение работ ВСП позволяет изучить строение среды только в точке расположения скважины. Для того чтобы эту модель экстраполировать по площади надо использовать данные наземной сейсморазведки. Цель совместной интерпретации ВСП и сейсморазведки заключается в том, что требуется установить некоторые общие геологические закономерности района работ и построить подходы, позволяющие экстраполировать данные ГИС и геологические модели по площади. В разделе 4.1 было подробно рассмотрена проблема построения скоростной характеристики среды по данным ВСП. Годограф ВСП является основой для расчета средних скоростей и, следовательно, он определяет соотношение временного и глубинного масштабов. Если взять времена пробега прямой волны из годографа ВСП и удвоить их, то полученные времена будут равны двойному времени пробега сейсмической волны до заданной глубины. А это и есть вертикальные времена, определяемые по разрезу ОГТ. Таким образом, для сопоставления данных ГИС и ОГТ устанавливается связь временного и глубинного масштабов измерения, то есть таблично задается функция t(H) или H(t). Так же как и скоростную модель, табличную функцию (время-глубина) можно получить из наблюдений ВСП, АК или метода ОГТ.

Глубинный и временной масштабы.

Годограф ВСП или годограф АК, скорректированный по годографу ВСП, определяет взаимное соответствие масштабов глубины и времени. Взаимно однозначное соответствие времени и глубины позволяет трансформировать кривые ГИС из глубинного во временной масштаб. С другой стороны можно трассу ОГТ перевести в масштаб глубин и нарисовать ее в одном планшете вместе с кривыми ГИС (Рис.9). Следует заметить, что один и тот же годограф ВСП может соответствовать большому количеству геологических моделей. Достаточно часто встречается ситуация, когда изменение мощностей пластов и скорости распространения волн в них, не приводит к существенному изменению годографа ВСП.



Рис.9. Перевод трассы коридорного суммирования ВСП в глубинный масштаб.

Сейсмическая трасса и каротажная кривая представляют собой дискретную последовательность чисел, измеренную с некоторым шагом. Шаг измерения времени трассы ОГТ обычно равен 1 мсек, шаг наблюдения по глубине кривых ГИС 0,1 метра. Воспользуемся значением скорости 2000 м/сек для сравнения дискретизации сейсмического и каротажного материалов. Для заданной скорости 1 мсек. времени на разрезе ОГТ эквивалентна

(0,001*2000/2=1) одному метру глубинного масштаба. Получается, что в среднем на один дискрет трассы ОГТ приходится десять измерений каротажной кривой. Таким образом, при отображении каротажной кривой на временном разрезе нам потребуется выполнять осреднение. В обратном случае, отображение трассы разреза ОГТ в виде каротажной кривой выполняется с помощью интерполяции на более мелкий шаг.

Скорость на каждой глубине определяется как производная годографа (11). При постоянной скорости наклон годографа не меняется с глубиной, поэтому зависимость H(t)=tV - линейная функция. В геологическом разрезе скорость обычно увеличивается с глубиной, поэтому зависимость H(t)=tV(t) нелинейная. Если на одном и том же планшете совместить две одинаково направленные оси координат одна время, а другая глубина (Рис.10), то для обеих осей невозможно выбрать равномерный масштаб. Равномерный масштаб глубин интерполируется на переменный шаг по времени из-за нелинейности зависимости H(t). Для преобразования каротажных кривых во временной масштаб следует иметь в виду, что существует различие между кабельными и абсолютными глубинами. Когда кривые, записанные в кабельных глубинах, переводятся во временной масштаб, следует дополнительно использовать таблично заданное соотношение абсолютная глубина - кабельная глубина.



Рис.10. Взаимное соответствие временной и глубинной шкал измерений.
Наблюдения акустического и плотностного каротажей позволяют рассчитать сейсмоакустическую модель трассы. Шаг измерения кривых ГИС более мелкий, чем дискретность сейсмической трассы, поэтому акустическая модель получается с избыточной точностью. Акустический каротаж и сейсморазведка различаются также по глубине проникновения волны в породу. Частотный состав излучаемого сигнала во многом определяет тот объем породы, который осредняется при распространении волны. Частота измерения в АК находится в диапазоне от 1 до 20 Кгц. При скорости 2000 м/сек длина акустической волны колеблется от 0,5 метра до 0,1 метра. Длина сейсмической волны со средней частотой 50 Гц равна 40 метрам. Согласование частотных диапазонов модели и реальной трассы составляет проблему, более сложную, чем обычная интерполяция трассы или осреднение каротажной кривой.

Зона проникновения АК зависит от длины волны и измеряется первыми метрами породы в окрестности скважины. Горизонтальная разрешающая способность сейсморазведки определяется в зависимости от частотного состава сейсмической волны и радиуса волнового фронта. Обычно в качестве разрешающей способности по горизонтали рассматривают Эффективную Отражающую площадку (ЭОП) (Рис.11):

$$R_{\Im O\Pi} = \sqrt{(H+\lambda)^2 - H^2} \approx \sqrt{2H\lambda}$$

где λ - длина волны источника, Η глубина отражающей границы. При средней частоте сигнала 50 Гц вертикальная разрешающая способность сейсморазведки измеряется первыми десятками метров, а горизонтальная разрешающая способность сотнями метров. Для чтобы того проконтролировать точность различных увязки методов измерений и их разрешающую способность можно использовать моделирование сейсмических волн.



