



ЕАГО
Евро-Азиатское
Геофизическое
Общество



ЦГЭ
ОАО «Центральная
геофизическая
экспедиция»

«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ-2004

Материалы научно-практической конференции:
**«ВСП и трехмерные системы наблюдений
в сейсморазведке»**

**Москва, ЦГЭ
25 – 27 октября 2004.**

В настоящем сборнике публикуются рефераты докладов, представленных на четвертой ежегодной научно-практической конференции «Гальперинские чтения – 2004», посвященной развитию и практическому применению метода ВСП.

Конференция организована и проведена 25-27 октября 2004 Евро-Азиатским Геофизическим Обществом (ЕАГО) и ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция» (ОАО «ЦГЭ») при спонсорском содействии СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» и традиционно посвящается памяти создателя метода ВСП - Евсею Иосифовичу Гальперину.

Ежегодное проведение «Гальперинских чтений» и широкое обсуждение проблем ВСП на других конференциях, в т.ч. международных, не снижает повышенный интерес к новым технологиям, применяемым в методе ВСП и, в особенности, к комплексированию с наземными сейсмическими 3С, 2D/3D наблюдениями.

Это направление исследований, стимулируемое заказчиками геофизических работ – нефтяными компаниями, позволяет более полно изучать геологические, геофизические, петрофизические и другие параметры среды, используемые при оценке наиболее важных характеристик разведываемых и эксплуатируемых месторождений с целью повышения нефтеотдачи.

Представленные в сборнике рефераты скомпонованы по 4-м разделам, в соответствии с основной освещаемой в них тематикой.

В первом разделе собраны рефераты, отражающие некоторые новые направления в применении метода ВСП, отдельно выделены работы, связанные с изучением трещиноватости пород. Второй раздел содержит рефераты, представляющие вопросы программного обеспечения для обработки и интерпретации данных ВСП и совмещенных систем наблюдений. В третьем разделе собраны работы, в которых представлены практические результаты по решению геологических задач в различных районах, Татарстана, Западной Сибири, Башкортостана и др. Последний четвертый раздел состоит из работ связанных с вопросами аппаратуры для ВСП.

В целом, сборник отражает широкий спектр проблем, решаемых методом ВСП, в том числе, таких, сравнительно новых для ВСП прецизионных задач, как прогноз трещиноватости и других параметров коллекторов нефти и газа, более точная стратиграфическая привязка отражений с использованием - 3С наблюдений, т.е. динамических параметров продольных и поперечных волн.

Наряду с тем, что за последние годы определился постоянный состав геофизических компаний и научно-исследовательских коллективов, проводящих исследования по ВСП, такие, как «ПетроАльянс», «Геоверс», «Ингеосейс», «ВНИИГеофизика», «Башнефтегеофизика», «ВимСейсТехнология» и др. отмечаются новые организации, творчески внедряющие метод ВСП.

В сборнике содержится более 40 докладов от > 40. организаций. Наиболее интересные научные работы по ВСП в дальнейшем планируется публиковать в выпусках журналов ЕАГО «Геофизика» и «Технологии сейсморазведки», а также в книге о Е.И.Гальперине в отдельном разделе.

Материалы Конференции представляют интерес для геологов и геофизиков, работающих как в разведке, так и в разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Оргкомитет

Ответственные за выпуск, редакторские правки:

Зингер Ю.Б., Гальперина Р.М., Мануков В.С.

Компьютерная верстка

Крупченкова Л.П.

Спонсоры Конференции «Гальперинские чтения - 2004»:

СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лтд.»,

ООО «Геоверс»,

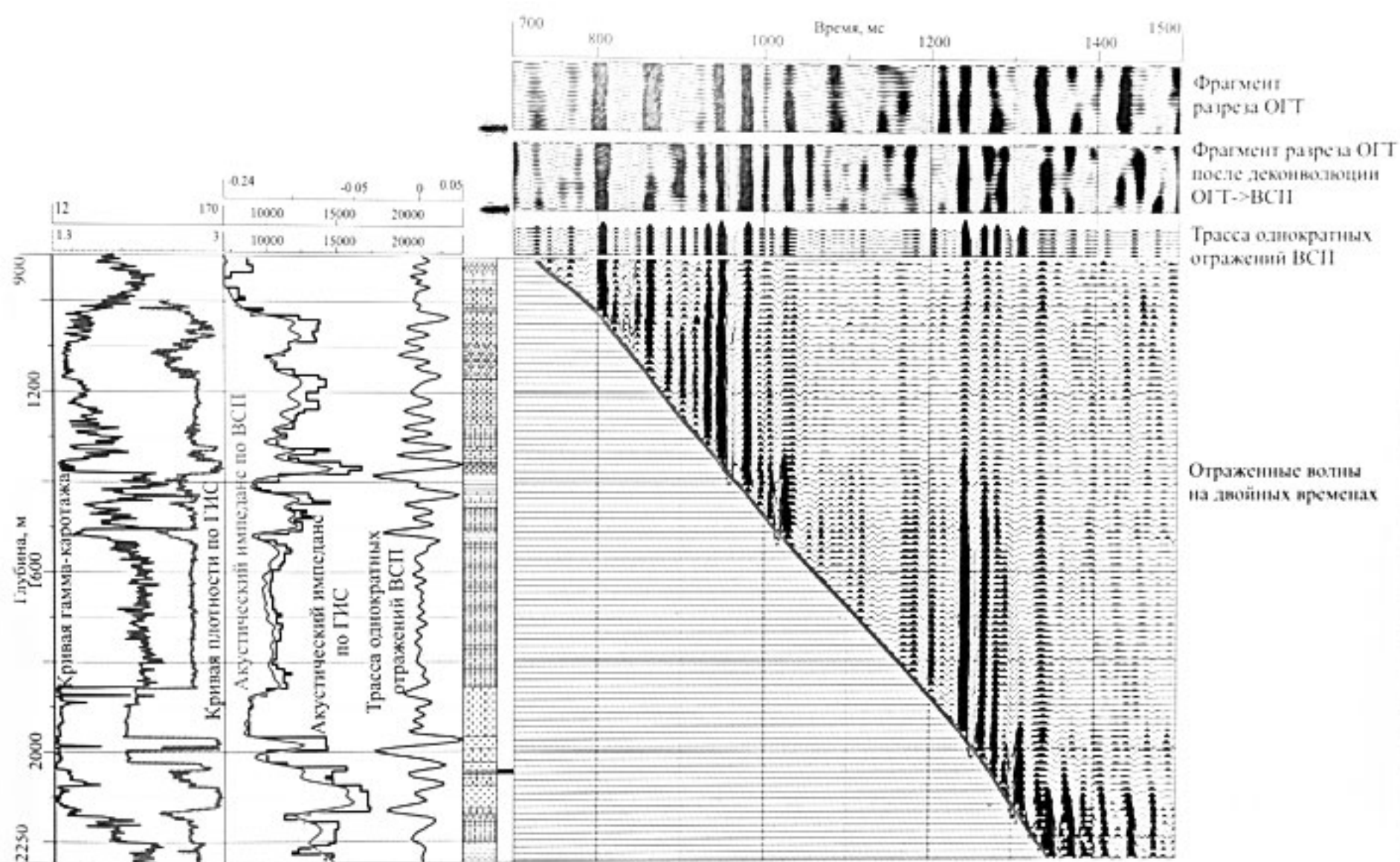
ОАО «ЦГЭ»



ООО "ГЕОВЕРС"

"На целый миг быстрее всех"

Аккумулирует 40-летний опыт
развития технологий ВСП в России и за рубежом



Осуществляет:

поставки программного обеспечения по обработке и интерпретации данных ВСП совместно с данными ГИС и ОГТ, 2D+ВСП, 3D+ВСП, МОГ, 3D ВСП для операционных систем Windows, Linux, Solaris с обучением и сопровождением.

Оказывает:

услуги по проведению полевых работ ВСП, 2D+ВСП, 3D+ВСП, МОГ, 3D ВСП, обработке и интерпретации получаемых данных

Россия, 123298, Москва,
ул. Народного Ополчения,
дом 38, корп.3

Тел./факс: (095)192-81-35
E-mail: vsp@cge.ru
<http://www.geovers.ru>

| | |
|--|----|
| Ю.В.Чудинов. Изучение трещиноватости горных пород поляризационным методом ВСП. | 37 |
| А.А.Тихонов. Изучение частотной зависимости параметров анизотропии трещиноватости по данным ЗС_ВСП. | 41 |
| А.В.Степанов, А.А.Терёхин, Г.Е.Яковлев. О возможности применения ВСП на гидрофонах для оценки проницаемости коллекторов. | 43 |
| В.Г.Гайнанов, Н.В.Рыковская. Высокоразрешающее межскважинное сейсмическое просвечивание с использованием электроискрового источника. | 48 |
| И.Г.Миндель, Б.А.Трифонов, Н.А. Рагозин. ВСП в комплексе с ультразвуковыми исследованиями при инженерных изысканиях для строительства. | 52 |
| <i>Раздел 2. Программное обеспечение для обработки и интерпретации данных ВСП и совмещенных систем наблюдений</i> | |
| В.А.Редекон, В.В.Помазанов, А.А.Тихонов. 3D ВСП – алгоритм миграции, обработка, результаты. | 56 |
| А.В.Решетников, Ю.А.Степченков, А.А.Табаков, В.Л. Елисейев. Построение совмещенного изображения среды по волнам разных типов. | 60 |
| Ю.А.Степченков, А.В.Решетников, П.Л.Лукачевский, С.В.Иванов, В.В.Поволоцкий. Оценка скоростной модели среды путем оптимизационной инверсии годографов ВСП. | 62 |
| В.В.Помазанов, В.А.Редекон Оценка и учет анизотропии скоростей продольных волн при обработке данных ВСП. | 66 |
| А.В.Копчиков, В.Н.Ференци, А.А.Табаков, А.В.Решетников. Выделение регулярных волн на фоне интенсивных помех методом “ПОЛИКОР”. | 70 |
| И.В.Яковлев, А.А.Табаков, А.В.Баев, А.Ю.Барков, А.В.Копчиков. Применение преобразования τ - p - q для селекции волн по скоростям в данных МОГ | 74 |
| А.Н.Касимов, Т.Н.Купцова, А.А.Тихонов, З.И.Газарян, А.А.Шевченко, В.В.Редин. Использование 3-С ВСП для привязки наземных данных обменных волн. | 78 |

| | |
|---|-----|
| <i>В.М.Кузнецов, Г.А.Шехтман, В.В.Попов, В.И.Рыжков, Т.Э.Мухтаров, С.В.Филимоненко.</i> Обработка и интерпретация данных МВС-ВСП в специализированной системе 3С-INTERACT. | 81 |
| <i>В.А.Редекон, Н.В.Помазанов, Д.Г.Риле, Н.В.Бондарева, Е.М.Ерофеев.</i> Применение программного комплекса «VIMSEIS 3D» для обработки данных ВСП. | 86 |
| <i>С.Петерсен, М.Крейвен, С.Дингволл, С.Линей, Й.Мейер, П.Смит, Н.Хирабаяши, Д.Пуерш, С.Черкашнев.</i> Получение изображений коллектора с высокой степенью разрешения путем комплексной обработки данных морской 3D сейсморазведки – на примере месторождения в регионе северного моря..... | 88 |
| <i>Раздел 3. Применение метода ВСП для решения геологических задач в различных условиях</i> | |
| <i>Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов, Т.Н.Ишуев, А.К.Доронкин.</i> Особенности прослеживания целевого объекта при НВСП в условиях Татарстана. | 93 |
| <i>Ю.В.Чудинов, Р.Ф.Лукьянов, А.И.Шляпников.</i> Работы методом НВСП в Прикамье. | 98 |
| <i>В.В.Касьянов.</i> Получение высокоразрешенных глубинных разрезов на основе комплексного анализа данных ВСП и наземной сейсморазведки (Западная Сибирь). | 101 |
| <i>А.Н.Касимов, А.А.Тихонов, Е.И.Петров.</i> Изучение акустических свойств среды по данным комплекса 3С ВСП-сейсморазведка. | 103 |
| <i>Р.Я.Адиев, Е.Г.Каждан, В.Ф.Пахомов.</i> Опыт массового применения ВСП для решения геологических задач при поисках, разведке и разработке залежей нефти в Башкирии. | 105 |
| <i>А.П. Сорокин, Г.Д.Сидоренко, В.В.Сирченко, М.М.Лысенко, А.Н.Мищенко.</i> Прогнозирование геологического разреза в условиях солянокупольной тектоники по данным 3D сейсморазведки и ПМ ВСП на Чутовском месторождении ДДВ. | 110 |
| <i>Н.В.Пономарева, А.А.Шевченко, В.П.Фарбирович, Э.Хасанов.</i> Возможности метода ВСП в сложных геологических условиях Прикуринской нефтегазоносной области. | 114 |
| <i>Ю.Д.Мирзоян, А.Г.Курочкин, Д.М.Соболев.</i> Применение промысловой сейсмики на акваториях. | 117 |

| | |
|---|-----|
| В.П.Стенин, З.И.Газарян, В.П.Роговской, А.Н.Касимов, В.В.Редин. Уточнение модели резервуара в терригенных трещинно-поровых коллекторах по данным комплекса НВСП+ГИС+2Д-МОГТ на Верхне-Телекайском месторождении в Чукотском А.О..... | 121 |
| Ю.Д.Мирзоян. Детальное изучение сложных сред ПМ ВСП с целью прогноза углеводородов. | 123 |
| М.А.Лобусев, А.А.Шевченко. Методика определения скоростных характеристик при наблюдениях ВСП. | 125 |
| <i>Раздел 4. Аппаратурные разработки</i> | |
| Ю.Д.Мирзоян, В.Г.Калашиников, В.И.Тюхалов Скважинная цифровая аппаратура «ВЕКТОР – 2» и пневмоисточники ПИК-1 для наблюдений ПМ ВСП. | 127 |
| Р.Я.Адиев, В.И.Булаев, С.М.Васильев, В.А.Глушков, В.В.Лесников. Скважинная сейсмическая аппаратура «ВОЛНА». | 131 |
| В.В.Сирченко, В.А.Багмут, А.Э.Сайганов, В.А.Рюмин. О свойствах систем передачи, применяемых в аппаратуре для ПМ ВСП. | 135 |
| Т.Н.Ишуев, Н.М.Хуснимарданов, А.К.Дорожкин, А.А.Звезинцев. Использование альтернативных источников сейсмических волн для скважинных сейсмических исследований. | 140 |
| Р.И.Кривоносов. Датчик геофон-гидрофон ГГ-3. | 143 |
| Т.С.Мамлеев, Г.Г.Сафиуллин, В.Н.Даниленко, Н.М.Ахметшин, В.В.Дмитриев, М.А.Замалетдинов, А.А.Крысов, Ю.В.Николаев. Аппаратурные и технологические возможности аппаратуры АМЦ-ВСП-3-48 для изучения околоскважинного пространства. | 145 |
| Авторский указатель. | 150 |
| Перечень организаций - участников, докладчиков и содокладчиков. | 152 |

ВВЕДЕНИЕ. ВСП и актуальные задачи сейсморазведки при доразведке месторождений нефти и газа

К настоящему времени ВСП стало безальтернативным инструментом привязки отражений, контроля и коррекции формы сигнала для сейсморазведки на поверхности. Непрерывно возрастают объемы работ по изучению околоскважинного пространства с выявлением деталей структурного и литологического строения продуктивных пластов с использованием изображений на продольных и обменных поперечных волнах в частотном диапазоне до 250 Гц.

Практически 100% наблюдений выполняется цифровыми зондами с низким уровнем шумов.

В то же время очерчены принципиальные ограничения метода при изучении околоскважинного пространства, связанные с возрастающей с удалением пунктов возбуждения информационной недостаточностью непродольного ВСП и невозможностью полной компенсации эффектов влияния меняющихся углов падения на форму и интенсивность отражений.

Первое из этих ограничений устраняется применением модификаций 2D и 3D ВСП. Для этих модификаций выпускаются многоточечные зонды с количеством уровней, достигающим 32-100, что при площадной системе пунктов возбуждения обеспечивает детальную оценку объемной скоростной модели. Однако и в этом случае разные участки отражающих границ освещаются при различных углах падения.

Совмещенные системы наблюдений (2D+ВСП, 3D+ВСП) обеспечивают суммирование преимуществ сейсморазведки на поверхности и ВСП. Сейсморазведка на поверхности дает равномерное многократное освещение границ, а вертикальные профили – детальную оценку реалистичных скоростей и формы импульса возбуждения. Такая комбинация позволяет рассчитывать на повышение разрешенности и точности глубинных построений, как на продольных, так и на поперечных обменных волнах.

В результате в распоряжении сейсморазведки оказывается новый инструмент детальной доразведки месторождений, актуальность которого будет возрастать по мере роста актуальности извлечения остаточных запасов нефти на старых месторождениях.

*Кашик А.С.
Гогоенков Г.Н.
Табаков А.А.*

**ТРЕХМЕРНЫЕ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЯ КАК СПОСОБ
УСТРАНЕНИЯ ОГРАНИЧЕНИЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
НА ПОВЕРХНОСТИ И ВСП ПРИ ИЗУЧЕНИИ
ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА**

А.А.Табачков*, К.В.Баранов*, В.Н.Ференци**, А.Ю.Барков**,
И.В.Яковлев**.

*ОАО «ЦГЭ», г.Москва, **ООО «ГЕОВЕРС», г.Москва

История независимого развития сейсморазведки на поверхности и вертикального сейсмического профилирования насчитывает много десятилетий.

Сейсморазведка на поверхности, начавшись с МПВ и МОВ, пришла к многократным системам наблюдений, предельной реализацией которых является двумерная. По получаемым объемным результатам такая съемка имеет название 3D, хотя регистрация и возбуждение выполняется практически на двумерной поверхности. Третьим измерением в кубе результатов является время.

Вертикальное сейсмическое профилирование [1] выросло из сейсмокаротажа, призванного обеспечить глубинное преобразование наблюдений сейсморазведки на поверхности, получаемых исходно в масштабе времен. Использование последующих вступлений переросло в полноценное изучение волновых полей в скважине и, в последующем, в попытки исследования околоскважинного пространства с использованием выносных пунктов возбуждения, профилей возбуждения (МОГ) и двумерных систем возбуждения (3D ВСП).

Методом ВСП устойчиво решается ряд задач в ближней (первые сотни метров) зоне околоскважинного пространства:

- однозначная привязка отражений на поверхности;
- оценка физических параметров среды (скорости, анизотропии, коэффициентов отражения по нормали к границам раздела);
- изучение околоскважинного пространства в широком (до 250-300 Гц) частотном диапазоне.

При попытках изучения околоскважинного пространства в дальней зоне (НВСП, МОГ, 3D ВСП) с увеличением удалений возрастают проблемы, связанные с принципиальными ограничениями метода:

- системы наблюдений ВСП не обеспечивают достаточной информации для оценки модели среды, и достоверность получаемых

решений зависит от справедливости весьма узких ограничений на вариации модели;

- изучаемые границы освещаются при меняющихся по латерали углах падения прямой волны. Учитывая сильную зависимость коэффициентов рассеяния на границе от угла падения и свойств среды, оценки литологического состава пород, пористости и нефтенасыщенности следует считать недостоверными. Возможность коррекции фактора различия углов падения весьма ограничена, так как требуется знать все детальные параметры среды, которые и являются объектом изучения.

Информационная недостаточность ВСП при изучении среды в дальней зоне иллюстрируется лучевой схемой на рис. 1.

Сейсморазведка на поверхности не обладает перечисленными недостатками в силу подвижности как источников возбуждения, так и профилей наблюдения (рис. 2). Однако отраженные и обменные волны регистрируются в сильной интерференции сами с собой и с многочисленными помехами. Поэтому возможности оценки модели среды, особенно при ее сильных вариациях в покрывающей толще, принципиально ограничены. Следствием этих ограничений являются ошибки глубинных построений в условиях ММП, блоково-надвижной и солянокупольной тектоники.

Комбинированные системы наблюдений 2D+ВСП и 3D+ВСП позволяют совместить преимущества сейсморазведки на поверхности и в скважинах, так как в этих условиях при оценке модели среды добавляется достоверная информация о скоростях в первых вступлениях. Примеры использования таких преимуществ приведены в [2].

Полноценная возможность использования преимуществ трехмерных систем наблюдения возникает при введении многоуровневых скважинных систем регистрации, причем стоимость таких систем может многократно окупаться повышением информативности сейсморазведки, особенно при детализационных работах, связанных с доизвлечением остаточных запасов углеводородов.

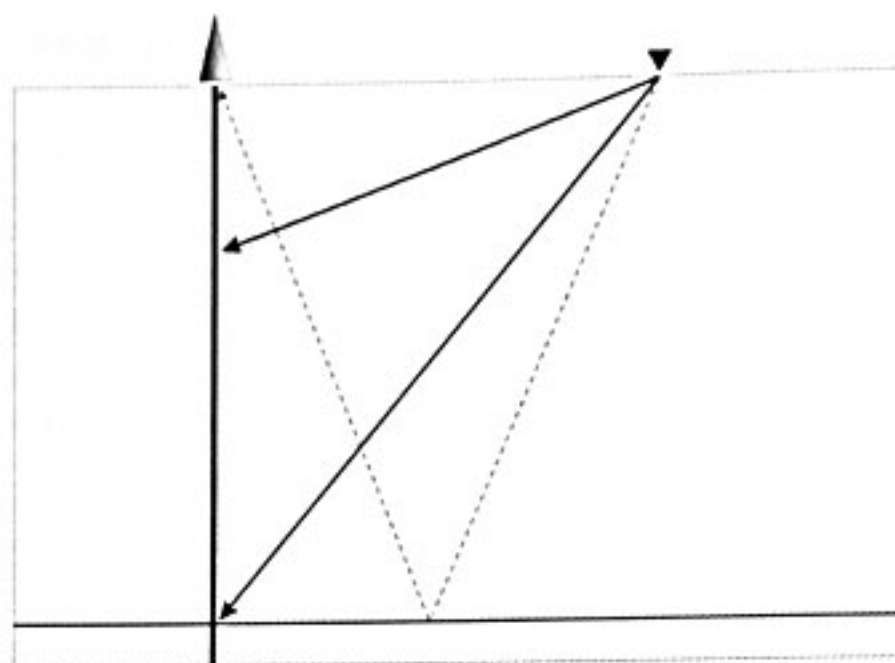


Рис.1 Лучевая схема наблюдений ВСП при изучении околоскважинного пространства

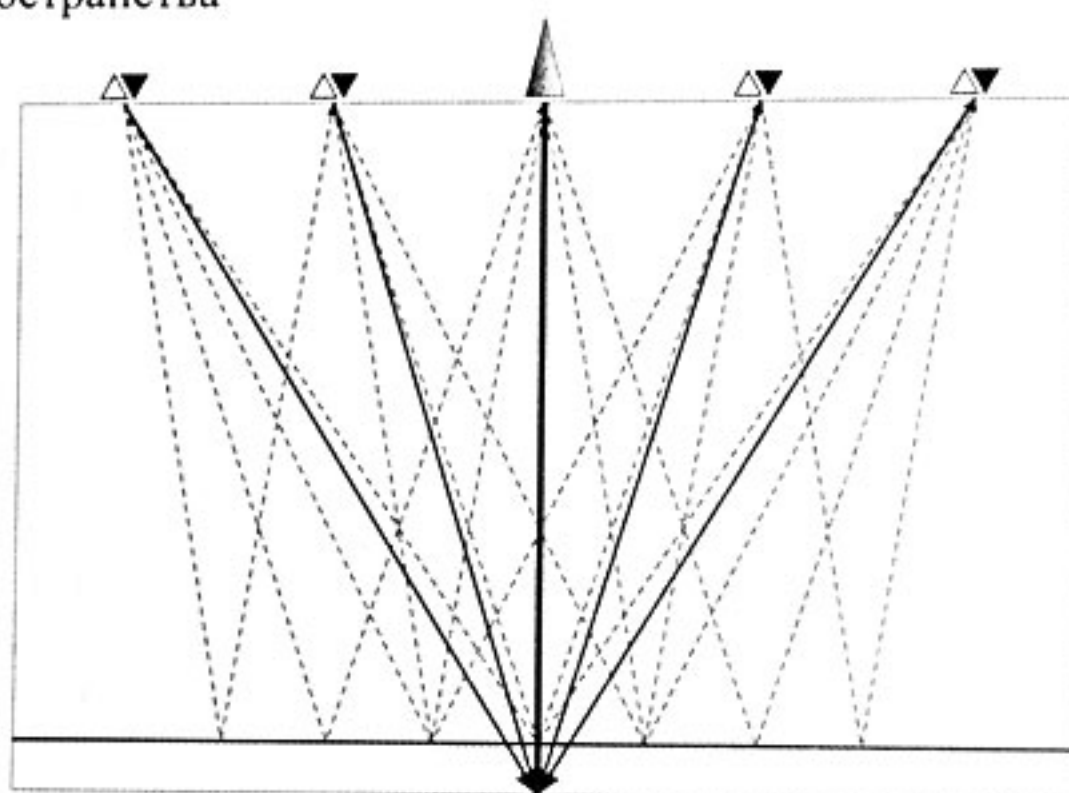


Рис.2 Лучевая схема наблюдений 2D+ВСП при изучении околоскважинного пространства

Список литературы

1. Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. 1994. М: Недра.
2. К.В. Баранов, В.С. Бикеев, Н.В. Стариков, А.А. Табаков. Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 19-22.

КОНЦЕПЦИЯ ДИСКРЕТНОГО 3D ВСП

В.П.Стенин*, А.А.Тихонов*, В.А.Редекон** М.В.Чертенков***.

*СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лтд.» г.Москва, **ООО «Вимсейс
Технология» г. Балашиха, ***ЛУКОЙЛ Коми, г.Усинск.

В данном докладе обсуждается концепция изучения строения околоскважинного пространства, основанная на проведении наблюдений НВСП из ограниченного количества пунктов наблюдения при обработке и интерпретации данных в рамках 3-х мерной модели. Во многих случаях, особенно при изучении месторождений с ограниченными запасами, проведение наземных сейсмических наблюдений 3D для построения пространственной модели не является экономически оправданным. С другой стороны эффективность разработки, определяемая проектом заложения наклонных стволов скважин, во многом зависят от правильности 3-х мерных представлений о строении геологического разреза в районе разбуриваемого куста.

Сейсмические наблюдения в скважинах позволяют получить требуемую информацию о строении объекта. Одним из направлений развития пространственных систем скважинных сейсмических наблюдений является концепция «массивного 3D ВСП», основанная на проведении наблюдений из большого числа пунктов возбуждения при регистрации в нескольких эксплуатационных стволах куста скважин. Число регистрируемых трасс при таких наблюдениях колеблется от сотен тысяч до нескольких миллионов [1]. Очевидно, что в силу ограниченности системы регистрации доступными для наблюдений стволами скважин куста, построение аналогичных сейсмике 3D скважинных систем наблюдения, равномерно освещающих целевой отражающий горизонт, невозможно.

Представляется целесообразным, исходя из априорной модели разреза, планировать положение ПВ и проводить наблюдения НВСП из ограниченного числа пунктов возбуждения. Получаемые при таком подходе сейсмические разрезы и разрезы атрибутов позволяют при использовании пространственной модели для обработки (в частности, для миграционных преобразований) строить дискретную (использующую ограниченное количество поверхностей точек отражения) трехмерную сейсмическую модель околоскважинного пространства. При построении интерпретационной геологической модели могут быть использованы алгоритмы пространственной интерполяции сейсмических горизонтов.

Регистрация сейсмических полей во внутренних точках среды имеет ряд преимуществ перед поверхностной сейсмикой. Это, прежде всего:

- точная привязка данных к изучаемым объектам;
- возможность использовать как отраженные, так и проходящие волны;
- прямое измерение формы зондирующего импульса;
- отсутствие кратных волн;

За счет применения импульсных источников является возможным достижение более высокой разрешающей способности по вертикали. Кроме того, скважинные данные по сравнению с поверхностной сейсморазведкой характеризуются более высокой разрешающей способностью по латерали за счет более плотной системы наблюдения. 3-С запись полного вектора скорости смещения во внутренних точках среды позволяет получать пространственную информацию не только по продольным, но и по поперечным волнам.

За счет указанных преимуществ наблюдения ВСП на этапе доразведки месторождения позволяют решать ряд задач, недоступных для поверхностной сейсморазведки. Ограничения скважинной сейсмике связаны с регистрацией колебаний вдоль ствола скважины. Это обуславливает получение информации только в области, приближенной к скважине.

При использовании пространственных систем наблюдений ВСП на отраженных волнах необходимо определять положение точек отражения для позиционирования получаемой информации. Особую роль эта задача имеет при работах в районах со сложным тектоническим строением: области разрывных нарушений, солянокупольной тектоники и т.п. Для таких районов обработка данных ВСП даже из ближнего пункта возбуждения, обрабатываемого с целью привязки сейсмике, должна базироваться на использовании 3-х мерной модели.

Получение информации о строении околоскважинного пространства в концепции дискретного 3D ВСП базируется на применении метода лучевой миграции полей отраженных волн, выделенных в ходе обработки. Основой миграции, детально представленной в работе [2], является трассировка луча волны заданного типа (PP, PS ...) для толстослойной кинематической модели среды. Модель среды задается интерактивно в графическом редакторе и пересчитывается на равномерную 3D сетку, выбираемую

интерпретатором исходя из необходимой детальности решения геологической задачи.

Для каждой заданной пары приемник-источник вычисляется геометрия луча волны выбранного типа, и сейсмическая энергия переносится с сейсмограммы в точку отражения.

Одной из областей использования методики дискретного 3D VSP является выделение в разрезе трещиноватых интервалов [3]. Изучение трещиноватости основывается на измерении азимутальных зависимостей сейсмических параметров, получаемых по наблюдениям из удаленных ПВ, расположенных в различных направлениях.

В докладе приводятся результаты наблюдений по методике дискретного 3D ВСП в различных регионах.

Литература

1. A Massive 3D VSP in Milne Point, Alaska, 73th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts.

2. Redekop V.A., Tikhonov A.A. 2002, Use of VimSeis package for 3C VSP processing. Exp. Abstr. Scientific Conf. "Galperin's Readings – 2002", Moscow.

3. Brodov L.U., Cllet Ch., Kuznetsov V.M., Marin D., Michon D., Tikhonov A.A. Measurement of azimuthal anisotropy parameters for reservoir study. 1990 Exp. Abstr. 4th. Int. Workshop on Seismic Anisotropy, Edinburgh.

ТЕХНОЛОГИЯ DIPSCAN НА ОТРАЖЕННЫХ И ПАДАЮЩИХ ОБМЕННЫХ ВОЛНАХ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ УГЛОВ НАКЛОНА ГРАНИЦ МЕТОДОМ ВСП

А.Ю.Барков*, А.А.Табаков**, А.В.Баев***, К.В.Баранов*, И.В.Яковлев**

*ООО «ГЕОВЕРС», ** ОАО «ЦГЭ», ***МГУ, г.Москва

Изображение околоскважинного пространства – один из основных результатов обработки ВСП из дальних пунктов возбуждения. При построении изображения необходимо знать опорную модель среды для выполнения миграции сейсмических данных. На практике часто используют параллельно-слоистую модель среды, описываемую скоростями и коэффициентами анизотропии продольных и поперечных волн, что является вполне оправданным, например, в условиях Западной Сибири. Миграция в моделях с разнонаклонными границами не представляет сложной проблемы и реализована во многих производственных комплексах обработки данных. Однако корректная оценка опорной модели, используемой

при миграции, не всегда осуществима. Скоростные характеристики вблизи скважины могут быть оценены по годографам первых вступлений ближних пунктов возбуждения и с привлечением данных ГИС. Сложнее определить углы наклона границ в окрестности скважины и особенно на большом удалении от нее. А при выполнении миграции луч трассируется от пункта возбуждения через среду в пункт приема, и все неточности, связанные с моделью среды, отобразятся в виде неправильных осей синфазности и ухудшения качества прослеживания границ на сейсмических разрезах.

В работе [1] предложен алгоритм определения углов наклона пластов, с трассировкой луча в обратном направлении: приемник – источник. В основе методики лежит анализ трассы однократных отражений при разных наклонах пластов модели. Для получения трассы выполняется следующее:

- расчет поля времен в окрестности скважины (рис. 1А) на основе априорной модели среды и годографа первых вступлений;

- расчет поляризации прямой волны (рис. 1Б) как градиента поля времен и получение параметров выхода луча отраженной волны (рис. 1В) по закону Снеллиуса;

- получение поля отраженных волн на скважине на основе модели среды и информации о поляризации с последующим коридорным суммированием для получения трассы однократных отражений (суммирование производится вдоль направления, заданного наклоном модели).

Сканирование осуществляется в заданном диапазоне углов и с заданным шагом перебора. Отметим, что расчет поля отраженных волн осуществляется в ближайшей окрестности скважины, без прослеживания луча от пункта возбуждения через среду в пункт приема. Таким образом, некорректность опорной модели на больших удалениях от скважины не влияет на качество конечного результата.

В процессе работы с реальными данными выяснилась недостаточная точность описанного метода при определении углов наклона пластов с крутыми углами падения (рис. 2А, 3А). Привлечение информации по обменным волнам повышает точность и надежность метода в этом случае, позволяя более корректно оценивать углы наклона пластов (рис. 3Б).

Преимущества метода DIPSCAN можно сформулировать следующим образом:

- возможность оценки углов наклона пластов в случае сложного строения среды;

- возможность корректного получения трассы однократных отражений (без использования информации о строении среды на больших удалениях от скважины) в рамках трехмерной разнонаклонной модели среды (рис. 2Б).

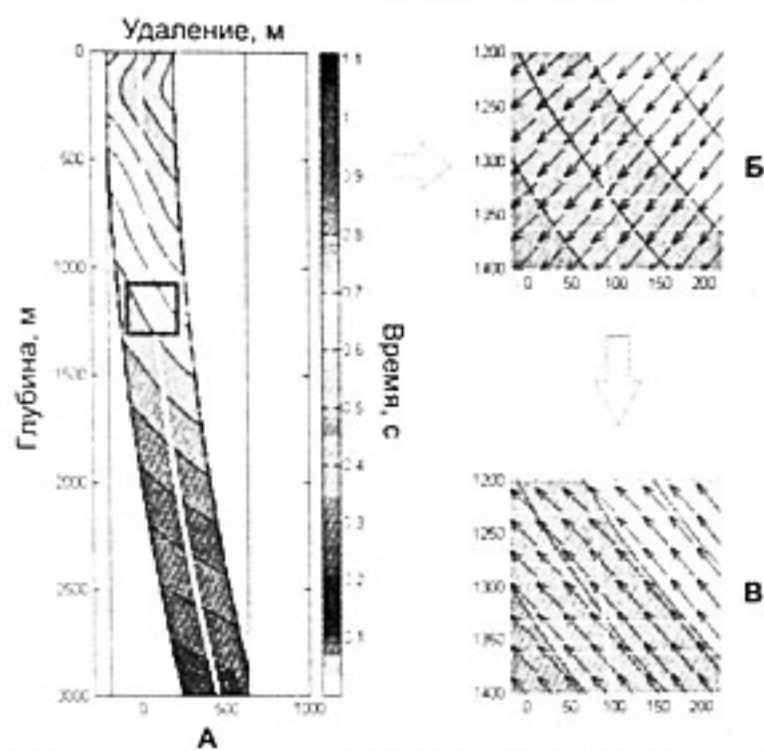


Рис.1. А – поле времен в окрестности скважины, Б – поляризация прямой волны, В – параметры выхода луча

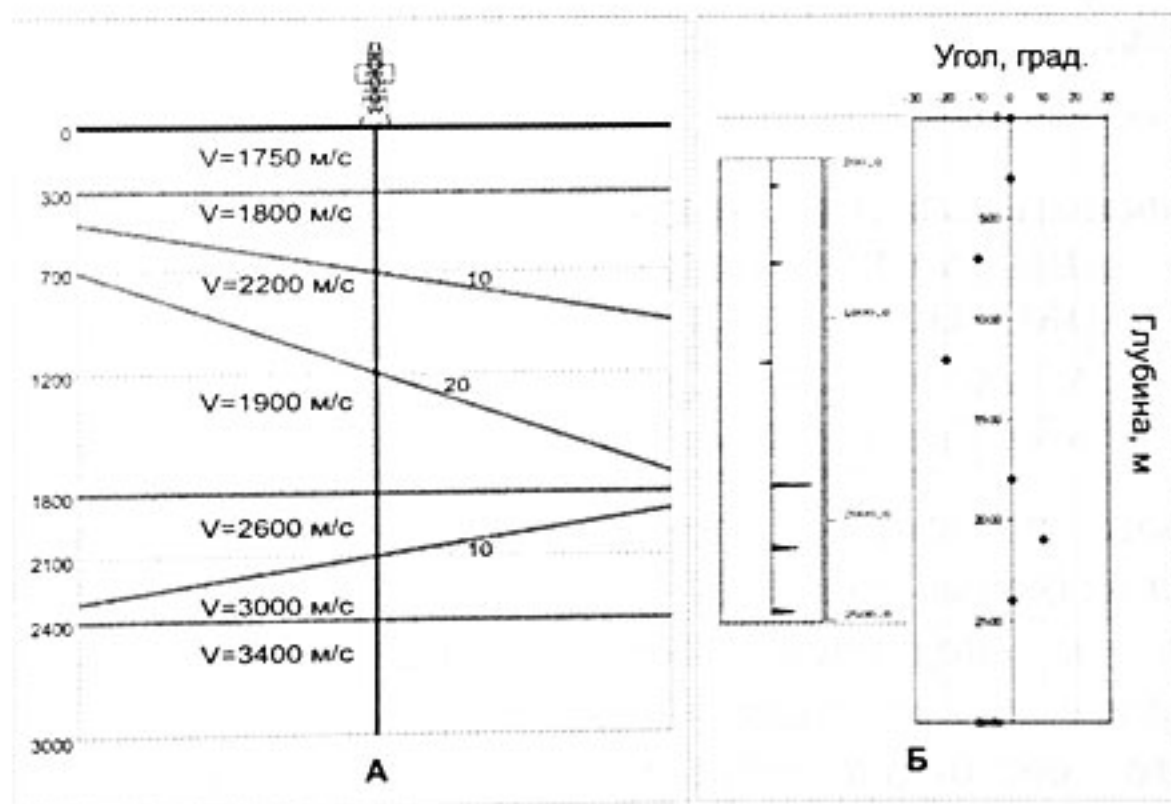


Рис.2. Модельный эксперимент: А – исходная разнонаклонная модель среды, Б – восстановленные углы наклона границ по трассе однократных отражений

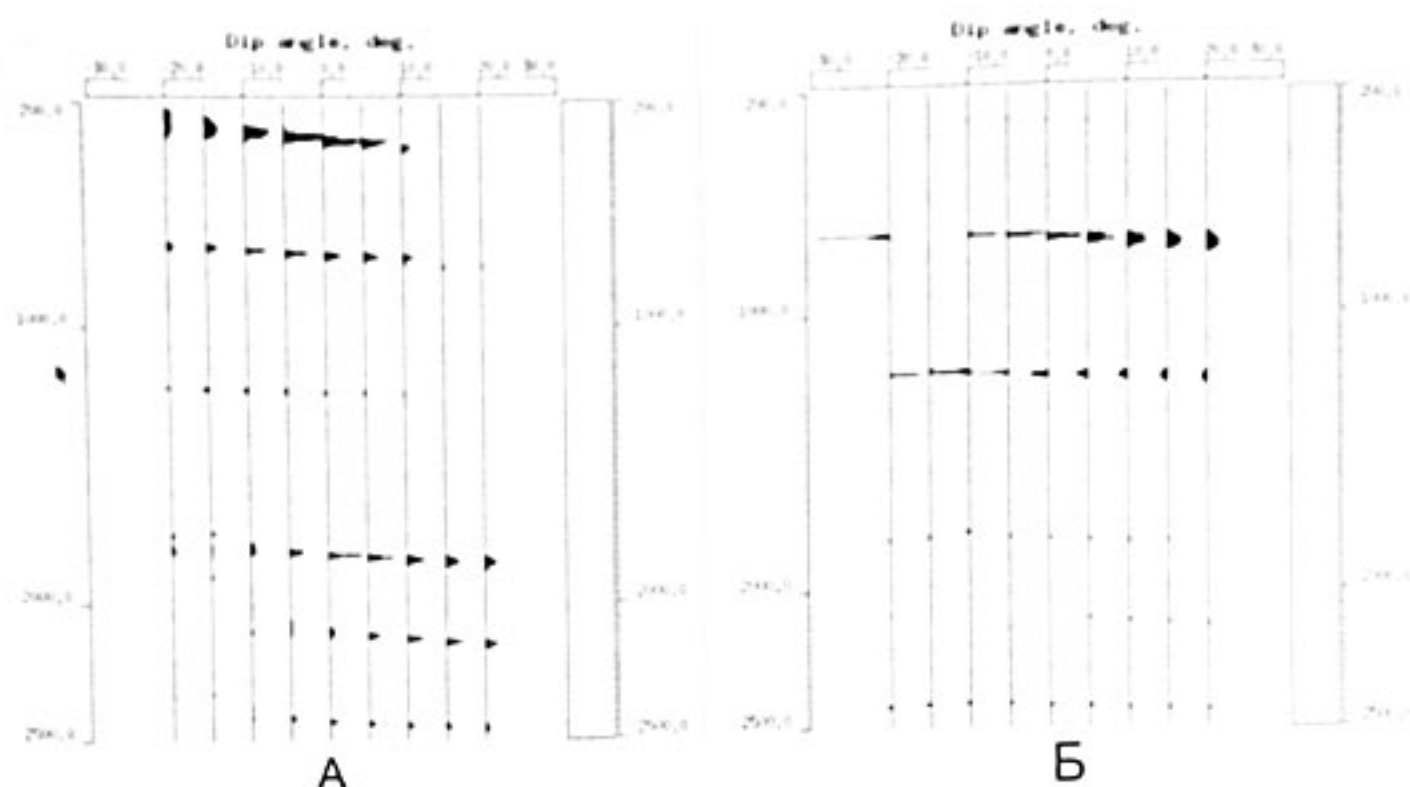


Рис. 3. Трассы однократных отражений при разных наклонах среды: А – для отраженных монотипных волн, Б – для отраженных обменных волн.

Литература

1. А.А. Табаков, А.В. Басев, К.В. Баранов, И.В. Яковлев. Методика DIPSCAN для изучения околоскважинного пространства. 2004. Технологии сейсморазведки. 1. С. 62-65.
2. Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. 1994. М.: Наука.

РОЛЬ ФОРМИРУЮЩЕЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА.

А.А.Тихонов*, А.Н.Касимов*, М.В.Чертенков**.

*СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лтд.», **ЛУКОЙЛ Коми, г.Усинск.

В работе представлен пример использования формирующей фильтрации на основе применения деконволюционного оператора для приведения к подобной формы записи волновых полей, зарегистрированных в ходе повторных наблюдений ВСП при мониторинге состояния объекта в ходе проведения физико-химических воздействий.

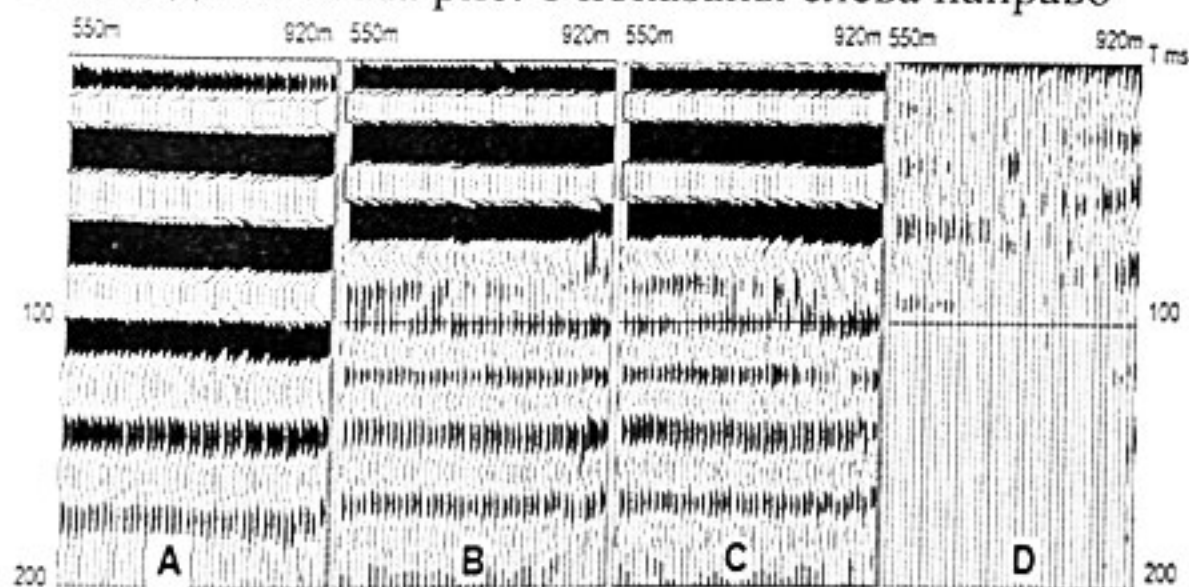
В основе интерпретации данных сейсмического мониторинга лежит предположение, что изменения в волновом поле, зарегистрированном при первичном и повторных наблюдениях, связаны с изменением в состоянии объекта при сохранении неизменными всех прочих факторов, влияющих на формирование

волнового поля [1]. С этой целью сейсмические наблюдения с целью мониторинга проводятся по одним и тем же схемам, с сохранением единых условий возбуждения и регистрации. Обработка данных ведется по единому графу с сохранением неизменными параметров обрабатывающих процедур [2].

Однако, на практике не удается сохранить неизменными условия возбуждения и регистрации полей. Это связано с тем, что между повторными наблюдениями проходит значительный период времени, изменяются погодные условия. В наибольшей мере это относится к поверхностным сейсмическим наблюдениям. Но и при проведении мониторинга с использованием метода ВСП проблемы являются схожими. Как показывает практика, при проведении повторных наблюдений не удается сохранить неизменной форму сигнала в источнике. Отсутствие перманентных ЗС контрольных приборов, размещенных в районе ПВ, делают невозможной коррекцию формы сигнала по прямой волне, зарегистрированной в области источника. С другой стороны методика ВСП обладает преимуществами, которые позволяют привести форму сигнала, формирующего волновое поле, к единой при повторных наблюдениях. Эти преимущества определяются

1. возможностью использовать источник с практически неизменной в ходе работ формой импульса;
2. возможностью обеспечить идентичные условия регистрации в обсаженном стволе скважины.

На этой основе строится методика расчета деконволюционного оператора, приводящего к единой форме сигнала при повторных наблюдениях. На рис. 1 показаны слева направо



A. форма сигнала при первичном наблюдении;
 B. форма сигнала при повторном наблюдении;

С. форма сигнала при первичном наблюдении после применения деконволюционного оператора.

D. Разность сигналов В и С (шумы приведения).

Получаемый по форме сигнала деконволюционный оператор применяется к исходному волновому полю, компенсируя таким образом различия в условиях возбуждения. Разностное волновое поле в этом случае содержит информацию о состоянии объекта в период между наблюдениями. Методика была опробована на одном из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Литература.

1. Meunier J., F.Huguet and P.Meynier, 2001, Reservoir monitoring using permanent sources and vertical receiver antennae: The Céré-la-Ronde case study, The Leading Edge, June 2001 Volume 20, Issue 6, p. 622

2. Mari J.L., Glangeaud F., Coppens F., (2001). Traitement du signal pour géologues et géophysiciens, Technip.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ

Е.И.Петров^{*}, А.А.Тихонов^{*}, К.Г.Скачек^{**}

^{*}СК «ПетроАльянс», г.Москва,

^{**}ТПП «Когалымнефтегаз», г.Когалым.

На протяжении многих лет основные задачи, встающие при эксплуатации месторождения, практически не менялись. Существующие методы решения этих задач работают достаточно эффективно, но при этом они требуют все более высококачественных данных для получения более надежных результатов.

Традиционные однокомпонентные сейсмические данные обрабатываются при помощи современных методик, требующих высоких вычислительных ресурсов. Кроме того, современная высококачественная технология регистрации данных, их обработки с сохранением динамики отражений и дальнейшей динамической интерпретации данных позволяют извлекать дополнительную информацию о строении пластов. И все же, эти технологии

ограничены физическими пределами методов сейсморазведки, так что внимание исследователей все более сосредотачивается на других методах, описывающих пласты более детально.

Развивающаяся технология и приобретенное с опытом более глубокое понимание возможностей многокомпонентных измерений приводят к расширению сферы применения 3С данных. Решение обратной динамической задачи для многокомпонентной разведки позволяет не только разделять литологию и флюидонасыщение, но и дает более глубокое понимание сути - проницаемости пластов, эффективности извлечения нефти и общей стратегии эксплуатации в целом.

Выделение информации о распределении свойств коллектора из трех-компонентных данных возможно через восстановленные значения V_p/V_s , полученных из сопоставления разницы времен прихода продольной и обменной волны $\Delta t_{ps}/\Delta t_{pp}$ для коллектора. Но в силу малых ($h \ll \lambda$) мощностей h коллекторов, с которыми имеем дело на практике, невозможно однозначно разделить отражение от кровли и подошвы коллектора в силу сложной интерференционной картины. Поэтому по результатам анализа разницы времен прихода продольной и обменной волн $\Delta t_{ps}/\Delta t_{pp}$ восстановленные значения V_p/V_s описывают поведение толщи пород - интервала разреза между выделенными реперами в волновых пакетах различных типов волн. Тем самым получение информации о распределении V_p/V_s в конкретном пласте коллекторе становится не возможным в силу *интегрального* характера поведения функции V_p/V_s .

Ключом к информации о свойствах коллектора является *динамика* отраженной волны. Развитие методов динамической интерпретации данных обменных волн в основном базируется на достижениях в области интерпретации продольных волн, с учетом особенностей распространения обменных волн.

В представленных AVO методиках показаны положительные и отрицательные стороны динамической интерпретации. Расчет упругого сдвигового импеданса SEI , как и в случае AVO-анализа, сводится к изучению поведения только одного параметра - «множителя» [2] при градиенте коэффициента отражения.

Исследование поведения градиента коэффициента отражения продольной и обменной волны, позволяет оценить влияние на волновое поле изменения давления и насыщенности в коллекторе. Разделение вклада в формирование волнового пакета литологической и жидкостной составляющей породы является одной из самых

важных задач применения многокомпонентной сейсмики. Как показано на примерах, на распространение P -волн влияют как скелет породы, так и флюид в порах, без знания их свойств невозможно разделить влияние, оказываемое каждым из этих факторов. Поскольку S -волны испытывают влияние на динамику только со стороны скелета породы, то требуемое разделение влияния факторов достигается за счет использования комбинированных данных, полученных с помощью P - и S -волн.

Литература

1. Аки К. и Ричардс П. Количественная сейсмология. М, Изд. «Мир», 1983.
2. Петров Е.И., Керусов И.Н., Тихонов А.А., Шалаева Н.В. Прогнозирование фильтрационно - емкостных свойств в около-скважинном пространстве по данным многокомпонентного выносного ВСП. Научно-Технический Вестник «Каротажник», vol.3-4(116-117), 2004

ПРИРОДА СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН В ОСАДОЧНЫХ РАЗРЕЗАХ, СОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Г.В. Голикова, М.В. Чиждова

НИИ физики им. В.А. Фока Санкт-Петербургского Государственного университета, г. Санкт-Петербург.

Изучение закономерностей образования сейсмических волновых полей в осадочных флюидонасыщенных отложениях, содержащих продуктивные горизонты, выполнялось по материалам 3-х компонентного ВСП в скважинах внутри контура месторождений.

В настоящее время мы располагаем результатами обработки и интерпретации волновых полей по двум регионам, различающимся сейсмогеологическими условиями (степенью дифференциации среды по физическим параметрам, мощностью коллекторов и др.). В ходе работ была установлена повторяемость основных закономерностей образования поля во флюидонасыщенном разрезе, что указывает на универсальность изучаемых свойств поля [1,2].

Основной задачей исследований являлось выявление особенностей волновых полей, характерных для разрезов, содержащих флюидонасыщенные коллектора.

Для решения поставленной задачи использовался обрабатывающий комплекс, созданный под руководством А.А. Табакова, применялась система интерпретации, связанная с построением эффективной модели пористо-трещиноватых флюидонасыщенных слоев и процедура разделения воли по их поляризации. Применяемый подход позволил

выделить аномальные волновые поля, непосредственно связанные с флюидонасыщенными слоями. Поляризионно-динамическая обработка полей показала, что с удалением от вертикали в волновом поле проявляются и опознаются коллектора, образуются два различных по своим свойствам поля падающих волн, из них формируются соответственно поля отраженных.

Поле падающих волн.

Общепризнанным в сейсморазведке является представление, что основной падающей волной является прямая волна, регистрируемая в первых вступлениях поля ВСП – P1. Будем иллюстрировать волновые поля на примере ВСП, выполненного в скважине, вскрывшей песчано-глинистый разрез со слабой дифференциацией по сейсмическим параметрам. Удаление источников – 250 м (ПВ1) и 1400 м (ПВ2).

После выделения и вычитания прямой падающей волны (P1) на временном интервале её существования обнаруживается остаточное поле, условно названное P2 (рис. 1).

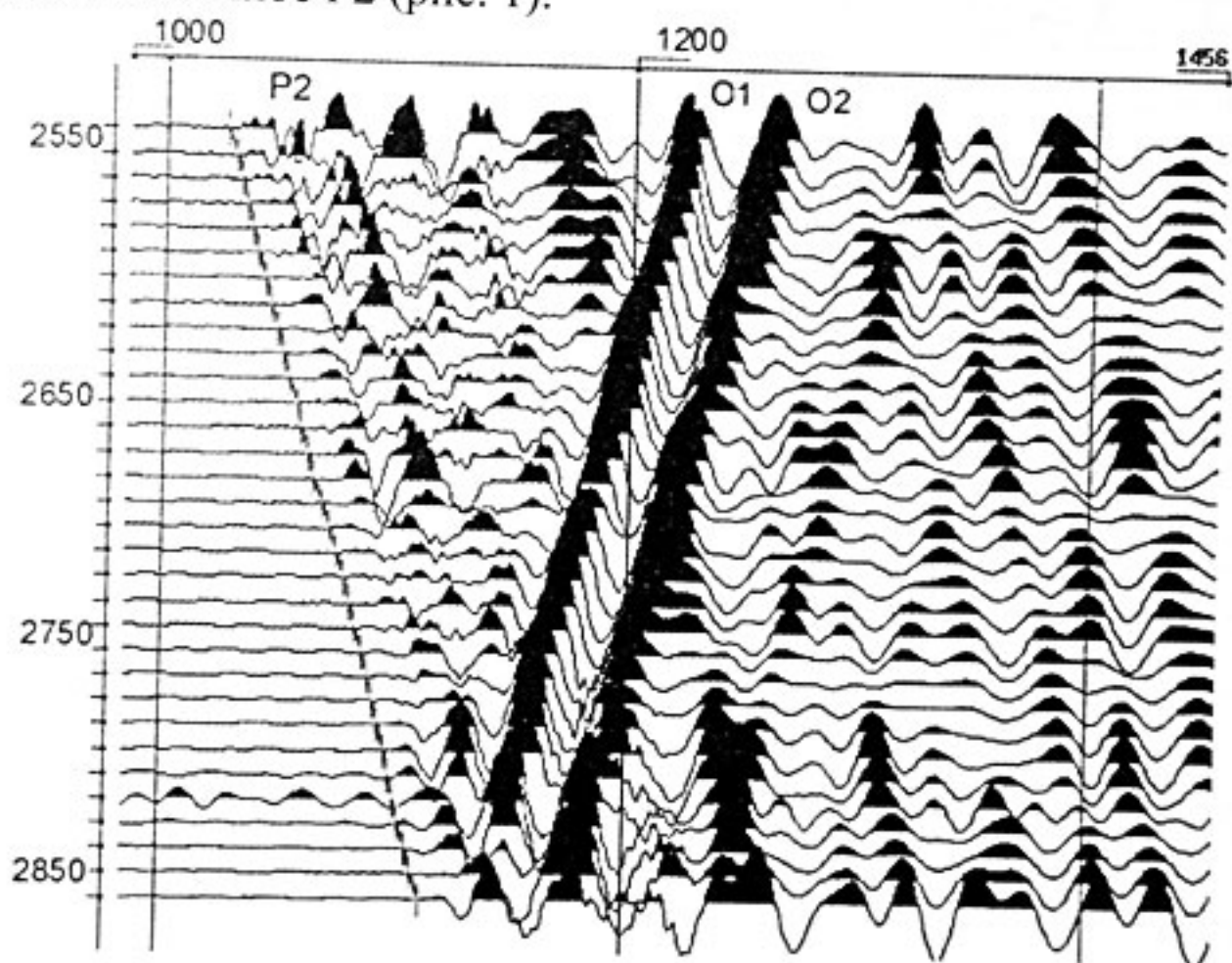


Рис.1. Сейсмограмма P-компоненты поля от ПВ1. Прямая волна вычтена. Удаление ПВ 250 м

Интенсивность этого поля в одном регионе составляет 0,7 от интенсивности прямой волны, в другом – (0,2-0,1). Поле P2 является интерференционным волновым образованием, состоящим из продольных волн, претерпевших обмены в отдельных слоях мощностью 10-100 м и проходящих эти слои со скоростью распространения поперечных волн. По нашему мнению поле P2 в

лучевом представлении может образовываться лучевой трубкой, выходящей из источника под углами на $10-20^\circ$ большими, чем лучи волны P1. При этом создаются благоприятные условия для образования обменов, а времена регистрации волн из группы P2 остаются ещё близкими к первым вступлениям. На сейсмограмме (рис. 1) видно, что поле P2 коррелируется отдельными фрагментами и имеет скорость, близкую к скорости прямой волны P1. Подтверждением достоверности наличия поля P2 является его существование на T-компоненте (в направлении, перпендикулярном плоскости падения). Рис.2

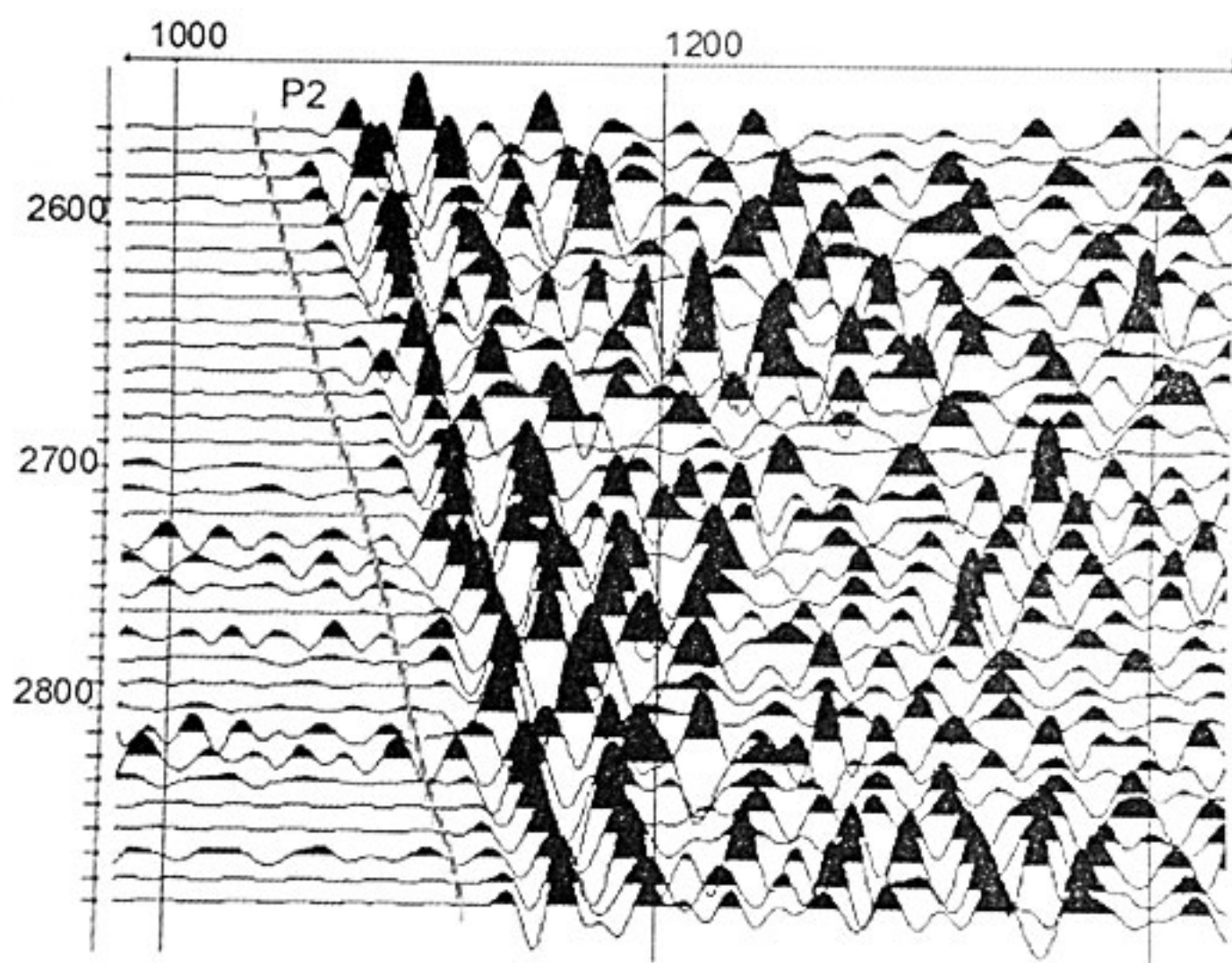


Рис. 2. Сейсмограмма T-компоненты поля от ПВ1.

Следует отметить, что при небольших мощностях слоев, проходимых со скоростью S-волн, кинематика поля P2 совпадает с P1 и при вычитании P2 не выделяется.

Для изучения свойств поля P2 исследовались диаграммы поляризации волн.

Горизонтальная проекция диаграмм поляризации P2 показывает, что рассматриваемое поле обладает объемной поляризацией. Несмотря на сложность горизонтальных проекций, на них наиболее часто повторяются два-три основных направления поляризации:

линия профиля и линии с азимутами 60° и 135° от направления на север ($Az=0^\circ$). Такими свойствами обладают поля P2 в интервале существования месторождения.

Это свидетельствует о том, что в разрезах, перекрывающих месторождения, формируется дополнительное поле с характеристиками, отличающимися от характеристик основной прямой падающей волны.

Поле отраженных волн, связанных с месторождением.

Существует несколько обстоятельств, осложняющих изучение волн, отраженных от месторождения. Это большая длительность прямой волны (до 0,08 с.) и соответственно этому перекрытие импульсов отраженных волн, образованных от месторождения и существующей выше по разрезу отраженной волны. Суммарный импульс двух указанных отраженных волн выглядит на записях Z и P компонент в виде двух положительных экстремумов и одного отрицательного между ними (рис.1). Второй положительный экстремум записи состоит в основном из волн, образованных на нефтенасыщенном слое.

Как и предполагалось, на диаграммах можно выделить направления поляризации волн, образованных падающими P1 и P2. Кроме того отмечается образование обменных отраженных волн PS и падающих S волн. Присутствие поперечных волн наблюдается в разных проекциях, как в плоскости падения, так и в плоскости перпендикулярной плоскости падения. Это свидетельствует об азимутальной зависимости поля.

Таким образом, поле отраженных волн, образованных от месторождения, обладает характеристиками, унаследованными от аномального поля падающих волн. Оно приобретает азимутальную направленность, большие углы подхода к точкам наблюдения (по сравнению с другими отраженными волнами) и как следствие этих свойств, может быть опознано по азимуту поляризации и кажущейся скорости. Все эти свойства связаны с особенностями строения и состояния среды, как самого месторождения, так и покрывающей его толщи.

Для иллюстрации азимутальной зависимости поля на рис.3 приводятся разные проекции поля отраженных волн для ПВ 2. Отраженная волна O2 обладает наибольшей интенсивностью при проектировании поля на направление, имеющее азимут 60 градусов и угол с осью Z- 45 градусов.

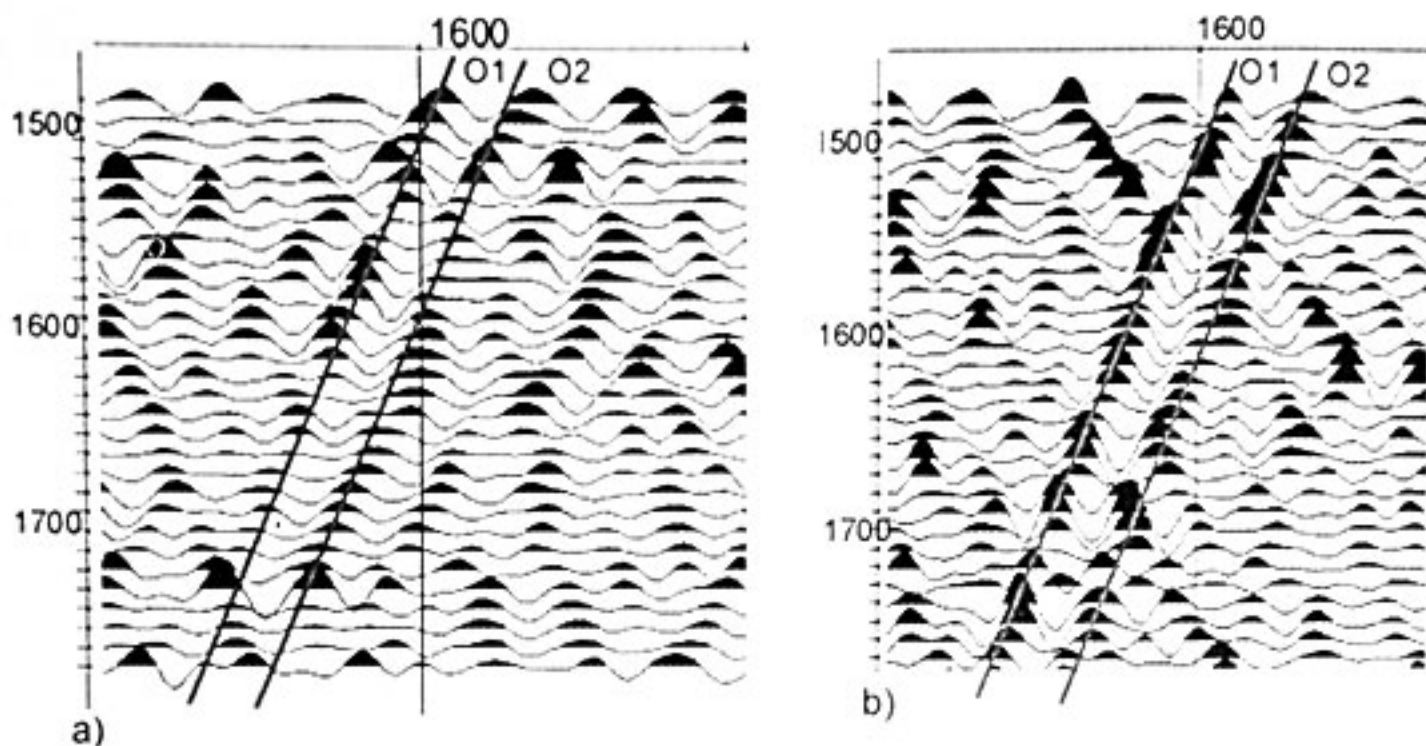


Рис. 3. Проекция глубинного поля O1 и O2: а) Р-проекция; б) проекция на направление $Az = 60^\circ$ и $Q = 45^\circ$.

Поле из удаленного источника возбуждения и область предполагаемого локального исчезновения месторождения

При обработке поля, зарегистрированного от удалённого источника ($l=1400\text{м}$), бросаются в глаза совсем другие его качества по сравнению с полями, наблюдаемыми по ПВ1 в области месторождения. Для точек регистрации на глубинах 1900-2900 м остаточного поля Р2 с теми свойствами, которые наблюдались из ближнего пункта возбуждения, не существует. После вычитания прямой падающей волны вблизи границы раздела выделяются обменные волны, но вектора поляризации этих волн лежат в плоскости падения. Глубинные волны, идущие из области месторождения, также линейно поляризованы в плоскости падения (рис. 4). Отмечаемая ранее двухфазность поля глубинных волн не наблюдается. Вторая положительная фаза, образованная от нефтенасыщенного слоя, в указанном интервале не формируется. Эта фаза с перерывами корреляции появляется с глубины 1900 м и стабильно регистрируется с глубин 1000 м и выше (рис. 4).

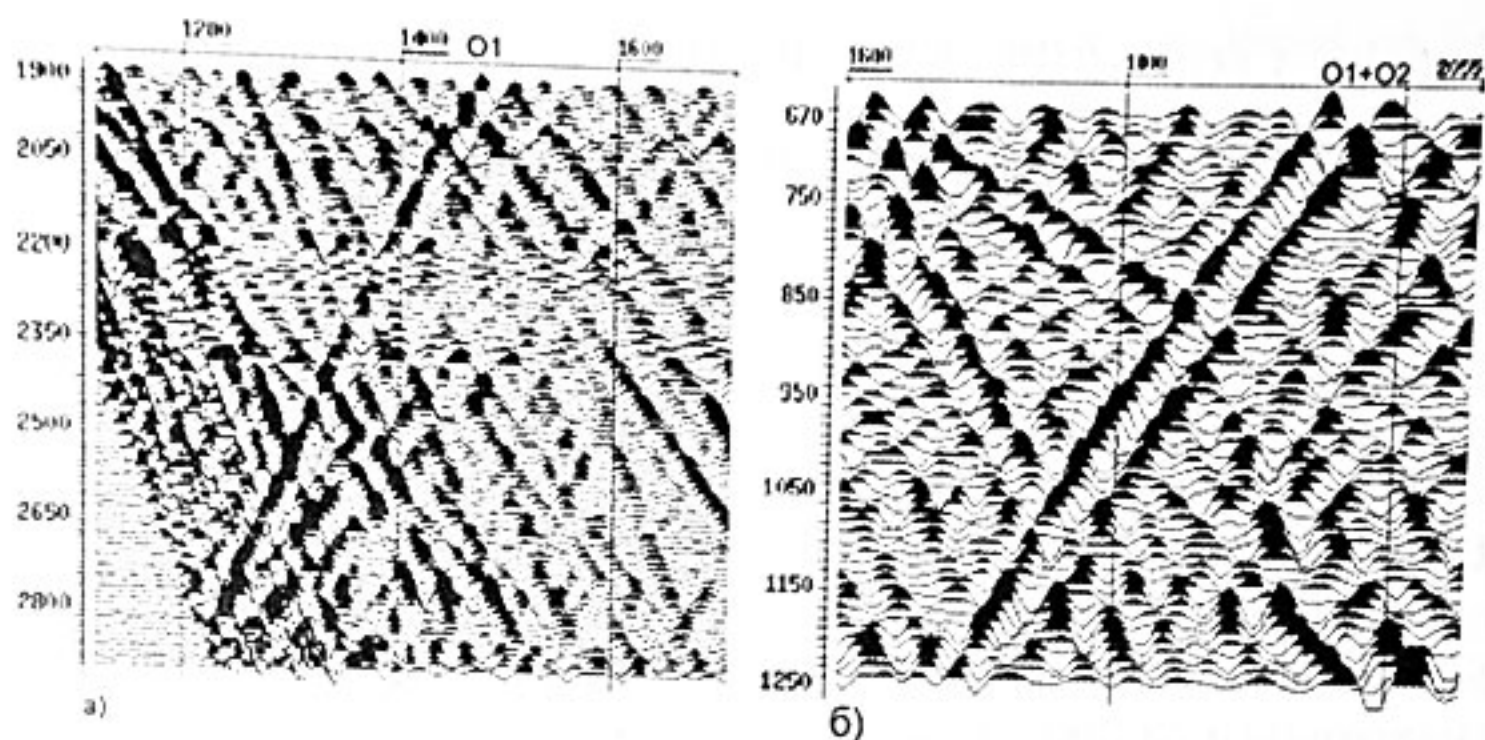


Рис. 4. Сейсмограммы $-Z$ компоненты поля по ПВ-2.

Таким образом, в среде между скважиной и пунктом возбуждения ПВ2 существует блок среды протяженностью ~ 500 м, свойства которого изменились по сравнению со средой, содержащей месторождение. При дальнейшем удалении от скважины по направлению к ПВ2 за указанным блоком снова возникают условия для образования аномальных волновых полей. Если предположить, что образование аномального поля в покрывающей среде и формирование сложно-поляризованного и азимутально-ориентированного поля отраженных волн от флюидонасыщенных коллекторов являются признаками существования месторождения, то отсутствие этих особенностей указывает на его исчезновение.

Литература

1. Голикова Г.В., Чижова М.В. Поле отраженных волн в осадочных флюидонасыщенных отложениях // *Геофизика*, 1996, 5-6, с.75-80.
2. Голикова Г.В., Чижова М.В. О влиянии газонасыщенных отложений на поля проходящих глубинных волн // *Российский геофизический журнал*, 2002, 29-30, с.4-12.

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА И РЕЗЕРВУАРА МЕТОДОМ СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ.

С.Р. Зиятдинов, Б.М. Каптан

*Санкт-Петербургский Государственный Университет,
г. Санкт-Петербург.*

Введение

Целью работы являлось изучение физических закономерностей распространения упругих волн вдоль скважины и внутри резервуара, пересекающего скважину, основываясь на аналитических методах там, где это возможно и методе численного моделирования, а именно методе конечных разностей для моделирования полного волнового поля, там где использование аналитических методов затруднительно.

Решение поставленной сложной задачи естественным образом разбивается на две части.

ПЕРВАЯ ЧАСТЬ связана с моделированием процесса распространения трубных волн вдоль оси скважины при различных моделях скважины, обсадки, металлической колонны и окружающей среды. Добывающая скважина является сложной конструкцией, которую при определённых приближениях можно представить, как несколько вложенных друг в друга цилиндров, заполненных каким либо веществом: жидкостью, газом, металлом, пористым упругим телом. Распространена следующая модель нефтедобывающей скважины. Насосно-компрессорная колонна вставляется внутрь обсадной колонны. Обсадная колонна окружена цементным раствором, что предполагает наличие высокоскоростного слоя между колонной и средой.

Кроме этого существует ряд явлений, которые невозможно описать аналитическими методами, но которые необходимо изучить для полного понимания процесса распространения волн в скважине. Это, во-первых, многократные отражения трубной волны от стыков насосно-компрессорных и обсадочных колонн, которые встречаются каждые 10-20м; во-вторых, появляются перфорированные отверстия в колоннах, влияние перфорированных отверстий на конверсию трубной волны в скважине в интерференционные волны в слое; в-третьих, влияние нарушений цементации скважины на распространение трубных волн.

Исследование проводилось в рамках осесимметрической модели скважины, при этом параметры скважины и окружающей среды

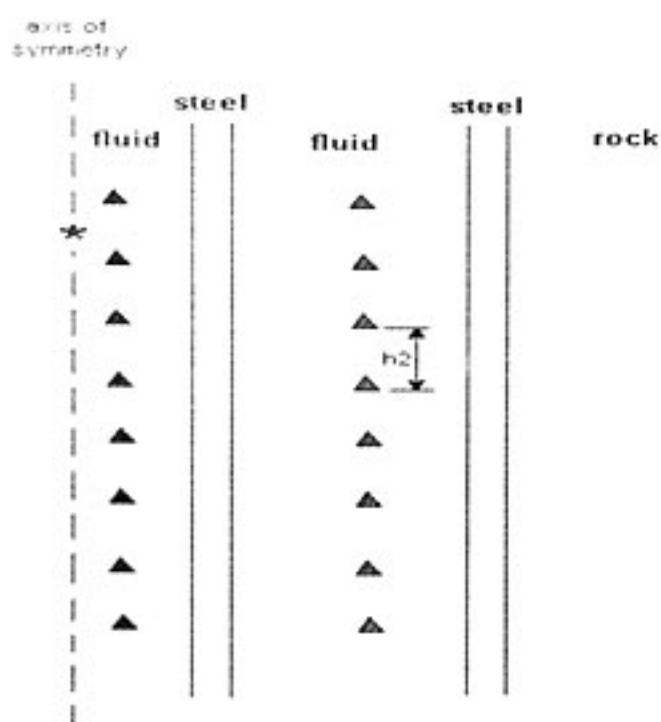
изменялись с глубиной. Использовались только сигналы на низких, сейсмических частотах (0-300Hz).

ВТОРАЯ ЧАСТЬ - распространение волн применительно к плосколонстой модели продуктивного резервуара. Был рассмотрен жидкий слой между двумя различными полупространствами. Вызывают интерес интерференционные волны, их функции возбуждения и затухания.

Результаты расчетов.

В ходе выполнения работы были рассмотрены несколько моделей добывающей скважины:

- 1) с обсадочной и насосно-компрессионной колонной (рис. 1);
- 2) с обсадочной и насосно-компрессионной колонной с соединениями.
- 3) с обсадочной колонной, пересеченной жидким слоем.



Первой рассматривалась модель скважины с обсадочной и насосно-компрессионной колонной (рис. 1). И во внутренней скважине и в кольце была расположена жидкость. Р-скорость и плотность соответственно равны 1500м/с и 1000кг/м³. Для стальных труб Р-скорость, S-скорость и плотность соответственно равны 6000м/с, 3600м/с, 7800кг/м³, для окружающей породы соответственно 4200м/с, 2500м/с, 2700кг/м³. Источник, центр

расширения, расположен во внутренней скважине. Приемники расположены как во внутренней скважине, так и в кольце.

Сейсмограммы были получены с помощью программы конечных разностей. В виде источника был выбран сигнал Рикера с центральной частотой 150Hz. На рис.2а и рис.2б можно увидеть распространение трубных волн вдоль скважины по кольцу и по внутренней части скважины, внутри насосно-компрессионной колоны, соответственно. Как можно видеть из сейсмограмм, быстрая волна со скоростью 1416м/с, распространяется с одинаковой амплитудой как по кольцу, так и внутри насосно-компрессионной

колонны. В то время как медленная волна, со скоростью 1285 м/с в основном распространяется по кольцу.

Для данной модели было также построено аналитическое решение, и скорости на сейсмограммах совпали с аналитическими скоростями.

Следующим этапом было изучение влияния соединений между трубами.

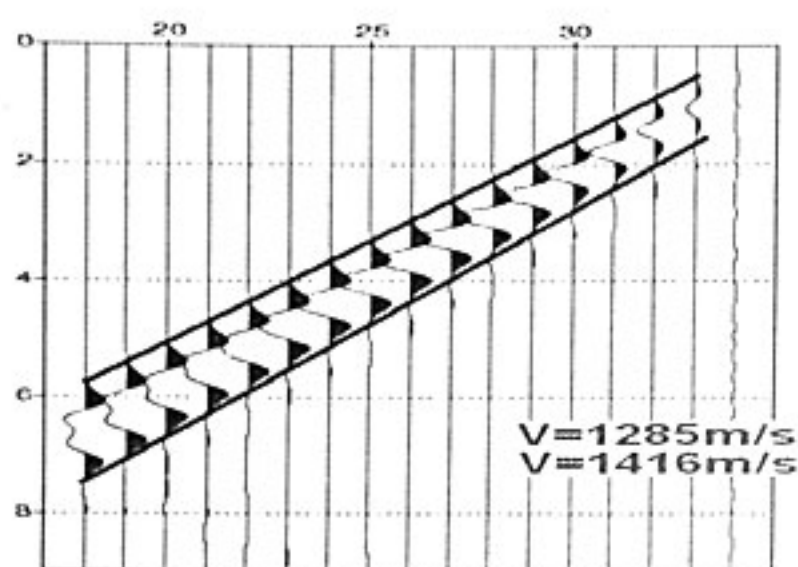


Рис. 2а

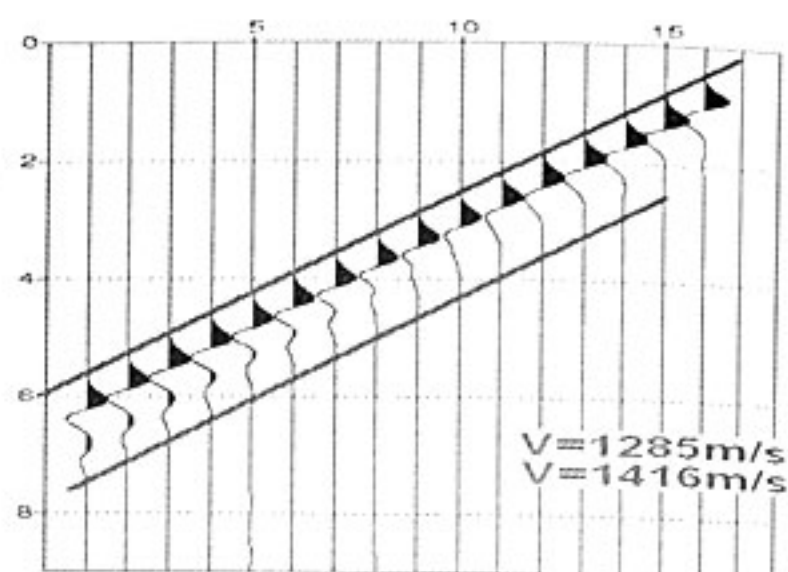


Рис. 2б

Модель скважины очень похожа на предыдущую модель (рис.1), за исключением того, что в данном случае в насосно-компрессионной колонне находятся соединения, каждые 9 м, и в кольце вместо

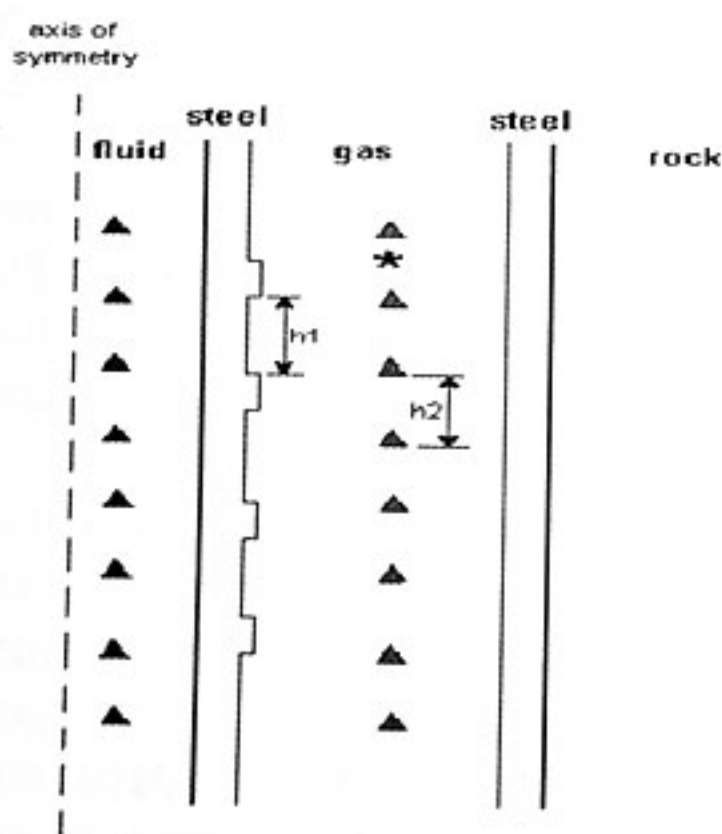


Рис. 3

жидкости расположен газ, с Р- скоростью равной 300 м/с. В данном случае исследование проводилось исключительно с помощью программы конечных разностей. В результате вдоль скважины распространялось 2 волны: одна в кольце, вторая в насосно-компрессионной колонне. Соединения чувствует только та волна, которая распространяется в кольце, причём коэффициент отражения на каждом соединении составляет приблизительно 1-2%.

После того было выяснено, что влияние соединений пренебрежительно мало, и их моделирование в задачи не играет особой роли, мы приступили к изучению влияния перфорации. Перфорация находится напротив жидкого слоя. Для этого мы немного упростили модель скважины, оставив в ней только одну обсадную колонну. И рассмотрели 2 случая:

1. обсадная колонна с перфорацией (рис.4а, рис. 5а);
2. обсадная колонна без перфорации (рис.4б, рис. 5б).

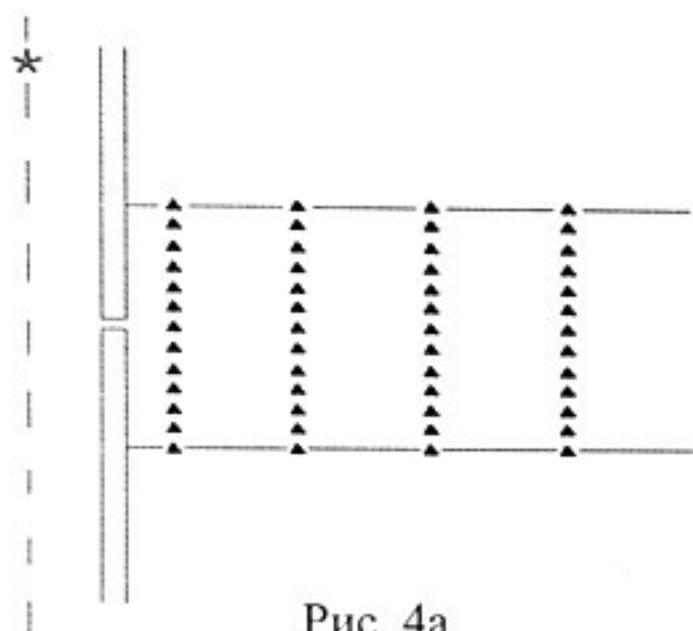


Рис. 4а

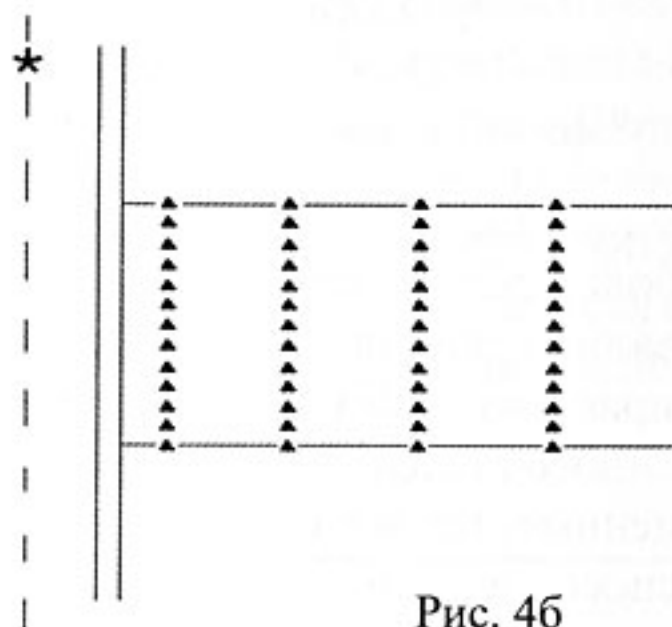


Рис. 4б

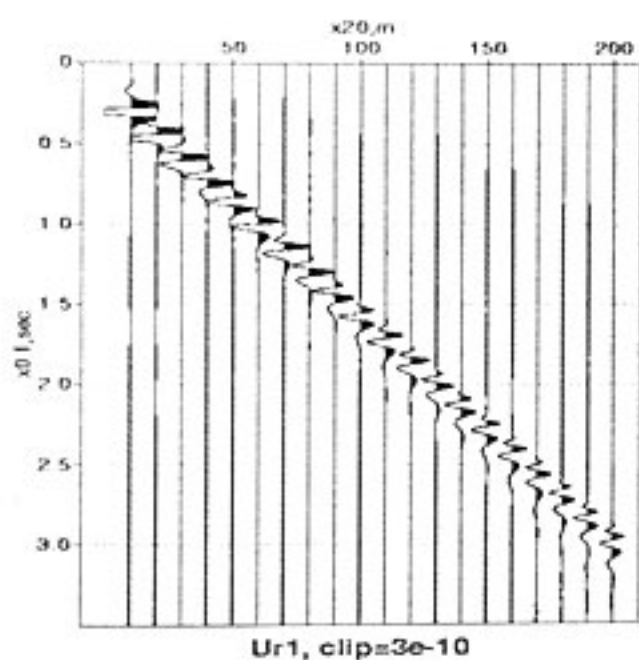


Рис. 5б

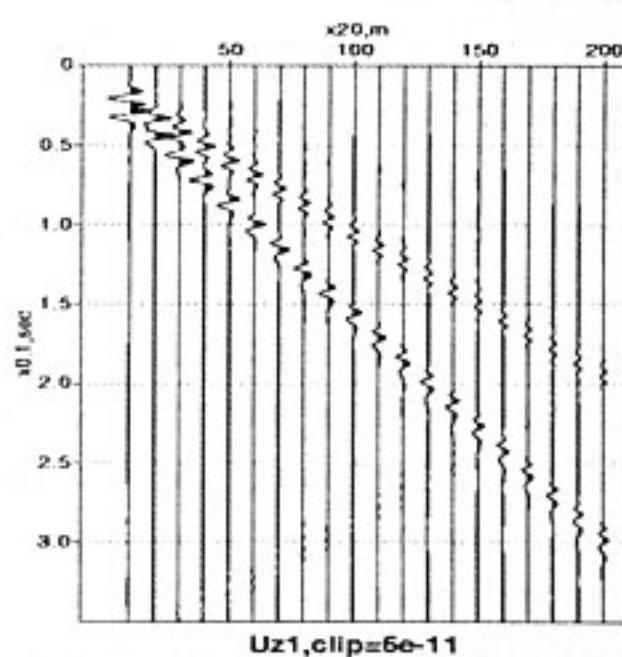


Рис. 5б

Из рис.5а и рис.5б видно, что в случае наличия перфорации амплитуда волны, распространяющейся в слое, раз в 20, больше нежели в случае отсутствия перфорации.

Литература

1. Biot M.A., 1952, Propagation of Elastic Waves in a cylindrical bore containing a fluid, J. of App. Physics, V.23, 997-1005.

2. Ferazzini V., Aki K., Slow waves trapped in a fluid-filled crack: implication for volcanic tremor, JGR, V.92, 9215-9223.

3. Крауклис П.В. О некоторых низкочастотных колебаниях жидкого слоя в упругой среде. ПММ, 1962, т.26, №6, с.1111-1115.

ЛОКАЦИОННАЯ МИГРАЦИЯ ДАННЫХ ВСП.

Р.Н.Хайрутдинов*, А.П.Стихарный**, Е.Г.Ляхницкая*,
Д.Р.Хайрутдинов***.

*АО «Казпромгеофизика» - НПФ «ДАНК»,

**Институт сейсмологии АН Казахстана,

***ЗАО «Казморгеофизика», Республика Казахстан, г.Алматы

Предлагаемая локационная миграция данных ВСП на самом деле имеет более общий характер и применима не только к данным ВСП, но и к любым сейсмическим наблюдениям (например, к наземным).

В практику сейсморазведочных работ повсеместно вошел метод ОГТ и многочисленные способы миграционных преобразований, как во временные, так и в глубинные разрезы. Всем известны достоинства этих способов, но у них есть и общие недостатки, которые выражаются в следующем:

- Из самой теории ОГТ следует, что с достаточно большой достоверностью могут быть преобразованы в глубинный разрез только субгоризонтальные границы раздела сред с углом наклона до 10-15 градусов. Границы с большим углом наклона преобразуются в глубинный разрез с существенной ошибкой, обусловленной изначально заложенными в теории ограничениями использования отраженных Р-волн в методе ОГТ.

- В всех методах миграции после суммирования и некоторых методах миграции до суммирования сейсмический импульс отраженной волны вначале суммируется (т.е. собирает в себя все помехи) а затем «устанавливается» (мигрирует) в точку пространства, откуда пришло отражение. Это ведет к обеднению сигнала высокими частотами и искажает наклоны отражающих площадок. Поэтому отраженные волны от субвертикальных границ, связанных с боковыми стенками соляных куполов, тектоническими нарушениями и т. д., не видны на таких глубинных разрезах.

- В методах миграционных преобразований (временных и глубинных), в процессе самих преобразований, не происходит подавления основных волн-помех (падающих, кратных, обменных и поперечных), составляющих основной фон помех в сейсморазведке.

Для этого применяется ряд специальных дополнительных процедур обработки (вычитание волн, фильтрации и т.д.).

Предлагаемая технология, на наш взгляд, лишена во многом этих недостатков.

Она состоит в том, что для каждой пары «сейсмоприемник - пункт взрыва» строится в 2Д пространстве (в общем случае в 3Д пространстве), линия общих точек отражения, в аббревиатуре это «ЛОТО» с учетом скоростной модели среды и углом падения (восстания) возможной границы. Можно рассчитать в зависимости от принятой скоростной модели среды серию «ЛОТО», представляющих собой линии сейсмической диаграммы направленности, исходящие из приемника (источника) под различными углами наклона. Они являют собой как бы положения «сейсмического радара» при сканировании пространства, см. рис.1. Для простого случая – горизонтальной границы и однородной среды – задача определения «ЛОТО» достаточно просто решена Диллоном и Томсоном [1].