Рис.11. Определение горизонтальной разрешающей способности сейсмических наблюдений.

4.3. Моделирование данных ВСП

Моделирование сейсмического волнового поля можно рассматривать как один из подходов к интерпретации сейсмических данных, позволяющий подтвердить или опровергнуть построенную модель среды. На созданной модели можно изучать зависимость между физическими параметрами модели и сейсмическим волновым полем. То есть наблюдать за изменениями волнового поля, обусловленными изменением параметров исходной модели среды.

Реальная среда, по которой распространяются сейсмические волны очень Модель среды - это некоторое упрощенное представление сложная. геологического разреза. Для того чтобы моделирование волнового поля принесло пользу надо найти компромисс между простотой описания модели и точностью отображения реальной геологической среды. Обычно модель задается в виде набора слоев с заданными параметрами, определяющими физические свойства каждого слоя модели. После того как задана модель, может быть выполнен расчет сейсмического волнового поля. Любой вычислительный процесс - это приближенное и дискретное решение математических уравнений. Для моделирования сейсмических волн могут применяться уравнение упругости или волновое уравнение. Полученные сравниваются сейсмические волновые поля с реальными полями, зарегистрированными при полевых экспериментах. Сравнение реального и модельного полей позволяет сделать заключение о близости реальной геологической среды и той модели, которая была заложена в расчет модельного волнового поля.

Модель геологического разреза, предназначенная для расчета сейсмического волнового поля, должна содержать следующую информацию:

- данные о положении и геометрии отражающих границ;
- скорости продольной и поперечной волн;
- плотности пород;
- форма сейсмического сигнала, возбуждаемого источником.

Точное задание всех геологических границ и их геометрии необходимо для совпадения модельного и наблюденного волновых полей. Однако, чаще всего, априорной информации не хватает и поэтому детальность создаваемой модели может меняться с глубиной. Например, верхняя часть разреза задается приближенно одним или несколькими слоями, а наиболее изученная часть разреза, где присутствуют коллекторские пласты, разбивается на тонкие пласты и представляется в модели достаточно подробно. Для каждого объекта моделирования детальность построенных моделей обусловлена качеством и количеством априорной геолого-геофизической информации, а также поставленными геологическими задачами.

Самый простой и точный путь получения скоростной характеристики среды - это интерпретация данных акустического каротажа (АК). На Рис.12 приведена кривая скорости, полученная по АК. Так как измерения скоростей выполняются обычно с шагом 0.1-0.2 метра, полученная кривая скорости дает избыточно детальную характеристику разреза. По кривой АК может быть построена пластовая модель, состоящая из пластов, мощность которых изменяется от 1 до 10 и более метров. Укрупнение пластовой модели происходит с помощью объединения в один пласт слоев, имеющих близкое значение скорости Рис.12. Для того чтобы получить модельную сейсмическую трассу надо рассчитать акустическую жесткость среды:

 $\gamma(H) = \rho(H)V(H)$

(15)

Акустическая жесткость - это произведение скорости на плотность породы. Если для определения скорости можно использовать различные источники информации, то плотность может быть измерена с помощью плотностного каротажа. Очень часто встречается ситуация, когда данные плотностного каротажа отсутствуют или осложнены помехой. В таком случае значение плотности породы может быть получено по скорости. Самая простая линейная зависимость плотности от скорости иногда бывает достаточной для



Рис.12. Расчет модельной сейсмической трассы по данным акустического и плотностного каротажа.

сейсмической Для чтобы более моделирования трассы. того точно плотность породы по ее скорости прогнозировать требуется знание статистических зависимостей этих двух величин для данной области работ [1,2]. Коэффициент отражения границы двух сред определяется по значениям акустической жесткости:

$$K_{omp}(t) = \frac{\gamma_2 - \gamma_1}{\gamma_2 + \gamma_1} \tag{16}$$

Коэффициент прохождения волны через границу равен:

$$K_{np}(t) = 1 - K_{omp}(t)$$
(17)

Для моделирования кривую коэффициентов отражения надо трансформировать во временной масштаб $K_{omp}(H) \rightarrow K_{omp}(t)$. Модельная сейсмическая трасса представляет собой суперпозицию всех сейсмических сигналов, отраженных от геологических границ, имеющих различные коэффициенты отражения. Сейсмическая трасса может быть описана так называемой сверточной моделью:

$$U(t) = h(t) * S(t)$$
, (18)

где h(t) - импульсная характеристика среды, определяемая последовательностью коэффициентов отражения от всех границ; S(t) - сигнал, излучаемый источником сейсмических волн. Трансформацию во временной масштаб и свертку (18) можно делать с маленьким шагом дискретизации. Допустим, наименьший шаг будет равен:

$$\Delta t = \frac{\Delta h}{V_{\text{max}}} \tag{19}$$

Тогда уравнение (18) представляет собой фильтрацию импульсной характеристики среды. Фильтром, определяющим изменение частотного диапазона трассы, является сейсмический сигнал источника.