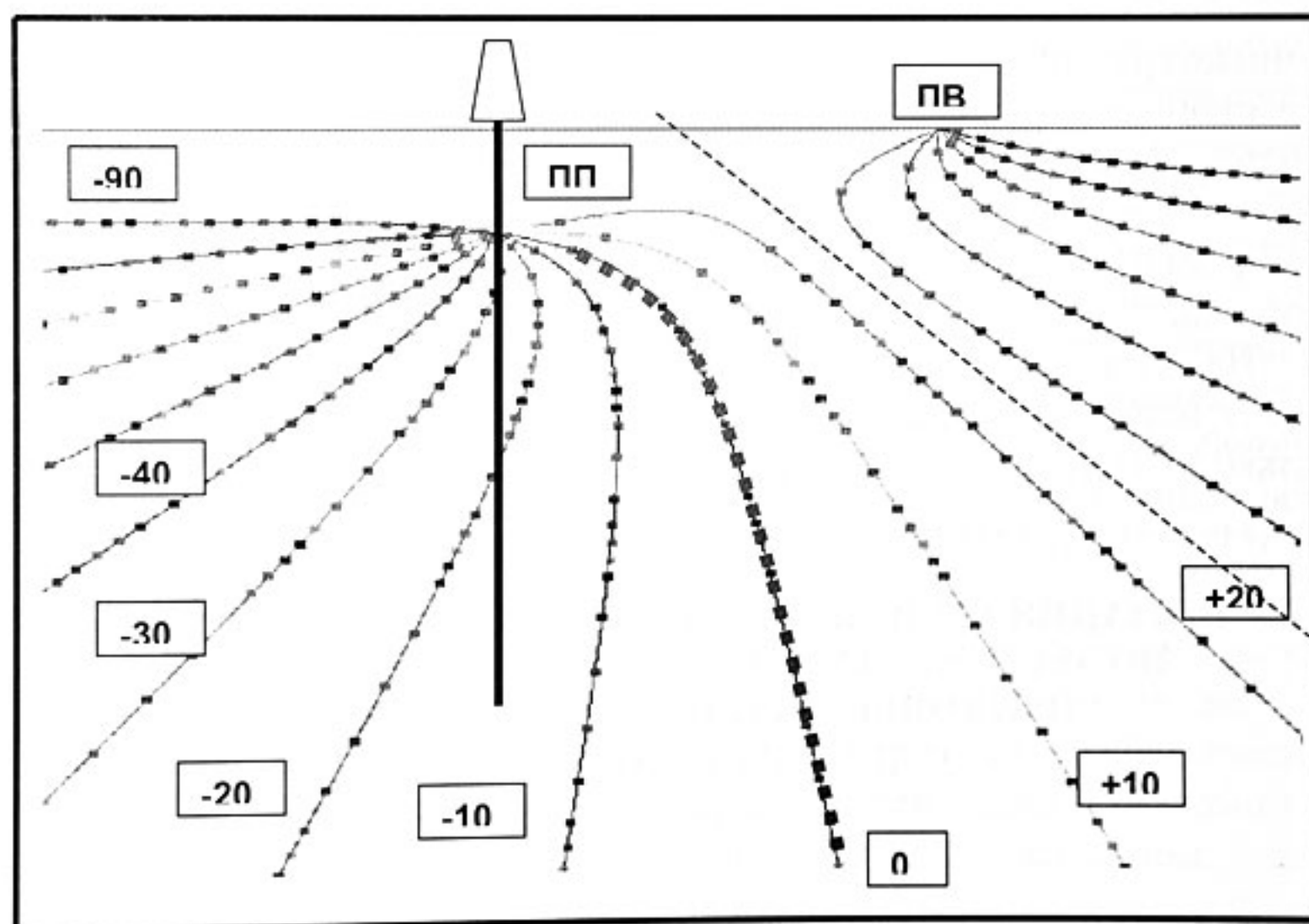


Рис.1. Линии общих точек отражений (ЛОТО) для границ с углами наклонов через 10 градусов для приемника (ПП) и источника (ПВ).

Нужно нанести на «ЛОТО» амплитуды, снятые с зарегистрированной сейсмограммы, в рассчитанные точки, которые определены в соответствии со скоростными законами среды. В идеале, получим положение истинной точки отражения, если при этом будет определено, что это отражение точно принадлежит этому же «ЛОТО» и отражающая граница имеет наклон, соответствующий этому «ЛОТО».

Чтобы провести селекцию волн по принадлежности ее к своему «ЛОТО» мы попытались использовать известный закон о равенстве углов падающих и отраженных волн от плоской границы раздела, используя при этом бинокулярный эффект. То есть, для каждой границы необходимо иметь как минимум два «ЛОТО», если сейсмическому импульсу на одном из «ЛОТО» соответствует по перпендикулярной линии такой же импульс на другом «ЛОТО», то считаем, что найдено истинное отражение, которое наносится на этих двух «ЛОТО». В противном случае оба участка обоих «ЛОТО», длиной в импульс, обнуляются.

Такой простой алгоритм позволил реализовать на персональном компьютере программу, с помощью которой были получены характерные лоты для разных методов 2Д скважинной и наземной сейсморазведки. С использованием этого алгоритма была проведена опытная обработка экспериментальных материалов МОГТ, ВСП, МОГ, МОВ с получением глубинных локационных мигрированных разрезов.

На наш взгляд, применение подобной миграции практически может изменить существующий подход к обработке материалов не только ВСП, но и наземной 2Д и 3Д сейсморазведки.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПО МАТЕРИАЛАМ НВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОДОЛЬНЫХ И ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН.

Е.А. Трунов, П.Г. Пономаренко
СК «ПетроАльянс», г. Москва

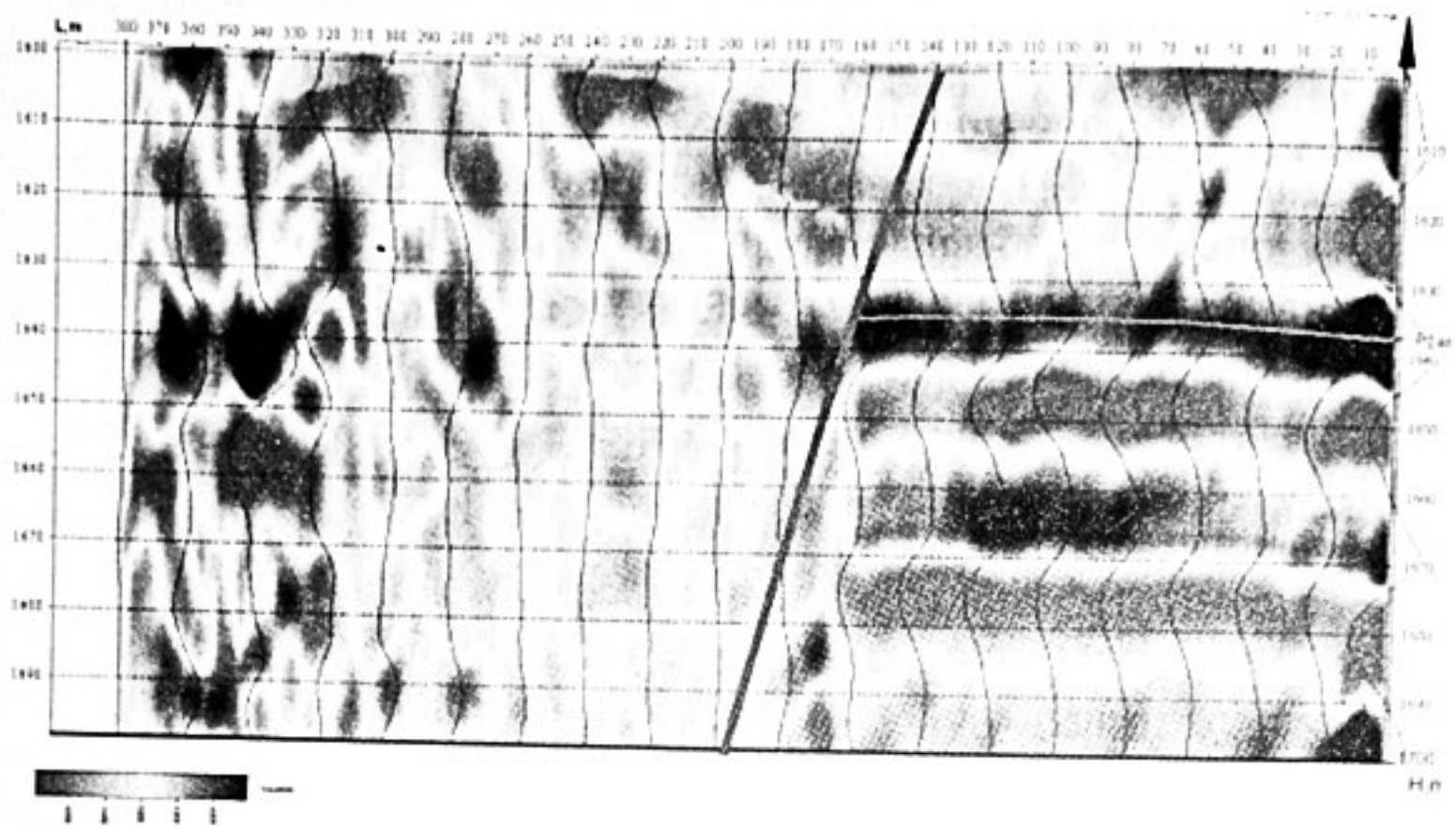
В условиях месторождений Тимано-Печерского региона актуальным является решение задачи локализации тектонических нарушений, контролирующей положение залежи в карбонатных отложениях нижней перми.

Для решения этой геологической задачи использовался метод непродольного вертикального сейсмического профилирования (НВСП) в поляризационной модификации. Применение при исследованиях НВСП в качестве источника колебаний погружных пневмоисточников, обеспечивающих стабильный широкополосный падающий сигнал, позволило зарегистрировать на сейсмограммах ближнего и выносных пунктов взрыва высокоразрешенное поле отраженных продольных и обменных волн.



Положение тектонических нарушений уточнялось по глубинным мигрированным разрезам, полученным по продольным и обменным волнам. При построении глубинных разрезов использовался алгоритм лучевой миграции с трассировкой луча в рамках толстослойной модели с произвольной геометрией границ. Миграция лучевым методом базируется на представлении о том, что сейсмическая энергия распространяется вдоль лучей в соответствии с принципами оптики. Для заданной структурно-кинематической модели среды, схемы распространения и типа отраженной волны (PP, PS) может быть рассчитана геометрия и время пробега вдоль луча и определена точка отражения. Глубинное изображение сейсмического разреза в окрестности скважины может быть получено путем перенесения амплитуды сейсмической записи в точку образования соответствующей отраженной волны. Геометрия системы наблюдений и наклоны отражающих границ определяют положение точек отражения из различных непродольных пунктов взрыва.

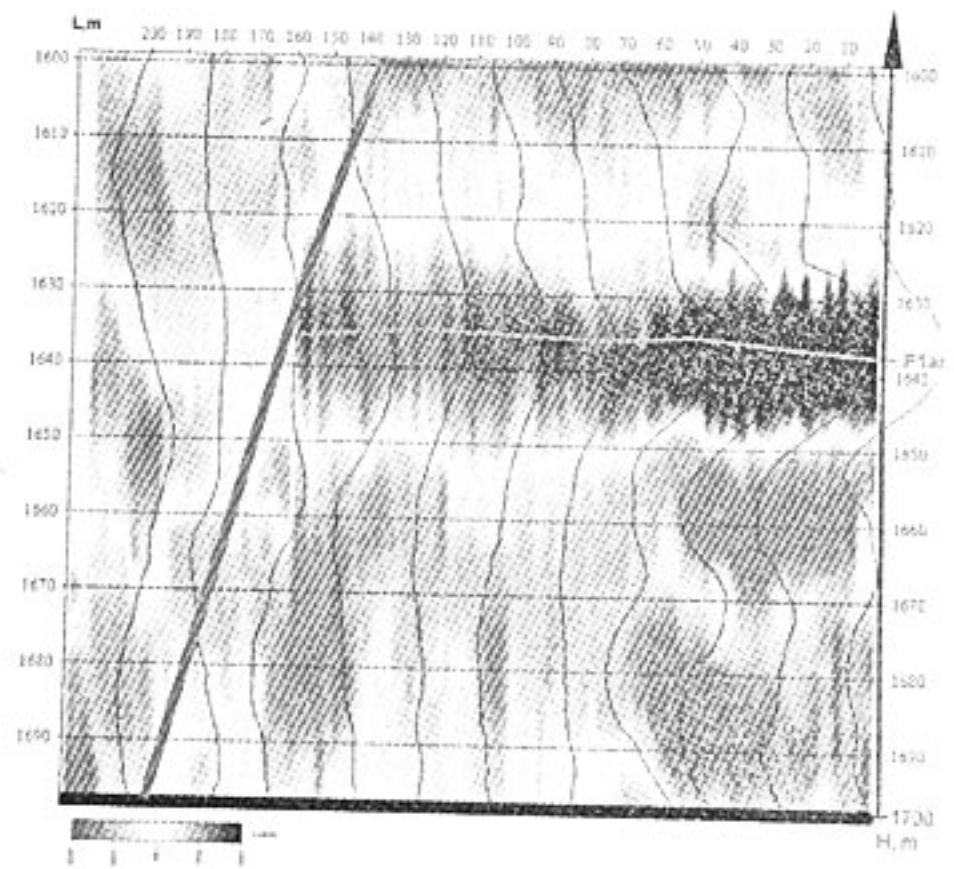
На рис.1 приведен пример локализации положения тектонических нарушений по материалам НВСП с использованием продольных и поперечных волн. Зона разлома фиксируется на глубинных мигрированных разрезах по прекращению прослеживания осей синфазности целевого горизонта, как на продольных, так и на обменных волнах.

На мигрированных разрезах наблюдается такая особенность, что если через зону разлома проходит прямая волна, то ее энергии достаточно для формирования отражений от сейсмических горизонтов. Поэтому область, расположенная между разломом и скважиной полностью охарактеризована на волновом поле глубинного мигрированного разреза ВСП. Если же через зону разлома проходит отраженная волна то ее энергия может практически полностью поглощаться в этой зоне. Таким образом, в зоне расположенной между пунктом возбуждения и разломом отражающий горизонт не прослеживается.



а

-  1
-  2



б

Рис. 1. Мигрированный разрез ВСП: а – по продольным волнам; б – по поперечным волнам; 1 – скважина; 2 – линии тектонических нарушений

Таким образом, использование данных высокоразрешенной скважинной сейсморазведки на продольных и обменных волнах позволяет с высокой достоверностью установить местоположение тектонических нарушений.

*Изучение трещиноватости горных пород
и другие специальные задачи*

**ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД ПО
ПАРАМЕТРАМ ГИДРОВОЛН**

А.Н. Амиров*, А.А. Терехин**

**НПУ «Казань-геофизика», г. Казань,*

***Казанский государственный университет, г. Казань.*

В последние годы жизни Евсей Иосифович уделил значительное внимание исследованиям возможностей использования гидроволн для решения задач, возникающих при геолого-разведочных работах в нефтегазовой геологии [1]. Одно из направлений исследований определялось необходимостью оценки параметров трещиноватости в пластах небольшой мощности (единицы метров). Дело в том, что методы промысловой геофизики не позволяют эффективно решать эту задачу, методики же, развитые в рамках разведочной геофизике и применяемые при скважинных наблюдениях (в частности, методика, основанная на оценках параметров азимутальной сейсмической анизотропии), не обеспечивают необходимой разрешающей способности.

В докладе рассматривается несколько способов изучения субвертикальной трещиноватости, развитой в небольших интервалах. Способы основаны на оценках параметров гидроволн, регистрируемых в сейсмическом диапазоне частот.

Способ возбужденной гидроволны

В этом способе оцениваются амплитуды гидроволн, возбуждаемых при воздействии упругих колебаний на трещиноватый пласт. Различие в амплитудах гидроволн при воздействии по различным направлениям свидетельствует о наличии в пласте анизотропии гидропроводности, обусловленной развитием субвертикальной трещиноватости, доминирующей по какому-либо направлению [2,4]. Для определения ориентировки трещин продольные волны возбуждаются в нескольких пунктах, расположенных вокруг скважины, и измеряются нормированные амплитуды возбужденных гидроволн. Гидроволны регистрируются гидрофоном, а возбуждающие их волны также и геофоном (трехкомпонентной установкой) [3].

Исследования выполнены, в основном, в обсаженных скважинах. Регистрируемые гидроволны генерируются в области перфорации

коллектора. Результаты исследований были использованы преимущественно для определения направлений трещиноватости в карбонатных породах. Имеется небольшой опыт использования данных об амплитудах гидроволн для количественной оценки проницаемости коллекторов. Исследования проведены в Казанском государственном университете. Методика и результаты исследований изложены в представленном на данных чтениях докладе.

На нефтяных месторождениях Татарстана исследования способом возбужденной гидроволны проведены в десятках (около ста) скважин. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности способа при применении его для выявления трещиноватых пород и определения ориентировки в них субвертикальных трещин. В ряде скважин оценить направления трещиноватости удалось даже при невысокой её интенсивности (Онбийское нефтяное месторождение, Татарстан). В то же время исследования зарубежных компаний в этих условиях не позволили выявить трещиноватость.

Изучение трещиноватости по поляризации гидроволн.

В ряде работ показана возможность использования сведений о поляризации гидроволн для изучения напряженного состояния геологических сред. Исследования, выполненные на нефтяных месторождениях Татарстана, согласно методике, которая изложена в работе [5], позволили установить соответствие преобладающих азимутов поляризации гидроволны известным в разрезе направлениям субвертикальной трещиноватости [1]. Однако в связи с тем, что результаты исследований базируются на статистических оценках по измерениям в большом интервале разреза, значимость собственно продуктивного интервала оказывается невысокой, что может привести к ошибочным результатам. Поэтому был развит способ, основанный на другом подходе к изучению трещиноватости.

Способ базируется на предположении о том, что при распространении гидроволны вдоль ствола скважины, вскрывшей горные породы с субвертикальной трещиноватостью, стенки скважины в наименьшей степени будут деформироваться по направлению минимальной “податливости” среды – вдоль трещиноватости. Перпендикулярно же трещинам будут происходить максимальные смещения стенок. В процессе исследований измеряются амплитуды гидроволны на составляющих, расположенных в горизонтальной плоскости, т.е. анализируется эллипс поляризации в плоскости XOY . В докладе приводятся

примеры применения способа для определения ориентировок субвертикальных трещин.

Имеющийся опыт свидетельствует о том, что изучение трещиноватости по параметрам гидроволн позволяет уменьшить затраты на исследования и обеспечить их высокую разрешающую способность. Несомненными преимуществами рассмотренных исследований, по сравнению с геолого-промысловыми, является возможность проведения наблюдений в одиночных скважинах и в сжатые сроки.

Литература

1. Гальперин Е.И., Амиров А.Н., Хохлушкин О.И. Гидроволны в ВСП и их разведочные возможности // Бюл. Асоц. «Нефтегазгеофизика». – 1992. – №2. – С.11-15.
2. Амиров А.Н., Гальперин Е.И. Опыт и результаты применения ВСП для оценки фильтрационных свойств коллекторов // Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс-информация. – 1990. – С.25-31.
3. Амиров А.Н., Гальперин Е.И. Способ оценки проницаемости горных пород: Авторское свидетельство СССР № 1712926 601/40, 1991.
4. Гальперин Е.И., Амиров А.Н. Способ возбужденной гидроволны при изучении трещиноватости карбонатных пород / SEG. Москва, междунар. геоф. конф. и выст. по разв. геоф., 27-31 июля, 1992.
5. Barton C.A., Zobach M.D. Determination of in situ stress orientation from Stoneley wave polarization in boreholes // J.Geophys. Res. B. 1988. Vol. 93, N 7. P. 7834-7844.

ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПОЛЯРИЗАЦИОННЫМ МЕТОДОМ ВСП

Ю.В. Чудинов

ОАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь

Исследования по изучению поляризации разных типов волн были проведены в Пермской области, Свердловской области и в северо-западной части Удмуртской республики (Верхнекамская впадина, Соликамская депрессия, Башкирский свод, Юрюзано-Сылвенская депрессия). Опыт работы в геологических средах с субгоризонтально залегающими границами и карбонатным типом разреза позволил нам сделать вывод об общей закономерности поведения падающих обменных волн в данных районах. В одних средах падающие обменные волны расщепляются на две самостоятельные волны, которые распространяются вниз с разными скоростями. В литературе

они описаны как «быстрая» и «медленная» волны. Общая интерференция основных X и побочных компонент Y не позволяет использовать эти волны для изучения поляризации. Чтобы разделить расщепленные волны, необходимы специальные способы приема и возбуждения упругих колебаний. Такие среды можно описать как анизотропные. В других средах падающая обменная волна не испытывает никакого расщепления и, при совместной визуализации радиальной и тангенциальной составляющей сигнала наблюдается параллельность осей синфазности. Траектории движения частиц таких волн описываются в пространстве эллипсоидом. Эти среды можно охарактеризовать как простые или слабо анизотропные. При распространении обменной волны в таких средах в области регулярной трещиноватости, направление главной оси эллипсоида будет «подстраиваться» параллельно трещинам, либо перпендикулярно им. На всех площадях, где проводились работы ПМ ВСП, эффекты расщепления падающих поперечных волн, связанные с анизотропией горных пород, не были обнаружены. Единственное исключение – Сухореченское нефтегазовое месторождение в Свердловской области (Юрюзано-Сылвенская депрессия). Исследования поляризационным методом ВСП в 3 скважинах показали, что в данном районе наблюдается анизотропия поперечных волн по всему геологическому разрезу.

При обработке данных ПМ ВСП на ориентированных в географических координатах волновых полях оставляются падающие обменные и поперечные волны. Производится вычисление азимутов поляризации этих волн. Для исключения влияния случайных отскоков и выявления общих закономерностей проводится статистическая обработка полученных данных. Выбирается интервал в 3-5 градусов и строятся гистограммы распределения значений азимутов поляризации. Все гистограммы располагаются на одном графике в виде круговых диаграмм, где величина радиуса – количество значений попадания азимутов поляризации в данный интервал. Розы-диаграммы анализируются совместно с интервальными скоростями падающих продольных и поперечных волн, выделяются в геологическом разрезе интервалы глубин с трещиноватостью и определяется доминирующее направление трещин в околоскважинном пространстве.

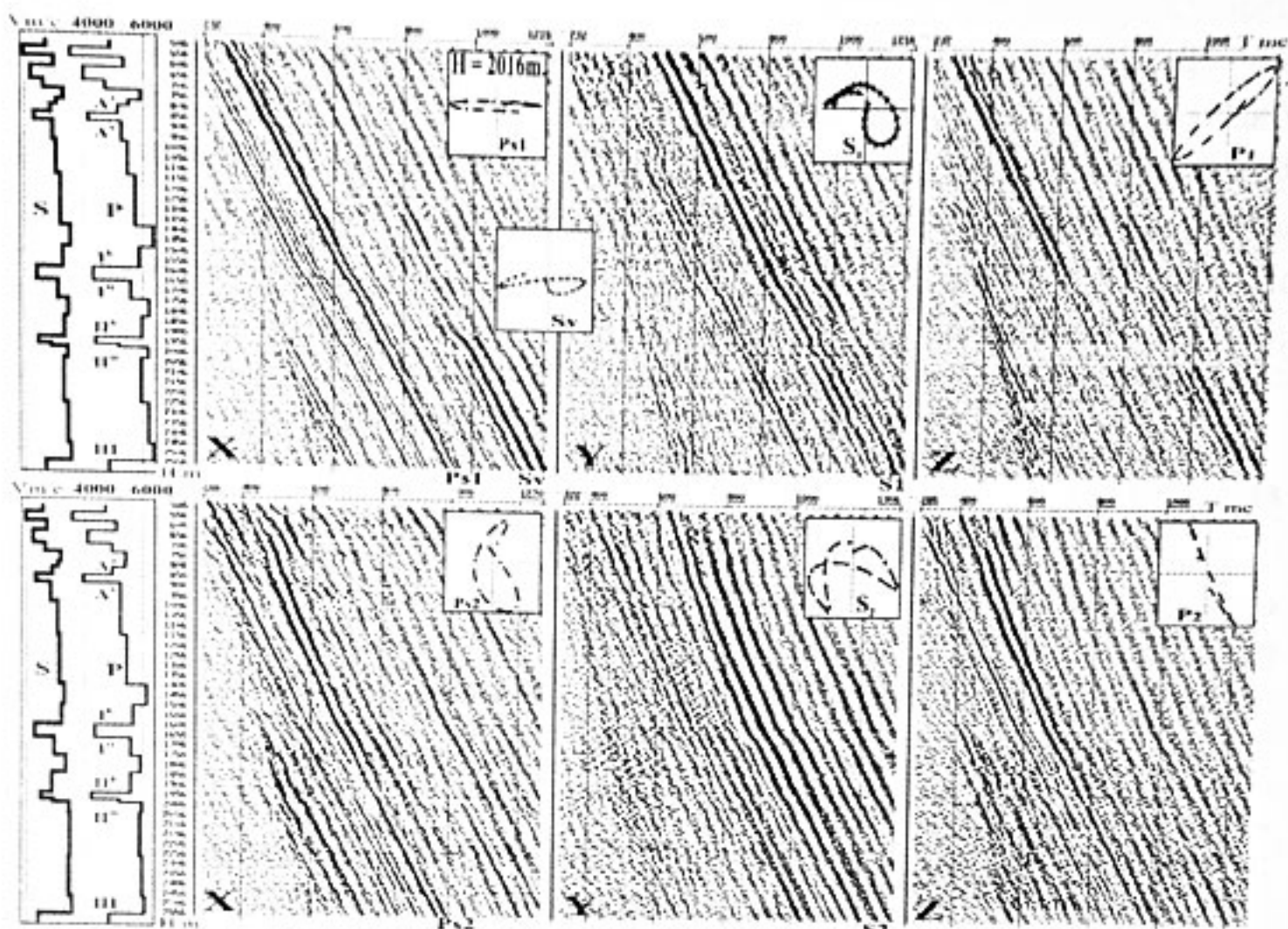


Рис.1 Шершневское месторождение. Волновые поля падающих обменных (Ps) и поперечных (S) волн, пластовые скорости падающих продольных и поперечных волн, траектории движения частиц среды при прохождении падающих волн на глубине 2016м. с двух пунктов возбуждения.

На рис.1 представлены падающие обменные (Ps) и поперечные (S) волны, пластовые скорости, а также траектории движения частиц среды при прохождении всех падающих волн на глубине 2016м. P_1, P_2 – траектории движения частиц при прохождении падающей продольной волны. Эллиптическая поляризация падающих продольных волн вызвана интерференцией упругого колебания в зоне малых скоростей. Импульсы падающих поперечных волн (S) имеют сложный вид, предположительно состоящий из двух колебаний с разной поляризацией. Анализ пластовых скоростей падающих продольных волн с удаленных пунктов возбуждения в данной скважине и в скважине, расположенной в юго-западной части месторождения, подтвердил предположения о направлении доминирующей трещиноватости исследуемых интервалов геологического разреза, определенной по данным ПМ ВСП. На рис. 2 показаны розы-диаграммы направлений азимутов поляризации падающих обменных поперечных SV-волн (Ps) и поперечных SH-волн (S) с двух пунктов взрыва. По данным ПМ ВСП прогнозируются

два трещиноватых интервала разреза и определено направление доминирующей трещиноватости. В интервале 1050-1600м. азимут доминирующей трещиноватости 60 - 73 градуса, в интервале 1940 – 2250м. азимут 75-90 градусов. По описаниям керна в интервале фаменских отложений (1978-2250м.) присутствуют открытые и закрытые трещины с субвертикальной направленностью.

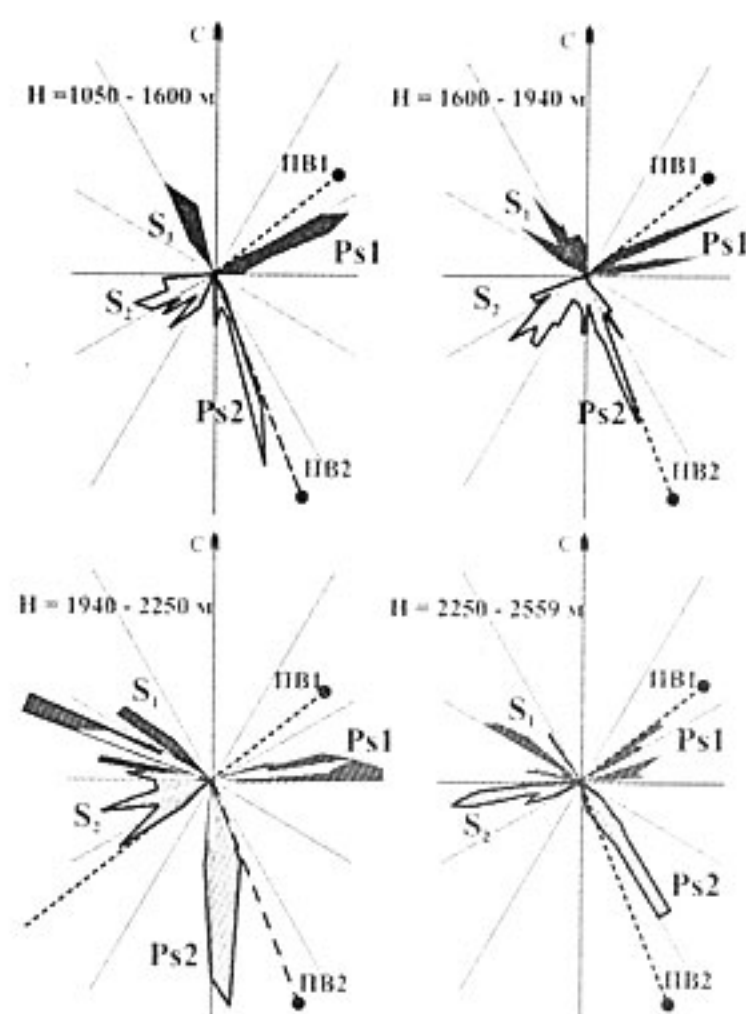


Рис.2. Шершневское месторождение. Розы-диаграммы направлений азимутов поляризации падающих обменных поперечных SV-волн (Ps) и поперечных SH-волн (S) в интервалах глубин с двух пунктов возбуждения.

Сведения о направленности трещин горных пород в продуктивных интервалах разреза необходимы для эксплуатационного бурения горизонтальными и наклонными скважинами. Выбор правильного азимута расположения ствола может значительно увеличить нефтеотдачу пласта. Совместный анализ результатов работ ПМ ВСП в Соликамской депрессии (Шершневская и Верх-Шомашская структуры) и на северо-восточном склоне Башкирского свода (Ново-Уясская структура) позволяет нам высказать предположение о наличии как минимум двух сеток трещиноватости в палеозойском чехле. Нижняя сетка связана с нижнекаменноугольным этапом герцинского цикла развития

территории Прикамья, а трещиноватость выше лежащей толщи – с коллизионным этапом пермского периода. Полученные результаты на совпадают с существующим мнением о единой сквозной трещиноватости горных пород палеозойского чехла в Прикамье.

Литература

1. Гальперин Е.И., 1982, Вертикальное сейсмическое профилирование: М., Недра.
2. Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Тригубов А.В., 1985, Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн: М.,Недра.
3. Бродов Л.Ю., 1992, Применение многоволнового вертикального сейсмического профилирования (ВСП – МВС) для изучения коллекторских свойств осадочных отложений: Бюллетень ассоциации «Нефтегеофизика», 4, 20-31.
4. Матрук В., Яралов Б., Стенин В.П., Касимов А.Н., Тихонов А.А., 2002, Изучение вертикальной трещиноватости по данным обменных волн: спец. прилож. к журналу «Нефть и капитал», декабрь, 7
5. Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Ефимов А.С., Кащук Е.П., 2004, Исследование трещиноватых коллекторов Восточной Сибири методом МВС-ВСП: Международная геофиз. конф. «Геофизика XXI века – прорыв в будущее»
6. Горшкалева С.Б., Карстен В.В., Лебедев К.А., Тригубов А.В., 2002, Изучение трещиноватых коллекторов методами многоволновой сейсморазведки: труды школы-семинара «Физика нефтяного пласта».
7. Enru Liu, Sonja Maultzsch, Mark Charman & ... , 2003, Frequency-dependent seismic anisotropy and its implication for estimating fracture size in low porosity reservoirs: The Leading Edge.
8. Alford R.M., 1986, Shear data in the presence of azimuthal anisotropy: Dilley Texas. SEG Expanded Abstract.
9. Перфильев А.С., 1979, Формирование земной коры Уральской эвгеосинклинали: труды ГИН, М, Наука, вып.328

ИЗУЧЕНИЕ ЧАСТОТНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПИИ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО ДАННЫМ ЗС_ВСП

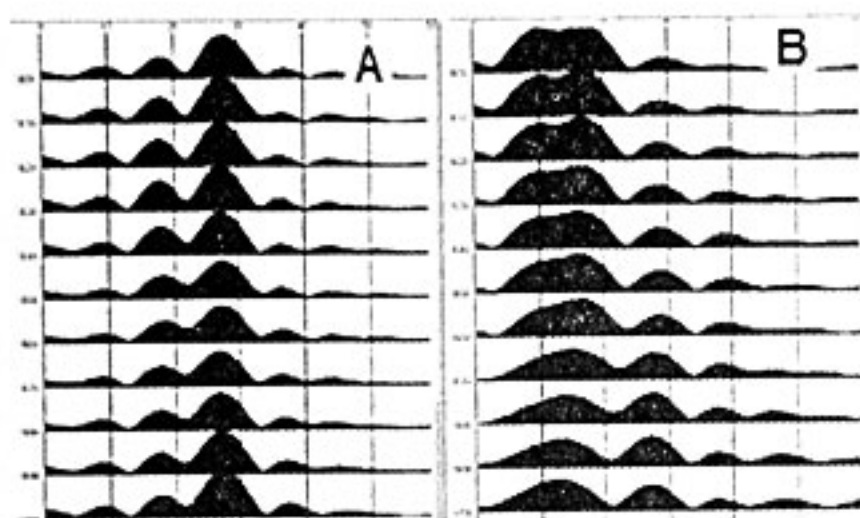
А.А.Тихонов

СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лтд.», г. Москва

В данном докладе представляется методика изучения частотной зависимости параметров анизотропии с использованием поперечных волн разной длины. Теоретическими исследованиями показано, что

при наличии в изучаемой среде упорядоченных трещин, протяженность которых соизмерима с длиной волны, эффективные параметры анизотропии (скорости, коэффициенты) приобретают частотную зависимость [1].

Используемая в работе [1] методика предполагает определение параметров анизотропии по полю поперечных волн после фильтрации его полосовыми фильтрами с переменной частотой максимального пропускания. В рамках такого подхода предполагается, что спектр исходной волны широкополосен, и фильтрация не приводит к существенному изменению соотношения сигнал/помеха.



Спектры обменной и поперечной волн

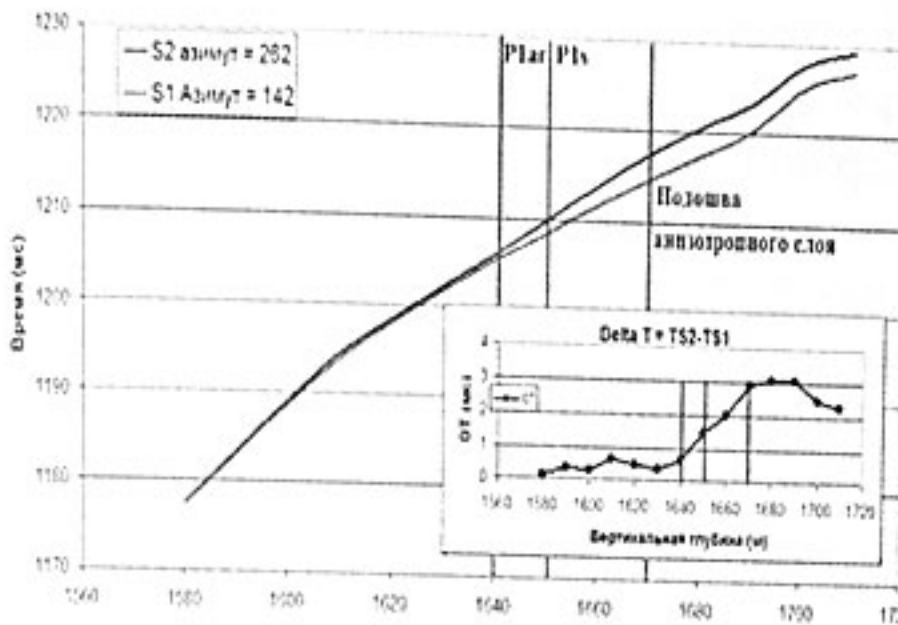
На самом деле для подавляющего числа наблюдений даже для прямой поперечной волны, регистрируемой во внутренних точках среды, спектр сигнала ограничен узкой полосой частот. (Рис. 1).

В этой ситуации переменная полосовая фильтрация не приведет к существенному изменению масштаба исследования.

С другой стороны, в регистрируемых волновых полях всегда имеются проходящие через изучаемый объект обменные PS волны, частотный спектр которых значительно смещен вправо по отношению к спектру поперечной волны.

Суть предлагаемого нами способа обнаружения в разрезе систем трещиноватости состоит в сопоставлении параметров анизотропии, определенных для единого объекта по поперечным и обменным волнам, выделяемым с максимальным соотношением сигнал/помеха. В этом случае сопоставление параметров анизотропии позволяет не только более уверенно говорить о существовании в разрезе трещиноватых интервалов, но и оценивать вероятность наличия в исследуемом пласте различных систем трещин Рис2.

Годографы быстрой и медленной поперечных волн



Годографы быстрой и медленной обменных волн

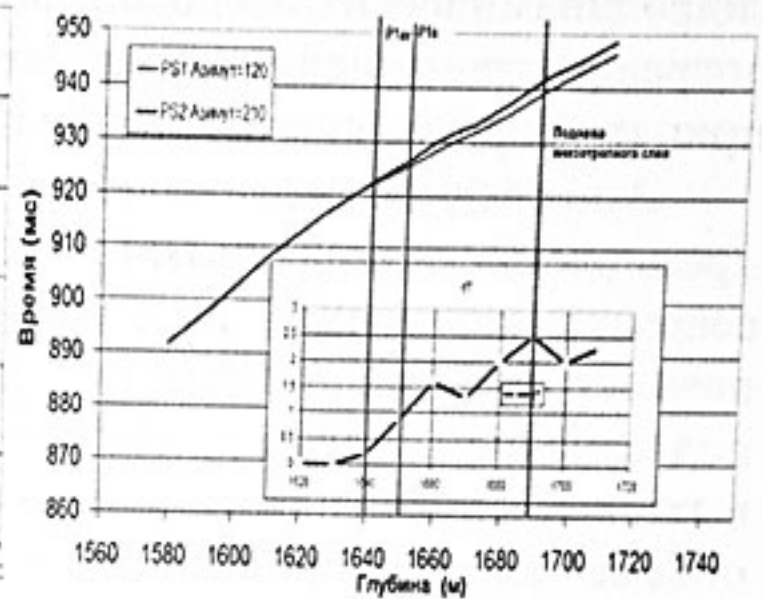


Рис. 2

Литература

1. Modelling frequency-dependent seismic anisotropy in fluid saturated rock with aligned fractures: implication of fracture size estimation from anisotropic measurements, S.Maultzsch, M. Chapman, E. Enru and X.Y.Li, Geophysical Prospecting, 2003,51,381-392.
2. Stenin V.P., Kasimov A.N., Tikhonov A.A., Fractured Layers Characterization Using Far Offset VSP. 10 IWSA, abstr. 2002, Titzing

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВСП НА ГИДРОФОНАХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

А.В.Степанов, А.А.Терёхин, Г.Е.Яковлев

Казанский государственный университет, г.Казань

Количественное определение коэффициента проницаемости пород по материалам ГИС, несмотря на многолетние исследования, до сего времени является, по образному выражению А.Е.Куликовича, "розовой мечтой каротажников". Это обусловлено тем, что, если при определении коэффициента пористости K_p между ним и физическими свойствами скелета породы и насыщающего поры флюида имеется непосредственная функциональная зависимость, то для проницаемости такая связь отсутствует, поскольку фильтрация флюида через пористую среду определяется как статическими, так и динамическими параметрами и скелета, и флюида. Тем не менее, к настоящему времени разработан ряд методик оценки $K_{пр}$ по материалам ГИС. Однако, достаточно точного способа определения коэффициента проницаемости по данным методов ГИС на

сегодняшний день не существует. И даже наиболее обоснованный с физической точки зрения метод определения $K_{пр}$ по материалам гидродинамических исследований может давать весьма значительные погрешности, что связано, на наш взгляд, с неадекватностью модели, принятой при выводе закона фильтрации, реальной пористой среде.

В последние годы надежды на разработку способа определения проницаемости по данным ГИС связывают с изучением связей между сейсмическим или акустическим воздействием на пласт и параметрами гидроволны (НВ), возникающей в пласте-коллекторе под влиянием этого воздействия. Механизм ее образования связан с вытеснением из гидропроводных интервалов в скважину некоторого объема флюида при сжатии их проходящими Р-волнами (РВ)[4]. Установленные различными исследователями функциональные связи между параметрами РВ и генерированной ею НВ являются сложными функциями параметров пласта, пористой среды, флюида, геометрии наблюдений, которые оцениваются с помощью специальных исследований. Поэтому эти подходы используются для решения прямых задач ВСП.

На основе этих экспериментов и теоретических исследований был разработан подход, получивший название «способ возбужденной гидроволны» [1], который базируется на технологии НВСП на гидрофонах. Он позволяет по прямым эффектам определять направление максимальной гидропроводности геологической среды. Однако широкое внедрение этого подхода сдерживается отсутствием возможности количественной оценки проницаемости.

Для количественной оценки коэффициента эффективной проницаемости предлагается использовать статистический подход, не требующий большого числа исходных параметров. Для его реализации необходимо было установить эмпирические связи между сейсмическими параметрами, контролируемыми свойствами НВ, и параметрами проницаемости пластов. Исходные данные включали волновые поля НВСП, зарегистрированные гидрофонами, и копии диаграмм ГИС для пяти скважин ряда месторождений юго-востока РТ. Материалы НВСП были получены ОПГЭ ОАО «Татнефтегеофизика» с помощью источника взрывного типа. В качестве объектов изучения были выбраны нефтенасыщенные пласты кизеловского горизонта турнейского яруса.

Гидроволны в скважине при технологии ВСП приурочены к зонам повышенной проницаемости околоскважинного пространства и местам резкой смены конструкции скважины. Объектом данных

исследований являются гидроволны, образовавшиеся в проницаемых зонах. Эти волны, как падающие, так и восходящие, доминируют в поле вторичных волн только при определённом азимуте распространения Р-волны, в чём проявляется тензорный характер проницаемости геологической среды. Поскольку для большинства полей НВСП было характерно более полное прослеживание восходящей НВ, чем падающей, а также по соображениям сохранения постоянства условий приёма РВ и НВ, что важно при динамическом анализе, в качестве целевой считалась восходящая НВ.

Целью цифровой обработки этих волновых полей являлось выделение из исходного поля падающих Р-волн и гидроволн. При этом главной задачей цифровой обработки являлось сохранение первоначального соотношения уровня амплитуд РВ и НВ в процессе их выделения из исходного поля НВСП. Поставленная задача считалась решённой, если изменение среднеквадратического отклонения между уровнем исходных амплитуд целевых волн и после их выделения по каждому из полей не превышало 10%.

Технология выделения целевых волн заключалась в применении процедур приведения осей синфазности к вертикали, фильтрации по кажущимся скоростям и вычитании волновых полей. При необходимости проводилась регулировка амплитуд. Первой выделялась энергетически преобладающая на данном поле НВСП волна.

Динамическая обработка материалов НВСП по каждой скважине включала 3 этапа: расчёт амплитудных спектров РВ и НВ, расчёт спектрального отношения НВ/РВ, динамический анализ отношения НВ/РВ.

Для каждого ПВ амплитудные спектры рассчитывались от глубины образования НВ и вверх по 10-15 трассам. При этом по каждой целевой волне контролировалась стабильность ее формы. Спектры с аномальной формой исключались из дальнейшего динамического анализа.

На втором этапе амплитудные спектры использовались для расчёта отношения спектра НВ к спектру РВ (спектральное отношение НВ/РВ). В его расчёте участвовали спектры РВ и НВ, принадлежащие одной сейсмотрассе, что обеспечивало постоянство условий возбуждения и приёма колебаний. Таким способом в пределах заданного интервала глубин ствола скважины для фиксированного ПВ рассчитывалась серия спектральных отношений

HW/PW. По ним определялась статистическая медиана в качестве оценки среднего спектрального отношения $\overline{HW/PW}$ для фиксированного ПВ. Нормировка спектра HW на PW позволяет учесть и исключить различные условия возбуждения на азимутальных ПВ. С другой стороны, отношение HW/PW связано с эффективной проницаемостью пород [4].

Для динамического анализа в дальнейшем выбиралась так называемая “активная” полоса частот, границы которой определялись по пересечению осреднённого амплитудного спектра PW прямой на уровне 0,5 от максимального значения. Для каждой скважины характерно наличие кривой $\overline{HW/PW}$, полученной при определённом азимуте размещения ПВ, которая имеет относительно повышенное значение. Она соответствует HW с максимальной амплитудой и характеризует азимут в околоскважинном пространстве, обладающий повышенной гидропроводностью геологической среды. Причём форма этой кривой имеет, как правило, чётко выраженный максимум.

На третьем этапе кривые $\overline{HW/PW}$ подвергались количественному динамическому анализу. Эмпирические связи между динамическими параметрами, контролирующими свойства гидроволн, и коэффициентом проницаемости пластов для реализации статистического подхода были установлены с помощью корреляционно-регрессионного анализа.

Количественные определения проницаемости проводились по широко известной в Татарстане методике Зиннатуллина [2] с помощью зависимости $K_{пр} = f(K_p)$. Поскольку корреляционные зависимости $K_{пр} = f(K_p)$ были установлены на большом керновом и промысловом материале для различных по возрасту и литологии отложений нефтяных месторождений Татарстана, то использование их позволяет более или менее достоверно оценивать коэффициент проницаемости пород-коллекторов. При этом коэффициент пористости находился по кривым НГК с использованием двойного разностного параметра.

Наибольший интерес вызывает связь коэффициента проницаемости с динамическими параметрами HW. Значимой корреляционная связь получена для энергетических параметров гидроволны. Причем существенный рост тесноты связи между $K_{пр}$ и этими параметрами наблюдается при использовании динамических параметров, полученных для HW максимальной интенсивности. Для $E_{ср}$ и E_{max} коэффициент корреляции в последнем случае получен выше 0.92 против 0.73 при использовании динамических параметров HW,

осредненных по различным азимутам. При выполнении линейного регрессионного анализа было установлено, что распределение точек на кросс-плотах $K_{пр} - E_{ср}$, $K_{пр} - E_{max}$, хорошо аппроксимируется линейной регрессионной моделью первого порядка: $K_{пр} = b_0 + b_1 \cdot X$, где $X - E_{ср}$ или E_{max} при объясняемой доли разброса точек относительно линии регрессии $R^2 > 85\%$ и расчетном F-критерии > 17.2 , что превышает $F[1; n-2; 100 (1-\alpha)\%]$ -критерий значимости регрессии, равный при 95% уровне значимости для нашего случая $F[1; 3; 0.95] = 10.13$.

Однако, учитывая тот факт, что напротив непроницаемого пласта не должна происходить фильтрация флюида из него в скважину при его сжатии Р-волной и, следовательно, энергия НВ должна равняться нулю, на кросс-плотах, по-нашему мнению, должна учитываться точка, лежащая в начале координат, обладающая 100% вероятностью. В этом случае модель уравнения регрессии будет иметь форму $K_{пр} = b_1 \cdot X$, которая, по-нашему мнению, более адекватно отображает физику этого процесса.

Таким образом, в результате проведенных исследований можно сделать следующие **выводы**.

1. Установлена значимая статистическая связь между энергетическими параметрами гидроволны и коэффициентом проницаемости турнейских карбонатных коллекторов порово-трещинного типа, определенным по методике Н.Х.Зиннатуллина (1993). Разработан подход для оценки $K_{пр}$ в единицах Дарси, по данным ВСП для указанных выше коллекторов.

2. Используя примененный подход, возможна организация мониторинговых исследований для учета деформаций фильтрационных свойств коллекторов в процессе освоения и разработки месторождений.

3. Учитывая то обстоятельство, что скорость движения флюида в трещинах в 40 раз выше, чем в поровом пространстве [3], при сейсмическом эксперименте, длящемся доли секунды, по-видимому, определяется трещинная проницаемость гидропроводных интервалов.

Литература

1. Амиров А.Н., Гальперин Е.И. Опыт и результаты применения ВСП для оценки фильтрационных свойств коллекторов // Нефтегазовая геология и геофизика: Экспресс-информ. 1990. Вып. 3., С. 25-31.

2. Зиннатуллин Н.Х. Методическое руководство по определению параметров коллекторов геофизическими методами. –Бугульма, 1993.

3. Майдебор В.Н., Таташев К.Х. Результаты исследования нагнетательных скважин на месторождениях с трещинными коллекторами //Нефт. хоз-во, № 8, 1964.

4. Beydoun W.B., Cheng C.H., Toksoz M.N./Detection of open fractures with vertical seismic profiling //Journal of Geophys. Reserch-1985 - v.90,N6 - P.4557 - 4566.

ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЕ МЕЖСКВАЖИННОЕ СЕЙСМИЧЕСКОЕ ПРОСВЕЧИВАНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЛЕКТРОИСКРОВОГО ИСТОЧНИКА.

В.Г.Гайнанов, Н.В.Рыковская.

Геологический факультет МГУ им. М.В.Ломоносова, г. Москва

Введение.

Представлены результаты сейсмического просвечивания между скважинами на расстоянии 80м и глубиной 100м, выполненного с целью детального изучения сейсмогеологических и физико-механических свойств разреза. Первоначально предусматривалось только томографическое восстановление скоростного разреза между скважинами по временам пробега прямых волн. Однако наличие на сейсмограммах записей отраженных волн позволило построить и разрезы отражающих границ.

Аппаратура и методика работ.

Для возбуждения сейсмических колебаний в скважине использовался электроискровой источник с энергией разряда 600Дж. Прием колебаний осуществлялся пьезоэлектрическими датчиками давления. Полоса регистрируемых частот составляла 50-2000Гц, длина записи - 200мс.

Источник перемещался в одной скважине с шагом 2м, приемник – по другой, с таким же шагом (рис.1). Было зарегистрировано 45 сейсмограмм общей точки возбуждения, характеризующихся высоким отношением сигнал/шум и широким частотным диапазоном сигналов. В каждой скважине были проведены также наблюдения по методу ВСП.

Обработка и интерпретация данных.

В результате проведенных наблюдений был получен следующий набор данных: 1) сейсмограммы ВСП по каждой из скважин, на которых четко выделяются записи прямой продольной волны, гидроволны, а также отраженных волн, 2) сейсмограммы

межскважинного просвечивания с интенсивными записями прямых проходящих волн, и довольно слабыми записями отраженных волн.

По данным ВСП были построены кривые средних и интервальных скоростей продольных волн, определены положения отражающих границ, а также по записям гидроволны были оценены скорости поперечных волн.

Определенные по сейсмограммам межскважинного просвечивания времена первых вступлений были использованы для томографического восстановления скоростного разреза продольных волн между скважинами (рис.4,а). Восстановленный скоростной разрез хорошо согласуется со скоростными кривыми, полученными по данным ВСП в каждой из скважин. Подтверждается в целом субгоризонтальная слоистость разреза. На некоторых сейсмограммах в последующих вступлениях выделяются волны, отраженные от границ, расположенных как в пределах интервала наблюдений, так и ниже забоя скважин (рис.1). Использование отраженных волн дает дополнительные сведения о строении разреза в межскважинном пространстве, но что еще более важно, позволяет изучать разрез и ниже забоя скважин. Хотя в большинстве сейсмограмм отраженные волны не могут быть достаточно уверенно выделены, есть возможность существенно повысить их интенсивность на фоне помех за счет суммирования отражений от одной и той же точки границ при разных глубинах источника и приемника (рис.2). Это подобно обработке данных МОГТ при наблюдениях на поверхности [1, 2]. Однако есть и существенные отличия. Во-первых, набор трасс общей отражающей точки разный для разных глубинных интервалов, и сортировку трасс для каждой границы нужно делать отдельно. Во-вторых, источники и приемники в наборе трасс общей отражающей точки располагаются на разных глубинах (рис.2), лучи волн пересекают разные слои, следовательно, эффективные скорости для разных лучей разные. Это затрудняет подбор скоростей для ввода кинематических поправок. Поэтому, хотя этапы обработки те же, что и в МОГТ, сами процедуры обработки выполняются иначе.

Нами использовалась система обработки данных МОГТ RadExPro Plus. Кинематические поправки рассчитывались и корректировались специальной программой. Первоначально для расчета кинематических поправок были взяты значения средней скорости по данным ВСП в этих же скважинах. Затем они корректировались вручную по форме осей синфазности на сейсмограммах ОГТ и результатам суммирования (рис.3).

Такая обработка проводится отдельно для каждого интервала глубин, затем полученные разрезы объединяются в один сводный глубинный разрез (рис. 4,б), который полностью подобен сейсмическому разрезу, полученному с поверхности земли, но отличается в 10-20 раз более высокой разрешающей способностью и детальностью.

Выводы.

Межскважинное сейсмическое просвечивание одновременно с изучением скоростного разреза между скважинами позволяет построить детальный сейсмический разрез на отраженных волнах и может быть эффективным не только при инженерно-геологических исследованиях, но и для детального изучения резервуаров в нефтяной сейсморазведке.

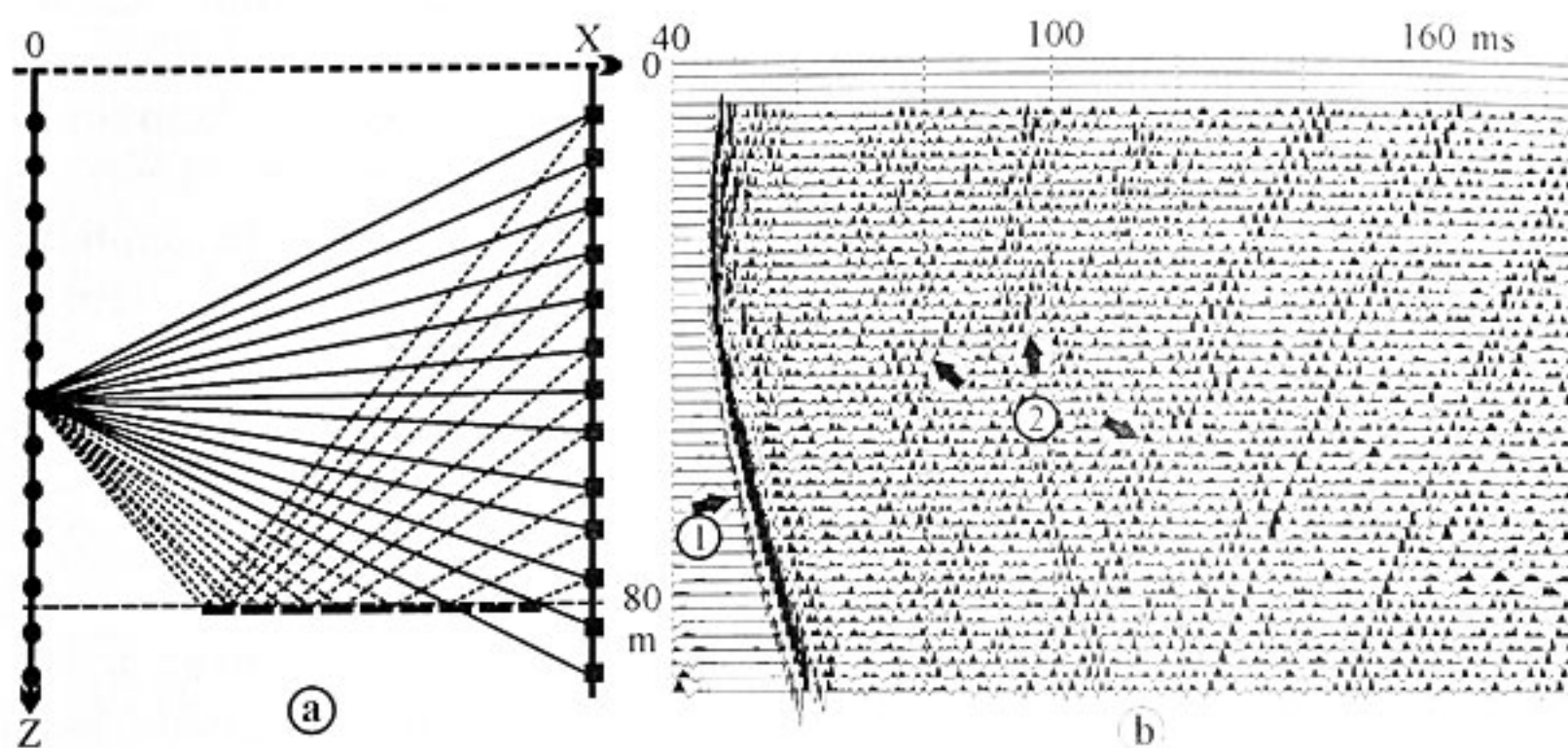
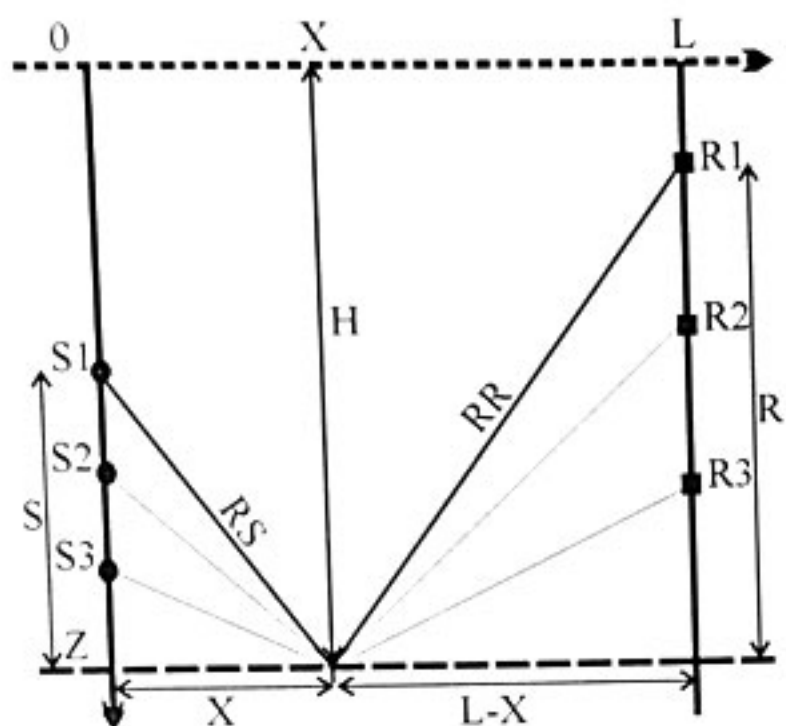


Рис. 1. Методика межскважинного сейсмического просвечивания: а) - система наблюдений (сплошные линии - лучи прямых волн, пунктирные - отраженных); б) - пример сейсмограммы, полученной с фиксированного пункта возбуждения (1 - вступления прямой волны, 2 - вступления отраженных волн).



Горизонтальное расстояние X до точки отражения находим из соотношения

$$\frac{X}{L-X} = \frac{S}{R}, \text{ или } X = \frac{S}{S+R} \cdot L$$

Приводим все времена к двойному времени пробега по вертикали $T(H) = \frac{2H}{V(H)}$

Для этого вводим кинематические поправки

$$DT = \frac{RS}{V(S)} + \frac{RR}{V(R)} - \frac{2H}{V(H)},$$

где $V(S)$, $V(R)$, $V(H)$ - средние скорости для соответствующих интервалов.

Рис. 2. Принципы сортировки трасс по общей точке отражения и ввода кинематических поправок перед суммированием данных межскважинного просвечивания.

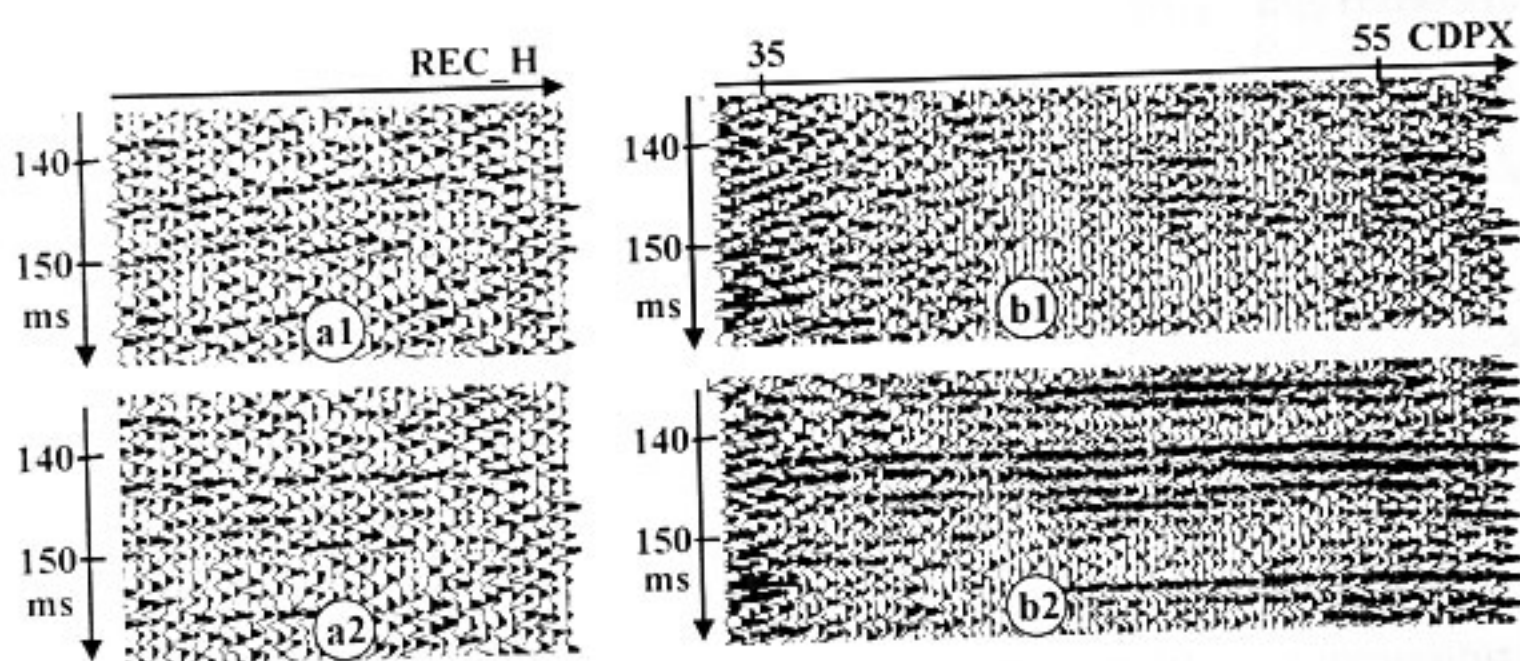


Рис.3. Одна из сейсмограмм ОГТ (a1) и суммарный разрез (b1) для интервала глубин 130-145м после ввода априорных кинематических поправок и, то же, после коррекции кинематических поправок (a2 и b2).

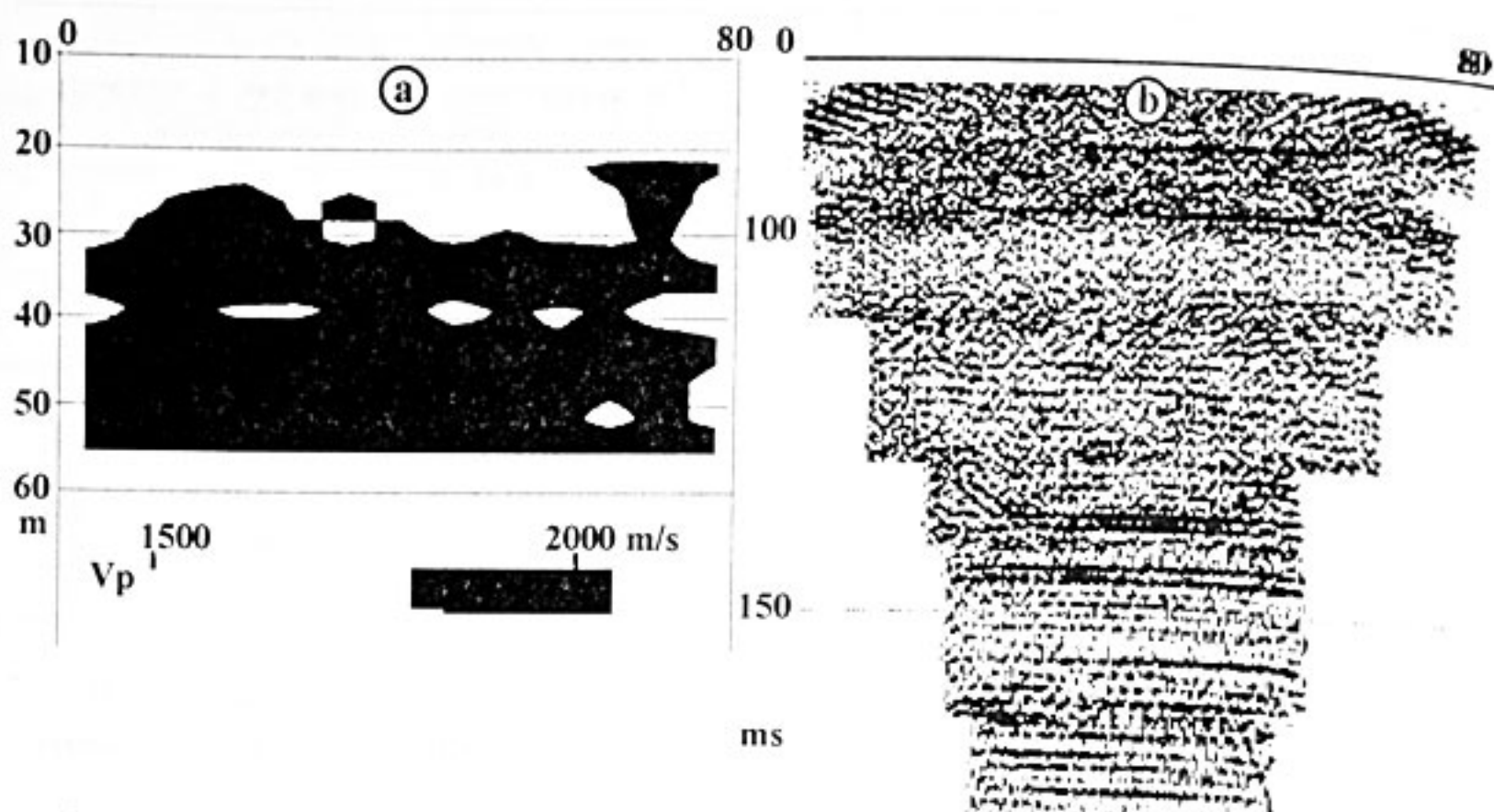


Рис.4. Результаты межскважинного сейсмического просвечивания:
 а) томографически восстановленный разрез скоростей продольных волн;
 б) временной разрез отражающих границ.

Литература

1. Li, G. and Stewart, R.R., 1994, Common reflection-point stacking of crosswell seismic data: Friendswood, Texas: 64th Ann. Mtg., SEG, Expanded Abstracts, 42-45.
2. Hoversten, G.M., Miligan P., Byun J., Washbourne J., Knauer L.C. and Harness P., 2004, Crosswell electromagnetic and seismic imaging: An examination of coincident surveys at a steam flood project, GEOPHYSICS, VOL. 69, NO.2, 406-414.

ВСП В КОМПЛЕКСЕ С УЛЬТРАЗВУКОВЫМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ ПРИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

И.Г. Миндель, Б.А. Трифонов, Н.А. Рагозин
 Производственный и научно-исследовательский институт
 по инженерным изысканиям в строительстве –
 ФГУП ПНИИИС, г. Москва

При инженерных изысканиях для строительства одной из актуальных задач является определение прочности скальных и полускальных пород в массиве с учетом их трещиноватости, а также оценка величины трещинной пустотности пород. По причине неоднородности реальных пород прочностные свойства различных по величине структурных блоков, массивов могут значительно отличаться. Поэтому весьма важным является проблема перехода от

характеристик прочности, полученных по результатам лабораторных испытаний на сохранных образцах, к показателям прочности в массиве.

Определение величины трещинной пустотности пород также является важным показателем, который используется при оценке карстоопасности известняков, расчетов расхода материалов при цементировании и т.д.

В ПНИИСе в течение последних 15 лет для оценки прочности известняков в массиве и величины трещинной пустотности успешно применялось ВСП в инженерно-геологических скважинах в комплексе с ультразвуковыми измерениями скоростей упругих волн в образцах. На территории Москвы эти исследования были проведены на площадке строительства Храма Христа Спасителя, по 3-ему транспортному кольцу, в районе Нового Арбата и на других участках.

ВСП выполнялось в инженерно-геологических скважинах глубиной от 30-40 м до 60-100 м с помощью прижимных 12-точечных двух-трехкомпонентных зондов или однотоочечного зонда симметричной конструкции (четырёхкомпонентного). Интервал исследований по глубине, как правило, составлял 2 м. Пункты возбуждения колебаний на поверхности располагались обычно на двух линиях по обе стороны от скважины на расстоянии 5-10, 20-30, 50-60 м от устья. В качестве источника колебаний использовались удары молотом о специальные подставки или импульсы падающего груза, сбрасываемого с ударной установки. Наблюдения проводились при вертикально и горизонтально направленных ударах, что позволяло прослеживать на сейсмограммах ВСП продольные (Р) и поперечные (S) волны.

Скорости Р- и S-волн в пластах пород в массиве определялись по непродольным годографам ВСП путем приведения их к вертикали или с помощью расчетов по компьютерным программам с учетом литологии пластов, выделенных по данным бурения.

Скорости упругих волн в сохранных образцах (керне) пород измерялись с помощью ультразвукового прибора путем сквозного прозвучивания в трех направлениях на частотах более 20 кГц.

Величина предела прочности на сжатие (R_c) в горизонтах известняков верхнего и среднего карбона на территории Москвы в массиве по данным ВСП и в сохранных образцах по данным ультразвуковых измерений оценивалась по известной зависимости [1,2]:

$$R_c = \frac{V_p^2 * \rho * (1 - 2\mu_d)}{2C(1 - \mu_d)} = \frac{\rho * V_p^2}{C}$$

где $V_{p,s}$ – скорость продольных и поперечных волн, ρ – плотность, μ_d – динамический коэффициент Пуассона (определяется по отношению V_s/V_p), C – постоянная величина, отличающаяся для известняков довольно высокой стабильностью, принимаемая для воздушно-сухого состояния равной 240 и для водо-насыщенного 260-280 (последняя величина получена на примере известняков, встреченных в пределах Москвы).

Трещинная пустотность $\Pi\%$ (отношение объема трещин и каверн, заполненных водой и продуктами разрушения известняков, к общему объему породы) оценивались по известному уравнению «среднего времени» [2]:

$$\Pi = \frac{V_3 / M (V_{об} - V_{мас})}{V_{мас} (V_{об} - V_3 / M)}$$

где V_3 – скорость в заполнителе трещин (в случае водонасыщенных пород $V_3=1500$ м/с); $V_{об}$ – скорость в сохранных образцах (как правило, средние значения по данным ультразвуковых измерений на образцах); $V_{мас}$ – скорость в массиве породы по данным ВСП; M – параметр, сложно зависящий от ряда величин и по экспериментальным данным составляющий $1,5 \div 2,0$.

Пример результатов оценки предела прочности на сжатие известняков в массиве (R_c), коэффициента снижения прочности в массиве относительно прочности в образцах $K=R_c/R_{c,об}$ и величины трещинной пустотности $\Pi\%$, полученных по данным ВСП и ультразвуковых измерений на образцах, приведены на рис. 1.

По материалам подобных исследований на различных участках территории Москвы понижающий коэффициент для предела прочности на сжатие в массиве относительно этой величины в образцах оценивается для слоев наиболее разрушенных измайловских (C_{3izm}) и перхуровских (C_{3pr}) известняков $K=0,20 \div 0,30$, для ратмировского (C_{3rt}) и суворовского (C_{3sv}) горизонтов $K=0,30 \div 0,70$, для подольско-мячковского (C_{2pd-mc}) $K=0,40 \div 0,80$.

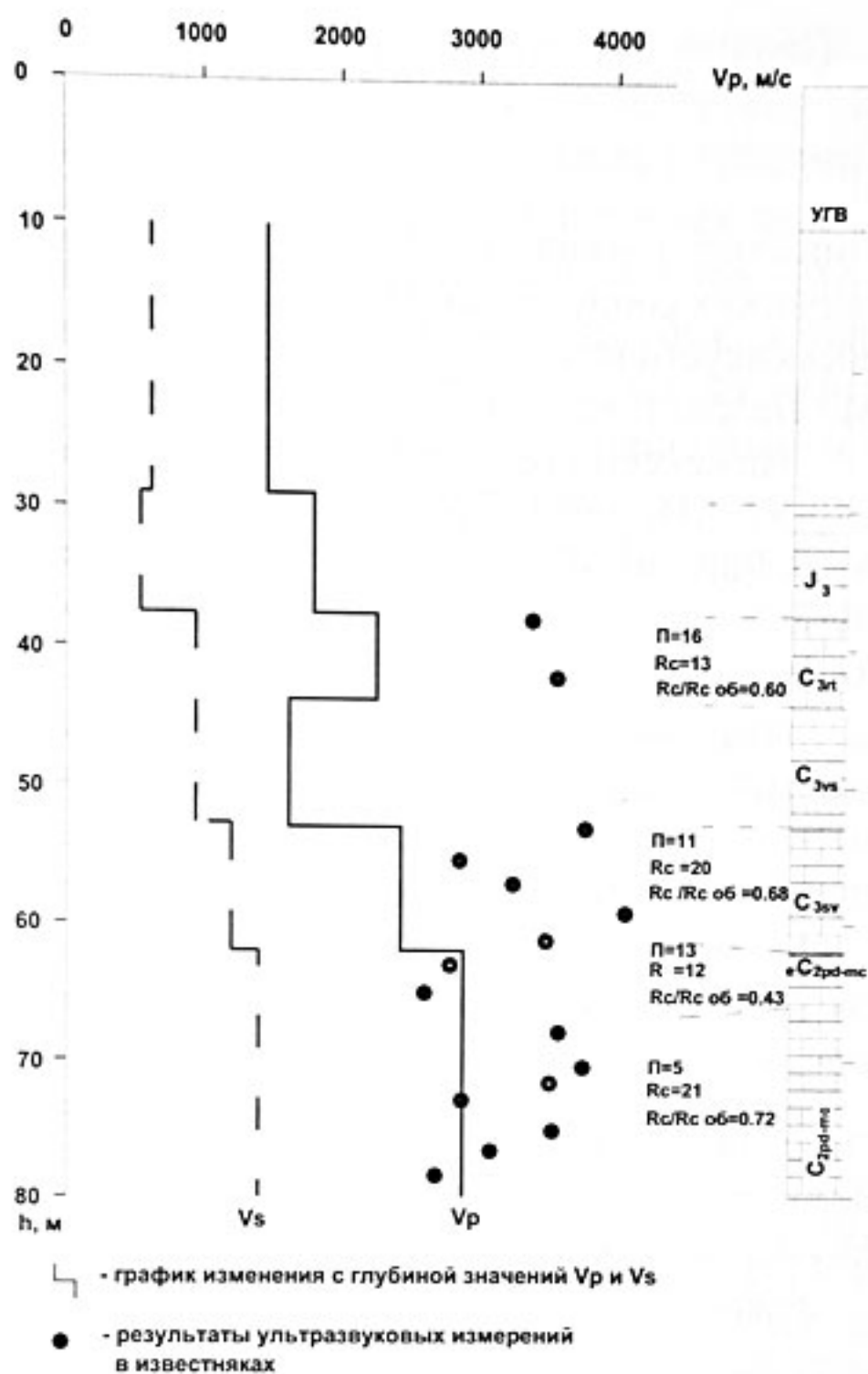


Рис. 1. Результаты определения свойств известняков методом ВСП в массиве и методом ультразвуковой керноскопии в образцах в скважине №10 на проектируемом участке 3-го транспортного кольца между Хорошевским и Волоколамским шоссе в г. Москве.

В целом наблюдается закономерность уменьшения величины трещинной пустотности известняков от 20-30% в измайловских до 5-10% в подольско-мячковских горизонтах. Однако конкретные величины параметров прочности и трещинной пустотности в известняках различных горизонтов зависят от их положения в разрезе, глубины залегания, наличия или отсутствия залегающих выше водоупорных слоев и других природных и техногенных факторов.

Приведенная выше методика оценки параметров прочности и трещинной пустотности в скальных и полускальных грунтах нашла

отражение в Своде Правил по инженерным изысканиям для строительства [3].

Литература

1. Комплексные инженерно-геологические исследования при строительстве гидротехнических сооружений. М.: Недра, 1990. 462 с.
2. Применение сейсмоакустических методов в гидрогеологии и инженерной геологии. М.: Недра, 1992. 264 с.
3. СП 11-10-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть IV. Правила производства геофизических исследований. М.: Госстрой России, 2004. 49 с.

Раздел 2 Программное обеспечение для обработки и интерпретации данных ВСП и совмещенных систем наблюдений

3D ВСП – АЛГОРИТМ МИГРАЦИИ, ОБРАБОТКА, РЕЗУЛЬТАТЫ

В.А. Редкоп*, В.В. Помазанов*, А.А. Тихонов**.

**ООО «ВимСейс Технологии» г. Балашиха,*

*** «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», г. Москва*

Скважинная сейсморазведка в силу геометрии наблюдений – это пространственная сейсморазведка. Применение методики обработки данных НВСП по двумерным моделям и получение временных и глубинных разрезов, лежащих в вертикальных плоскостях, плохо согласуется с реальными данными. Такая обработка оправдана в случае вертикальной скважины и субгоризонтального залегания слоев. В других случаях представление изображений среды вертикальными трассами с площадными координатами, располагающимися по линии точек отражения от целевого горизонта, верно только для ограниченного интервала глубин. Для выше- и нижележащих глубин координаты точек отражения на глубинных разрезах могут существенно, на десятки и даже сотни метров, отличаться от координат в заголовках трасс. Применение метода ВСП в районах с крутопадающими сейсмическими горизонтами и в наклонных скважинах требует применения пространственной обработки и интерпретации полученных временных и глубинных разрезов. При этом скважинная сейсморазведка способна решать как структурные, так и литологические задачи [1]. В отличие от наземной сейсморазведки, осуществляющей многократные перекрытия интервалов горизонтов, интерпретация результатов НВСП, выполненного из небольшого числа удаленных пунктов возбуждения, предполагает более тщательное и

полное извлечение информации из каждой сейсмограммы[2]. Для этого в первую очередь необходимо получать изображения среды с правильной геометрией расположения глубинных точек. Получение 3D информации при работах НВСП сложная задача, решение которой не ограничивается применением алгоритмов 3D миграции, а требует комплексного подхода, заключающегося в проектировании системы наблюдений на скважине, применении алгоритмов 3D миграции при трансформации сейсмограмм во временные и глубинные разрезы и использовании пространственной интерпретации полученных данных.

Проектирование работ НВСП заключается в определении оптимального положения пунктов возбуждения и пунктов приема, исходя из имеющейся априорной информации о кривизне скважины и наклонах отражающих горизонтов. Оптимальным положением будет считаться такое, которое позволит решить поставленную геологическую задачу посредством обработки НВСП из минимального количества пунктов возбуждения. Геологические задачи могут быть как структурными (уточнение положения горизонтов в заданных направлениях), так и литологическими (выявление изменения акустических свойств горных пород вдоль горизонта). Методика проектирования системы наблюдений состоит в тотальном расчете точек отражения и годографов отраженных волн от пунктов возбуждения, заданных по квадратной сети, охватывающей все возможные удаления ПВ от скважины. Из этой совокупности для обработки скважины отбираются пары ПВ и ПП по критериям, оптимальным для решения поставленной задачи. Таким критерием, например, может служить максимальная площадь прослеживания целевого горизонта в заданном направлении.

Алгоритм 3D дискретной лучевой миграции реализует принцип Ферма для многослойной пластовой модели с границами между пластами, заданными, в общем случае, искривленными поверхностями. Скорости между пластами задаются трехосным эллипсоидом анизотропии. Особенность алгоритма в том, что поверхности определяются отдельными точками с площадными координатами, заданными по прямоугольной сетке. Точность и скорость расчета лучей зависит от расстояния между точками. Для каждой поверхности рассчитываются падающие и отраженные лучи, а точки отражения определяются по суммарному минимальному или экстремальному времени падения-отражения лучей. Расчетная схема универсальна и позволяет рассчитывать годографы монотипных отраженных, обменных, головных и дифрагированных волн (Рис.1). Алгоритм

одинаково надежен как в 2D, так и в 3D варианте и применяется для обработки реальных данных в программных комплексах VimSeis 2D и VimSeis 3D. К недостаткам алгоритма относятся большое время счета и сложность задания модели для градиентных сред (слой с градиентом скорости разбивается на несколько дополнительных пластов).

Начальная стадия обработки 3-х компонентных сейсмограмм НВСП проводится традиционно и включает процедуры разделения XYZ компонент, деконволюцию, полосовую и веерную фильтрации с целью получения сейсмограмм с выделенными отраженными продольными PP и обменными PS волнами. Получение мигрированных глубинных разрезов проводится по отдельности для продольных и обменных волн. Миграция выполняется посредством расчета пространственного положения точек и времен отражения от промежуточных горизонтов, с последующей интерполяцией значений между горизонтами. Рассчитанные координаты и времена отражения определяются и сохраняются для каждого отсчета исходной трассы. Отличительной особенностью является то, что сама исходная трасса при миграции не изменяется, а представляется в параметрической форме - $A_i(t)$; где t - текущее время исходной трассы (номер отсчета), а A_i - значения функций (амплитуды сигнала, координат точек отражения и вертикального времени). Параметрическая форма представления трассы при миграции ВСП является предпочтительной по многим соображениям: во первых, это естественная форма описания поверхностей в пространстве, а во вторых, результат одного расчета может быть представлен в разных видах. Кроме того, при изменении исходных сейсмограмм (например, опробование разных вариантов деконволюции или фильтрации) нет необходимости выполнять миграционное преобразование, если сама скоростная модель не изменяется. Определение пластовой модели среды осуществляется интерактивно, посредством пробных миграционных преобразований, до совпадения времен прослеживания расчетных и реальных годографов прямых и отраженных волн.

Способ представления результатов обработки для их последующей интерпретации зависит от распределения точек отражения в пространстве. В отдельных случаях результаты 3D обработки могут быть представлены традиционным способом в виде плоских сейсмических разрезов с площадными координатами трасс, располагающимися по линии, проходящей через точки отражения от целевого отражающего горизонта. В общем случае трансформированные сейсмограммы НВСП, полученные от разных пунктов

возбуждения, изображаются в виде трехмерных поверхностей (Рис.2). Интерпретация полученных сейсмограмм состоит в пространственном прослеживании особенностей сейсмического поля отраженных волн и построении по этим данным геологических разрезов и карт отражающих горизонтов. Имеющиеся сейсмические разрезы МОГТ представляются в единой со скважинными данными системе координат и изображаются совместно с ними посредством процедур 3D графики.

Таким образом, работы НВСП, выполненные в 3D варианте, позволяют получать более точную информацию, которая может быть использована как для интерпретации и уточнения результатов наземной сейсморазведки, так и самостоятельно, например, для определения пространственного положения объекта бурения и искривления скважины в заданном направлении[3].

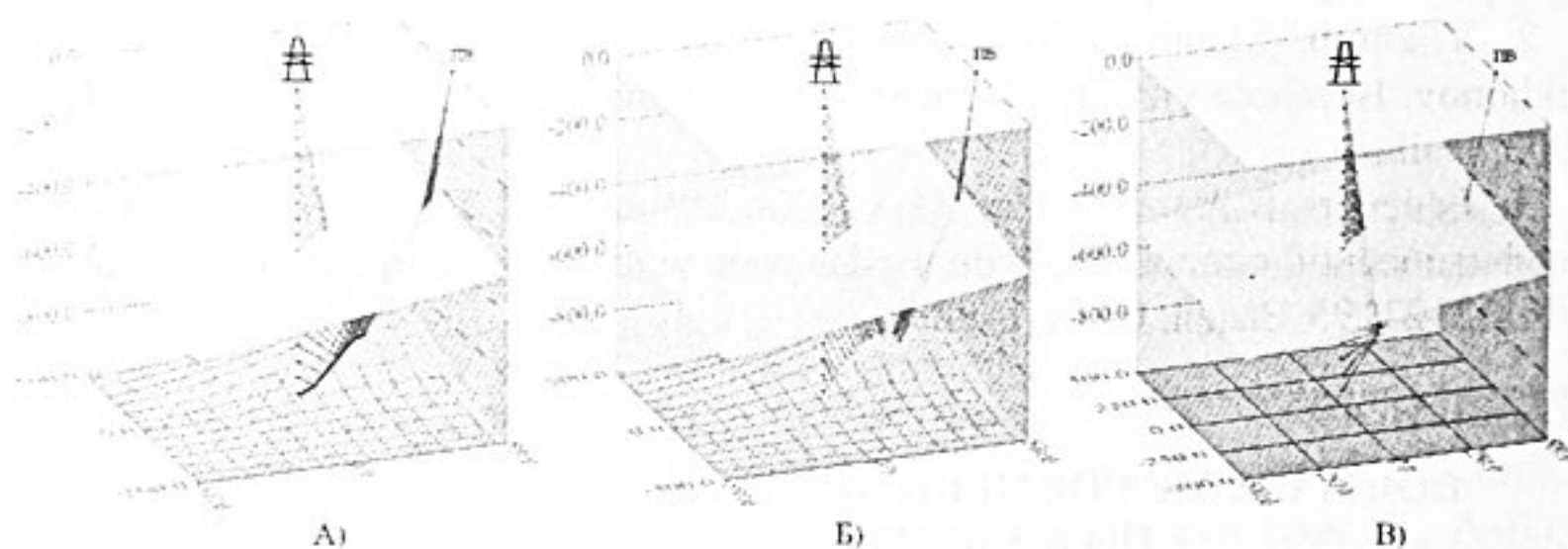


Рис.1

- А) Для расчета годографов отраженных волн.
- Б) Для расчета годографов головных волн.
- В) Для расчета годографов волн дифракции

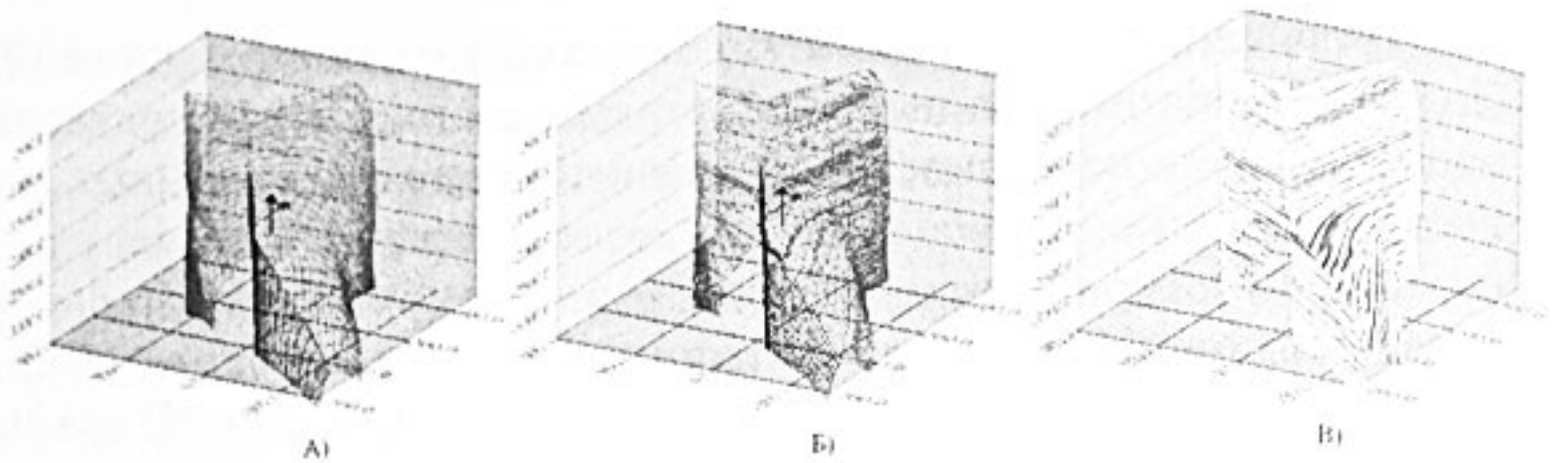


Рис.2

- А) Поверхности распределения точек отражения
- Б) Пространственная трансформация трасс
- В) Изображение сейсмограмм в цвете

Литература:

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование (опыт и результаты). М.: Наука. 1994г.
2. Vladimir Stenin, Alik Kasimov, Veniamin Redekop and Anatoli Tikhonov. Borehole vicinity characterization using 3C-3D VSP. Exp.Abst. SEG 2003, Dallas.
3. Редекоп В.А., Редекоп И.А., Каширских М.Ф., Карнаухов С.М. Геофизический способ поисков и разведки залежей углеводородов. Патент РФ №2123195. Заявл. 05.06.1998г.

**ПОСТРОЕНИЕ СОВМЕЩЕННОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ СРЕДЫ
ПО ВОЛНАМ РАЗНЫХ ТИПОВ**

А.В.Решетников*, Ю.А.Степченков*, А.А.Табаков**, В.Л.Елисеев**
*СПбГУ, г.Санкт-Петербург, **ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Технология ДДР (Динамическая Декомпозиция волновых полей и Реконструкция модели среды) [1, 2] при помощи лучевого метода позволяет, опираясь на некоторое приближение модели, рассчитывать годографы, выделять волны произвольного типа, а затем мигрировать их, перенося на изображение среды.

Как правило, сейсмическая граница освещается сразу несколькими типами волн. Очевидно, что каждая волна несет информацию о свойствах среды и поэтому при построении изображения для получения полной картины желательно использовать все доступные данные. Также необходимо, чтобы полученное решение обобщалось и на случай, когда граница освещается только одним типом волн.

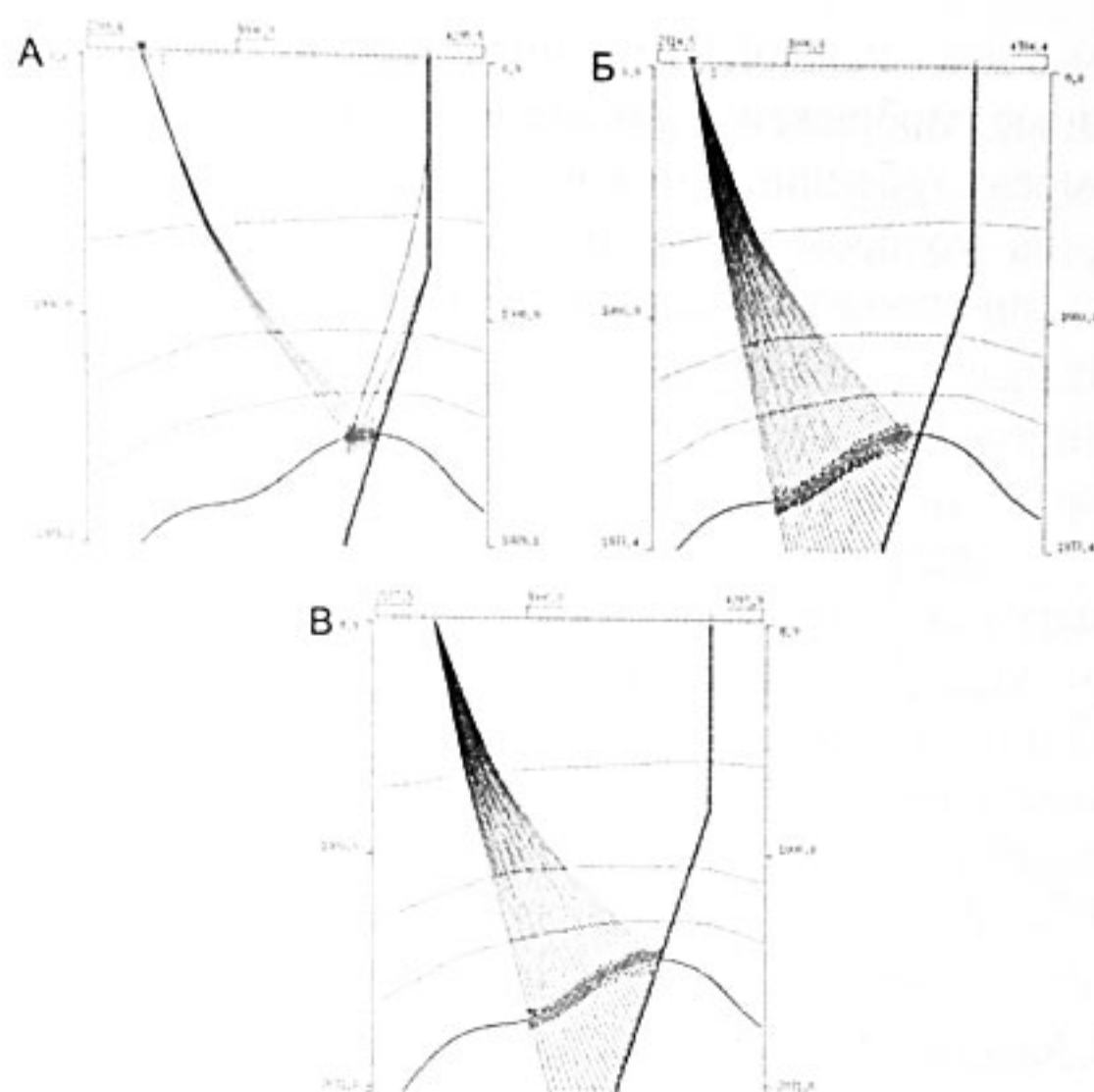


Рис.1 Изображения границы, полученные по различным типам волн:
 А – по монотипной отраженной РР волне; Б – по прямой Р волне;
 В – по преломленной обменной РS волне)

Естественным решением задачи построения совмещенного изображения по всем волнам является накапливание изображений, полученных по каждому из типов волн в отдельности (рис. 1, А-В). При этом нужно учитывать, что динамически эти изображения соответствуют разным физическим величинам (изменению коэффициентов отражения или преломления продольных или поперечных волн). Поэтому перед суммированием необходимо нормировать все полученные изображения, приведя их к одной размерности – например, к значению коэффициента отражения продольных волн вдоль нормали к целевой границе. Это можно сделать, рассчитав на основе опорной модели среды коэффициент отражения (прохождения) K для заданного типа волн при данном угле падения на границу, коэффициент отражения по нормали K_p^0 и вычислив нормировочный множитель

$$\gamma = \frac{1}{N} \frac{K_p^0}{K},$$

где N – число накапливаемых изображений границы.

Таким образом, для каждой границы модели могут быть получены совмещенные изображения по всем типам волн (рис. 2, А), которые, в свою очередь, объединяются в суммарный сейсмический разрез (рис. 2, Б), на котором значения амплитуд соответствуют коэффициенту отражения продольных волн по нормали.