При моделировании сейсмический сигнал может быть рассчитан аналитически или выделен из реального волнового поля. Форма сигнала источника выделяется из наблюдений прямой падающей волны в скважине. Поле падающих волн в методе ВСП состоит из падающего сигнала, волны спутника и всех возможных кратных волн, образующихся при многократных переотражениях на границах геологического разреза. На Рис.13А показана часть сейсмической трассы, которую можно выбрать в качестве модели сигнала падающей волны. После деконволюции разреза ВСП сейсмический сигнал преобразуется к более простому нульфазовому импульсу. Если выполняется моделирование сейсмической трассы после обработки и деконволюции, то сейсмической трассы Рис.13Б. Способы аналитического задания сигнала источника разнообразны. Можно использовать известные из литературы аналитические представления сейсмических импульсов [4,16].





Задание сейсмического сигнала при моделировании можно рассматривать как генерацию полосового фильтра, используемого для фильтрации трассы коэффициентов отражения. Задание в частотной области амплитудного и фазового спектра позволяет генерировать любые сейсмические сигналы. Амплитудный спектр определяет частотный состав сигнала, а фазовый спектр может определять тип сейсмического сигнала. Например, при моделировании исходных сейсмических записей можно использовать минимально-фазовый сигнал. Нульфазовый сигнал источника характерен для расчета моделей, сравнимых с реальными данными после деконволюции волнового поля.

Модель сейсмической трассы (18) представляет собой свертку сигнала источника и импульсной характеристики среды. Если представить, что сейсмическая среда представляет собой некоторый "черный ящик", то импульсная характеристика среды h(t)- это отклик "черного ящика" на входной дельта импульс $\delta(t)$:

$$\delta(t) = \begin{cases} 1, & t = 0\\ 0, & t \neq 0 \end{cases}$$
(20)

Если мы считаем, что входной сейсмический сигнал не равен нулю только на отрезке $[t_1, t_2]$, то есть:

$$S(t) = \begin{cases} S(t) \neq 0, & t_1 < t < t_2 \\ S(t) = 0, & t < t_1, t > t_2 \end{cases}$$
(21)

То тогда в интеграле свертки, используя формулу интегрирования по частям, мы можем отклик среды на Дельта импульс заменить на переходную характеристику среды (отклик на импульс Хевисайда):

$$\sigma(t) = \begin{cases} 0, & t < 0 \\ 1, & t \ge 0 \end{cases}$$
$$U(t) = \int_{-\infty}^{\infty} S(\tau)h(t-\tau)d\tau = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\partial S(\tau)}{\partial \tau}H(t-\tau)d\tau \quad (22)$$
здесь $H(t) = \frac{\partial h(t)}{\partial t}$

Обратим внимание на то, что импульсная характеристика среды - это разрывная функция и для нее надо каким-то образом определить понятие производной. В математике для таких случаев введено понятие обобщенной функции или распределения. Для обобщенной функции допускается определение производной если даже исходная функция разрывна. Физический смысл обобщенной производной определяется как значение производной гладкой функции плюс еще скачок, который присутствует в данной точке обобщенной функции Рис.14. Рассмотрим формулу (18) считая, что импульсная характеристика среды определяется только коэффициентами отражения. Тогда h(t) можно переписать в виде:

$$h(t) = K_{omp}(t) = \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial t} \left(\ln \gamma(t) \right) , \qquad (23)$$

где производная понимается в обобщенном смысле. Тогда формула (18) с учетом (23) записывается следующим образом:

$$U(t) = K_{omp}(t) * S(t) = \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial t} \left(\ln \gamma(t) \right) * S(t) = \frac{1}{2} \left(\ln \gamma(t) \right) * \frac{\partial}{\partial t} \left(S(t) \right)$$
(24)

Таким образом, операцию взятия производной в сверточной модели можно перенести с импульсной характеристики на сигнал источника.

$$\delta(t) * S(t) = \sigma(t) * dS(t)/dt$$

Рис.14. Свертка дельта импульса $\delta(t)$ и сигнала S(t) равна свертке функции Хевисайда $\sigma(t)$ и производной сигнала dS(t)/dt.

В данном случае мы рассматриваем функцию h(t) - импульсную характеристику среды, как последовательность коэффициентов отражения, забывая о том, что при распространении волн образуются кратные волны, усложняющие волновую картину на реальной трассе. Существуют алгоритмы, которые предполагают получение модельной трассы с учетом всех кратных волн. Рассмотрим схему образования отраженных и проходящих волн в слоистой среде. Для простоты разобьем геологический разрез на множество параллельных пластов с постоянной временной мощностью. Минимальную временную мощность можно взять равной шагу дискретизации трассы. При этом часть границ будет иметь нулевые значения коэффициента отражения. В этом случае мы можем последовательно и рекуррентно выполнять расчет, двигаясь по схеме (Puc.15) от пласта к пласту. Рекуррентный расчет поля выполняется по формуле:

$$S_{p}(t+\tau) = (1-R)S_{m}(t) + (1+R)S_{n}(t) - S_{p}(t-\tau)$$
(25)

здесь *R* - кривая отражающей способности, пересчитанная во временной масштаб на равный шаг. Для отражения от поверхности Земли формула (25) упрощается и принимает вид:



Рис.15. Схема расчета волнового поля в методе Баранова-Кюнеца.