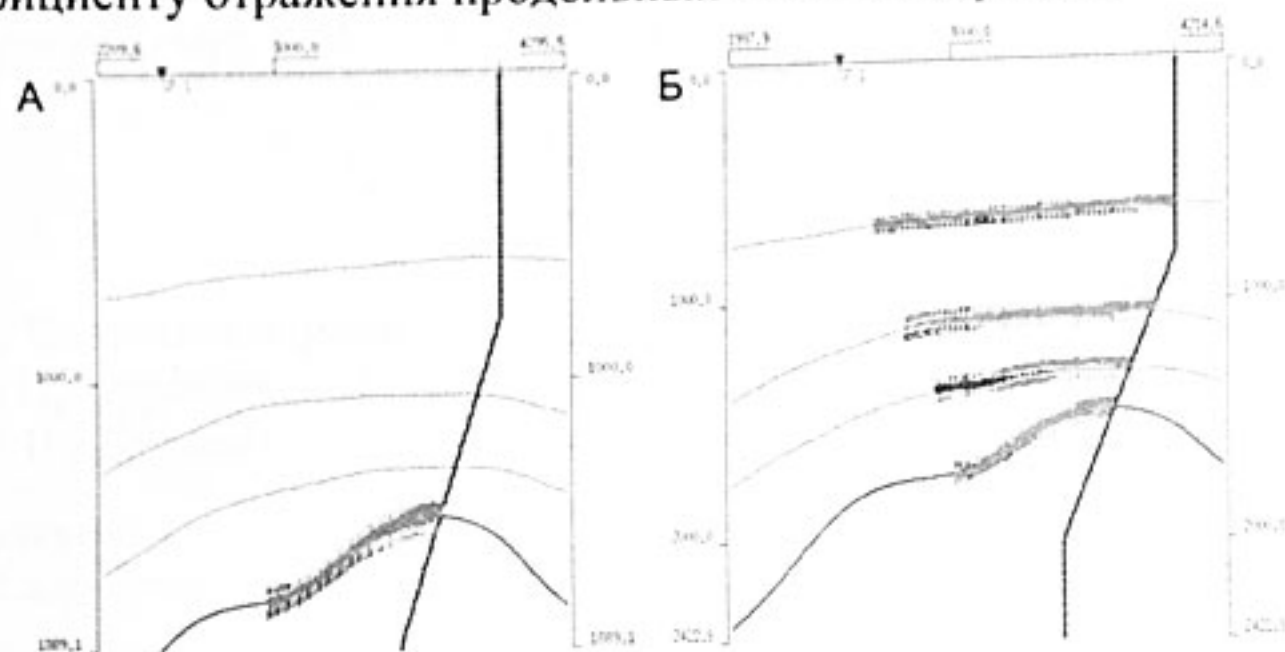


Рис. 2 А - совмещенное изображение границы по трем типам волн;
 Б – совмещенное изображение четырех границ модели

Литература

1. А.А. Табаков, И.Е. Солтан, А.В. Решетников, В.В. Решетников. Динамическая декомпозиция волновых полей и реконструкция модели среды при обработке данных ВСП. Материалы научно-практической конференции «Гальперинские чтения-2002». 2002. С. 12-13.
2. А.В. Решетников, В.В. Решетников, А.А. Табаков, В.Л. Елисеев. Применение лучевого метода в задаче динамической декомпозиции волновых полей и реконструкции модели по данным ВСП. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 66-70.

ОЦЕНКА СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ СРЕДЫ ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ИНВЕРСИИ ГОДОГРАФОВ ВСП

Ю.А. Степченков*, А.В. Решетников*,
 П.Л. Лукачевский**, С.В. Иванов**, В.В. Поволоцкий**
 *СПбГУ, г. Санкт-Петербург,
 ** ЗАО «Компания «Газ и Нефть»», г. Москва

Определение сейсмических скоростей и геометрии отражающих границ в околоскважинном пространстве является одной из основных задач, решаемых методом ВСП. Обычно для этого применяют процедуру обращения годографов, состоящую в подборе

оптимальных параметров модели среды, обеспечивающих минимальную невязку времен между модельным и наблюдаемым годографами. В случае горизонтально-слоистой модели среды удается определить и глубины залегания пластов, и скорости в них, разбив задачу на две независимые подзадачи. Имея дело со сложнопостроенными средами, ввиду возрастающей сложности процедуры инверсии, как правило, приходится ограничиваться восстановлением только одной группы параметров: значений скоростей или конфигурации границ раздела.

Задача уточнения строения сейсмических границ путем инверсии годографов ВСП успешно решается для однородно-слоистой изотропной модели среды с границами раздела, аппроксимируемыми полиномами [1]. Однако в силу ограниченности апертуры метода ВСП невозможно адекватно восстановить геометрию сейсмической границы на больших удалениях от скважины [3]. Кроме того, в процессе подбора параметров при решении прямой кинематической задачи часто необходимо учитывать латеральные вариации скоростей в верхней части разреза.

Система наблюдений 2D+ВСП [5] обеспечивает совместную регистрацию упругих колебаний на поверхности и в забое глубокой скважины. Значительная по сравнению с методом ВСП апертура наблюдений позволяет решать задачу на уточнение строения скоростной модели двумерной среды при помощи оптимизационного решения обратной кинематической задачи ВСП на просвечивание [2] по годографам глубинного прибора (рис. 1). При этом наличие данных наземных наблюдений 2D позволяет использовать имеющиеся надежные технологии для построения детальной скоростной модели среды с учетом вертикальных и горизонтальных градиентов скоростей, которая затем будет взята в качестве начального приближения.

На рис. 2-4 представлены результаты решения задачи на уточнение структуры кровли соляного купола по годографам прямой волны, зарегистрированной глубинным зондом ВСП. Для построения нулевого приближения (рис. 2) использовалась информация о скоростной модели среды, полученная по данным 2D из пакета обработки геофизических данных GEODEPTH (Paradigm Geophysical). Далее в процессе минимизации среднеквадратичной невязки зарегистрированного годографа по данному профилю с годографом, рассчитанным по модели, после ряда проделанных итераций была получена уточненная модель среды (рис. 3). Расчет

модельного годографа осуществлялся на основе лучевого метода с применением алгоритма слежения лучей в градиентных средах [6]. Графики невязок годографов по начальной и уточненной модели приведены на рис. 4. После уточнения строения целевой границы невязки времен, на начальном приближении достигавшие 50 мс, не превышают 1 мс.

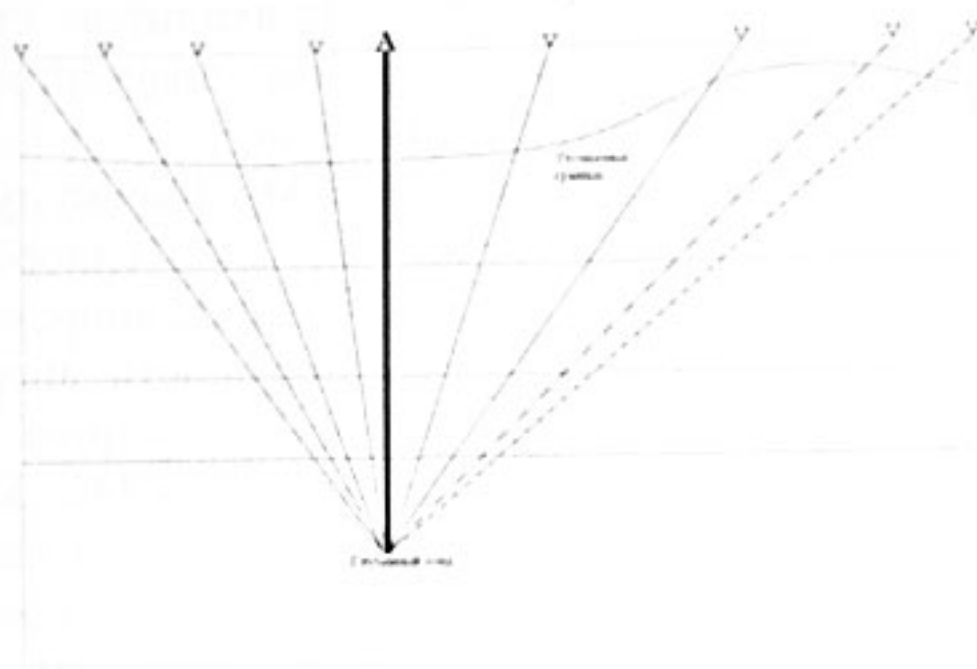


Рис.1 Схема регистрации глубинным зондом ВСП в методике наблюдений 2D+ВСП

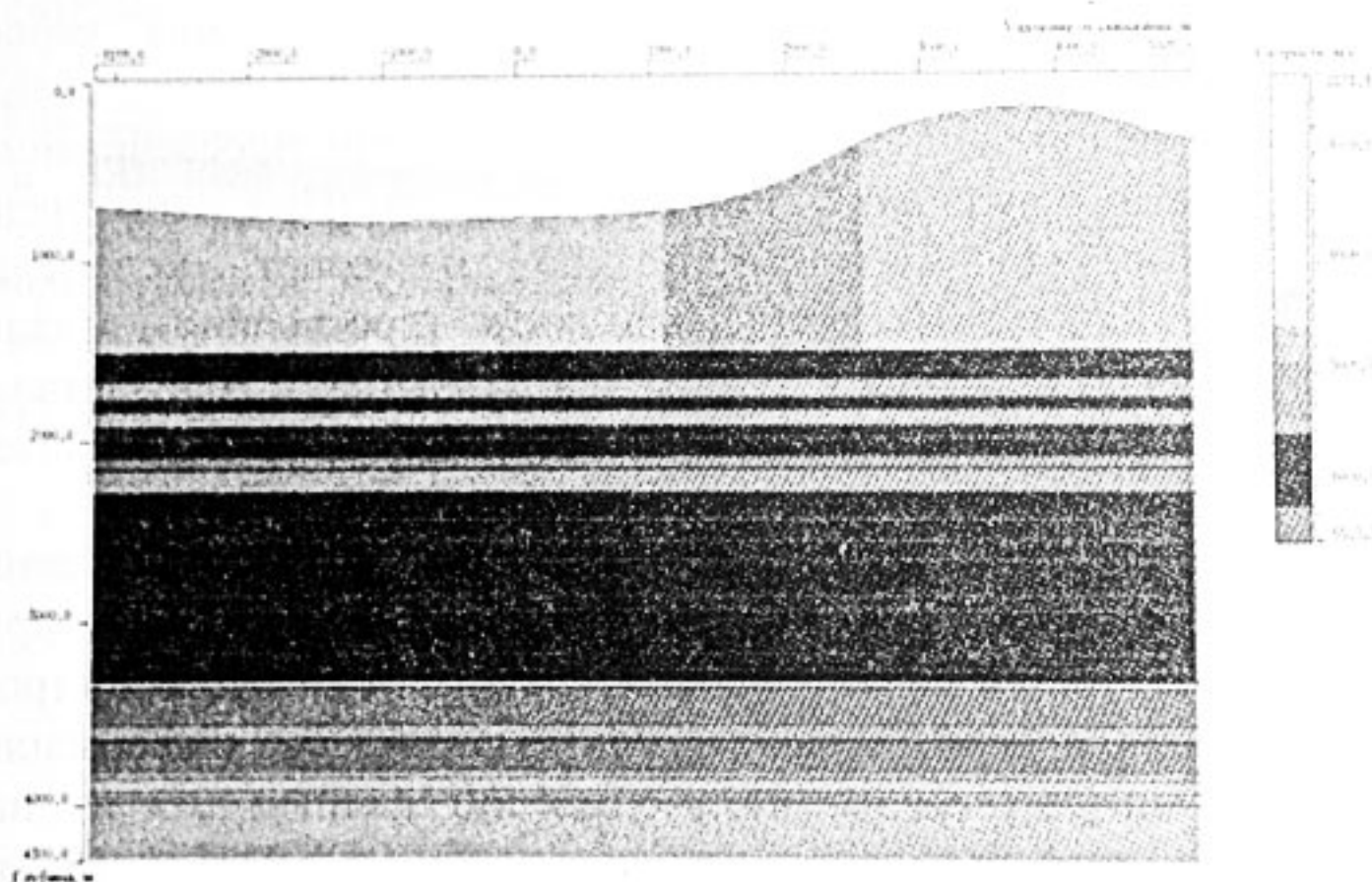


Рис.2 Скоростная модель среды, взятая в качестве начального приближения

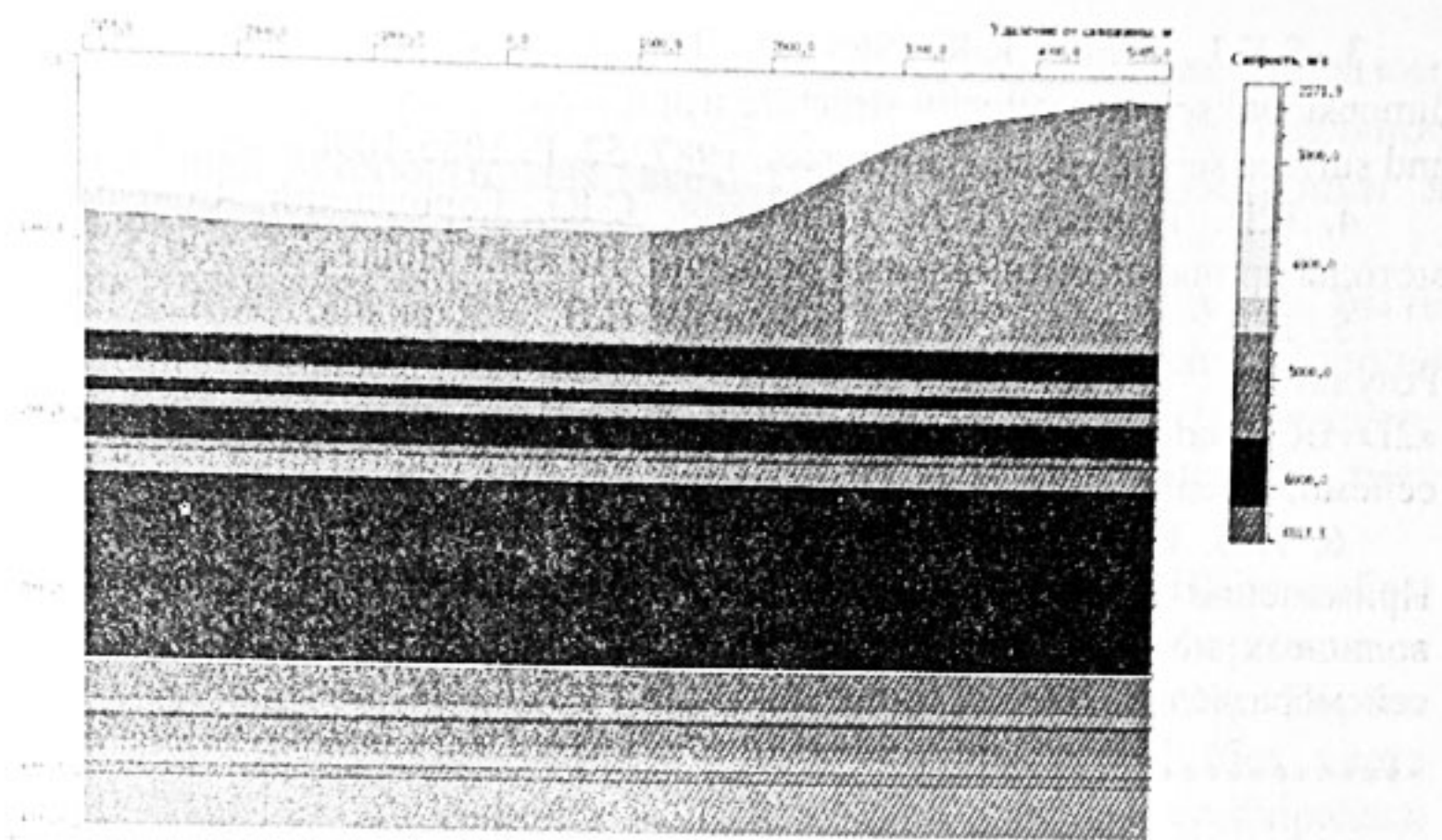


Рис.3 Уточненная скоростная модель среды

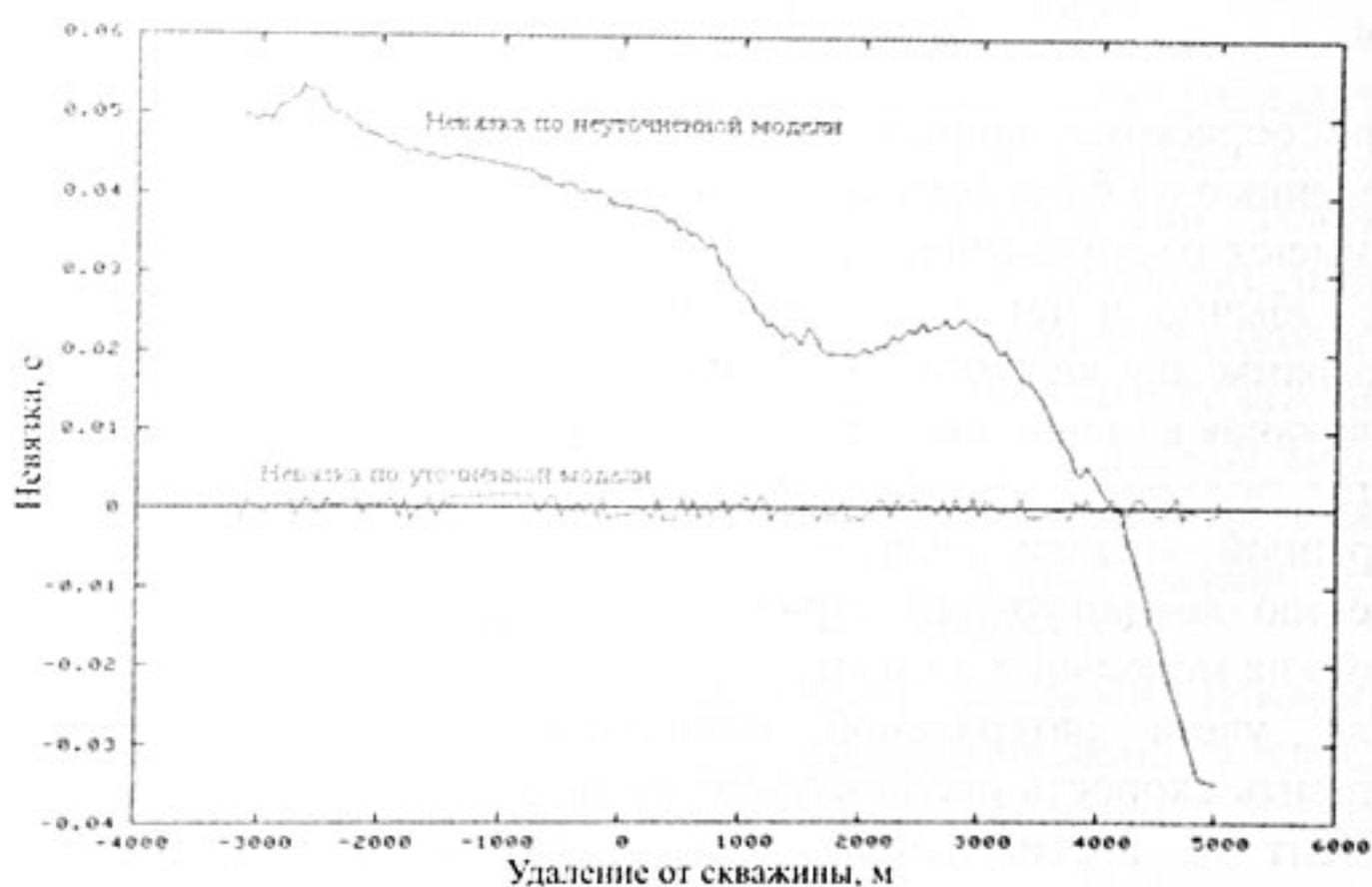


Рис.4 Точечные невязки времен модельного и зарегистрированного годографов до и после оптимизации модели среды

Литература

1. И. В. Савин, Г. А. Шехтман. Обратная кинематическая задача ВСП для сред с неплоскими границами раздела. 1994.
2. Г.А. Рыжиков, В.Н. Троян. Томография и обратные задачи дистанционного зондирования. СПб. 1994.

3. S.K.L. Chiu, R.R. Stewart. Tomographic determination of three-dimensional seismic velocity structure using well logs, vertical seismic profiles, and surface seismic data. *Geophysics*. 1987. 52. P. 1085-1098.

4. В.П. Гергель, В.А. Гришагин, С.Ю. Городецкий. Современные методы принятия оптимальных решений. Нижний Новгород. 2001.

5. К.В. Баранов, В.С. Бикеев, Н.В. Стариков, А.А. Табаков. Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири. *Технологии сейсморазведки*. 2004. 1. С. 19-22.

6. А.В. Решетников, В.В. Решетников, А.А. Табаков, В.Л. Елисеев. Применение лучевого метода в задаче динамической декомпозиции волновых полей и реконструкции модели по данным ВСП. *Технологии сейсморазведки*. 2004. 1. С. 66-70.

ОЦЕНКА И УЧЕТ АНИЗОТРОПИИ СКОРОСТЕЙ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ВСП

В.В. Помазанов, В.А. Редкоп.
ООО «ВимСейс Технология», г. Москва

При обработке данных НВСП значения пластовых скоростей, определенные по ближнему и удаленным пунктам возбуждения (ПВ), часто имеют расхождения, связанные с азимутальной анизотропией среды. Обычно в таких случаях при глубинных преобразованиях сейсмограмм для каждого ПВ применяется своя скоростная модель, учитывающая изменчивость скоростей [1].

Этот подход не лишен недостатков, так как даже при хорошо подобранной модели недоучет анизотропии может привести к искажению конфигураций отражающих горизонтов, как это будет показано на модельных данных.

Для учета латеральной изменчивости среды предлагается представить скорость распространения падающей волны в виде двух компонент – вертикальной (V_z) и горизонтальной (V_x), что соответствует представлению анизотропии в эллиптическом приближении [2]. При равенстве вертикальной и горизонтальной компоненты ($V_z=V_x$) среда будет изотропной.

Так как для ближнего ПВ падающая волна распространяется практически вертикально, в этом случае определяется только компонента (V_z). При определении значений скоростей на удаленных ПВ вертикальная составляющая считается известной и не изменяется ($V_z=const$), а анизотропия учитывается корректировкой

горизонтальной составляющей скорости (V_x). Таким образом, получается единая скоростная модель с одинаковой вертикальной составляющей скорости для всех ПВ и учетом анизотропии в направлении каждого ПВ.

Для проверки правильности предложенного подхода были сформированы синтетические сейсмограммы ВСП, моделирующие распространение упругих волн в анизотропной среде. При расчете использовалась горизонтально-слоистая модель, состоящая из трех горизонтов.

По синтетической сейсмограмме (для удаленного ПВ) способом дискретной лучевой миграции была выполнена трансформация в глубинные разрезы по двум скоростным моделям (рис.1). Первая модель подбиралась по методике, изложенной в [1] (без учета анизотропии). При подборе второй модели сначала подбиралась вертикальная составляющая скорости V_z по ближнему ПВ. Затем, считая вертикальную компоненту известной, подбиралась горизонтальная компонента V_x .

В первом случае не учет анизотропии сказывается в виде некоторых искажений конфигурации отражающих горизонтов на значительном удалении от скважины. Во втором случае глубинный разрез достаточно точно соответствует изначально заложенной горизонтально-слоистой модели. Полученный результат позволяет говорить о большей эффективности предложенной методики учета анизотропии скоростей по сравнению с традиционным подходом.

Методика прошла опробование на реальных данных ВСП. Для сейсмограммы, полученной от удаленного пункта возбуждения (удаление 1090 м.) были подобраны две скоростные модели: первая – без учета анизотропии, вторая – с учетом таковой.

После выделения отраженных волн на исходной сейсмограмме полученное волновое поле было трансформировано в глубинные разрезы по описанным скоростным моделям. Результаты преобразования представлены на рис. 2.

На рис. 2а отражающие горизонты на значительном удалении от скважины имеют неестественный наклон вниз. На рис. 2б эти же горизонты представляют собой более пологую структуру, что согласуется с геологическими представлениями и данными наземной сейсмики.

Методика также позволяет получить некоторые количественные оценки параметров трехосного эллипсоида анизотропии. При подборе скоростной модели для каждого ПВ определяется горизонтальная

составляющая скорости в каждом пласте, что позволяет в конечном итоге оценить коэффициенты анизотропии для каждого пласта и строить эллипсоиды анизотропии в пространстве.

Для примера представлена скважина с шестью удаленными ПВ и одним ближним. Удаленные ПВ располагаются по два на каждое из трех направлений проведения работ и имеют разные выносы. Таким образом, имеется возможность дважды определить параметры анизотропии по каждому направлению. На рис.3 представлены эллипсы анизотропии, определенные в четырех пластах по данным разных ПВ. Из рисунка видно, что оценки анизотропии для двух случаев весьма схожи, а некоторая разница объясняется погрешностью определения скоростей.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что учет анизотропии по предложенной методике позволяет получать более достоверные данные при получении глубинных разрезов НВСП, а также оценивать параметры анизотропии в пластах.

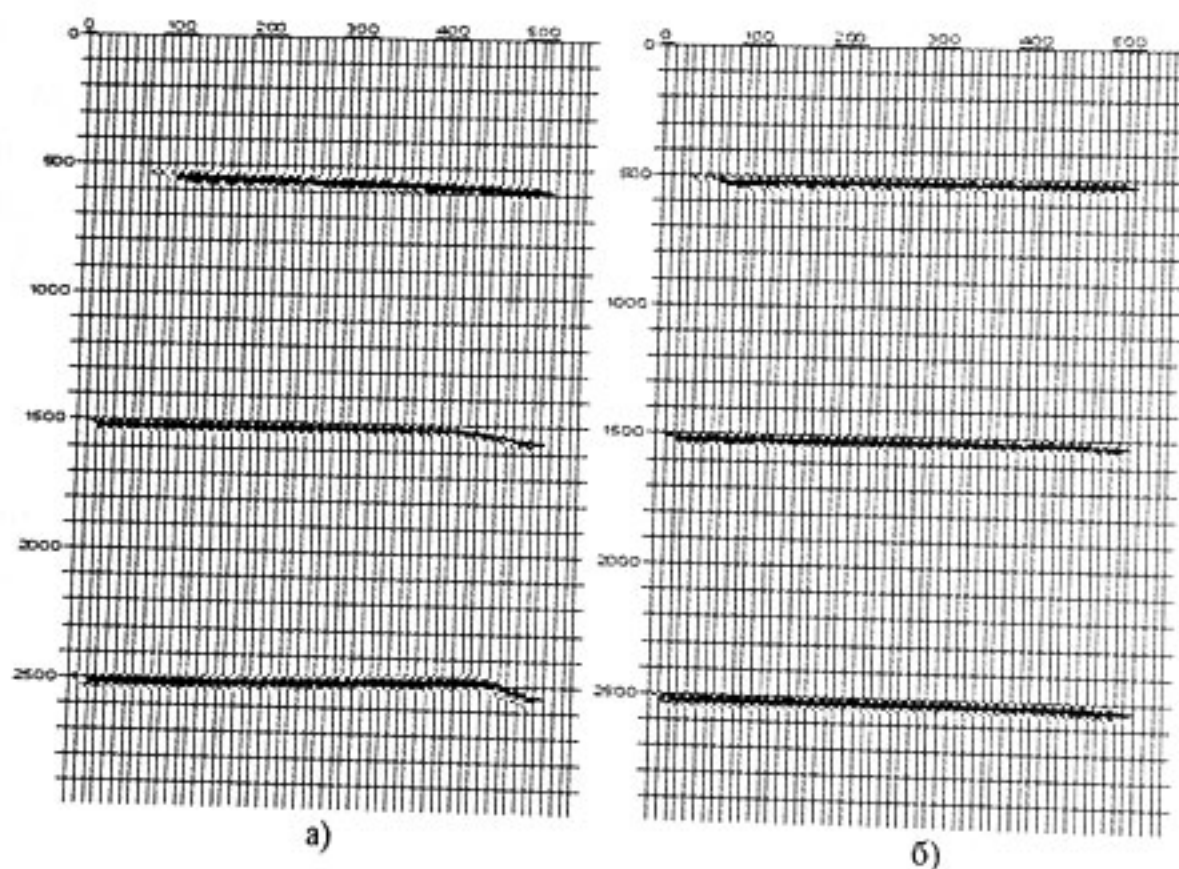


Рис. 1. Глубинные разрезы, полученные по модельным данным
а) Скоростная модель, не учитывающая анизотропию.
б) Скоростная модель с учетом анизотропии.

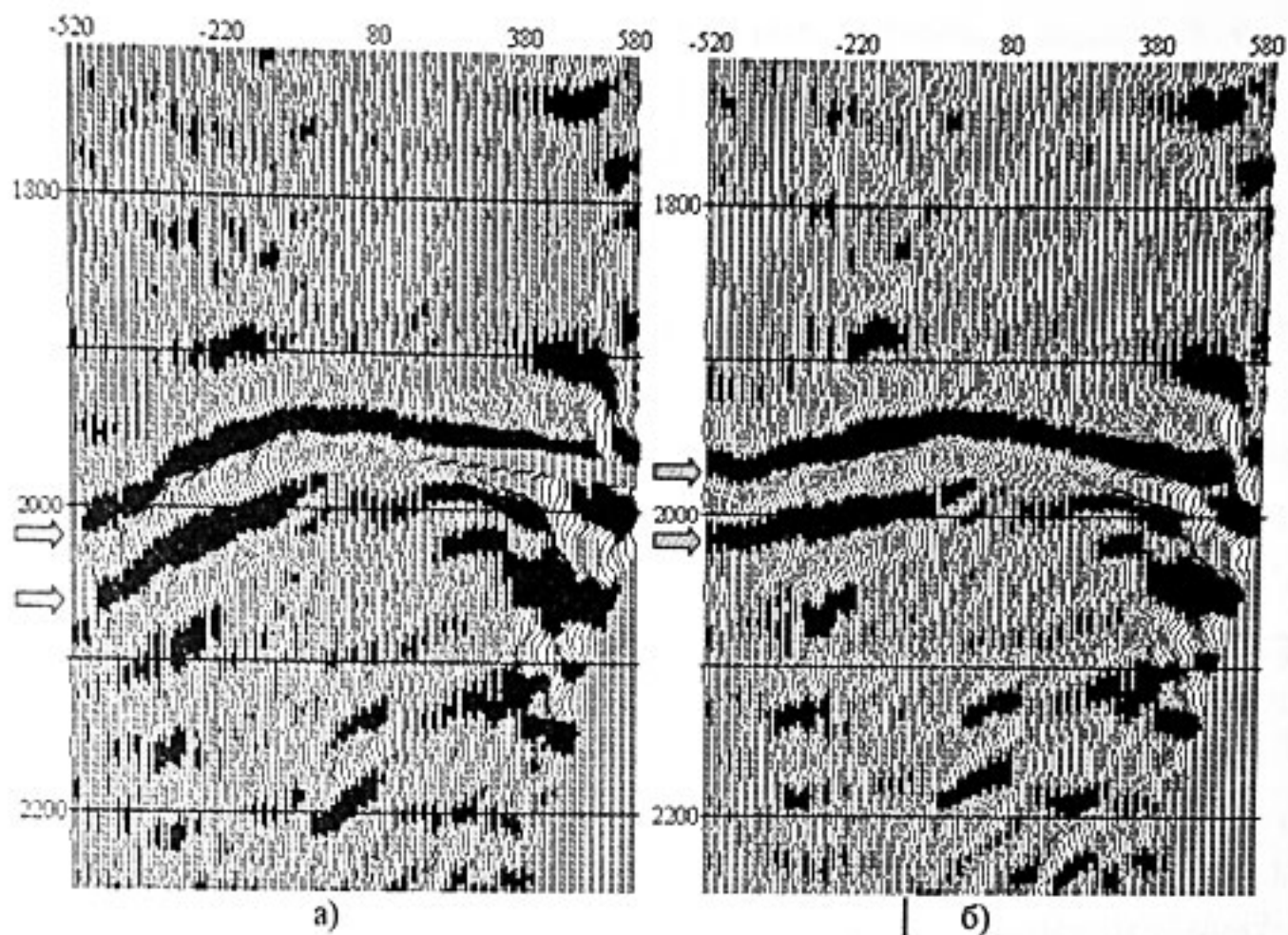


Рис. 2 Фрагменты глубинных разрезов. Удаление ПВ 1090 м.
 а) Скоростная модель, не учитывающая анизотропии.
 б) Скоростная модель с учетом анизотропии

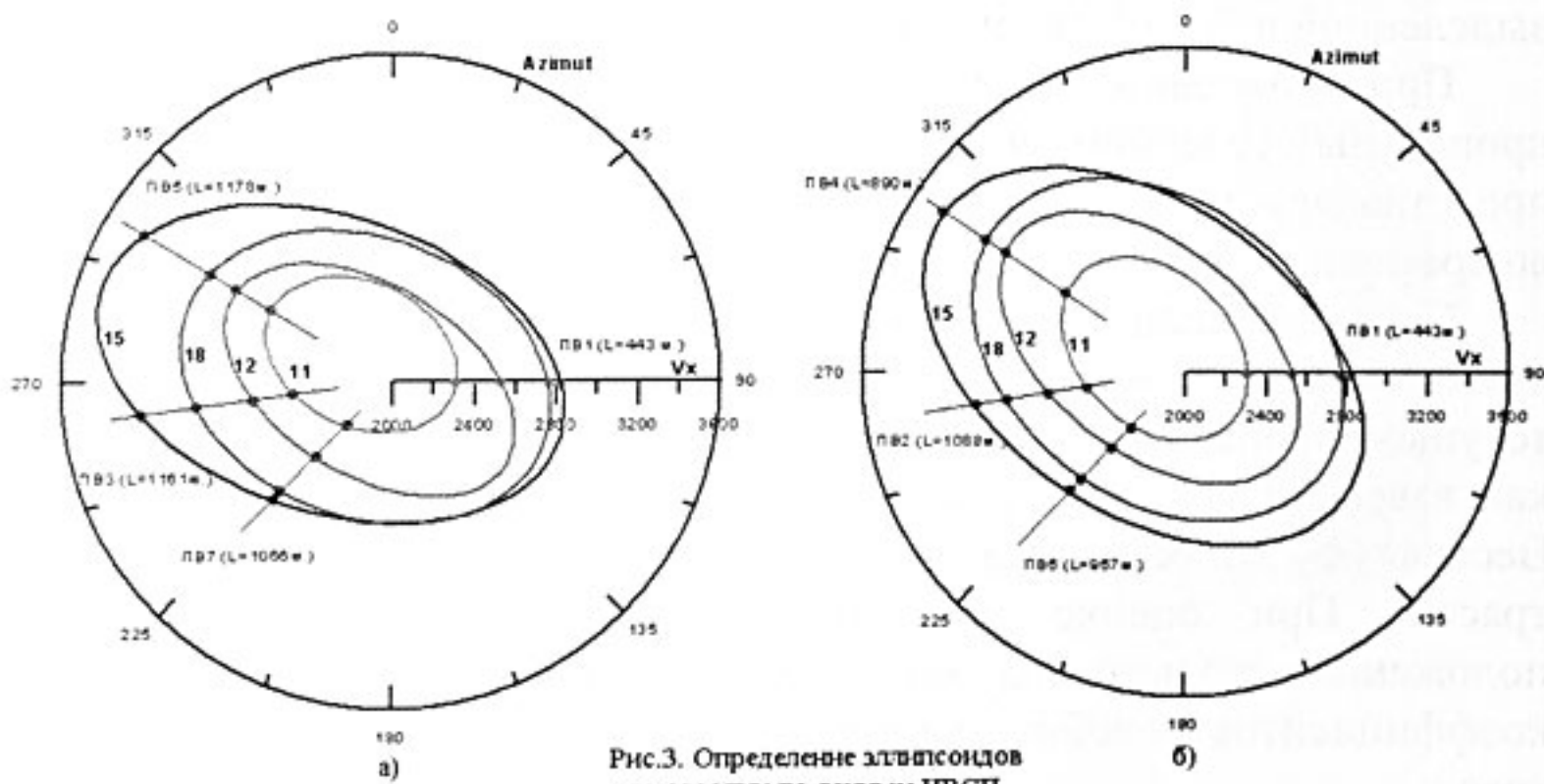


Рис.3. Определение эллипсоидов анизотропии по данным НВСП.

Литература:

1. Решение задач обработки ЗС ВСП с использованием пакета «Вимсейс». В.А. Редкоп, А.А. Тихонов. Гальперинские чтения - 2002 (Научно-практическая конференция на тему: "Состояние и перспективы развития метода ВСП"), Тезисы докладов, Москва, 2002.

2. Measurement of azimuthal anisotropy parameters for reservoir study. Brodov L.U., Cllet Ch., Kuznetsov V.M., Marin D., Michon D., Tikhonov A.A., 1990 Exp. Abstr. 4th. Int. Workshop on Seismic Anisotropy, Edinburgh.

ВЫДЕЛЕНИЕ РЕГУЛЯРНЫХ ВОЛН НА ФОНЕ ИНТЕНСИВНЫХ ПОМЕХ МЕТОДОМ «ПОЛИКОР»

А.В. Копчиков*, В.Н. Ференци*, А.А. Табаков**, А.В. Решетников***

*ООО «ГЕОВЕРС» **ОАО «ЦГЭ», г.Москва,

***СПбГУ г.Санкт-Петербург.

При наличии интенсивных помех в исходных волновых полях ВСП процедура селекции волн с заданными кажущимися скоростями может оказаться затруднительной и приводить к некачественным результатам, дальнейшее использование которых было бы невозможно. Распространенными методами селекции являются алгоритмы линейного или весового суммирования по направлению кажущейся волны. Такие алгоритмы эффективно подавляют случайные шумы, но чувствительны к регулярным помехам. В частности, метод медианной фильтрации искажает спектр выделенной волны, наводя высокочастотные шумы.

При использовании метода «ПОЛИКОР» устойчивость процедуры селекции удастся повысить. Алгоритм «ПОЛИКОР» представляет собой усиление медианной фильтрации за счет работы во временном окне, а не с каждым отсчетом в отдельности.

Селекция волн с заданной кажущейся скоростью производится в двумерном окне (по глубине и времени), скользящем по глубине. При текущем положении окна трасса выделенной волны рассчитывается как взвешенная сумма с весовой функцией, зависящей от времени. Весовая функция рассчитывается в скользящем окне для каждой трассы. При оценке весовой функции подобия для каждого положения скользящего по времени окна вычисляется матрица коэффициентов подобия, и назначаются веса для всех суммируемых трасс:

$$W_i(t) = \frac{1}{N} \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^N \max_{\tau} (\Phi BK_{ij}(\tau)),$$

где I, j – номер трассы в базе, t – текущее положение скользящего временного окна, N – число трасс в базе.

Таким образом, предпочтение отдается интервалам трасс с наилучшим подобием формы записи. На рис. 1 показано волновое поле ВСП, в диапазоне глубин 1200-1600 м осложненное интенсивной

регулярной помехой с энергией, в три раза превышающей уровень полезного сигнала. Результаты разделения полей падающих и отраженных волн с применением процедуры селекции по алгоритму линейного суммирования-вычитания и алгоритму «ПОЛИКОР» представлены на рис. 2 и рис. 3 соответственно. Динамические характеристики волн, полученных методом суммирования-вычитания, искажены помехой (рис. 2А, 2Б), а в остатках присутствуют следы выделяемых волн (рис. 2В). В результате селекции по алгоритму «ПОЛИКОР» вся энергия помехи сосредоточилась в поле остатков (рис. 3В), практически не оказав влияния на полезные волны (рис. 3А, 3Б).

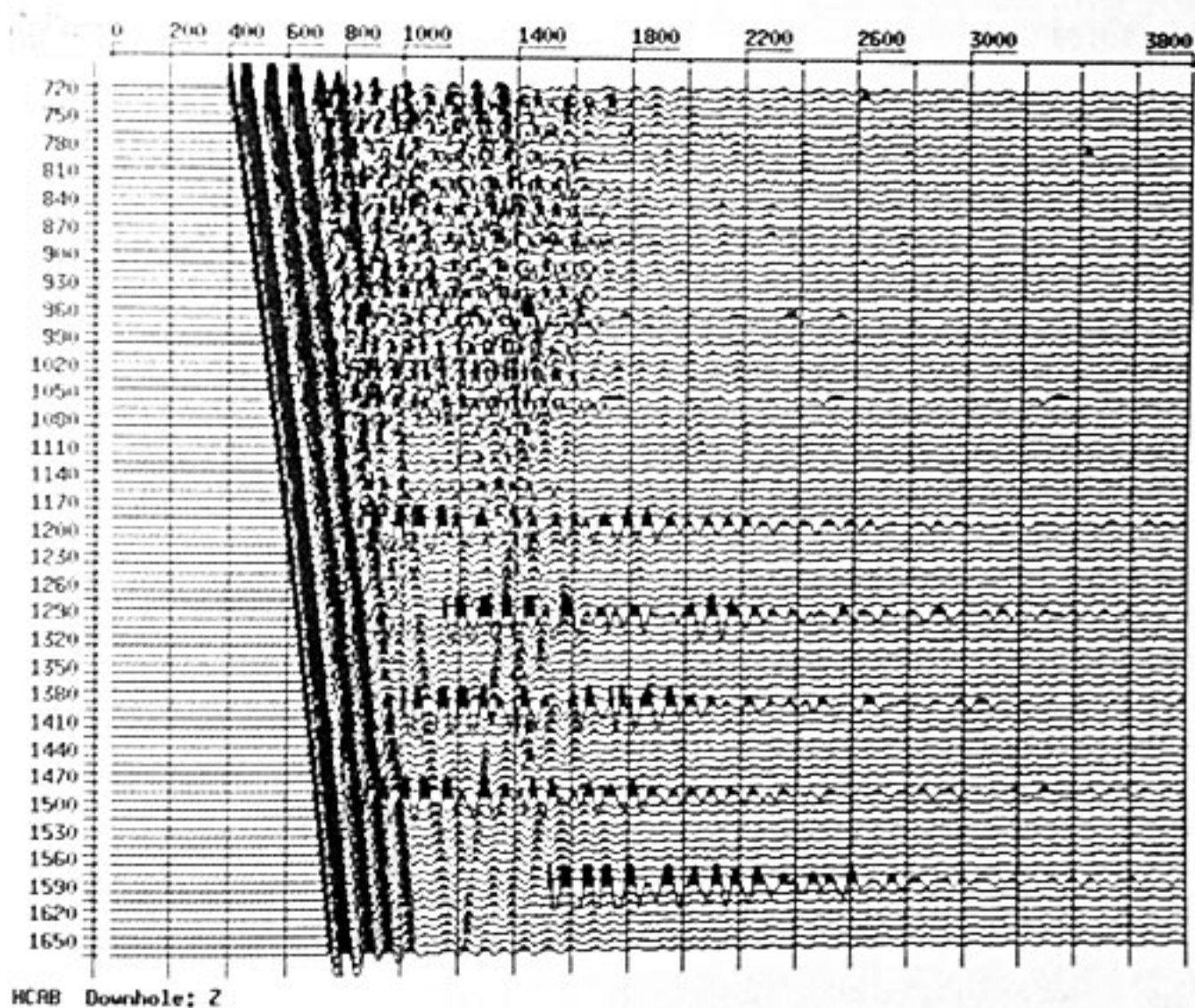
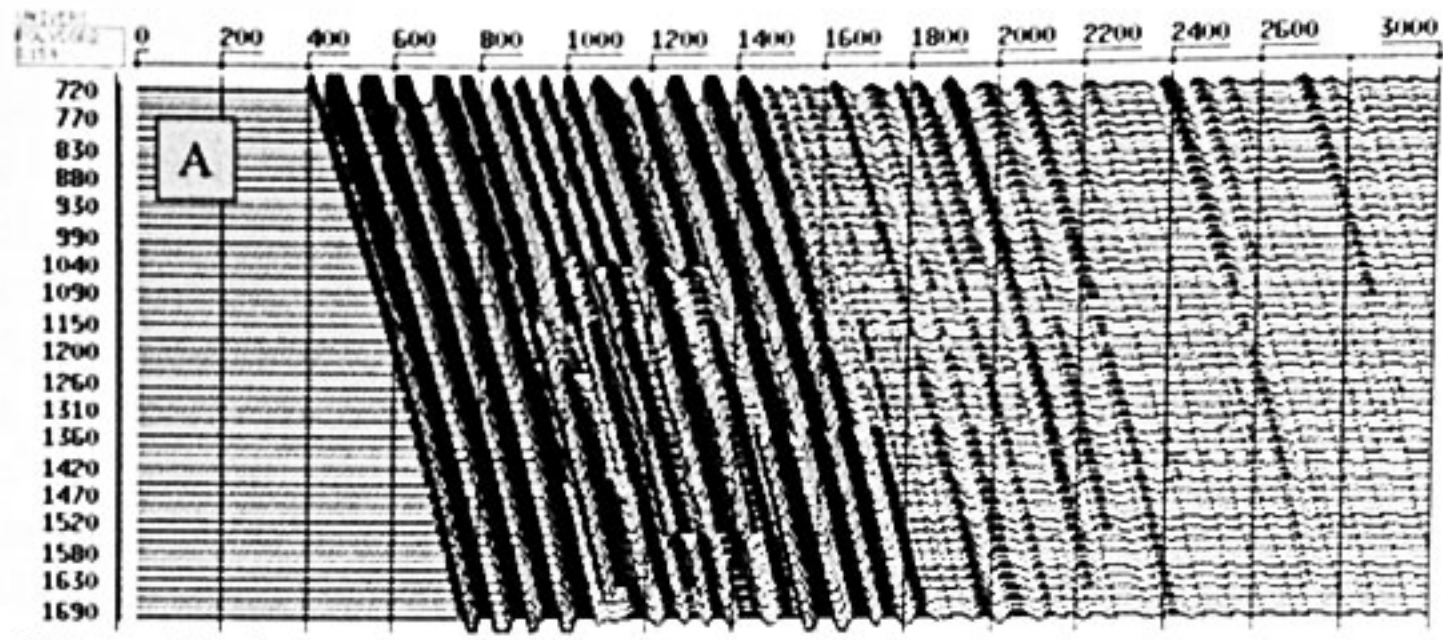
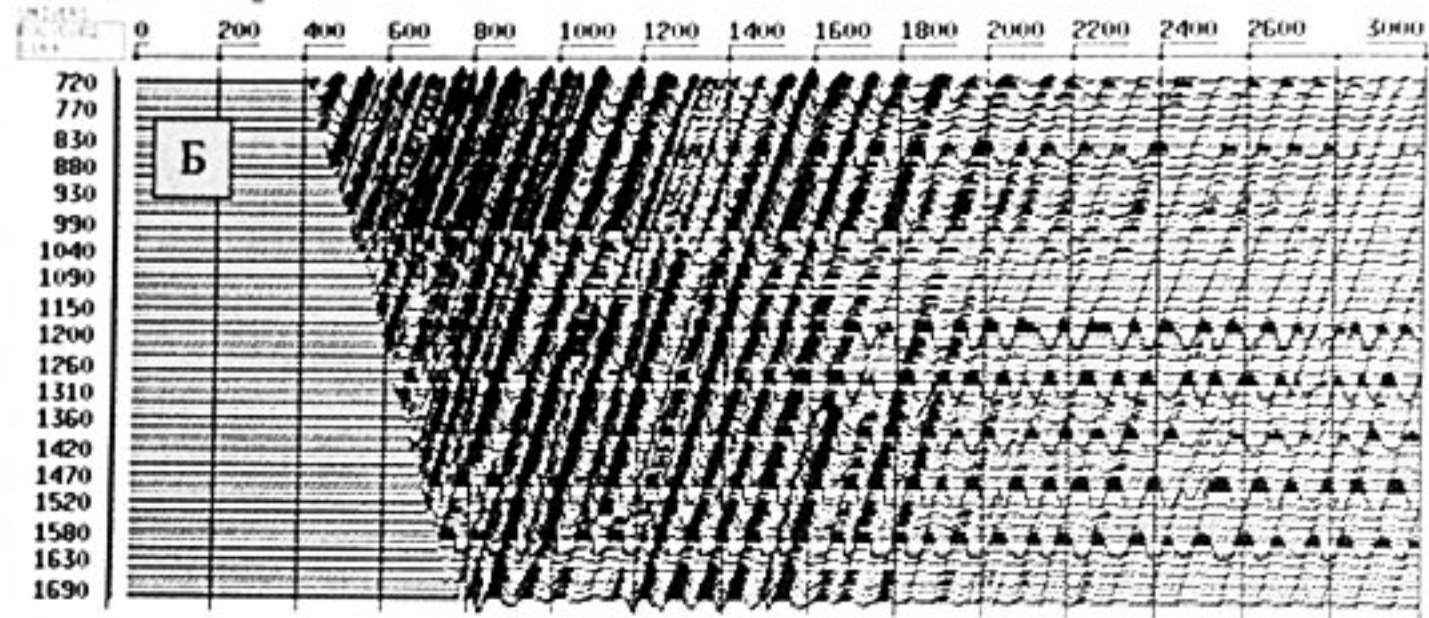