Волновое поле ВСП может быть рассчитано при многократном повторении расчета модельных трасс с различным положением приемника по глубине. На Рис.16 приводится сопоставление реального волнового поля и модельного, рассчитанного по алгоритму Баранова-Кюнеца. Сравнение реального и модельного волновых полей демонстрирует разницу заданной модели и реального строения среды.

На Рис.17 показано сопоставление реального и модельного разрезов ВСП. Правильное задание скоростной модели обусловливает совпадение годографов падающих волн для реального и модельного разрезов. Однако на модельном разрезе отражения от границ выглядят резче, чем на реальном разрезе ВСП. Повидимому, реальная среда представлена большим количеством слоев и имеет более плавную зависимость скорости от глубины.

На Рис.18 представлены результаты моделирования по трем скважинам, расположенным на одном и том же нефтяном месторождении на расстоянии



Рис.16. Сравнение реальной и модельной сейсмических трасс. А трассы коридорного суммирования ВСП, полученные после обработки реального полевого материала. Б - трассы коридорного суммирования, полученные после обработки разреза ВСП (В) рассчитанного по алгоритму Баранова-Кюнеца.



Рис.17. Сопоставление модельного и реального полей ВСП. А - Волновое поле, зарегистрированное в скважине. Б - Волновое поле, рассчитанное по программе конечно-разностного моделирования.



Рис.18. Изучение формы отраженной волны по результатам моделирования.

1.5-2 км. друг от друга. Между скважинами были построены переходные модели строения пласта БС11, в которых были учтены как изменения физических свойств пластов, так и смещение геологических пластов по глубине. Моделирование позволило построить общую картину изменения амплитуды отраженной волны от пласта БС11 по профилю, проходящему через три скважины.

Очень часто ошибки в исходных данных не позволяют добиться абсолютного сходства модельного и реального волнового поля. Поэтому сложно использовать модельные трассы для численных оценок и построения зависимостей амплитуд от параметров геологической модели. Но даже качественная информация о связи сейсмического волнового поля с физическими параметрами пластов может принести ощутимую пользу при геологической интерпретации данных сейсморазведки.

4.4. Согласование форм сигнала наземной и скважинной сейсморазведки

Сравнение двух соседних трасс разреза ОГТ позволяет выявить изменение геологического разреза, происходящее вдоль профиля. Сопоставление трассы разреза ОГТ и соответствующей трассы коридорного суммирования ВСП дает возможность сравнить особенности отображения отражающих границ, сопоставить полярность двух различных сейсмических данных. Взаимное сопоставление модельной трассы, трассы ВСП и трассы ОГТ позволяет отождествить отдельные сейсмические горизонты и выяснить правдоподобие скоростной характеристики среды, заложенной в расчет модельной трассы.

Для того чтобы сравнивать различные сейсмические материалы надо быть уверенным в том, что для сравниваемых материалов совпадают импульсные характеристики среды. Основой для сравнения различных данных является предположение, что обе сравниваемые трассы описываются уравнением сверки (18).

 $f(t) = h(t) * S_f(t)$ - модельная трасса; (27)

 $g(t) = h(t) * S_g(t)$ - наблюденная трасса. (28)

При равенстве импульсных характеристик среды h(t), различие получаемых материалов обусловлено разницей В сигналах источника S(t). Продольная сейсмическая волна. распространяющаяся может быть ОТ взрыва, зарегистрирована с различной полярностью. При взрыве в первой фазе волны создается фронт сжатия. Его приход к сейсмоприемнику на поверхности Земли обусловливает смещение



Рис.19. Полярность прямой волны при регистрации на поверхности и в скважине.

сейсмоприемника Рис19. В корпуса вниз ЭТОМ случае выходе на сейсмоприемника должен быть зарегистрирован сигнал первым с отрицательным максимумом. Если та же самая волна распространяется сверху вниз к сейсмоприемнику, расположенному в скважине, ее приход к скважинному сейсмоприемнику обусловливает первоначальное смещение корпуса вверх. То есть на выходе скважинного сейсмоприемника должен быть зарегистрирован сигнал с первой положительной фазой. Если в первых вступлениях на сейсмической аппаратуре регистрируются оговоренные выше формы сигналов, то будем считать, что полярность сейсмической аппаратуры установлена правильно. Для проверки и согласования полярности скважинной и наземной регистрирующих сейсмостанций можно провести эксперимент, установив в одной точке поверхностный сейсмоприемник и скважинный зонд. Одинаковая форма записи на различных сейсмостанциях в таком тесте подтвердит согласованность аппаратуры по полярности сейсмического сигнала.