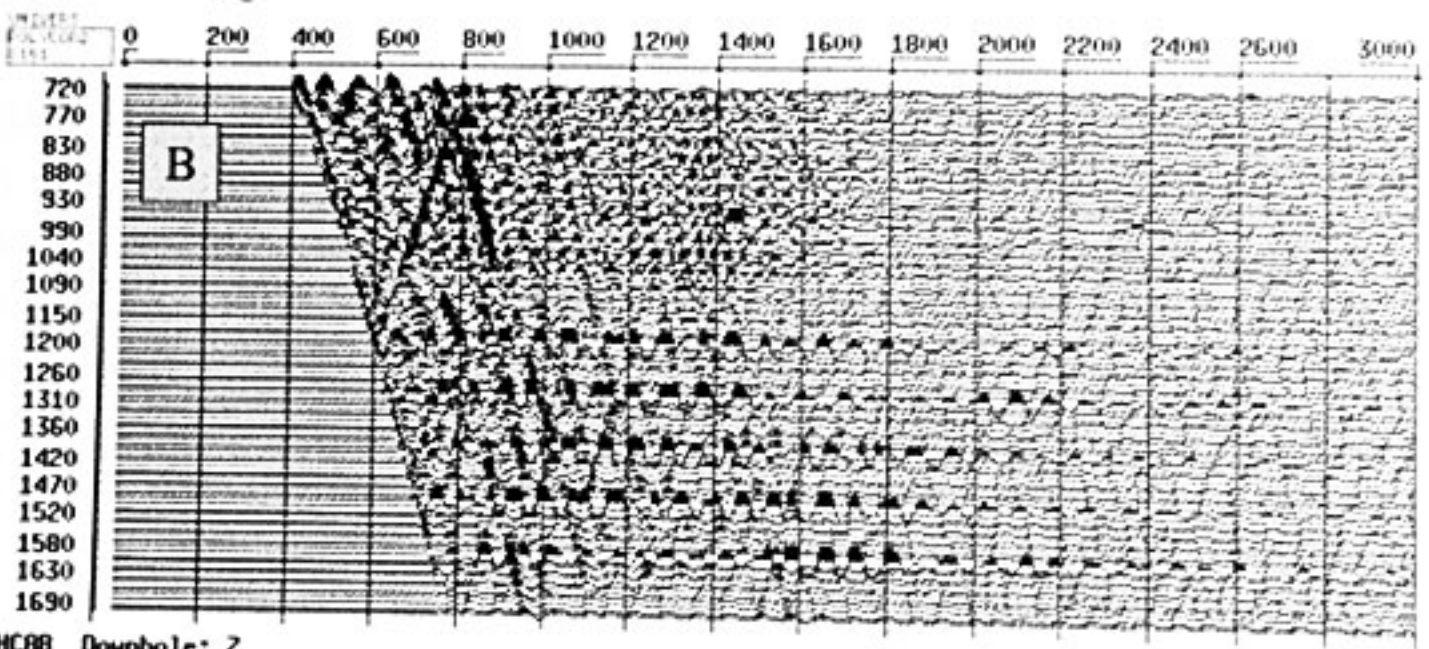
Рис.1 Исходное волновое поле ВСП;



HCAB Downhole: 2



HCAB Downhole: 2



HCAB Downhole: 2

Рис.2 Результаты селекции по алгоритму линейного суммирования-вычитания (А – поле падающих волн, Б – поле отраженных волн, В – поле остатков);

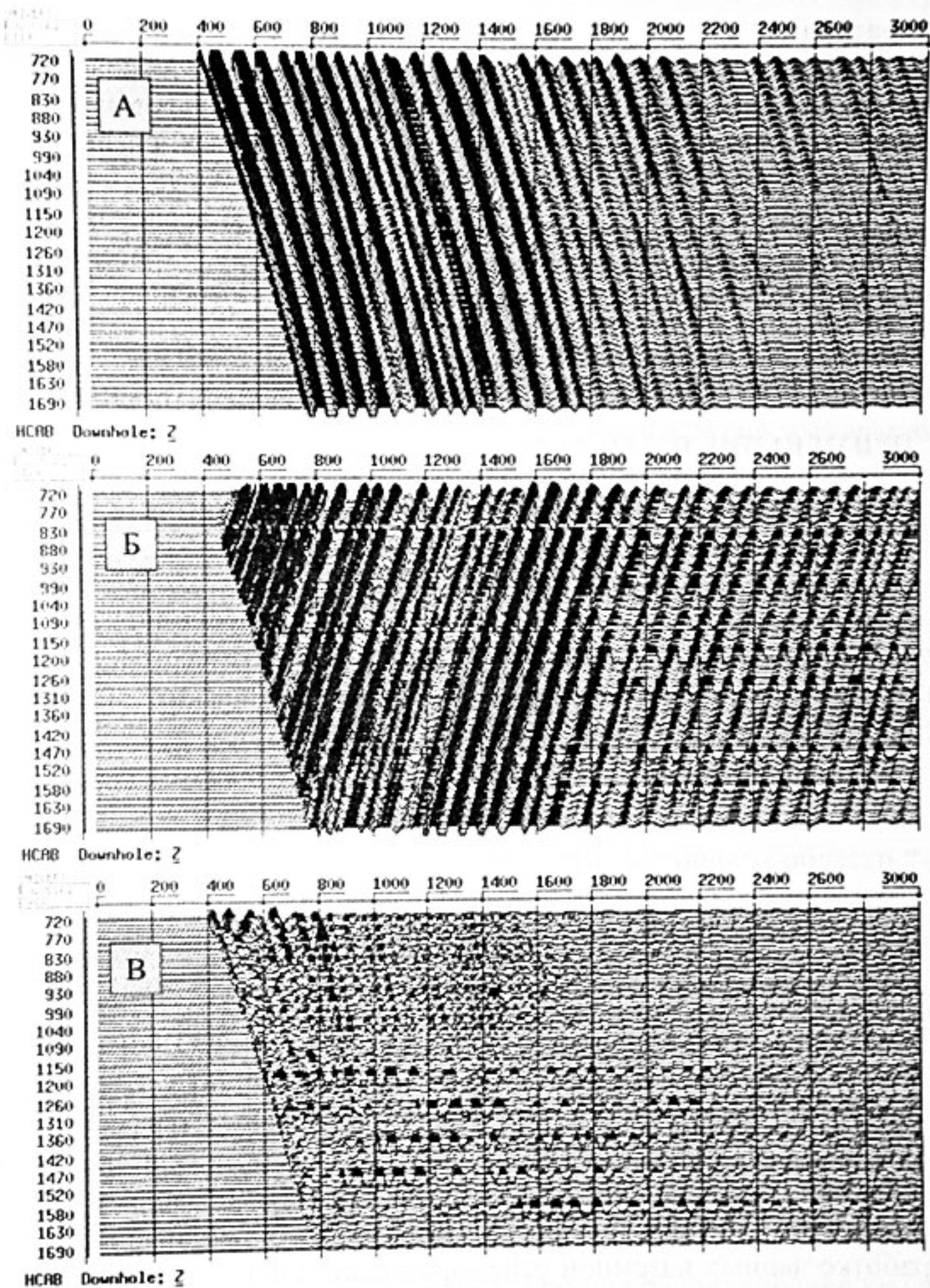


Рис.3 Результаты селекции по алгоритму «ПОЛИКОР» (А – поле падающих волн, Б – поле отраженных волн, В – поле остатков).

Литература

1 Баранов К.В., Душутин А.К., Ференци В.Н. Селекция волновых полей ВСП с использованием кинематического моделирования, Тезисы докладов международной конференции молодых ученых, специалистов и студентов «ГЕОФИЗИКА – 2001», Новосибирск, 2001, С. 96;

2 Добринский В. И., Бушенков Ю. Н. Алгоритм волновой селекции при вертикальном сейсмическом профилировании. Математические проблемы геофизики: прямые и обратные задачи, Новосибирск, 1986, С. 20–27.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ τ - p - q ДЛЯ СЕЛЕКЦИИ ВОЛН ПО СКОРОСТЯМ В ДАННЫХ МОГ

И.В.Яковлев*, А.А.Табаков**, А.В.Баев***, А.Ю.Барков*, А.В.Копчиков*
*ООО «ГЕОВЕРС», **ОАО «ЦГЭ», ***МГУ, г.Москва.

Преобразование Радона (более известное в сейсморазведке как τ - p преобразование) – популярный математический аппарат, нашедший свое применение во многих практических областях от медицины до геофизики.

Формально прямое преобразование τ - p определяется интегралом

$$v(p, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} u(x, \tau + px) dx.$$

В применении к сейсмическим данным $u(x, t)$, где x – координаты записей, t – время, преобразование Радона означает суммирование вдоль прямолинейных направлений $t = \tau + px$, определяемых параметрами медленности p и базового времени τ . Таким образом, любые сейсмические данные, зависящие от координат x, t , могут быть отображены на плоскость τ - p , где изначально интерферирующие волны с различными кажущимися медленностями или временами вступлений отделены друг от друга. Это свойство позволяет успешно использовать преобразование Радона и его модификации при обработке данных наземной сейсморазведки для подавления кратных волн и других когерентных шумов.

Данные МОГ (метод обращенных годографов, walkaway VSP) представляют собой записи с нескольких точек глубинного зонда, полученные вдоль профиля возбуждения. Специфика данных МОГ заключается в том, что они описываются двумя пространственными координатами. Это позволяет рассматривать двумерное

преобразование (или суперпозицию преобразований) τ - p - q , введя второй параметр кажущейся медленности q :

$$v(p, q, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} u(x, z, \tau + pz + qx) dz dx.$$

Ввиду того, что при различных удалениях ПВ условия возбуждения и, следовательно, характеристики сигнала могут существенно варьироваться, селекцию волн по скоростям в данных МОГ представляется более корректным проводить в вертикальном направлении (по параметру p), сгруппировав данные по положению ПВ и образовав множество наборов данных ВСП на небольшой (порядка 100 м, 6-10 трасс) апертуре, а в горизонтальном направлении при селекции по параметру q использовать скользящую базу такого же порядка.

На маленькой базе традиционные для ВСП методы корреляции, энергетической фильтрации и вычитания оказываются неэффективными, так как выборка из 10 трасс недостаточно представительна. С другой стороны, именно на малой апертуре годографы волн могут считаться прямолинейными, что делает удобным применение преобразования τ - p .

Ограниченная апертура исходных данных имеет свои недостатки и в случае τ - p разложения. Каждое сконцентрированное в области τ - p событие (волна) при ограничении диапазона данных по пространственной координате «размазывается» вдоль оси p из-за появления значительных линейных артефактов, количество которых равно количеству N записей на базе, а амплитуда в N раз меньше амплитуды основного события (рис. 1). При введении двумерного τ - p - q преобразования картина еще более усложняется, так как каждое ложное событие в плоскости τ - p порождает новые в пространстве τ - p - q (рис. 2). Такие артефакты препятствуют корректному определению параметров волн и, кроме того, приводят к искажению формы импульса при обратном преобразовании. Для подавления артефактов обычно используется так называемая процедура деконволюции по параметру медленности [1]. Она требует регуляризации и в присутствии шумов не всегда достаточно эффективна. Поэтому в качестве альтернативы предлагается итерационный алгоритм обнаружения и выделения в области τ - p - q событий, превышающих заданный уровень дискриминации по энергии.

После того, как все волны локализованы в кубе τ - p - q , становится возможным производить выделение полезных направлений. Фильтр

строится на основе опорной скоростной модели среды, по которой для выделяемых волн рассчитываются значения кажущихся медленностей на различных временах. Затем все события, соответствующие модельной кривой распределения параметров $p(\tau)$, $q(\tau)$, подавляются, а от оставшейся части делается обратное преобразование, и сформированное таким образом поле волн-помех вычитается из исходных данных.

Представляемая методика селекции волн в данных МОГ опробована в модельных экспериментах, а также хорошо зарекомендовала себя во время обработки нескольких реальных объектов (рис. 3).

Возможно также расширение предложенного метода на три пространственных измерения в случае данных 3D ВСП.

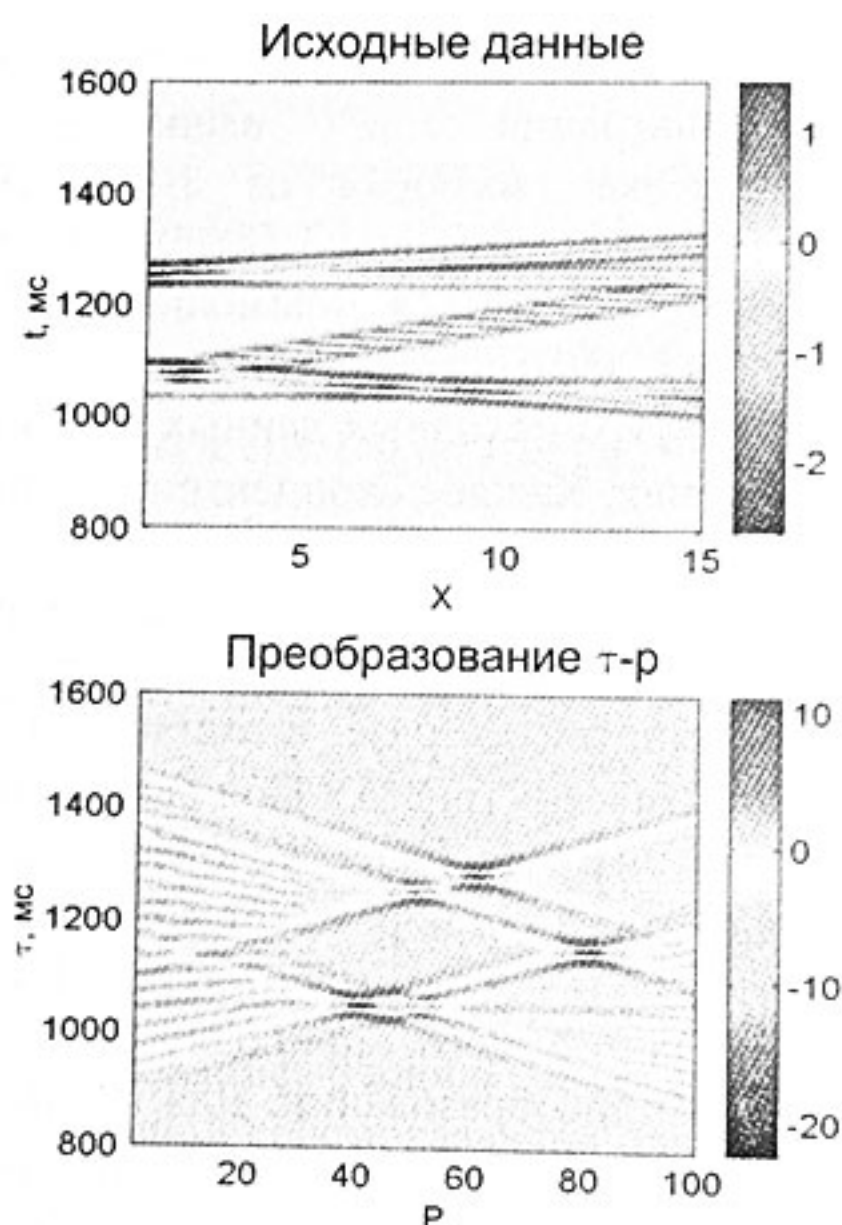


Рис.1 Артефакты преобразования τ - p на ограниченной апертуре

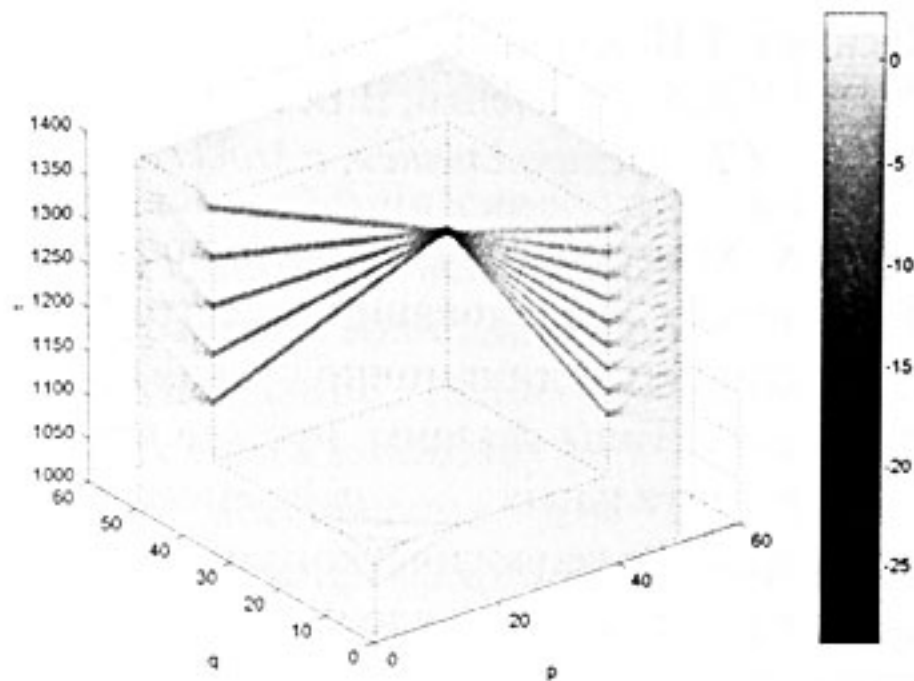


Рис.2. Двумерное τ - p - q преобразование

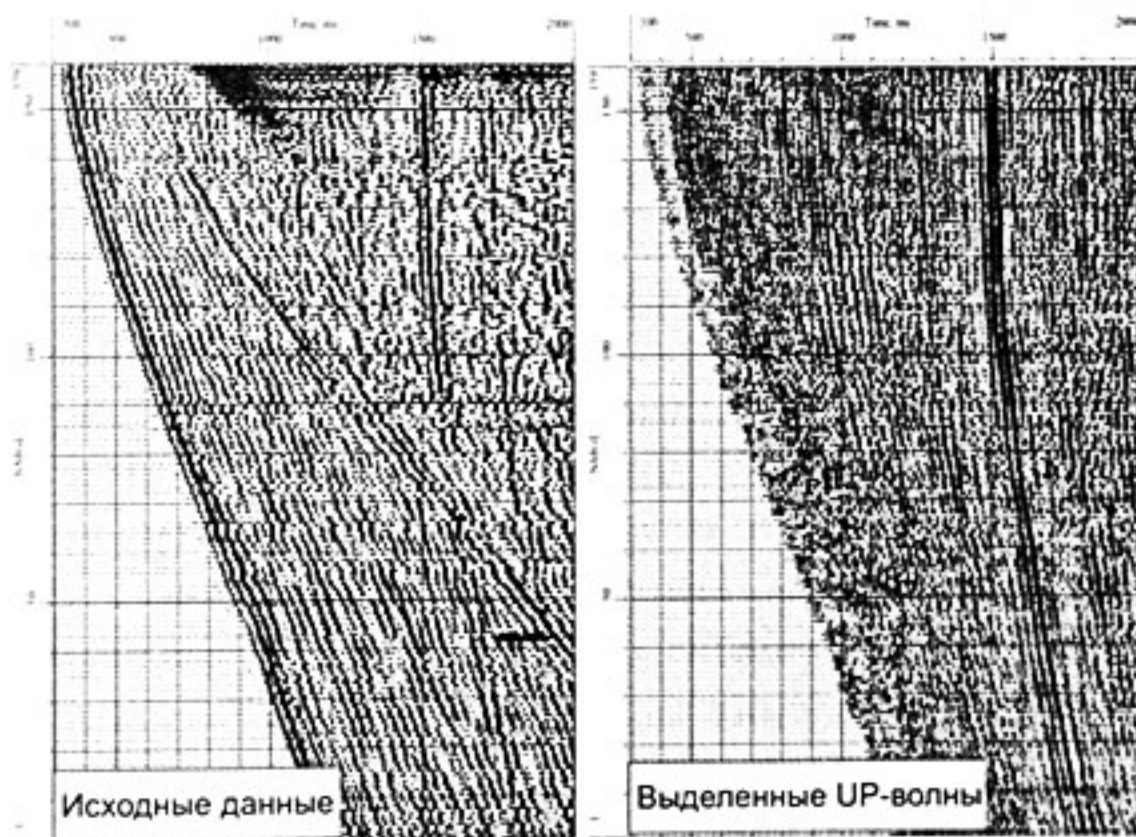


Рис.3. Результат селекции волн в данных МОГ с применением преобразования τ - p - q

Литература

1. B. Zhou, S. A. Greenhalgh. Linear and parabolic τ - p transforms revisited. Geophysics. 1994. 59. P. 1133-1149.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ 3-С ВСП ДЛЯ ПРИВЯЗКИ НАЗЕМНЫХ ДАННЫХ ОБМЕННЫХ ВОЛН.

А.Н. Касимов, Т.Н. Купцова, А.А.Тихонов, З.И. Газарян,
А.А. Шевченко, В.В. Редин.
СК «ПетроАльянс», г.Москва.

Проведение 3-х компонентных поверхностных профильных и площадных сейсмических исследований на сегодня становится одним из наиболее перспективных и динамично развивающихся направлений сейсморазведки. Перспективы связаны, прежде всего, с возможностью получения дополнительных сейсмических параметров, характеризующих строение геологического разреза.

К числу таких параметров следует отнести информацию о скоростях распространения поперечных волн, используемую при изучении литологии и пористости целевых пластов. Информация о скоростях поперечных волн необходима и при проведении AVO анализа.

Изучение литологии и пористости – комплексная задача, решаемая на основе использования данных каротажа при построении корреляционных зависимостей между измеренными комплексными геофизическими параметрами и целевыми характеристиками геологического разреза. Основой расчета комплексных параметров является отождествление полей волн разных типов (P,S,PS), зарегистрированных при сейсмических наблюдениях. Под отождествлением понимается процесс идентификации фаз волн на сейсмических разрезах. По отождествленным полям производится отсчет времен регистрации, амплитуд и видимых частот отражений, используемых для определения временного, амплитудного и частотного представления комплексного параметра γ , характеризующего, в зависимости от использованного представления, объект соответствующего ранга.

Процесс отождествления полей волн разных типов не может быть проведен без использования информации о скоростях продольных и поперечных волн. Источником такой информации являются скважинные акустические измерения на продольных и поперечных волнах и сейсмические наблюдения в скважинах (ВСП). При этом кинематическая информация о скоростях, получаемая из акустического каротажа, не является однозначной и, чаще всего, нуждается в калибровке по данным ВСП. Кроме того, использование одной только кинематической информации, без учета данных о

динамике формирования отражений, делает процесс отождествления менее однозначным.

Отождествление волн по данным 3-х компонентного ВСП имеет следующие преимущества.

1. Используются сейсмические источники, аналогичные применяемым в наземной сейсморазведке. То есть процессы генерации и распространения волн идентичны.

2. Система регистрации полей в скважине обеспечивает однозначную привязку полей к объекту.

3. Программное обеспечение для обработки наземных и скважинных данных базируется на единых принципах.

Важным моментом проведения работ ВСП для отождествления полей волн разных типов является выбор системы наблюдения. Для монотипных продольных и поперечных волн преимущественными являются наблюдения из ближнего пункта возбуждения. Особенностью обменных волн является то, что отраженные обменные волны формируются из падающих продольных волн только при падении фронта волны под углом к нормали к отражающей границе.

Это приводит к необходимости проведения наблюдений ВСП из удаленных ПВ, обеспечивающих динамически выраженные отражения волн PS от целевых горизонтов. Это же составляет и основную особенность графа комплексной обработки обменных и продольных волн с целью привязки поверхностных наблюдений, включающего следующие основные моменты.

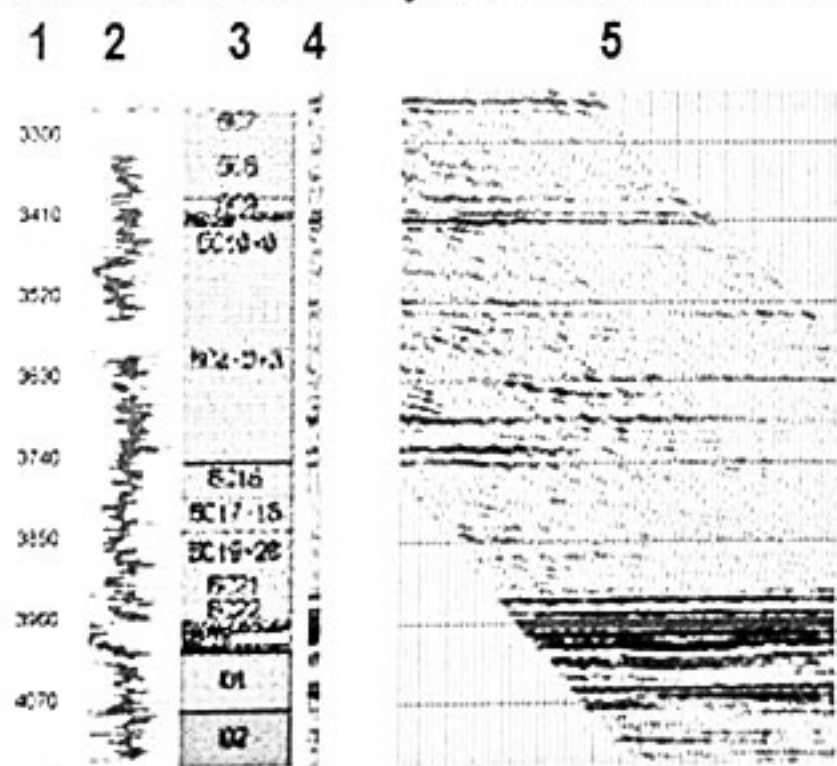
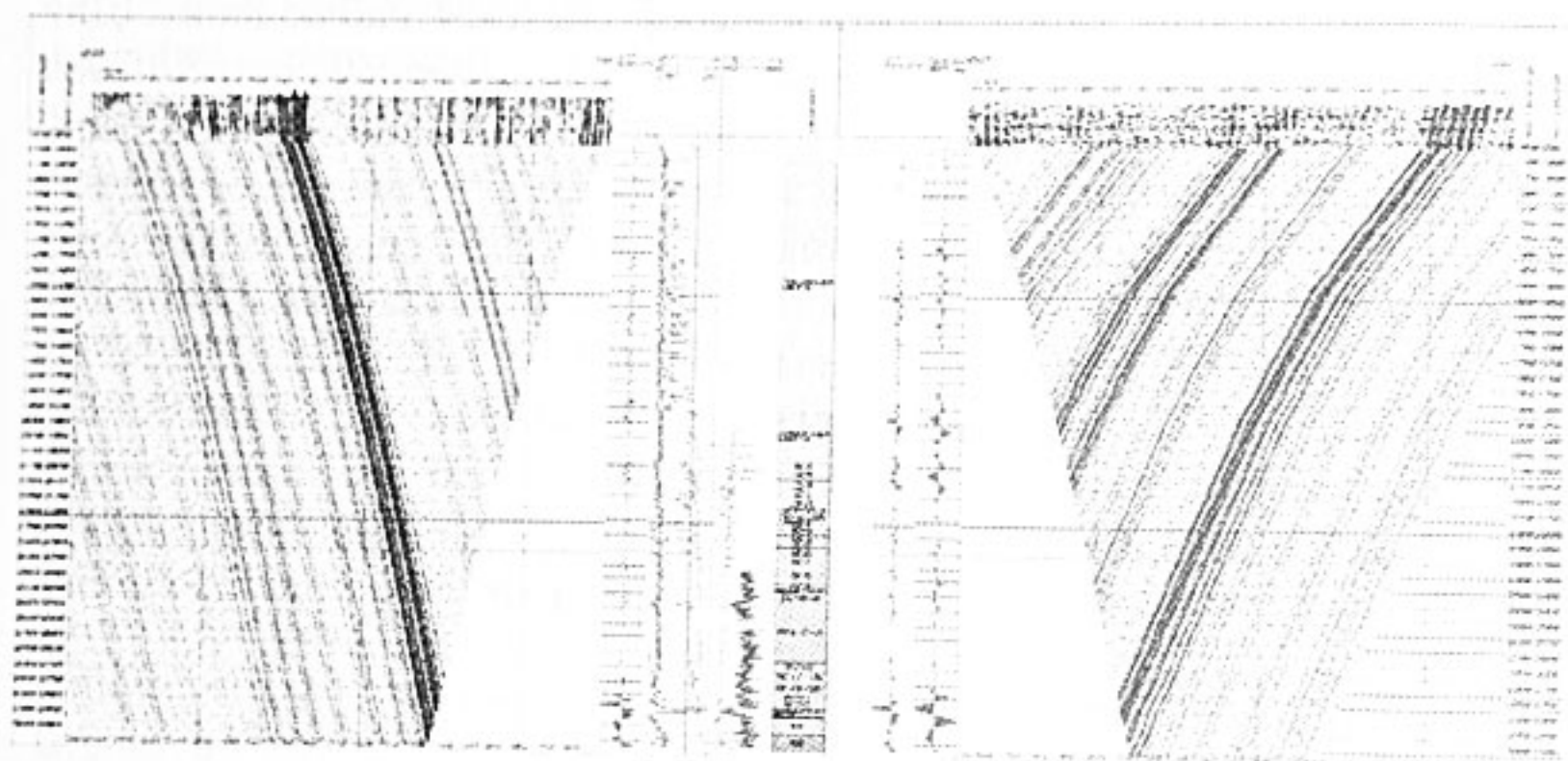


Рис.1 Пример формирования коридорной трассы PS волн (4) из приведенного к вертикали поля(5), зарегистрированного из удаленного ПВ

1. Монтаж и редакция полей.
2. Ввод статических поправок и пересчет полей на линию приведения.
3. Пересчет полей на пространственные компоненты, обеспечивающие оптимальное прослеживание целевой обменной волны.
4. Приведение формы импульса к 0-фазовому, подобному для продольных и обменных волн.
5. Выделение однократных P и PS отражений.
6. Приведение поля удаленного ПВ к "вертикали" и получение P и PS трасс корридорного суммирования. (Рис.1).
7. Продолжение полей "вверх" и сопоставление с данными поверхностной сейсморазведки. (Рис.2)



Скв. 510 Северо-Кочевский месторождение

Рис.2 Привязочный планшет по продольным и обменным волнам.

Литература.

1. Добрынин С.В., Касимов А.Н., Тихонов А.А. Применение и развитие идей Е.И.Гальперина при проведении многокомпонентных наблюдений. Гальперинские чтения 2001., сборник рефератов.
2. Stenin V.P., Kasimov A.N., Tikhonov A.A., Fractured Layers Characterization Using Far Offset VSP. 10 IWSA, abstr. 2002, Titzing.

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ МВС-ВСП В СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ 3С-INTERACT

В.М. Кузнецов*, Г.А. Шехтман*, В.В. Попов*, В.И. Рыжков**,
Т.Э. Мухтаров**, С.В. Филимоненко **.

*ГФУП «ВНИИГеофизика», г.Москва, ** НПП «ГЕТЭК» г. Москва.

Задачи, традиционно решаемые методом вертикального сейсмического профилирования, условно можно классифицировать несколькими направлениями:

- отождествление и параметризация волн разных типов и классов, выделяемых из совокупного регистрируемого волнового поля при ВСП- время вступлений, спектральный состав, затухание, поляризация и др.;
- глубинная и стратиграфическая привязка выделенных волн;
- дифференциация разреза на интервалы по упругим параметрам и создание скоростной модели околоскважинного пространства по волнам разных типов;
- расчет глубинного и временного отображения околоскважинного пространства с прогнозом структурных особенностей разреза и сопоставлением с данными наземной сейсморазведки;
- прогноз внутренней структуры породных комплексов на основе данных о сейсмической анизотропии волн разных типов.

К требованиям, выдвигаемым заказчиком работ, следует отнести: оперативность получения результатов (часто результат прогноза необходимо получить в течении нескольких дней после проведения работ); разнородность данных, используемых при обработке, – данные ГИС, наземной сеймики, многокомпонентные данные регистрации и возбуждения; использование сложных моделей среды – криволинейные границы, анизотропия.

Исходя из перечисленных задач и требований, система обработки и интерпретации данных ВСП должна включать соответствующие процедуры, которые позволят оперативно и корректно решить поставленную геологическую задачу.

Система 3С-INTERACT, разработанная в компании НПП «ГЕТЭК» совместно со специалистами ВНИИГеофизики, предназначена для интерактивной обработки и интерпретации записей многокомпонентных сейсмических наблюдений ВСП в различных модификациях метода, включая МВС, ВСП-ПИ, ВСП-ОГТ и др. 3С-Interact позволяет решать все задачи, указанные выше, но главная особенность системы - это замкнутый граф обработки и интерпретации, позволяющий геофизику легко манипулировать

разными этапами исследований, проверять разные варианты параметров, сочетать решения прямой и обратной задач.

Система содержит весь набор стандартных процедур. К ее отличительным особенностям можно отнести:

- углубленную обработку 3-х компонентных записей;
- быструю 3D миграцию для различных типов и классов волн;
- мощный интерактивный инструмент при совместной интерпретации данных ВСП, ГИС, сейсморазведки и подготовку отчетных планшетов.

При соответствующей методике обработки скважины система позволяет изучать анизотропные свойства околоскважинного пространства, выделять трещиноватые коллектора с оценкой ориентации систем преимущественной трещиноватости и фильтрационно-емкостных параметров коллектора. Уже на этапе проектирования в этикетки трасс вносятся информация о направленности возбуждения и приема, что впоследствии позволяет компоновать шестикомпонентные записи и осуществлять поиск ориентации главных элементов симметрии среды (вращения типа «Элфордовского»), выделять «быструю» и «медленную» волны и оценивать задержку между ними. Послойный анализ подобного рода и искусственное управление направленностью источника позволяет осуществлять компенсацию анизотропии в покрывающей толще и проводить корректную оценку параметров анизотропии в целевом интервале. Этот аппарат позволяет на этапе интерпретации осуществлять решение обратной задачи – по поляризации и параметрам анизотропии волн разных типов прогнозировать фильтрационно-емкостные параметры коллектора – структуру порово-трещинного пространства, открытую пористость и ориентацию преобладающих систем включений типа трещин и каверн.

Миграция, реализованная в системе 3C-Interact, позволяет проводить соответствующие преобразования на основе 3D модели среды, криволинейной скважины и неплоских промежуточных границ, выбирать алгоритм миграции (лучевая или Кирхгоффа), тип и класс целевых волн (отраженные, проходящие, кратные, PP, PS, SS, SP, следящая компонента), рассчитывать глубинные и временные разрезы, одновременное позиционирование курсора мыши на элементах исходного волнового поля и мигрированного разреза. При этом для согласования временных разрезов НВСП с различных ПВ и наземной сейсмоки можно осуществить прямой и обратный пересчет

мигрированных разрезов из глубинного во временной масштаб по единой модели.

На этапе обработки записей ВСП одной из основных задач является повышение относительной интенсивности волн, принимаемых в качестве полезных для последующей обработки. Следует сразу отметить, что понятие «полезная волна» весьма условно. Так, при ВСП на продольных волнах обменные волны выступают в качестве помех и наоборот. Из волн падающих и восходящих, монотипных или обменных нередко возникает потребность выделить волны требуемого типа и класса, по которым на последующем этапе обработки вычисляют те или иные параметры модели либо формируют изображение околоскважинного пространства. Ясно, что надежное одновременное выделение определенной части волнового поля способно повысить технологичность обработки в целом и надежность решения конкретной задачи в частности. Введение кинематических поправок в записи непродольного ВСП (НВСП) или ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ) с последующим выведением на вертикаль позволяет обеспечить условия более эффективного выделения волн заданного типа и/или класса путем последующей многоканальной фильтрации по кажущимся скоростям, например, медианной фильтрацией. Исходные волновые поля при существенно непродольных вертикальных профилях сложно разделить по кажущимся скоростям, и это хорошо известно, как и то, что деконволюция тоже работает гораздо лучше по продольному ВСП.

Наиболее ответственным шагом на этапе интерпретации полученных разнородных данных (МВС-ВСП, АК, МОГТ, волновые поля продольных, обменных поперечных волн с различной ориентацией компонент и лучевых плоскостей) является согласование и взаимоувязка параметров волн разных типов по разным методам. Это требуется для того, чтобы (1) провести дифференциацию разреза на интервалы с изменением упругих параметров пород, и (2) отождествить их по глубине (для измерений во внутренних точках среды) и по времени (для наземных данных). Причем осуществляется такая работа не на уровне графических образов, а по данным ГИС, волновым полям ВСП и МОГТ, привязанным к единой системе координат (глубина, время) и с учетом соответствующих статических сдвигов и формы сигналов. Система 3С-INTERACT позволяет, в частности, разбивать разрез на интервалы по совокупности данных ГИС и ВСП, и путем решения обратной кинематической задачи

рассчитать скоростную модель слоисто-однородной анизотропной среды по волнам разных типов, а также статические сдвиги, содержащиеся в записях ВСП.

Целесообразность преобразования глубинных разрезов во временные разрезы обусловлена, прежде всего, необходимостью стыковки разрезов МВС-НВСП с временными разрезами наземной сейсморазведки, с трассами однократных отражений, а также с сейсмограммами продольного ВСП после спрямления на них осей синфазности отраженных волн с выведением их на вертикаль. Преобразования осуществляют для слоисто-однородной анизотропной модели среды с плоскими и неплоскими границами раздела при эллиптической аппроксимации зависимости лучевой скорости от угла с вертикальной осью анизотропии.

Граф создания пространственной модели с неплоскими границами раздела приведен на рис.1. Примеры решения различных задач в системе 3C-Interact приводятся в докладе.

**ГРАФ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ВСП В СИСТЕМЕ 3С-INTERACT
(СКОРОСТНАЯ МОДЕЛЬ И МИГРАЦИЯ)**

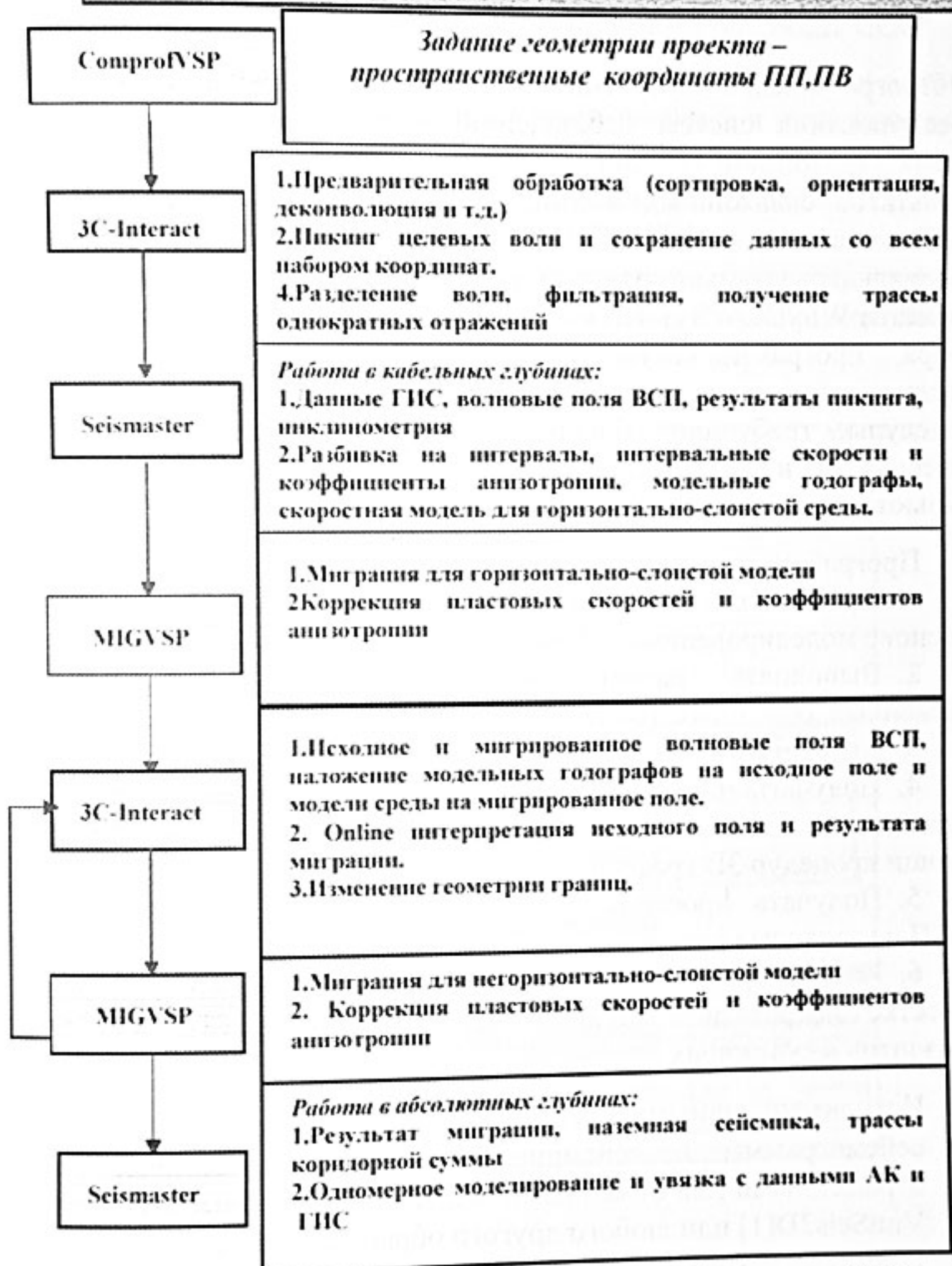


Рис.1 Граф обработки и интерпретации данных ВСП в системе 3С-Interact при создании пространственной модели с неплоскими границами.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА VimSeis3D ДЛЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ВСП

В.А.Редкоп*, В.В.Помазанов*, Д.Г.Риле*, Н.В.Бондарева**, Е.М.Ерофеев**.
*ООО «ВимСейс Технологии», г.Балашиха, ** ВНИГНИ, г. Москва.

Программный комплекс VimSeis 3D предназначен для проектирования систем наблюдений, обработки и интерпретации данных скважинной сейсморазведки в 3D варианте и сопоставлении результатов скважинных и наземных сейсмических исследований. Комплекс выполнен по технологии клиент – сервер и работает на персональных компьютерах под управлением операционных систем семейства WINDOWS (Рис.1). Клиентская часть комплекса состоит из набора программ, осуществляющих подготовку данных, их визуализацию и интерпретацию, а в серверную часть вынесены процедуры, требующие большого времени счета. Клиентская и серверная части могут устанавливаться как на одном, так и на разных компьютерах.

Программы и процедуры комплекса позволяют:

1. Проводить проектирование скважинных систем наблюдений на основе моделирования.
2. Выполнять расчет точек отражения и голографов отраженных, обменных, головных и дифрагированных волн.
3. Выполнять 3D миграцию сейсмограмм НВСП.
4. Получать пространственное изображение мигрированных сейсмических данных в виде искривленных поверхностей при помощи процедур 3D графики.
5. Получать проекции мигрированных 3-х мерных разрезов НВСП на заданные плоскости.
6. Корректировать глубины сейсмических горизонтов, заданные по сетке посредством сопоставления данных НВСП, МОГТ и горизонтов в скважинах.

Исходными данными для работы комплекса служат:

- сейсмограммы в сейсмическом формате с выделенными отраженными или обменными волнами, полученные с помощью VimSeis2D[1] или любого другого обрабатывающего комплекса;
- текстовые файлы с описанием геометрии наблюдений НВСП;
- данные о глубинах горизонтов в скважине (скважинах);
- сетки горизонтов в формате программы SURFER;
- временные или глубинные разрезы МОГТ.

В результате работы программ комплекса получают:

- годографы и точки отражения от сейсмических горизонтов в табличной форме;
- трехмерные мигрированные сейсмические разрезы в специальном формате или в сейсмическом формате в виде проекций на заданные плоскости;
- сейсмические горизонты, представленные точками прямоугольной сети в формате программы SURFER;
- пространственные линии и плоскости, характеризующие некоторые особенности сейсмических данных (например, линии нарушений) в аналитической или табличной форме.

Основное назначение комплекса - конструирование, визуализация и интерактивное уточнение трехмерных сейсмических моделей по данным НВСП, МОГТ и скважин.