Для сравнения могут быть взяты две сейсмические трассы, полученные после различной обработки одного и того же сейсмического материала. Две сейсмических трассы могут быть получены в результате обработки наблюдений с различными полевыми методиками измерений. В этом случае согласование полярности трасс могут вызвать некоторые проблемы. Если в уравнениях (27)-(28), определяющих различные трассы h(t) одинаковые, то согласование трасс сводится к сравнению двух различных сейсмических сигналов. Рассмотрим две

крайние ситуации. Два единичных дельта импульса (Рис.20) определяют однозначно положительную и отрицательную полярность. Два других сигнала *sin(wt)* и *cos(wt)* могут быть преобразованы друг в друга путем сдвига на $\pi/2$ или сдвига на $-\pi/2$ и умножения на (-1). То есть не существует однозначного определения, что такое полярность гармонического сигнала. Как всегда сейсмический эксперимент занимает некоторую промежуточную позицию между двумя крайностями. В том случае



Рис.20. Определение полярности сейсмической волны.

если сейсмический сигнал широкополосный и близок к дельта импульсу, полярность сейсмической трассы определяется однозначно. При узкополосных сигналах существует неоднозначность при определении полярности двух сравниваемых трасс.

Формально согласование двух сейсмических трасс можно рассматривать как проблему фильтрации. Если заданы две сейсмические трассы f(t) и g(t), то для их согласования надо найти фильтр W(t) такой, что:

f(t) = W(t) * g(t)

Нахождение фильтра *W*(*t*) из уравнения (29) относится к широкому кругу задач, объединенных в сейсморазведке под названием деконволюция. Для полного и серьезного понимания данной проблемы следует обратиться к

специальной литературе [5,18]. Рассматривая согласование двух сейсмических трасс, мы остановимся только на проблемах, возникающих при нахождении оператора *W* из уравнения (29).

Рассмотрим амплитудные спектры двух сигналов $F(\omega)$ и $G(\omega)$ Рис.21. Для того чтобы найти амплитудный спектр фильтра $W(\omega)$ надо разделить $F(\omega)$ на $G(\omega)$. Если $G(\omega)$ в какой - нибудь точке равен нулю, спектр оператора фильтра в данной точке рассчитать нельзя, так как его значение должно быть равно бесконечности. Итак, мы приходим к главному ограничению. Нельзя трассу g(t) привести к трассе f(t) если спектр трассы g(t) ограничен и уже спектра трассы f(t). Если спектры трассы f(t) и g(t) одновременно равны нулю в некоторой точке, то значение амплитудного спектра фильтра в данной точке может быть произвольным. В том случае, когда импульсная характеристика представляет собой достаточно редкую последовательность среды коэффициентов отражения, то можно не бояться, что ее спектр обратиться в ноль. Тонкое переслаивание пластов создает импульсную трассу, спектр которой может иметь нулевые значения на некоторых фиксированных частотах.



Рис.21. Амплитудный и фазовый спектр двух трасс с различным диапазоном частот. А - сейсмические трассы. Б - амплитудные спектры. В - фазовые спектры. Г - фазовые спектры после выпрямления

При сравнении двух трасс (ОГТ и ВСП) надо помнить, что они получены по разным графам обработки. Наиболее сильное отличие в графах обработки ВСП и ОГТ заключено в программе деконволюции. Деконволюцию ВСП можно назвать детерминистской, она основана на том принципе, что сигнал источника известен точно, он определен по полю падающей волны. Для деконволюции материалов ОГТ существенными являются предположения о том, что исходный сейсмический сигнал минимальнофазовый и что импульсная характеристика среды похожа на белый шум. Деконволюция материалов ОГТ предполагает выполнение положения о некоррелируемости импульсной трассы. То есть амплитудный спектр сейсмической трассы предполагается равным амплитудному спектру сигнала источника. Наличие различного рода шумов может приводить к тому, что в области высоких частот спектр сейсмической трассы не равен нулю. Программа деконволюции, выполняющая согласование амплитудных спектров трассы ΟΓΤ И BCII, поднимет амплитуду высокочастотных шумов, посчитав их энергию за энергию полезного сигнала.

Можно предположить, что программа деконволюции трасс при обработке материалов ВСП и ОГТ скорректировала спектры записи. После коррекции спектры трасс ВСП и ОГТ стали близки к спектру дельта импульса. Правда, каждое поле задано в своем диапазоне частот. В таком случае амплитудный спектр взаимнокорреляционной функции трасс ВСП и ОГТ будет равен единице (как произведение двух единичных спектров), а фазовый спектр будет равен разнице фазовых спектров трасс ВСП и ОГТ. Определим фильтр с единичным амплитудным спектром и фазовым спектром равным фазовому спектру функции взаимной корреляции:

$$\varphi(\omega) = \varphi_f(\omega) - \varphi_g(\omega), \qquad (30)$$

где φ_g - фазовый спектр трассы ОГТ, φ_f - фазовый спектр трассы ВСП, φ - фазовый спектр взаимнокорреляционной функции C(t). Причем фазовый спектр можно определять только в пересекающемся диапазоне частот. Такой фильтр не изменит амплитудный спектр фильтруемой трассы, а только скомпенсирует разницу фазовых спектров в выбранном диапазоне частот. Если выпрямить фазовый спектр φ Рис.22Б, то его можно аппроксимировать полиномом некоторой фиксированной степени. Аппроксимация фазового спектра будет равноценна выделению основных компонент, изменяющихся в фазовом спектре фильтра W(t).

$$\varphi(\omega) \approx a_0 + a_1 \omega + a_2 \omega^2 \tag{31}$$

 a_0 - определяет различие в уровнях усиления трасс;

а₁ - отвечает за взаимный сдвиг двух трасс;

*a*₂- определяет фазовый фильтр, смещающий фазы различных частотных составляющих.



Рис.22. Фазовый фильтр (А), построенный по фазовому спектру функции взаимной корреляции двух трасс (Б).

На Рис.22А приведен фазовый фильтр, рассчитанный по первым трем членам разложения спектра φ в степенной ряд.

Сопоставление трассы коридорного суммирования ВСП и модельной трассы, рассчитанной по сейсмоакустической модели разреза, сводится к решению уравнения (32) при условии, что g(t) - трасса ВСП, а f(t)- модельная трасса. Как и раньше сейсмическая трасса описана сверточной моделью. Импульсная характеристика среды имеет свой спектр, и он все-таки отличается от спектра белого шума. Поэтому результат согласования зависит от того окна, в котором рассчитывается оператор фильтра.

Использование фильтров корректирующих различие трасс ВСП и ОГТ позволяет уточнить привязки основных отражающих горизонтов на разрезе ОГТ. Однако, надо отдавать себе отчет в том, что из-за постоянного изменения формы сигнала на площади сейсмических работ, коррекция сигнала материалов ОГТ верна только в некоторой окрестности скважины, где делалась эталонировка трасс ВСП и ОГТ.

4.5. Использование данных ВСП при решении геологических задач сейсморазведкой ЗД.

Очень сложно оценить вклад одного из геофизических методов разведки в общем комплексе работ. Часто кажется, что метод ВСП является лишним и, по крайней мере, может быть заменен другими геофизическими исследованиями. Однако если при интерпретации сейсмических материалов 3Д не использовать данные ВСП, то результаты прогноза геологического разреза могут быть неправильными.

Построение карт глубин из карт изохрон в наземной сейсморазведке.

Для того чтобы построить карту глубин отражающего горизонта требуется знание средней скорости в среде. Точность задания скорости пересчета изохрон в глубины, в конечном счете, и определяет точность построения структурных карт в сейсморазведке ЗД. Метод ВСП является единственным методом, который дает возможность построить детальную скоростную модель и избежать грубых ошибок в определении скоростей.

Обычно сейсморазведка ЗД проводится на тех площадях, где уже пробурена хотя бы одна скважина. Но если в скважине не выполнены работы ВСП, то информация о скорости распространения сейсмических волн может быть получена приближенно. Для каждого региона работ существуют реперные сейсмические горизонты, точно привязанные к геологическим границам. Глубина каждой опорной границы однозначно определяется по каротажным данным. Соответствующие вертикальные времена пробега снимаются с разреза ОГТ. Таким образом, для каждой скважины может быть построена таблица Н/Т, которая определяет изменение средней скорости распространения И сейсмической волны по вертикали. Конечно, при таком подходе точность определения средней скорости зависит от однозначности привязки реперных границ и сейсмических горизонтов.

Если на площади исследования не пробурено ни одной скважины, то информацию о средней скорости распространения волн можно получить только из решения обратной кинематической задачи. Обратная кинематическая задача

предполагает построение скоростной модели среды, используя информацию о годографах отраженных волн. Точность решения задачи существенным образом зависит от сложности строения геологического разреза. Скоростная модель среды, получаемая при решении обратной кинематической задачи, может быть устойчива к ошибкам измерений в том случае, если пласты модели имеют большую мощность (более 50-100 метров).

Для того чтобы карту изохрон перевести в структурную карту, требуется каждое значение времени умножить на среднюю скорость. То есть, для выполнения трансформации в глубины требуется иметь карту средних скоростей. Проблема построения карты скоростей заключается в том, что изменение средней скорости по площади зависит от геологического строения разреза. Изменение средней скорости по латерали может быть плавным, если строение разреза резко не изменяется на площади работ. С другой стороны, распределение средних скоростей по площади может иметь резкие скачки, если существуют зоны изменения скоростной модели ВЧР или в разрезе присутствуют разломы. В некоторых случаях распределение скоростей по площади может иметь блоковую структуру. При этом плавные изменения скорости в рамках одного блока чередуются с достаточно резкими изменениями скоростей на границах блоков.

Таким образом, можно утверждать, что построение карты средних скоростей является одной из основных задач интерпретации данных ЗД. Для того чтобы построить карту скоростей необходимо использовать всю имеющуюся априорную информацию:

-скоростные модели среды, полученные по методу ВСП;

-таблицы Н/Т для реперных горизонтов по всем скважинам на площади;

-априорную геологическую информацию о строении разреза;

-данные о строении ВЧР и поверхностных условиях на площади работ.