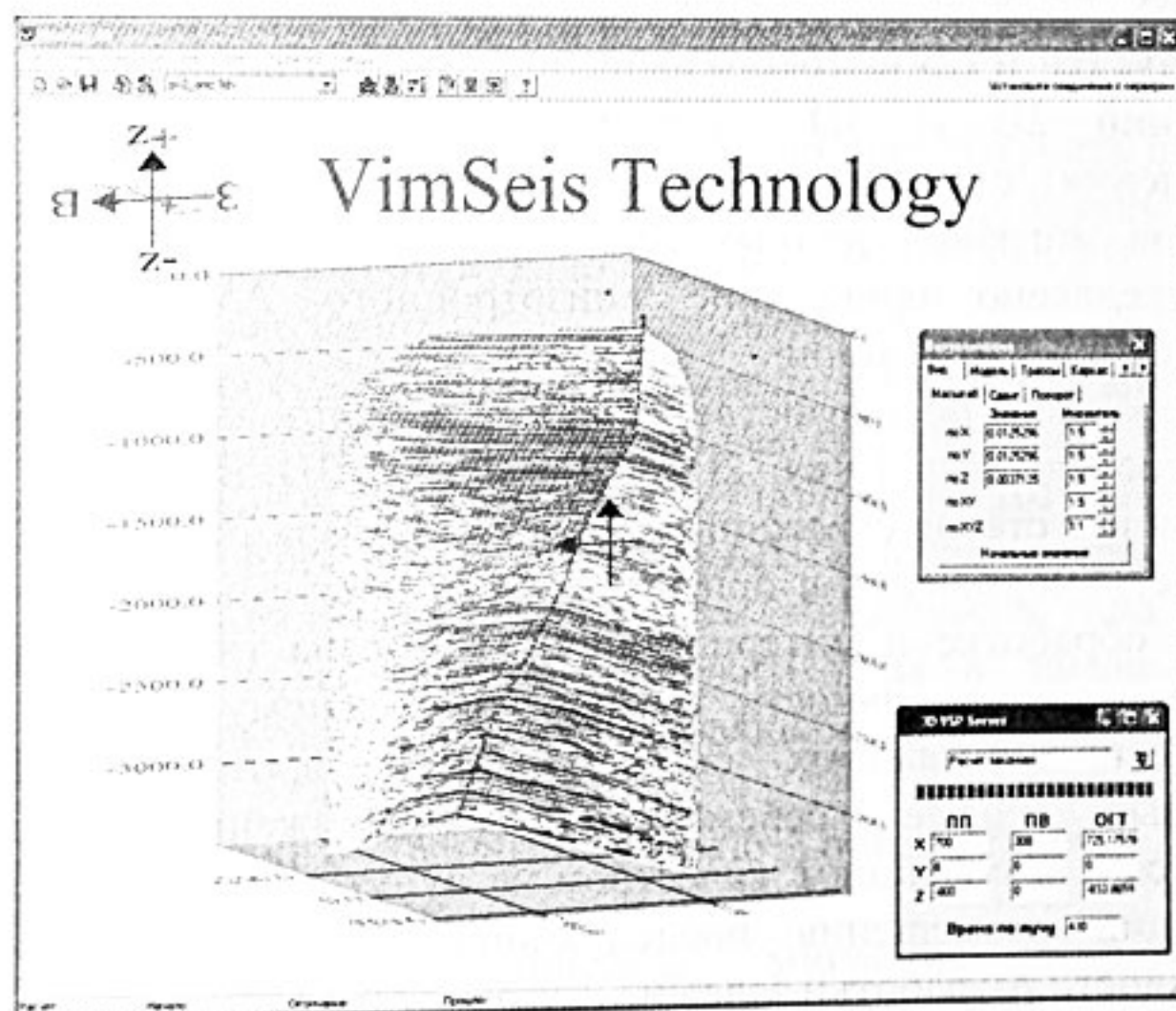


Рис.1

Литература

1. Redekop V.A., Tikhonov A.A., 2002, Use of VimSeis package for 3C VSP processing. Exp. Abstr. Scientific Conf. "Galperin's Readings - 2002", Moscow.

**ПОЛУЧЕНИЕ ИЗОБРАЖЕНИЙ КОЛЛЕКТОРА С ВЫСОКОЙ
СТЕПЕНЬЮ РАЗРЕШЕНИЯ ПУТЕМ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ
ДАННЫХ МОРСКОЙ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ – НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕГИОНЕ СЕВЕРНОГО МОРЯ.**

С.Петерсен*, М.Крейвен**, С.Дингволл**, С.Линей**, Й.Мейер**,
П.Смит**, Н. Хирабаяши**, Д. Пуерш**, С. Черкашнев**
*«Норск Хайдро», ** «Шлюмберже, Вестери Джеко»,
г.Ставангер, Норвегия

Работа по комплексной обработке данных морской сейсморазведки была предпринята с целью получения высоко-разрешенных сейсмических изображений коллекторов Шетландского мелового горизонта на ограниченной площади месторождения Озеберг расположенного на расстоянии 140 км от побережья Норвегии. В качестве основных целей этой работы было определено следующее (1) получение улучшенных сейсмических изображений коллектора мелового горизонта по данным морской 3D сейсморазведки и (2) высокоразрешенных скважинных сейсмических изображений 2D И 3D (во временном и пространственном представлении) с использованием новейших методов обработки и параметров миграции данных. В качестве дополнительной задачи было определено проведение анизотропного AVO/AVA-анализа сейсмических отражений кровли мелового горизонта в околоскважинном пространстве. В работе использовались имевшиеся данные проведенных ранее 2D ВСП-МОГ И 3D ВСП, каротажа в необсаженном стволе скважины, а также высокоразрешенные данные морской сейсморазведки с применением буксируемых сейсмических кос. При обработке и интерпретации материала главное внимание уделялось систематичности и последовательному использованию всех имевшихся данных сейсмики и каротажных данных. Полученные новые сейсмические изображения коллектора отличаются высочайшим качеством и будут весьма полезны для оптимизации размещения последующих скважин и повышения эффективности разработки залежи.

Методология

Метод комплексной обработки данных сейсмики хорошо зарекомендовал себя на практике – он обеспечивает более точные сейсмические изображения коллектора, что позволяет улучшить размещение скважин, повысив тем самым эффективность разработки залежи (линей и др., 2001, 1998)

В интегрированной обработке данных морской сейсмики использовалась локальная квазиупругая анизотропная модель скоростей, построенная с использованием данных каротажа в необсаженном стволе скважины, а также данных ВСП. Данные 2D ВСП-МОГ и съёмки ВСП предусматривающей расположение источников над приёмниками в наклонной скважине были использованы для определения параметров затухания QR . Точное лучевое трассирование в вертикально-трансверсально-изотропной (ВТИ) модели на основе данных о времени первых вступлений 2D ВСП-МОГ и 3D ВСП было предпринято для решения обратной задачи с целью получения оптимальных параметров анизотропии путем наложения на них линейного градиента, начиная от нулевой точки (дно моря) и далее вниз до максимальной глубины приема, что дало в результате средний интервал глубины модели ВТИ-среды. Калибровка методом многократного повторения была применена для обеспечения соответствия модели условию негиперболического приращения времени вступления для данных скважинного каротажа и морской съёмки (рис. 1).

Описанная выше 1D ВТИ-модель позволила получить параметры для обработки данных морской съёмки. Основными отличительными чертами процесса обработки было следующее:

- Простое моделирование использовалось для определения необходимой пространственной дискретизации, требующейся для выбранных алгоритмов обработки, причем было принято, что полоса частот для морской съёмки не превысит полосы частот данных ВСП. Для достижения этого условия использовался метод интерполяции;
- Детерминированная обработка импульсов на основе моделирования характеристик волнового поля в дальней зоне и обратной Q -фильтрации с использованием Q -параметров по 1D модели;
- Регулирование данных перед применением миграции Кирхгофа до суммирования;
- Анизотропная сейсмическая миграция Кирхгофа до суммирования. ВТИ-параметры модели были использованы для генерации поля скоростей миграции. На рис.2 показано сравнение результатов миграции по интегрированному графу обработки и данных, имевшихся ранее. Новый результат отличается значительно более широкой полосой частот и более высоким качеством изображения структуры.

■ Калибровка коэффициентов отражений с использованием синтетики по 1D ВТИ модели. Этот процесс осложнялся неоднородностью перекрывающих четвертичных отложений, что также препятствовало сравнению AVO-параметров данных сейсмики в районе скважины с аналогичной характеристикой для синтетики построенной для 2-х типов волн (PP, PS). Тем не менее, сравнение проведенное с использованием выборочных данных по менее неоднородным секторам месторождения, указывает на достаточно стойкую корреляцию.

2D 3C ВСП-МОГ данные обрабатывались с использованием графа обработки с преобразованием в tau-p область, предложенного Петерсеном (1993). Он включает в себя процедуру разложения анизотропного упругого волнового поля с использованием инверсии по методу наименьших квадратов для получения скалярных амплитуд плоских волн, исходя из рассчитанных векторов медленности и поляризации (линей, 2002). Геометрия наблюдений 2D ВСП-МОГ включала пять положений пятиуровневого зонда. Спиральная геометрия 3D ВСП включала одно положение пятиуровневого зонда и 10000 точек возбуждений с интервалом 25м. Большой объем 3-х компонентных данных 3D 3C ВСП был обработан в пакете Омега-II (Q-Borseis) на 32-узловом PC кластере в –пространственно-временной области по методу преобразования анизотропного упругого волнового поля, использованному при обработке данных 2D ВСП-МОГ. На рис.3 показано результирующее улучшение времени пробега 3D – от изотропной модели к начальной 1D ВТИ-модели и, наконец, к конечной, преобразованной с помощью томографии, 3D ВТИ-модели. Как для 2D, так и для 3D ВСП применялась анизотропная миграция по методу Кирхгофа с шагом CDP 1.5M с расчетом на использование возможностей глубинного разрешения для обоих объемов данных по меловому интервалу. На рис.4 показан результат миграции ВСП-МОГ в сравнении с имевшимися исходными данными 3D сейсмики и по интегрированному графу обработки.

Заключение

Сочетание комплексной обработки сейсмических данных и новейших методов обработки обеспечило выполнение основной задачи проекта по получению сейсмических изображений коллектора улучшенного качества. Полученные высокоразрешенные изображения мелового интервала могут служить основой для проведения дальнейшей оценки перспективности мелового горизонта. Тем не менее, амплитудный анализ был затруднен из-за

неоднородности перекрывающих четвертичных отложений и результирующего эффекта на качество выборок общей средней точки (CMP). Дальнейшая работа предусматривает использование калиброванной 3D ВТИ-модели для глубинной миграции до суммирования при обработке данных морской сейсморазведки. Основными преимуществами указанного комплексного подхода являются достижение соответствия между всеми имеющимися сейсмическими и каротажными данными, которые, в случае отдельной их обработки, могли бы не столько прояснить, сколько внести двусмысленность. Применение новых комплексных процедур и методов обработки может быть исключительно полезным не только при обработке свежих данных сейсмической разведки, но и при повторной обработке архивных сейсмических данных, которая может выполняться с целью повторной оценки месторождений, находящихся на различных стадиях разработки, для оптимизации размещения скважин, повышения эффективности разработки и продления срока эксплуатации

Благодарности

Авторы выражают благодарность коллективу промысла Озеберг за ценную поддержку в ходе проведения работы.

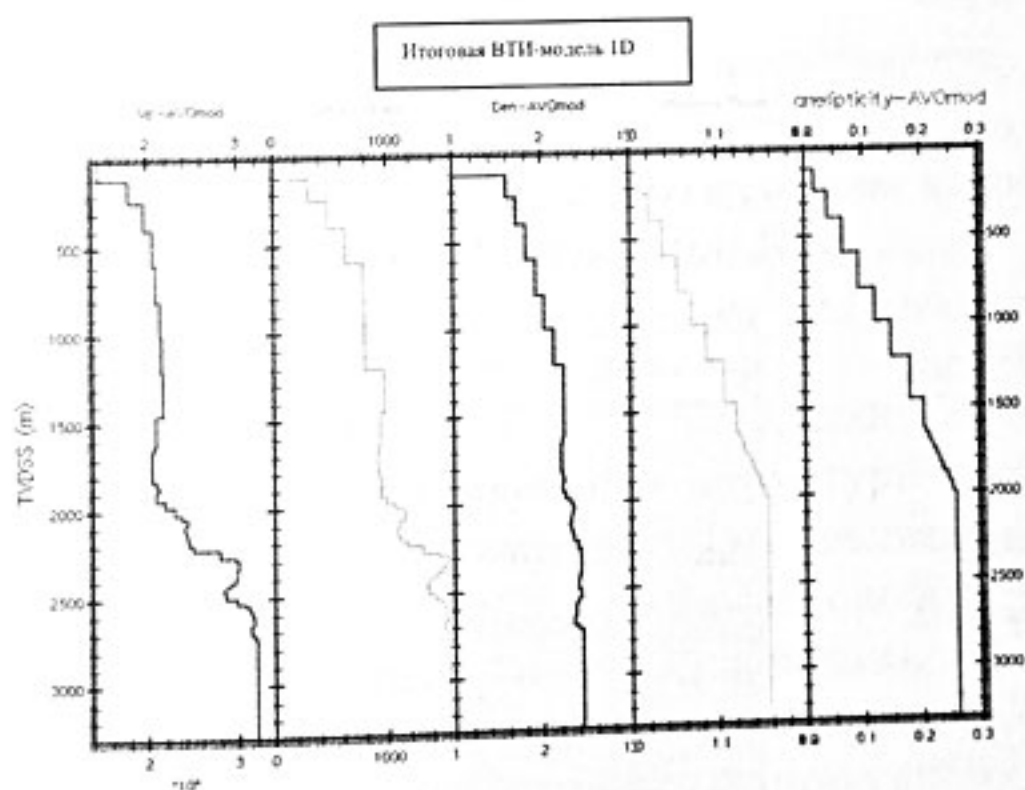


Рис. 1 – 1D ВТИ модель среды

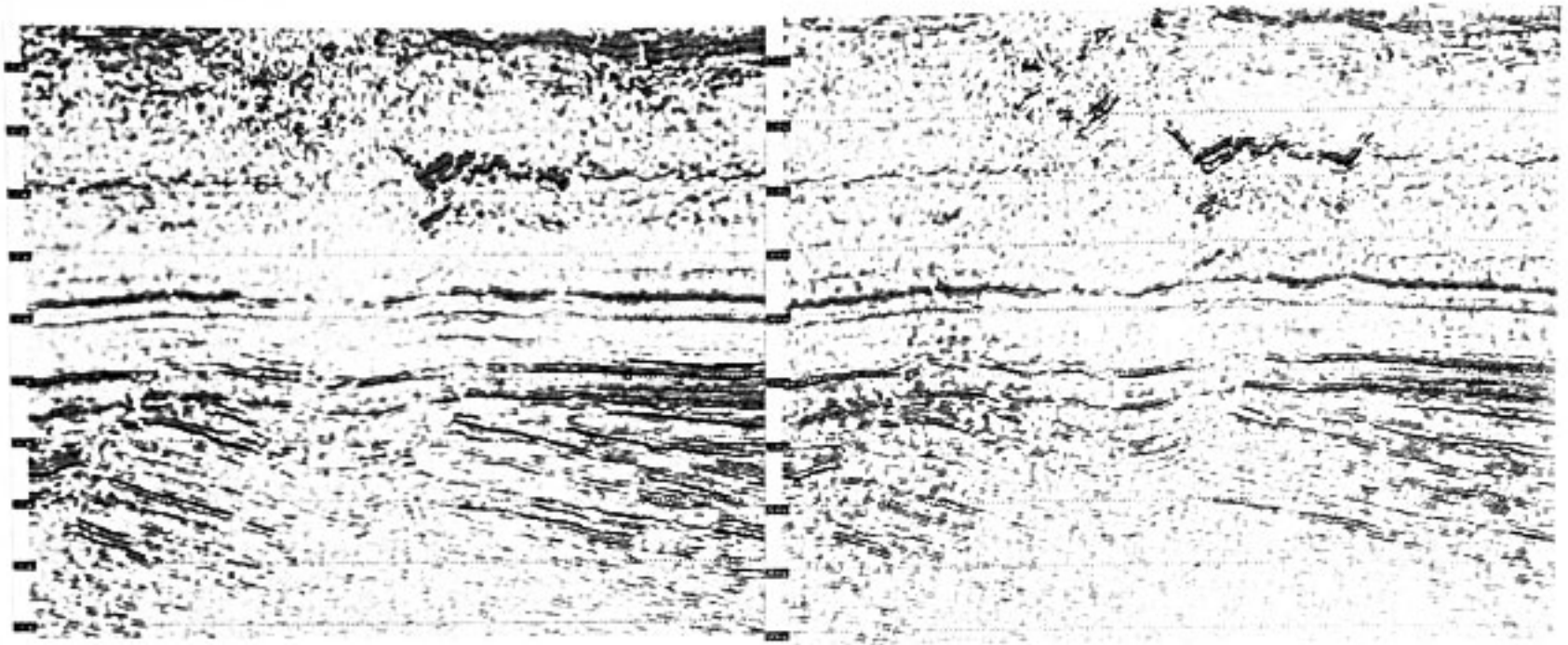


Рис. 2 – Слева: имевшийся результат, справа: результат после обработки с учетом данных скважинного каротажа

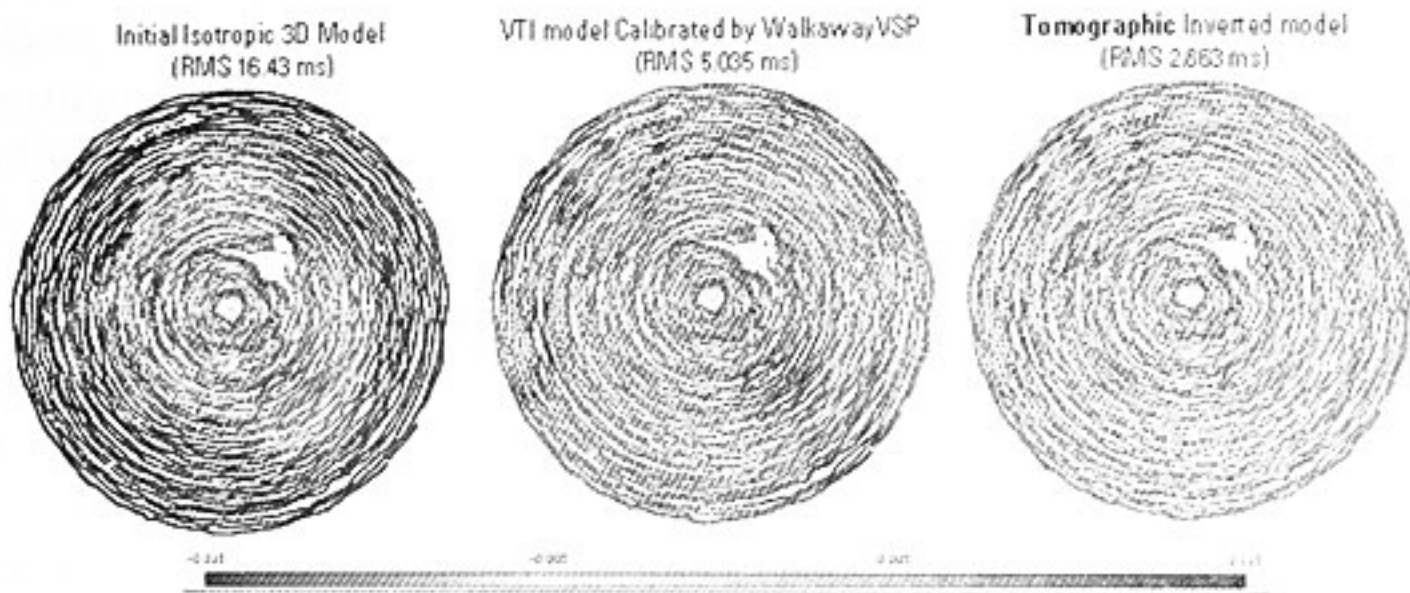


Рис. 3 – Диаграммы остаточных времен первых вступлений 3D ВСП слева – изотропная модель , в середине - 1D ВТИ-модель , справа – 3D ВТИ модель (томография)

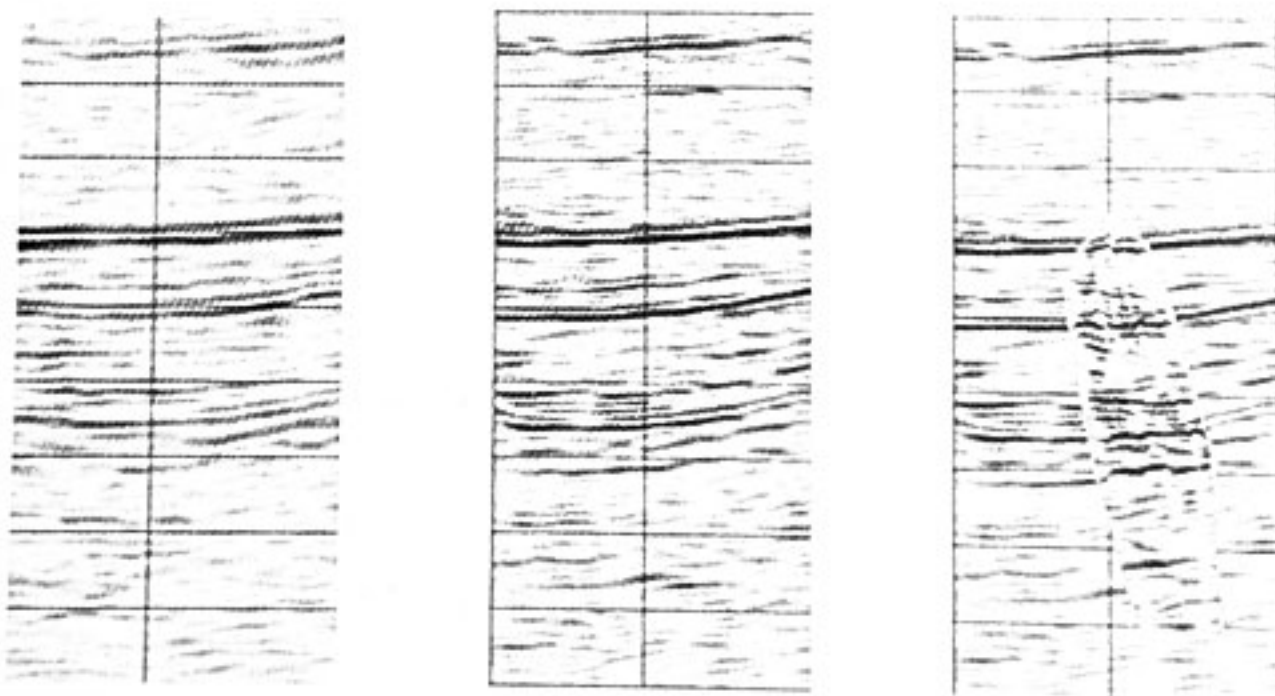


Рис. 4 – слева : имевшиеся данные, в середине : комплексная обработка, справа миграция 2D ВСП-ОГТ

Литература

1. Leaney W.S. 2002, Anisotropic vector plane wave decomposition for 3DVSP data, 72nd Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 2369-2372 (Лини У.С. 2002, "Преобразование анизотропных векторных плоских волн при обработке данных ВСП 3D")
2. Leaney, W.S., Bale, R., Wheeler, M. & Tcherkashnev, S., 2001. Borehole-integrated anisotropic processing of converted modes. The Leading Edge, 20, no. 9, 996-1007 (Лини, У.С., Бэйл, Р., Уилер, М. и Черкашнев, С., 2001. "Анизотропная обработка обменных режимов с учетом данных скважинного каротажа").
3. Leaney, W. S. & Hope, R. H., 1998. Borehole-guided long offset AVO processing for improved lithology classification. 68th Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophys., 230-233. (Лини, У. С. и Хоуп, Р. Г., 1998. "Улучшение классификации литологического состава путем обработки AVO-параметров с длинным выносом, контролируемым особенностями ствола скважины")
4. Петерсен, С. А., 1993, Преобразование t-p области при обработке данных уровня ВСП, 55th Mtg.: Eur. Assn. of Expl. Geophys., Session: C003

Раздел 3. Применение метода ВСП для решения геологических задач в различных условиях

ОСОБЕННОСТИ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ ЦЕЛЕВОГО ОБЪЕКТА ПРИ НВСП В УСЛОВИЯХ ТАТАРСТАНА

Г.А. Шехтман*, В.М. Кузнецов*, Т.Н. Ишуев**, А.К. Доронкин**

*ГФУП «ВНИИГеофизика», г.Москва,

**ОАО «Татнефтегеофизика», г.Бугульма.

Непродольное ВСП (НВСП) в Татарстане является основной модификацией метода при изучении структуры околоскважинного пространства. Целевым объектом здесь является продуктивный горизонт турнейского возраста мощностью около 30 м, сложенный аргиллитами и алевролитами, который покрывается и подстилается известняками. Пластовая скорость распространения волн в известняках в полтора раза выше, чем в породах целевого объекта. Существенно, что в подстилающих известняках скорость несколько ниже, чем в известняках, расположенных над целевым объектом. Скорости распространения волн в верхней части покрывающей толщи в 2-3 раза ниже, чем в расположенных ниже карбонатных породах.

Перечисленные особенности модели среды дают основание считать, что в условиях Татарстана НВСП обоснованно позволяет освещать околоскважинное пространство в интервале целевого объекта на значительных удалениях от скважины. Предпосылки для такого утверждения состоят в следующем. Наличие пласта, имеющего наибольшую в разрезе пластовую скорость распространения волн, непосредственно над целевым объектом приводит к тому, что углы падения луча на подошву целевого объекта при максимальных выносах пункта возбуждения (ПВ) не превышают критических углов падения на эту границу. Тем самым создается ситуация, благоприятная для неискаженного прослеживания двух отражений, одно из которых возникает на кровле, а другое - на подошве целевого объекта. Каждое из этих отражений должно вдоль всего вертикального профиля прослеживаться устойчиво, без резкого изменения формы сигнала вплоть до смены полярности, характерной для перехода от закритических к докритическим углам падения волн на отражающую границу.

Кроме благоприятных предпосылок для прослеживания целевого объекта в околоскважинном пространстве, имеют место и неблагоприятные факторы, обусловленные наличием в покрывающей толще жестких границ, подстилающих низкоскоростные пласты. Отражения, формирующиеся на таких границах, по мере удаления ПВ смещаются на все большие времена регистрации и могут интерферировать с глубокими отражениями или даже приходиться на времена, превышающих времена этих отражений. При последующей миграции таких записей на глубинных разрезах НВСП могут формироваться ложные объекты, а изображение глубинных границ при этом искажается. Механизм таких искажений и альтернативные подходы к применяемой методике, позволяющие свести к минимуму подобные искажения, описаны в работах применительно к несколько абстрактной модели [1, 2].

Основная задача исследований, проведенных авторами, состояла в изучении особенностей прослеживания при НВСП отражений от целевого объекта при миграции записей отраженных волн, регистрируемых при различных выносах ПВ, обычно используемых при стандартной отработке скважин в условиях Татарстана.

В качестве инструмента анализа использовали математическое моделирование волновых полей на различных типах волн, регистрируемых внутри среды. Вычисления проводили на 9-слойной горизонтально-слоистой модели. Глубина подошвы слоев составляла:

120 м, 262 м, 565 м, 815 м, 853 м, 1005 м, 1152 м, 1177 м; пластовые скорости распространения продольных волн: 1630 м/с, 2730 м/с, 4810 м/с, 5810 м/с, 4000 м/с, 5300 м/с, 6200 м/с, 4200 м/с, 5970 м/с. Скорости распространения поперечных волн, взятые для расчетов, составляли половину от скорости продольных волн, среднепластовая плотность была взята в пределах 2.0-2.5 г/см³. Расчеты проводили для выносов ПВ, равных 210 м, 540 м, 700 м, 950 м, 1160 м и 1500 м.

Основные особенности волновых полей НВСП с различных ПВ на продольных и обменных отраженных волнах состоят в следующем. Отражения от границ целевого объекта, расположенных на глубинах 1152 м и 1177 м, прослеживаются вдоль всего вертикального профиля без искажений формы сигнала из всех указанных ПВ. Однако отражения от неглубоких границ по мере увеличения выноса ПВ смещаются на большие времена, соответствующие временам регистрации более глубоких отражений. Кроме того, форма сигнала у неглубоких отражений изменяется по мере изменения угла падения луча, вплоть до изменения полярности вступлений волн в окрестности критического угла при переходе от закритических к докритическим углам падения в процессе уменьшения глубины зонда.

Миграция модельных записей с получением глубинных разрезов НВСП на продольных и обменных отраженных волнах позволяет оценить качество формирования изображения структуры околоскважинного пространства при различных удалениях ПВ.

Глубинные разрезы НВСП на продольных отраженных волнах в наибольшей степени искажены при выносах ПВ, достигающих 1160 м (рис. 1, а). Искажения границ, связанных с кровлей и подошвой целевого объекта, происходят на участке освещенности, непосредственно примыкающем к скважине, из-за минимальной плотности расположения точек отражения вблизи скважины, характерной для модификации НВСП. Эффект ухудшения прослеживаемости границ, имеющий характер «ряби», из-за уменьшения плотности расположения точек отражения вблизи скважины в еще большей степени проявляется при формировании изображения менее глубоких границ. Однако в наибольшей степени искажение этих границ происходит при миграции из-за интерференции отражений, приходящих от различных границ. Отражения от границ на меньших глубинах, области регистрации которых при возрастании выноса ПВ смещаются на времена прихода глубинных отражений, формируют при миграции фиктивные объекты на глубинных разрезах. Эти фиктивные объекты могут накладываться

на реальные границы или даже прослеживаться отдельно, создавая иллюзию еще одной границы, залегающей с угловым несогласием относительно реальной границы (эффект «выклинивания»). Кроме того, к эффекту «выклинивания» либо «тектонического нарушения» приводит при миграции преобразование записей, полученных при таких удалениях ПВ, при которых наблюдается переход от закритических к докритическим отражениям.

В отличие от глубинных разрезов НВСП на продольных отраженных волнах, разрезы на обменных отраженных волнах характеризуются более высоким качеством прослеживаемости глубинных границ, приуроченных к целевому объекту (рис. 1, б). Основная причина такого различия – более высокая плотность расположения точек отражения на участке границы, освещенной обменными отраженными волнами. Однако размер освещаемого участка при этом гораздо меньше, чем участка, освещенного продольными отраженными волнами.

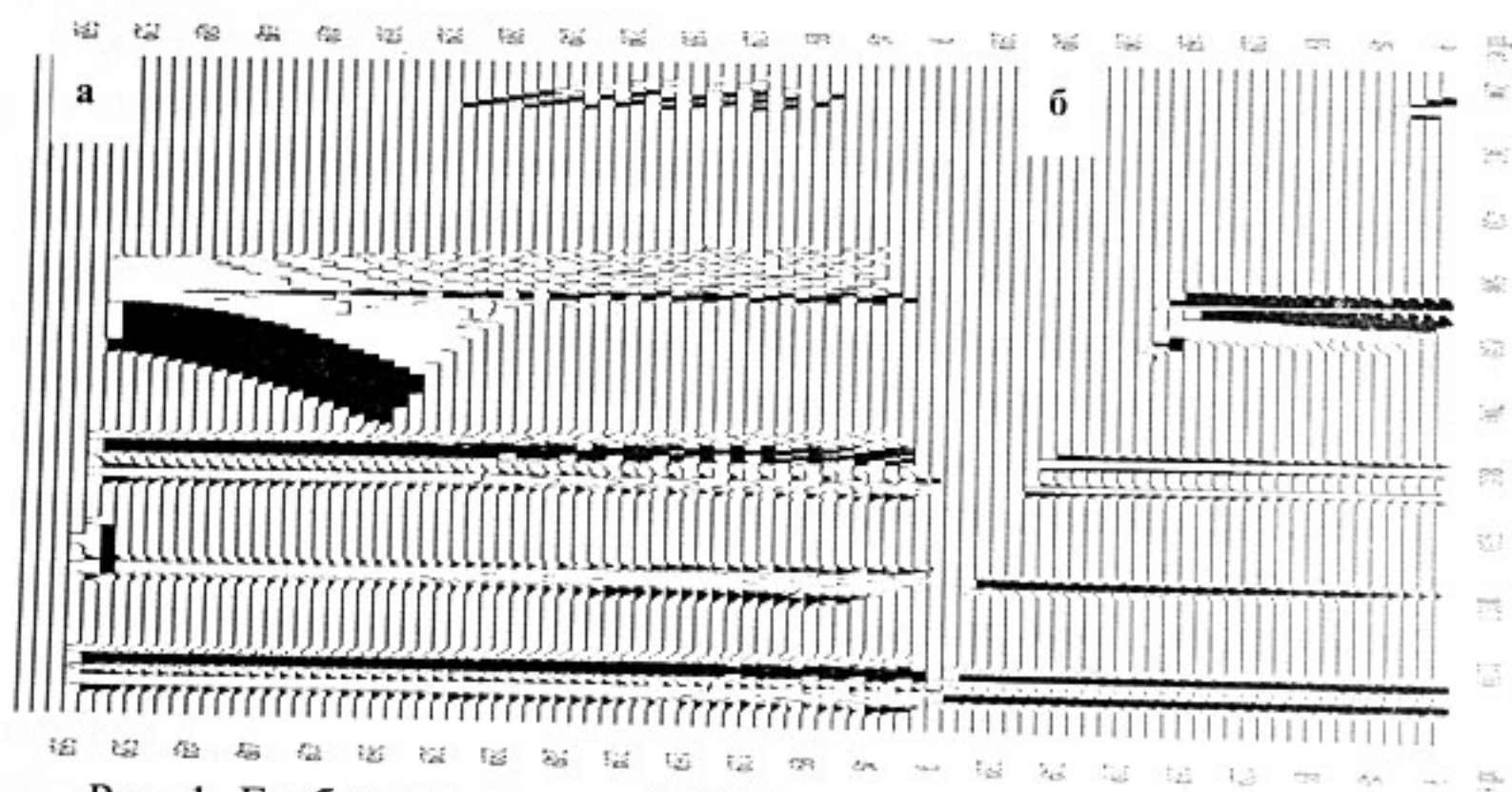


Рис. 1. Глубинные разрезы НВСП на продольных (а) и обменных (б) отраженных волнах, полученные путем лучевой миграции модельных записей. Вынос ПВ составляет 1160 м.

Эффективный путь исключения ложных объектов, формирующихся при миграции из неглубоких отражений, занимающих область регистрации целевых отражений, состоит в исключении верхней части вертикального профиля из обработки. Радикального улучшения качества разрезов можно добиться путем

привлечения другой модификации метода – ВСП с подвижным источником колебаний (ВСП-ПИ).

На рис. 2 приведен результат суммирования между собой отдельных разрезов НВСП после предварительного исключения из них некондиционных участков, обусловленных указанными выше причинами. Такого типа суммирование увеличивает регулярность записей в ущерб, однако, результирующей их разрешенности.

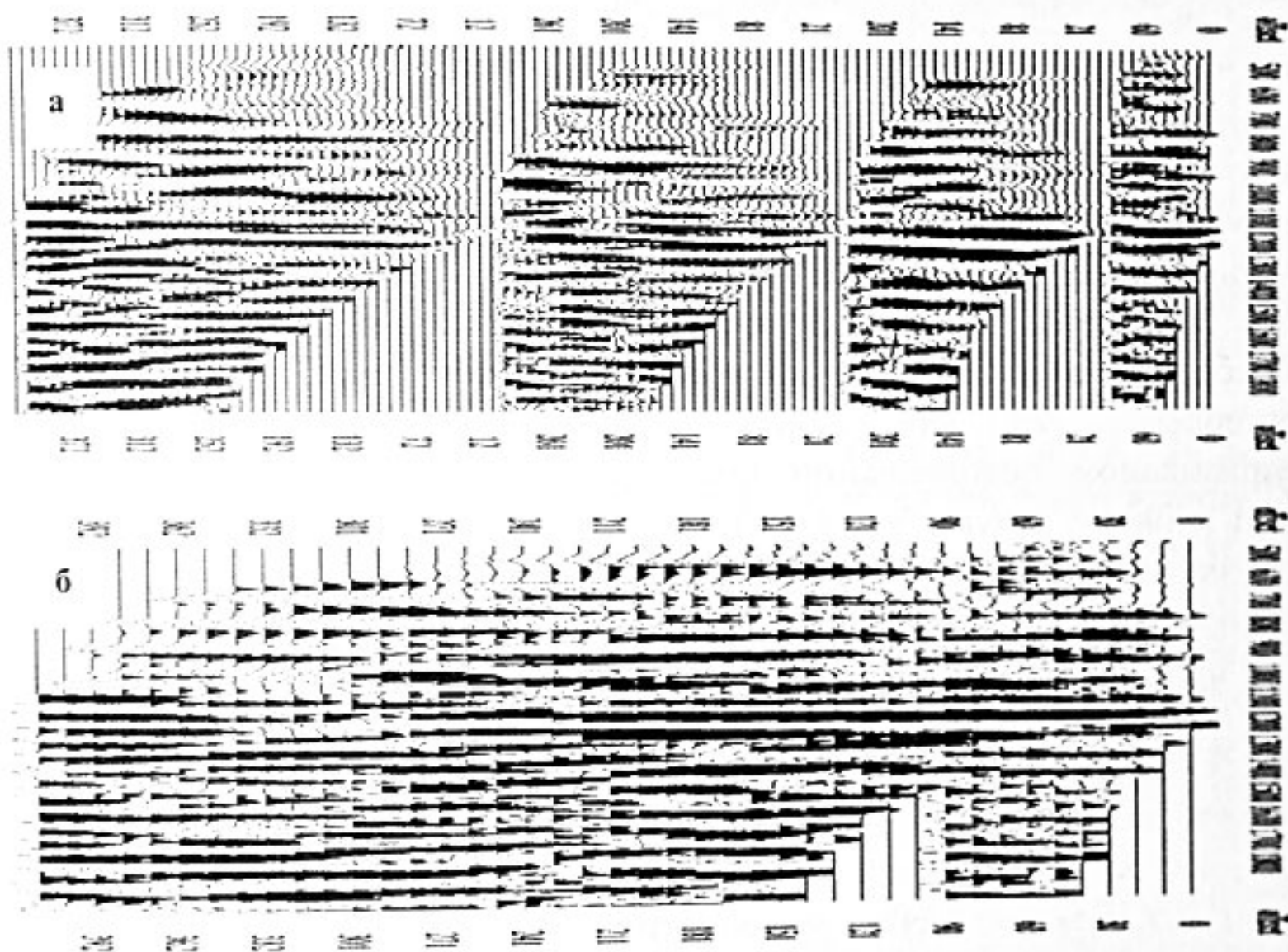


Рис. 2. Глубинные разрезы НВСП на продольных отраженных волнах с различных ПВ (а) и суммарный разрез ВСП-ОГТ с этих же ПВ (б).

Литература

1. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В. 2003. Пути исключения ошибочных результатов при изучении околоскважинного пространства непродольным ВСП: Тезисы докладов Международной геофизической конференции и выставки «Геофизика XXI века – прорыв в будущее»: М.
2. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В., 2004, Модификации метода ВСП: какую предпочесть? - Технологии сейсморазведки, 1.

РАБОТЫ МЕТОДОМ НВСП В ПРИКАМЬЕ

Ю.В. Чудинов, Р.Ф. Лукьянов, А.И. Шляпников

ОАО «Пермнефтегеофизика», г.Пермь.

В ОАО «Пермнефтегеофизика» за последние четыре года накоплен положительный опыт по изучению структурно-тектонических и литологических особенностей околоскважинной среды. В работе представлены результаты успешно выполненных работ в различных геологических условиях Прикамья. Были проведены исследования на определение оптимальной величины удалений пунктов взрыва от устья скважины ($L > H$), которые, как выяснилось, меняются на разных площадях в зависимости от геологии верхней части разреза. Данные, полученные при возбуждении упругих колебаний с этих удалений, имеют максимальное соотношение сигнал-помеха и освещают максимум околозабойного пространства, так необходимого заказчику. Обработка таких сейсмограмм требует высокого профессионального мастерства, так как скоростная модель, вычисленная при неправильном истолковании первых вступлений падающих волн, ведет к браку. Другая сложность интерпретации заключается в том, что реально на разрезах получается только один целевой горизонт, остальные могут быть искажены.

Горлинское месторождение нефти расположено в Удмуртской республике, в тектоническом отношении в северной части Верхнекамской впадины. Поисково-разведочное бурение 4-х скважин выявило в двух скважинах в башкирских карбонатных отложениях воду, в третьей скважине - нефть (5т./сут.), в четвертой - нефть (26т./сут.). Для уточнения малоамплитудного поднятия в последней скважине были проведены работы методом НВСП. По результатам исследований рекомендована эксплуатационная скважина, последующее бурение которой подтвердило прогнозируемые отметки, она оказалась промышленно продуктивной. В течении года были проведены наблюдения методом НВСП в 4 скважинах с общим количеством удалений 23 и средним удалением пункта взрыва от устья скважины в 2240м., глубина подошвы целевого горизонта составила 1400м. Исследования позволили уточнить структурный план месторождения. Поднятие разбилось на три вершины, разделенные прогибами. Была дана рекомендация бурения 5 скважин. Все они подтвердили структурные построения и оказались промышленно продуктивными (приток нефти с дебитом 30-60т./сут.).

Кукуштанское месторождение нефти находится в Кунгурском районе Пермской области, в северной части Бымско-Кунгурской впадины. Структура расположена на выступе карбонатных отложений турнейского возраста на борту Камско-Кинельской системы прогибов. При доразведке в западной части поднятия методом НВСП была выявлена и закартирована неантиклинальная ловушка нефти. Генезис залежи определен как литологически экранированный барового типа. В визейских терригенных отложениях при замещении бобриковских песчаников на глинистые породы за счет постседиментационного уплотнения происходит сокращение общей толщины терригенных отложений, а в волновой картине – уменьшение dT до 6-7 мс. По этому признаку на разрезах была выделена граница замещения песчаников. Последующее бурение 2 скважин в определенных нами точках подтвердило прогнозы (приток нефти с дебитом 50-60 т./сут.). Работы проводились с 5 пунктами взрыва, среднее удаление 2440 м., глубина подошвы целевого горизонта 1750 м.

Сухореченское нефтегазовое месторождение находится в Красноуфимском районе Свердловской области, в западной части Юрюзано-Сыл-венской депрессии. Залежь углеводородов структурно-литологического типа, вверху которой выделяется газовая шапка, находится в песчаниках визейских терригенных отложений и контролируется с юга-запада и юга-востока двумя ортогонально расположенными линейными мобильными зонами или «грабенообразными» прогибами (рис.1). По скважинам были построены сейсмоакустические модели, которые показали, что в пределах газовой залежи интервальное время увеличивается на 2-3 мс. Изменения dT были обнаружены на разрезах НВСП. Переход газовой шапки в нефтяную залежь сопровождается кажущимся подъемом отраженного горизонта II" за счет увеличения интервальной скорости. Дополнительные построения разрезов на поперечных SH-волнах позволили вычислить практически по всем профилям коэффициент Пуассона, который оказался особо чувствительным к газовой составляющей флюида. На поле мгновенных частот также видны большие различия между коллектором с газом и коллектором с нефтью (рис.2). Аналогичные материалы получились и на других профилях. Работы методом ПМ НВСП производились с 3 скважин, с общим количеством удалений (23), среднее удаление 1920 м, M_1 глубина подошвы целевого горизонта 1900 м. Проведенные работы позволили уточнить данную структуру и рекомендовать для бурения 7 скважин.

Представленные результаты – лишь небольшая часть работ методом НВСП и ПМ ВСП, проведенных ОАО «Пермнефтегеофизика» на территории Прикамья за последние годы. Многие из рекомендаций доказаны бурением и свидетельствуют о высокой эффективности скважинной сейсморазведки для оптимизации размещения эксплуатационного бурения на сложных малоамплитудных месторождениях.

Авторы выражают благодарность А.А.Табакову и коллективу ООО «Геоверс» за техническую поддержку и постоянное обновление программного комплекса «Univers».

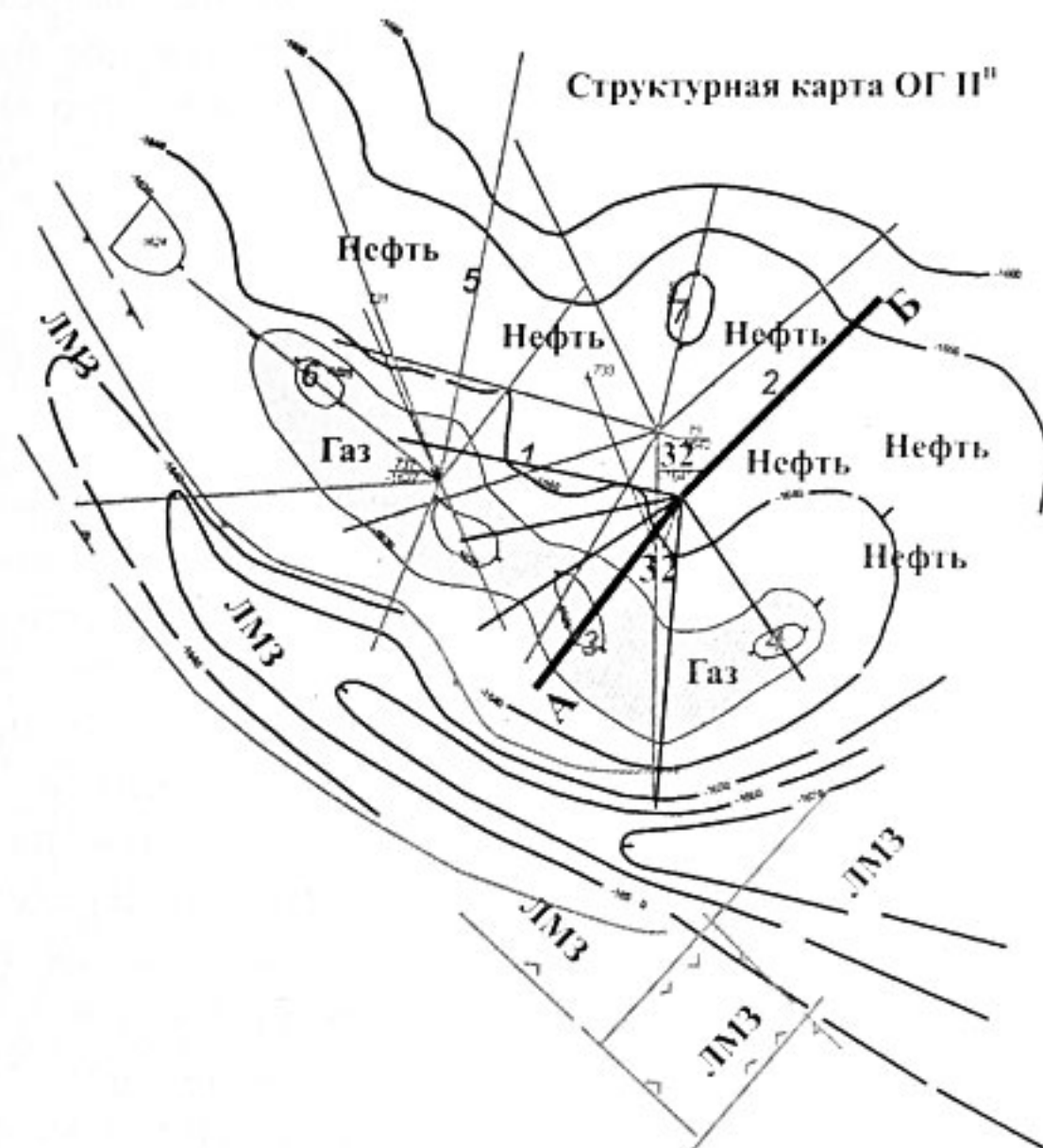


Рис. 1. Сухореченское месторождение. Структурная карта отражающего горизонта II^н (C_{1t}) с профилями ПМ ВСП.