Рассмотрим пример построения карты скоростей в том случае, когда имеется информация о привязке горизонта по группе скважин. На Рис.23А приводится схема расположения скважин на площади. В Таблице 1 вынесены точки зависимости H(T) для данного горизонта по всем скважинам. На площади выделяется две группы скважин с различными средними скоростями. Пусть различие средних скоростей обусловлено верхней частью разреза. Возможная граница разделения на два блока (I и II), с разными законами изменения средней скорости, нанесена на карту. Кроссплот зависимости Н от Т на Рис.23Б показывает различие средних скоростей для двух групп скважин. Столбец (5) Таблицы 1 содержат пересчет вертикальных времен в глубину с использованием двух законов скоростей 2500 м/сек и 2700 м/сек. соответствующих линиям на кроссплоте Рис.23Б. Невязка глубин (столбец (6)) получается небольшой и распределена случайным образом. Столбец (7) Таблицы 1 насчитан с использованием одной средней скорости 2600 м/сек Невязка глубин (столбец (8)) получается достаточно большой и зависит от того к какой группе относится скважина.

На Рис.24 приводятся графики зависимости невязок от времени и от пространственных координат. На Рис.24А невязки определения глубины естественным образом зависят от вертикального времени. Зависимость от координаты X на Рис.24.Б существенная для больших невязок, полученных при расчете по одной средней скорости.



Рис.23. Модельная структурная карта (А) и кроссплот распределения глубин и вертикальных времен (Б).



Рис.24. Распределения невязок глубин при различных подходах к заданию средней скорости построения структурной карты. А - зависимость невязок от вертикального времени; Б - зависимость невязок от географической координаты Х. I и II - разбиение на группы скважин, такое же как на Рис.23.

Номер	Глубина	Время	Скорость	Рассчит.	Невязки	Рассчит.	Невязки
скважины	(M)	(мсек)	(м/сек)	Глубина	при двух	глубина	при одном
				два закона	законах	один закон	законе
				(M)	(M)	(M)	(M)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	2017	1498	2693	2017	-6	1947	70
2	2016	1625	2481	2016	-9	2112	-97
3	2016	1490	2707	2016	4	1936	80
4	2010	1608	2500	2010	6	2090	-81
5	2008	1594	2520	2008	22	2071	-64
6	2009	1608	2498	2008	4	2090	-82
7	2015	1617	2492	2014	-1	2102	-87
8	2004	1616	2480	2003	-10	2100	-97
9	2005	1480	2710	2005	7	1924	81
10	2008	1592	2522	2008	18	2070	-62
11	2010	1497	2686	2010	-12	1946	64
12	2009	1493	2692	2009	-8	1941	68
13	2006	1482	2707	2006	4	1926	79
14	2015	1609	2505	2014	10	2091	-77
15	2012	1486	2708	2011	5	1931	80
16	2017	1493	2702	2017	0	1941	76

Таблица.1.

В случае построения карты невязок для одного закона средней скорости карта будет согласована с распределением средней скорости по площади. Там где скважин много картопостроение будет достаточно хорошее, так как карта невязок будет точно отражать ошибку скоростной модели. В отсутствии скважин сложно восстановить закономерности распределения невязок по площади, так как в них комплексно включены различные факторы: структурный план, скоростная модель, ошибки измерения.

При построении карты средних скоростей можно использовать априорную информацию о геологии и строении ВЧР. Если на площади выполнены работы ВСП в нескольких скважинах, то можно выяснить причину изменения средних скоростей на площади и соответственно правильно построить карту средних скоростей. Использование дополнительной информации позволяет достаточно точно прогнозировать изменение скоростной модели в тех областях, где скважины еще не пробурены.

Закон изменения средней скорости с глубиной, полученный по данным ВСП, и уравнения регрессии по пространственным координатам задают систему кривых, определяющих изменения скорости в пространстве и по глубине. Данные зависимости могут быть использованы при пересчете изохрон в изолинии структурной карты.

Естественно, когда мы имеем дело с реальными измерениями, при построении структурной карты будут существовать невязки определения глубин горизонта на различных скважинах. Для их учета строится карта невязок, предназначенная для коррекции глубин на структурной карте. Распределение поправок на карте невязок не должно коррелироваться со структурным фактором. Существование корреляции структурного фактора и невязок глубин указывает на некорректное задание карты средних скоростей. Выделение в качестве отдельного шага построения карты средних скоростей делается для того, чтобы имеет возможность учесть априорную информацию о геологическом строении разреза на изучаемой площади.

Сопоставление информации между скважинами

Если для одной площади имеются несколько скважин, в которых выполнены наблюдения ВСП и АК, то существует возможность более точно изучить изменения сейсмического волнового поля в пространстве. Изменения физических свойств пород и мощности пластов могут быть несущественными и не отражаться в волновом поле. Может даже иметь место ситуация, когда две существенно различные геологические модели имеют одинаковое отображение в сейсмическом поле. Для того чтобы зафиксировать изменение геологической модели между скважинами нужно анализировать всю доступную геологогеофизическую информацию.

Возможные геофизические параметры, изменение которых желательно изучать, сопоставляя информацию, полученную по наблюдениям ВСП и АК в соседних скважинах:

-средние и пластовые скорости между скважинами;

-пластовые модели, построенные по ГИС на данных скважинах.

-величины коэффициентов отражения, определенных при анализе данных АК и ВСП;

-строение ВЧР в окрестности скважины;

-форма сигнала источника для различных скважин.

Дополнительную информацию о строении геологического разреза между скважинами можно получить при интерпретации волновой картины разрезов ВСП - ОГТ. Сравнивая с результатами моделирования реальное поведение амплитуды и частоты отражающего горизонта на разрезе ОГТ, можно объективно выбирать тип модели геологического разреза, к которому относится заданная скважина. На Рис.25 приводятся результаты сравнения двух разрезов ВСП-ОГТ, полученных по двум направлениям в окрестности одной скважины. Изменение динамики отражающего горизонта, контролирующего пласт ЮВ1, позволяет говорить о том, что строение пласта ЮВ1 по двум направлением различно.

Практически каждый геологический объект имеет свойственные ему особенности геологического строения и требует индивидуального подхода к интерпретации сейсмических данных, данных ВСП и ГИС. Поэтому только применение всех доступных средств обработки и интерпретации скважинных сейсмических данных позволит решить проблему построения объективно правильной геологической модели среды.



Рис.25. Изучение коллекторских пластов в окрестности скважины по материалам ВСП-ОГТ в двух различных направлениях (А) и (Б).

Перспективы развития скважинной сейсморазведки.

Дальнейшее развитие скважинной сейсморазведки зависит в основном от технического прогресса в области создания новой многоканальной измерительной аппаратуры. Появление скважинных зондов, регистрирующих 50-100 каналов одновременно, позволит эффективно комплексировать скважинную и наземную сейсморазведку. Развитие комплексного подхода к интерпретации многоволнового акустического каротажа, ВСП и многокомпонентной наземной сейсморазведки может стать одним из основных направлений развития сейсморазведки.

Современный уровень развития ВСП позволяет решать геологические задачи прогноза разреза в окрестности скважины. Дальнейшее развитие технологии полевых работ и программ обработки данных позволит повысить эффективность и точность решения стандартных задач восстановления геологического разреза в окрестности скважины.

Литература.

- 1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. М., Недра, 1982.
- 2. Аки К., Ричардс. Количественная сейсмология. Теория и методы. Том 1. М., Мир, 1983.
- Алексеев А.С., Гельчинский Б.Я. О лучевом методе вычисления полей волн в случае неоднородных сред с криволинейными границами раздела. В кн: Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Вып. III., Л., изд. ЛГУ 1959. с 107-161.
- 4. Батт М. Спектральный анализ в геофизике. М.: Недра, 1980.
- 5. Бриллинджер Д. Временные ряды. Обработка данных и теория. М., Мир, 1980.
- Больших С.Ф. О приближенном представлении годографа отраженных волн в случае многослойной покрывающей среды. - Прикладная геофизика вып. 15. М., Гостоптехиздат, 1956, с. 3-14.
- 7. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. -М.: Недра, 1982.
- Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика/ Под ред. В.М.Запорожца. М.: Недра, 1983.
- 9. Гольцман Ф.М. Основы теории интерференционного приема регулярных волн. М.: Наука, 1964.
- 10. Завалишин Б.Р. Анализ представлений о размерах эффективной области отражений. Прикладная геофизика, вып. 100, М., Недра, 1981, с. 36-44.
- 11. Канасевич Э.Р. Анализ временных последовательностей в геофизике. М.: Недра 1985.
- 12. Кондратьев О.К. К вопросу о метрологическом обеспечении информационно измерительной системы сейсморазведки. Геофизика №4, 1999, с.6-14.
- 13. Малкин А.Л., Фиников Д.Б. Способы оценивания временной разрешенности сейсмической записи. Геология и геофизика, 1986, N 12.
- 14. Мацуока Т., Ульрих Т.Дж. Оценивание фазового спектра сигнала по биспектру сейсмической записи. Пер. с англ. ТИИЭР, 1984, т. 72, N 10, с. 200 209.
- 15. Оппенгейм А.В., Шафер Р.В. Цифровая обработка сигналов. М.: Связь, 1979.
- 16. Рапопорт М.Б. Вычислительная техника в полевой геофизике. М.: Недра 1993.
- 17. Робинсон Э.А. Статистические методы сжатия сейсмического импульса. ТИИЭР, 1984, т.72, N 10.
- 18. Силвия М.Т., Робинсон Э.А. Обратная фильтрация геофизических временных рядов при разведке на нефть и газ. М.:Недра 1983.
- 19. Теплицкий В.А. Применение скважинной сейсморазведки для изучения структур в нефтегазовых районах. М.:Недра, 1973.
- 20. Томпсон Д. Дж. Спектральное оценивание и гармонический анализ. ТИИЭР 1982, т. 70, N 9, с. 171 219.
- 21. Урупов А.К., Лёвин А.Н. Определение и интерпретация скоростей в методе отраженных волн. М.:Недра 1985.