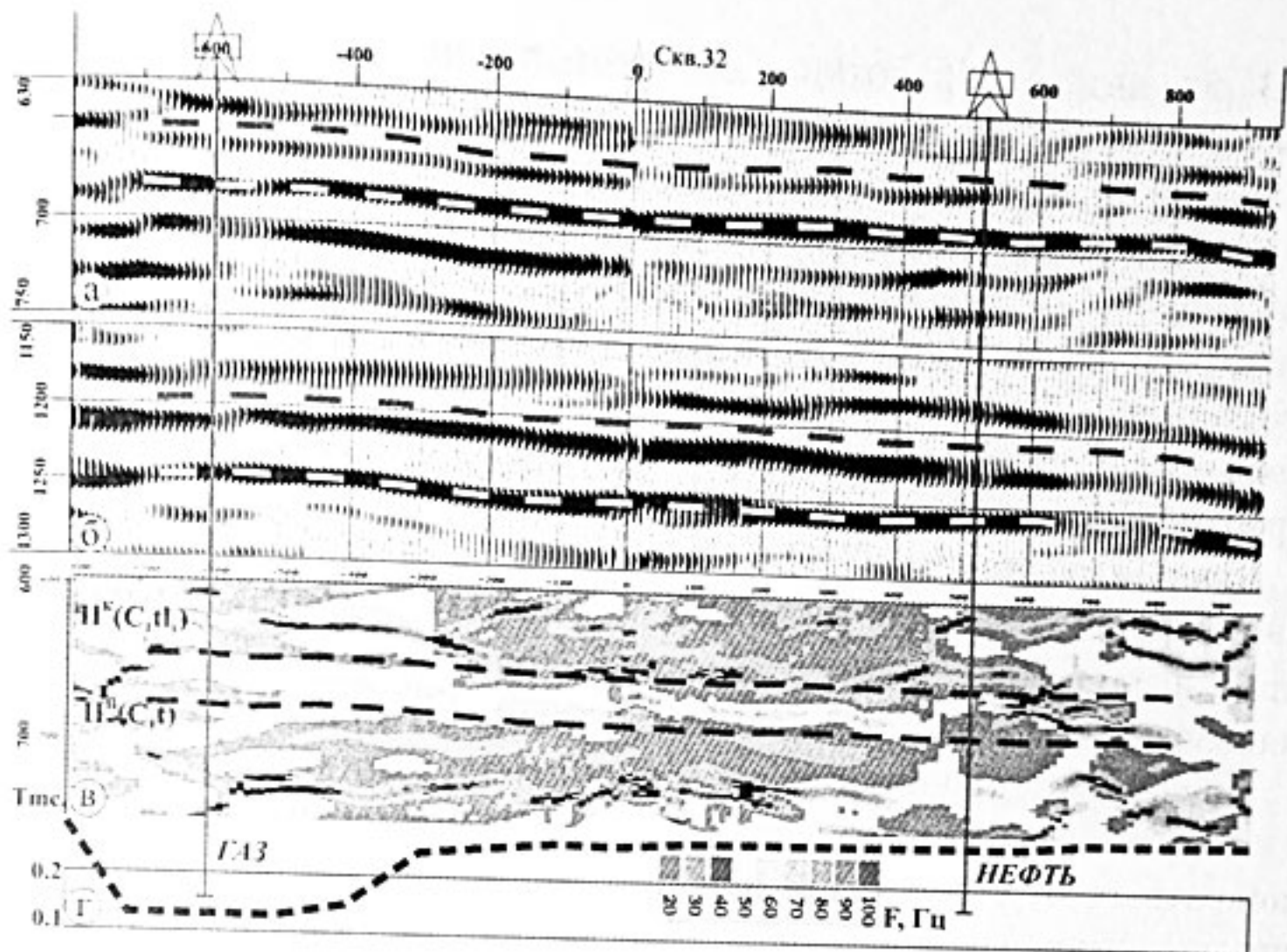


Рис.2. Временные разрезы по линии а-б на продольных (а) и поперечных волнах (б), преобразование гильберта разреза р-волн (в), коэффициент Пуассона (г).

Литература

1. Гальперин Е.И., 1982, Вертикальное сейсмическое профилирование: М.,Недра.
2. Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Тригубов А.В., 1985, Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн: М.,Недра.
3. Ваксман С.И., 1983, Формирование линейных мобильных зон в осадочном чехле Волго-Уральской провинции: Геология нефти и газа, 9.

ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКОРАЗРЕШЕННЫХ ГЛУБИННЫХ РАЗРЕЗОВ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ВСП И НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В.В. Касьянов

ЗАО «НПЦ «СибГео», г. Тюмень

В данной работе показан практический пример использования стандартного ВСП для повышения эффективности обработки и интерпретации данных наземной сейсморазведки в условиях Западной Сибири (Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ).

В результате обработки и интерпретации данных продольного ВСП рассчитаны скоростные характеристики геологической среды. На основе совместного анализа данных ГИС, ВСП (отраженные продольные волны выведенные на «вертикаль», трасса однократных отражений) и временного разреза МОВ ОГТ выполнена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов. Эта информация была использована для улучшения параметров временного разреза наземной сейсморазведки, построения глубинного скоростного разреза вдоль исследуемого профиля.

Для повышения разрешенности временного разреза и устранения различий формы сигнала трасс ОГТ и трассы однократных отражений была выполнена процедура деконволюции ОГТ \rightarrow ВСП, реализованная в обрабатывающем комплексе UNIVERS.

Предпосылкой для этого послужили следующие соображения:

Полученная в процессе обработки данных ВСП трасса однократных отражений более однозначно, чем данные МОВ ОГТ, отражает строение осадочного разреза вблизи скважины, что дает возможность использовать эту трассу в качестве эталона для формирующей фильтрации (деконволюции ОГТ \rightarrow ВСП) наземных наблюдений МОВ ОГТ с целью повышения детальности сейсмической записи. Прирост информации получается за счет сжатия формы импульса на разрезах МОВ ОГТ.

В результате применения данной процедуры расширился спектр сигнала, на временном разрезе появились дополнительные оси синфазности, улучшилась прослеживаемость отражающих горизонтов.

Для расчета глубинного разреза использовались интервальные скорости, полученные после стандартной обработки наземной сейсморазведки с учетом неоднородности верхней части разреза. Предварительно поле скоростей МОВ ОГТ было сглажено и откорректировано. Калибровка скоростей необходима, чтобы учесть влияние погрешностей, связанных с тонкой слоистостью геологического разреза и анизотропией. Для калибровки использовалась скоростная модель продольных волн, полученная по данным стандартного ВСП. Процесс калибровки скоростной модели ОГТ по пластовой модели ВСП состоял в оценке статистических гипотез. Был проведен анализ по обнаружению и обоснованию статистических связей между интервальной скоростью ОГТ, вблизи от скважины и осредненной пластовой моделью ВСП, расчет уравнения двумерных статистических зависимостей на основе аппроксимации стандартными типами уравнений и методами

оптимизации. После нахождения уравнения статистической связи между двумя исследуемыми графиками скоростное поле ОГТ было пересчитано и использовано в дальнейшем для получения глубинного разреза. Преимущество использования скоростной модели по данным МОВ ОГТ по сравнению с единичным скоростным законом состоит прежде всего в учете изменения скоростей по латерали.

Литература:

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. М. Недра, 1982.
2. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведки М. Недра, 1983.

ИЗУЧЕНИЕ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СРЕДЫ ПРИ КОМПЛЕКСИРОВАНИИ ДАННЫХ ГИС - ЗС ВСП- СЕЙСМОРАЗВЕДКА

А.Н. Касимов, А.А. Тихонов, Е.И. Петров.

СК «ПетроАльянс Сервисис Компани Лтд.», г. Москва

В данном докладе обсуждаются результаты определения значений акустического и упругого импедансов, пористости и коэффициента Пуассона для целевого интервала по комплексным данным ГИС, ЗС ВСП и сейсморазведки.

Ценность информации о литологическом составе и распределении пористости в околоскважинном пространстве трудно переоценить. Основным источником такой информации являются данные поверхностной сейсморазведки, обработанные с сохранением истинных амплитуд отражений. Однако, при проведении расчетов величин упругих импедансов необходима информация о скоростях и коэффициентах отражения поперечных волн, получаемая только при 3-х компонентных исследованиях [1] с использованием:

В акустическом диапазоне - широкополосного каротажа.

В сейсмическом диапазоне - скважинных наблюдений ЗС ВСП, - поверхностных ЗС наблюдений.

Наиболее надежные результаты могут быть получены при комплексной интерпретации данных поверхностной ЗС сейсморазведки, ГИС (включая широкополосный каротаж) и ЗС ВСП.

При таком подходе данные ГИС используются для построения корреляционных зависимостей между упругими параметрами (импедансами), получаемыми по продольным и поперечным волнам, и пористостью и/или литологией (степень глинизации) коллектора.

Особенностью методики комплексирования, освещаемой в данной работе, является использование мигрированных разрезов ВСП по продольным и обменным волнам для построения разрезов акустического и упругого импеданса. Для получения разрезов обрабатывались данные ВСП, наблюдаемые из пунктов возбуждения, расположенных вдоль профиля, проходящего через скважину.

При обработке данных ВСП, исходя из требования получения мигрированных разрезов, амплитуды которых свободны от влияния геометрии системы наблюдения, параметров источника и т.д., необходимо соблюдение ряда условий:

- ◆ Учет разброса амплитуд в источнике.
- ◆ Приведение полей к единому уровню наблюдения.
- ◆ Компенсация затухания амплитуд за расхождение фронта волны с учетом геометрии луча.
- ◆ Учет поляризации отраженных волн Р и PS в точке регистрации.

При интерпретации необходимо также учитывать степень зависимости амплитуд целевой волны от процессов отражения/прохождения целевой волны на пути от источника к приемнику.

Выделение информации о распределении свойств коллектора при интерпретации, возможно через восстановленные значения V_p/V_s , полученные из сопоставления разницы времен прихода продольной и обменной волны $\Delta t_{ps}/\Delta t_{pp}$ от кровли и подошвы коллектора. Но в силу малых ($h \ll \lambda$) мощностей h коллекторов, с которыми имеем дело на практике, невозможно однозначно разделить отражение от кровли и подошвы коллектора, в силу сложной интерференционной картины. По результатам анализа разницы времен прихода продольной и обменной волны $\Delta t_{ps}/\Delta t_{pp}$, восстановленные значения V_p/V_s описывают поведение толщи пород - интервала разреза между выделенными реперами в волновых пакетах различных типов волн. Тем самым получение информации о распределении V_p/V_s в конкретном пласте-коллекторе становится невозможным в силу интегрального характера поведения функции V_p/V_s .

Ключом к информации о свойствах коллектора является динамика отраженной волны [2]. В докладе представлены результаты динамической интерпретации по AVO методике с использованием сдвиговых упругих импедансов SEI [3].

В качестве результата в докладе представлены разрезы восстановленных значений коэффициента Пуассона и пористости для целевого интервала.

Литература:

1. Касимов А.Н., Тихонов А.А. и др. Развитие идей Е.И. Гальперина при проведении многокомпонентных наблюдений; Сб. рефератов конф. «Гальперинские Чтения 2001».

2. Петров Е.И., Керусов И.Н., Тихонов А.А., Шалаева Н.В., Прогнозирование фильтрационно - емкостных свойств в около-скважинном пространстве по данным многокомпонентного выносного ВСП. Научно-Технический вестник «Каротажник», vol.3-4(116-117), 2004.

3. Duffaut K., Allos T., Landro M., Rogno H. Shear-wave elastic impedance. The Leading Edge, 2000, vol.11, 1222-1229.

ОПЫТ МАССОВОГО ПРИМЕНЕНИЯ ВСП ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В БАШКИРИИ

Р.Я. Адиев, Е.Г. Каждан, В.Ф. Пахомов.

ОАО «Башнефтегеофизика», г.Уфа

В последние годы в ОАО «Башнефтегеофизика» интенсивно развивается и получило широкое признание заказчик вертикальное сейсмическое профилирование, как метод, обеспечивающий оперативное получение информации о строении исследуемых пластов, их коллекторских свойствах и перспективах нефтеносности (рис.1). Высокая автономная информативность (т.е. независимость её от наличия на исследуемых участках материалов наземной сейсморазведки), широкий диапазон решаемых задач и доказанная на практике геологическая эффективность ВСП легли в основу разработки и внедрения в 1997г. нового направления геолого-геофизических исследований – комплексирования скважинных наблюдений НВСП с глубоким бурением. Системное комплексирование было начато на участке южной залежи Уразметовского месторождения с наблюдений НВСП в скв. 45 ЯГЧ. В кратчайшие сроки здесь получено детальное представление о характере развития продуктивных пашийских песчаников, позволившее ввести в разработку крупную нефтяную залежь, определить общую перспективность исследованного участка и предложить новую концепцию тектоники терригенного девона, открывающую перспективы обнаружения новой, Восточно-

Уразметовской полосы нефтеносности. Высокая эффективность комплекса бурение + НВСП с привлечением данных наземной сейсморазведки МОГТ проявилась на Абдулловском месторождении НГДУ «Октябрьскнефть» (рис.2).

По рекомендациям и на основе результатов комплексной интерпретации данных НВСП пробурены 4 скважины, полностью подтвердившие сейсмические построения как в структурном отношении, так и в части прогнозирования улучшенных свойств бобриковских и турнейских коллекторов. Основной же итог применения НВСП состоит в том, что его результаты указали на некоторые неточности моделей залежей нефти в бобриковском и турнейском ярусе, созданных при подсчете запасов. В связи с этим в ранее принятые проектные решения были внесены существенные коррективы, направленные на оптимизацию разработки Абдулловского месторождения. Таким образом, в совокупности полученные здесь результаты являются убедительной иллюстрацией высокой информативности и прикладной ценности НВСП + бурение при решении широкого круга геологических задач.

Способность НВСП достигать высоких результатов в автономном режиме, т.е. Опираясь только на данные бурения (без привлечения материалов МОГТ) активно используется в Башкирии практически всеми НГДУ и УБР. Одним из примеров тому являются результаты комплексирования НВСП и бурения в северной части прикамской зоны Арланского месторождения. В надежде оживить этот участок НГДУ «Арланнефть» заказало в 1998г. Исследования НВСП в скв. 9409 Буйской площади (рис.3). На основании полученных материалов пробурена вначале оценочная, а затем и 9 добывающих скважин со средним дебитом 12т/с на скважину безводной нефти. В результате были открыты залежи нефти в пластах C_I , C_{II} , C_{III} , C_{IV} терригенных отложений нижнего карбона, что позволило в 2000 году увеличить промышленные запасы нефти НГДУ «Арланнефть» почти на 800 тыс. т. После проведения в 2001г. Дополнительных наблюдений НВСП в одной из вновь пробуренных скважин (10306 НБР) разведка залежи продолжена в западном направлении, и в настоящее время здесь функционируют уже 22 эксплуатационные скважины. В этом же контексте примечательна история обнаружения с помощью НВСП высокопродуктивной залежи нефти на Янышевском участке Амировского месторождения (рис.4). В начале 60-х годов минувшего столетия здесь была пробурена скв.1, вскрывшая в терригенном девоне маломощный (менее 1м толщиной) нефтенасыщенный пласт

песчанников, долгое время не привлекавший внимания геологов-промысловиков. По данным НВСП на отдельных участках прогнозировались суммарные нефтенасыщенные толщины кыновско-пашийских коллекторов до 5-7м, что вскоре было подтверждено глубоким бурением. В настоящее время в результате интерактивного комплексирования НВСП и бурения здесь уже действуют 9 высокодебитных скважин, две из которых (102 и 105) обеспечивают фонтанную добычу нефти. Интерактивное комплексирование НВСП и бурения на одном из участков Кушкульского месторождения (здесь НВСП выполнено в 4 скважинах) существенно изменило имевшиеся представления о распространении продуктивных пластов терригенного девона, что позволило «оживить» участок за счет ввода в разработку двух ранее не задействованных целиков нефти. Многолетний опыт промышленного использования НВСП в ОАО «Башнефтегеофизика» показывает высокую эффективность его комплексирования с глубоким бурением и МОГТ на этапах поисков и разведки залежей нефти. Например, в окрестностях непродуктивной скважины 1680 ИЛШ удалось выявить и оконтурить нефтяную залежь в терригенных отложениях нижнего карбона и тем самым активизировать поисково-разведочное и эксплуатационное бурение на Кызыл-Кючевском поднятии.

Представленная здесь лишь малая часть результатов показывает, что рассматриваемый комплекс НВСП + бурение представляет собой сегодня уникальный инструмент в арсенале средств, ориентированных на главную цель – прирост запасов нефти и газа в республике Башкортостан.

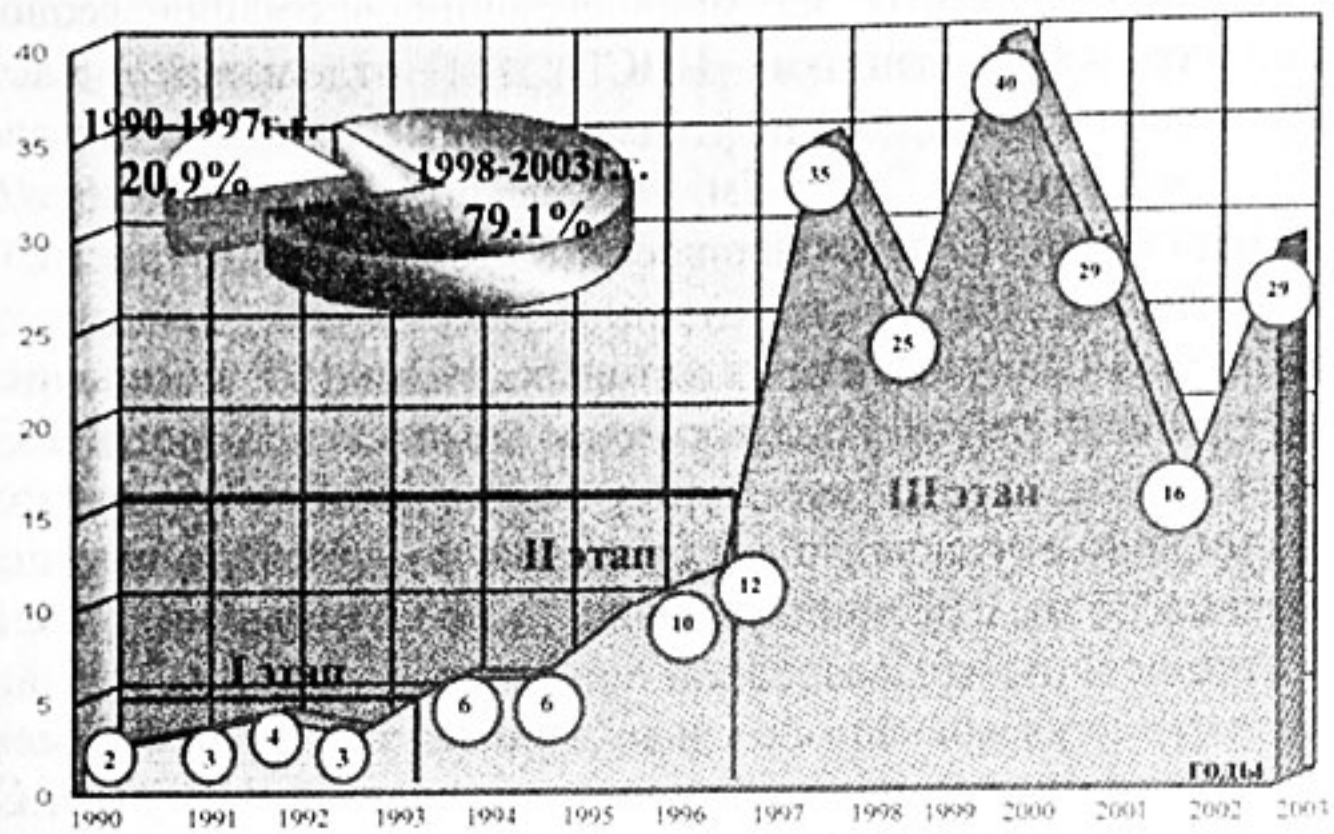
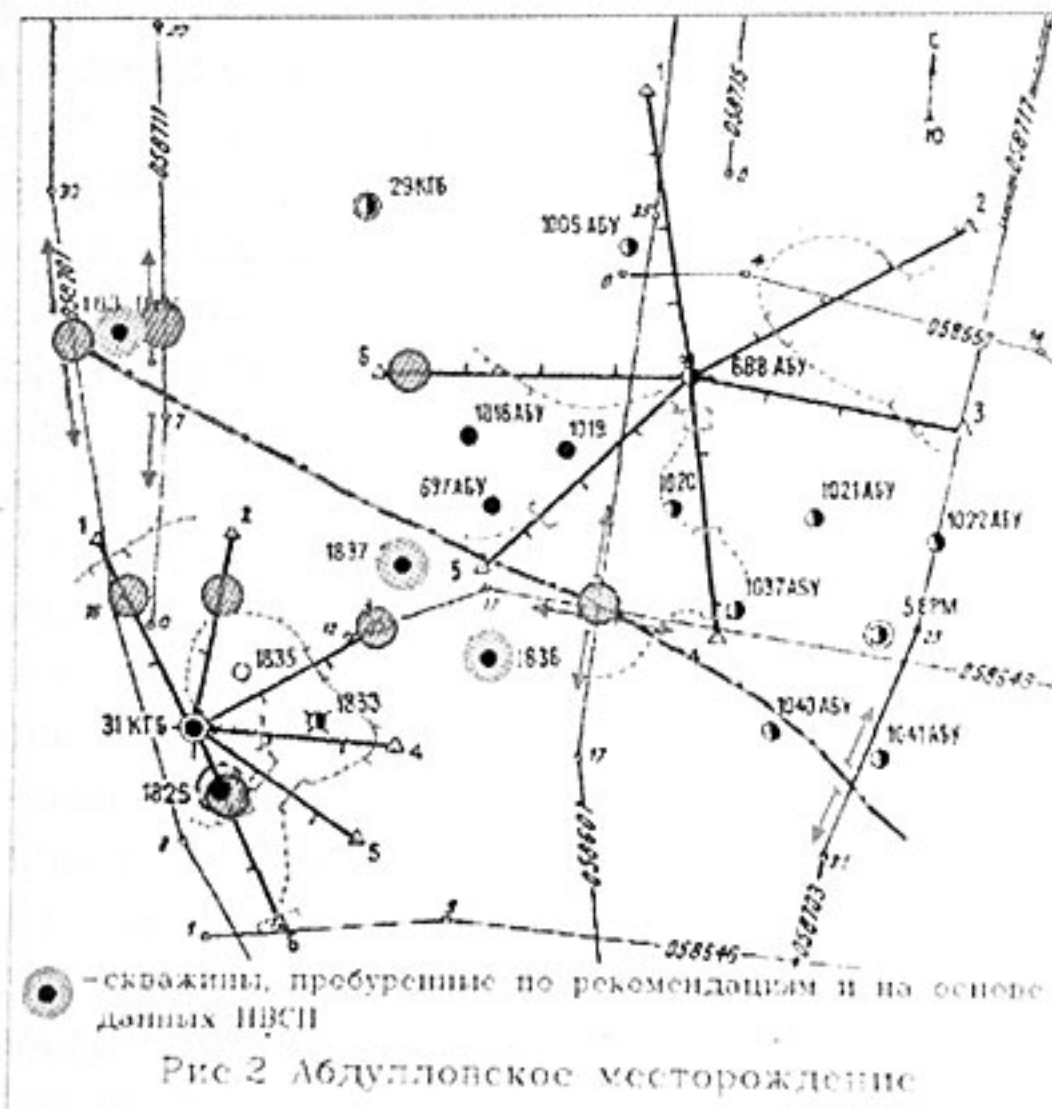
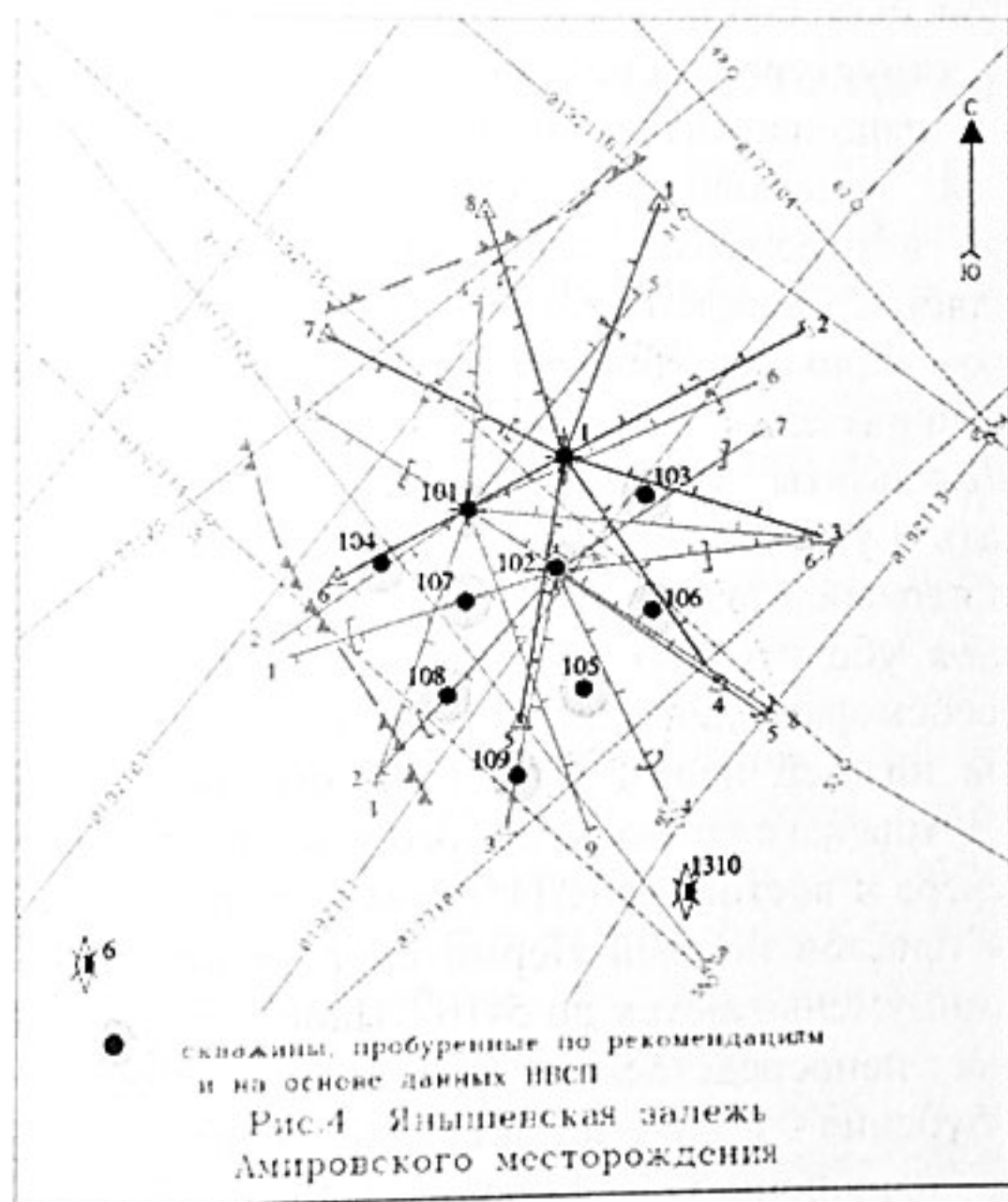
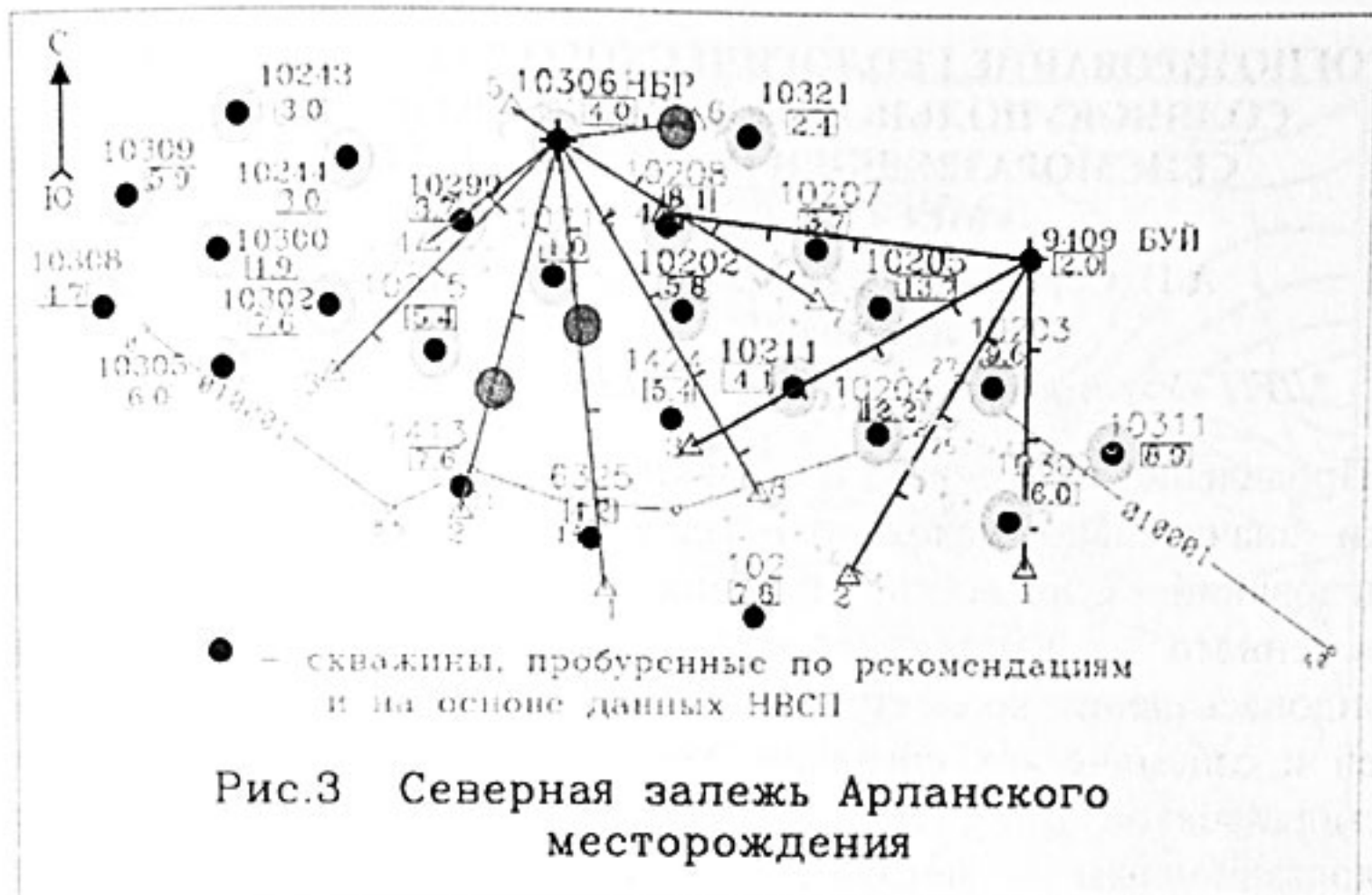


Рис.1 Динамика выполненных объемов работ методом ВСП за 1990-2003г.г.





**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В УСЛОВИЯХ
СОЛЯНОКУПОЛЬНОЙ ТЕКТониКИ ПО ДАННЫМ 3D
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ПМ ВСП НА ЧУТОВСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ ДДВ.**

А.П. Сорокин*, Г.Д. Сидоренко*, В.В. Сирченко*,
М.М. Лысенко**, А.Н. Мищенко**.

**ДГП «Укргеофизика» г.Киев, **ВУГРЕ ДГП «Укргеофизика».*

Проявление тектогенеза и галакинеза в различные геологические эпохи значительно усложнило геологическое строение площади исследований. Сложность строения геологического разреза, его современного напряженного состояния и характера флюидонасыщения коллекторов отражаются в сложности волновых полей и сейсмических сигналов, зарегистрированных объемной 3D сейсморазведкой и при скважинных сейсмических исследованиях поляризационным методом вертикального сейсмического профилирования – ПМ ВСП на Чутовском месторождении Днепровско-Донецкой впадины - ДДВ.

Чутовская структура расположена в пределах южного крыла Кочубеевско-Розпашновского вала и представляет собой моноклираль в виде дуги северо-восточного простирания. По данным сейсморазведки в отложениях палеозоя (горизонт Vб₂) Чутовская структура является моноклиральным блоком, который нарушен соляным штоком и фиксируется на глубине около 6000м (рис.1).

Поисковые и разведочные работы на этом участке выполняются с 1952 года. Результаты 2D сейсморазведки было очень сложно интерпретировать и увязывать с данными бурения. В конце 90-х здесь был выполнен первый этап 3D сейсморазведки. Результаты обработки этих материалов убедительно доказали эффективность применения объемной 3D сейсморазведки для изучения таких сложных объектов.

Отложения нижней перми Чутовской структуры спрятаны под «козырьком» Чутовского грибоподобного штока, который экранирует ее с запада, севера и востока (рис.1). Размеры структуры 5,5 x 3,0 км. Углы падения пластов нижней Перми составляют 25-30⁰; в южном направлении они уменьшаются до 5-10⁰. Наиболее сложной является часть, которая непосредственно контактирует со штоком. По результатам бурения здесь установлена резко приподнятая по разрывному нарушению сильно дислоцированная зона крутонаклонных (под углами 70-80⁰) пород среднекаменноугольного возраста. К этой зоне приурочены основные залежи газа на Чутовском месторождении.

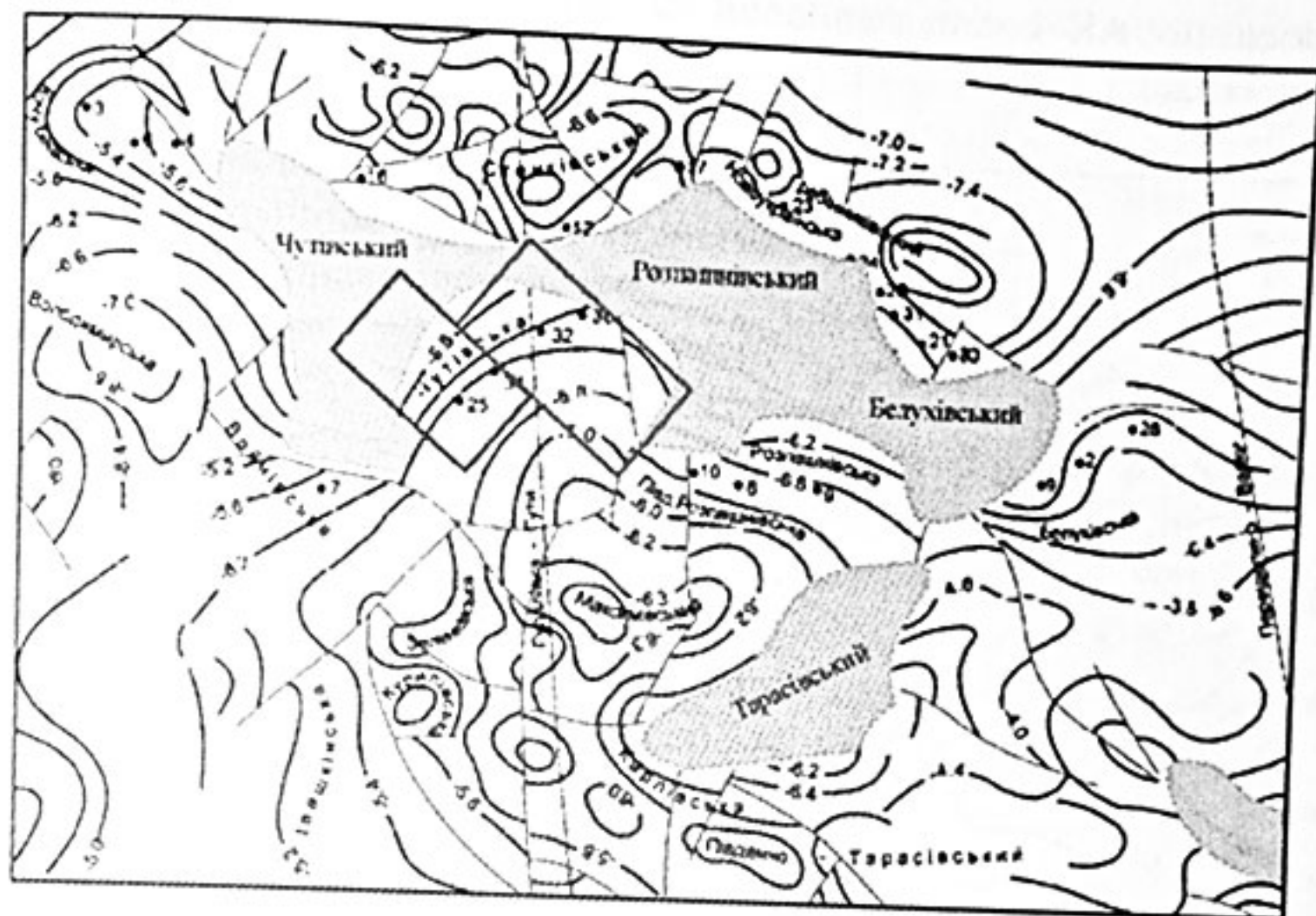


Рис. 1. Структурно-тектоническое строение участка работ.

Для детального изучения околоскважинного пространства и решения задач прогнозирования геологического разреза по данным 3D и ПМ ВСП было отработано несколько пунктов возбуждения, расположенных в разных направлениях (рис.2)

Данные скважинной и наземной сейсморазведки хорошо согласуются при уточнении строения приштокового и южного блоков.

Надсолевой мезозойский структурный план площади исследований в целом сохраняет основные черты строения палеозойского. На структурной карте по кровле триаса прослеживается подобная дуге моноклираль также северо-восточного простирания. Анализ толщин пермских, триасовых, юрских, меловых и кайнозойских отложений, сокращение их до сводовой части Чутовской структуры свидетельствует, что ее формирование началось в раннекаменноугольное время и продолжалось в течение последующих циклов активизации галакинеза.

Ритмичность осадконакопления проявилась в чередовании карбонатных и хемогенных отложений в разрезе нижней перми. Продуктивные горизонты А-2 – А-5 представлены глинистыми, доломитизированными известняками. Пористость отдельных

прослоев по АК составляет от 5 – 7,5 % до 10,5-14 %, местами увеличиваясь до 23%

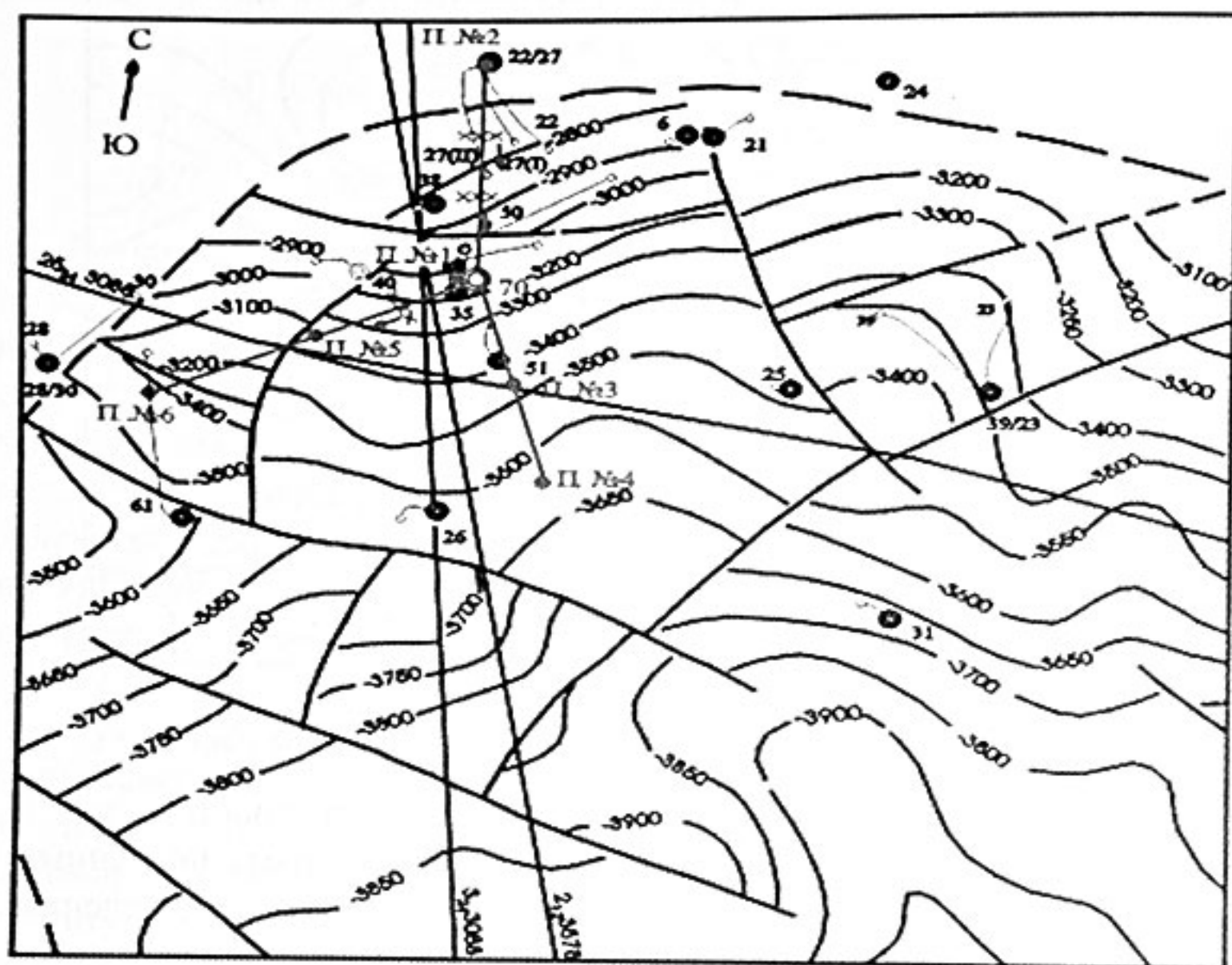


Рис.2 Схема расположения пунктов возбуждения ПМ ВСП по скв. Чутовская 70.

Была предпринята попытка прогнозирования эффективной пористости по данным наземной и скважинной сейсморазведки, опираясь на сейсмоакустические исследования продуктивных скважин, вскрывших горизонт А-2. Этот пласт хорошо документируется по данным сейсморазведки, что позволило получить карты глубин по его кровле и подошве из глубинного мигрированного куба. Они были пересчитаны в карту мощностей, карту разности времен и в конечном итоге карту интервальных скоростей и карту пористости (рис.4).

На площади исследований пористость пласта А-2 по данным 3D сейсморазведки и ГИС изменяется в широких пределах. На пологой моноклинали южного блока пористость пласта более однородна и плавно изменяется по латерали (рис.4). Очень контрастно выглядит часть крутонаклонного пласта в приштоковом

блоке. Вероятно, это связано с неоднородностью напряженно-деформированного состояния пород, в результате циклических проявлений тектогенеза и галакинеза. Также можно отметить и другие особенности в распределении пористости данного пласта по латерали, связанные с проявлениями тектоники и различных обстановок осадконакопления.

Таким образом эффективное использование информации по данным 3D сейсморазведки, ПМ ВСП позволило уточнить сложное структурно-тектоническое строение продуктивной части сильно дислоцированного геологического разреза приштокового блока.

Привлечение информации о петрофизических характеристиках продуктивных пластов по данным изучения керна и ГИС позволило выйти на решение задач прогнозирования пористости по латерали, опираясь на данные ПМ ВСП и 3D сейсморазведки.

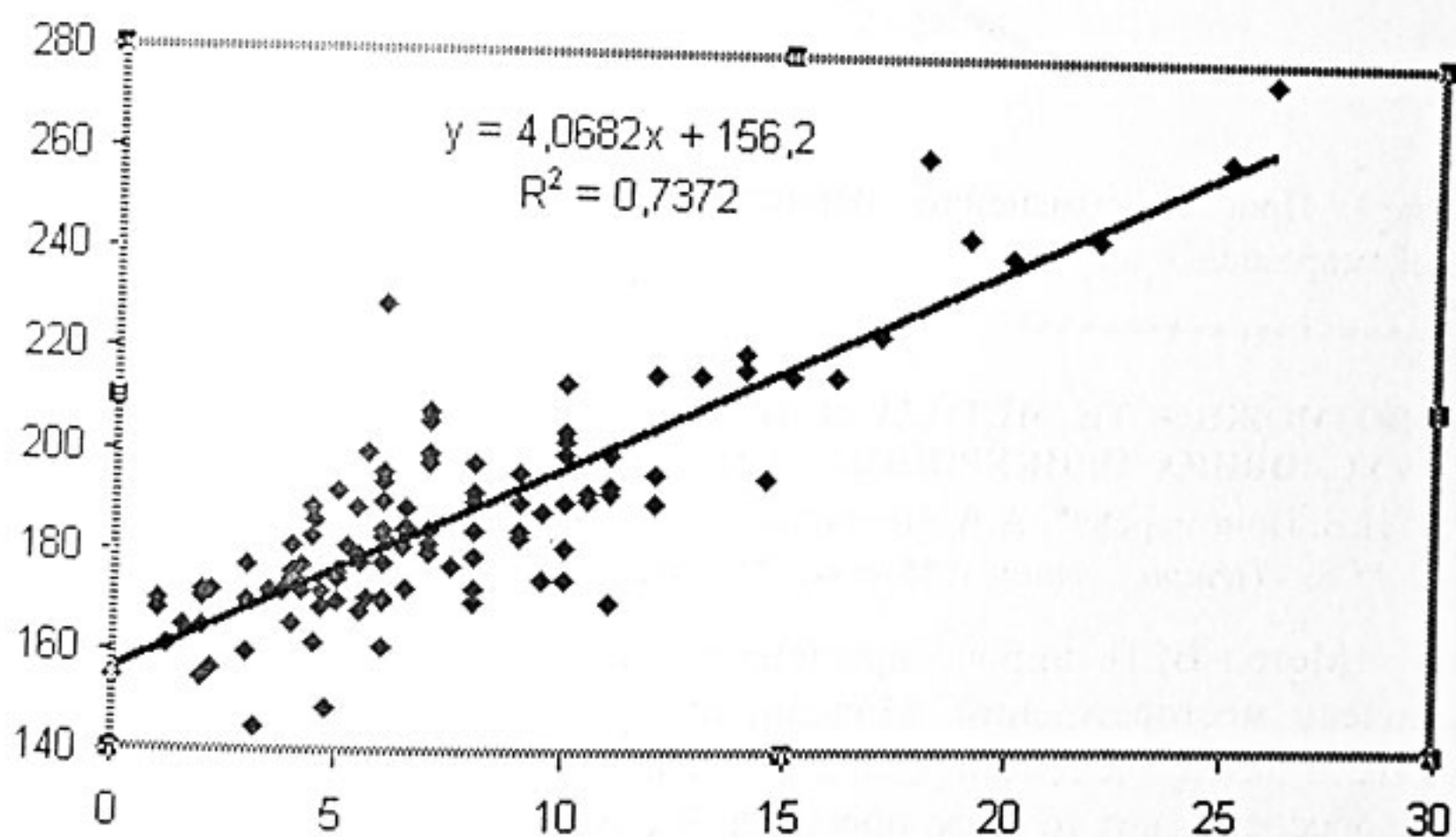


Рис.3 Зависимость Δt (Кп) по данным акустического каротажа.

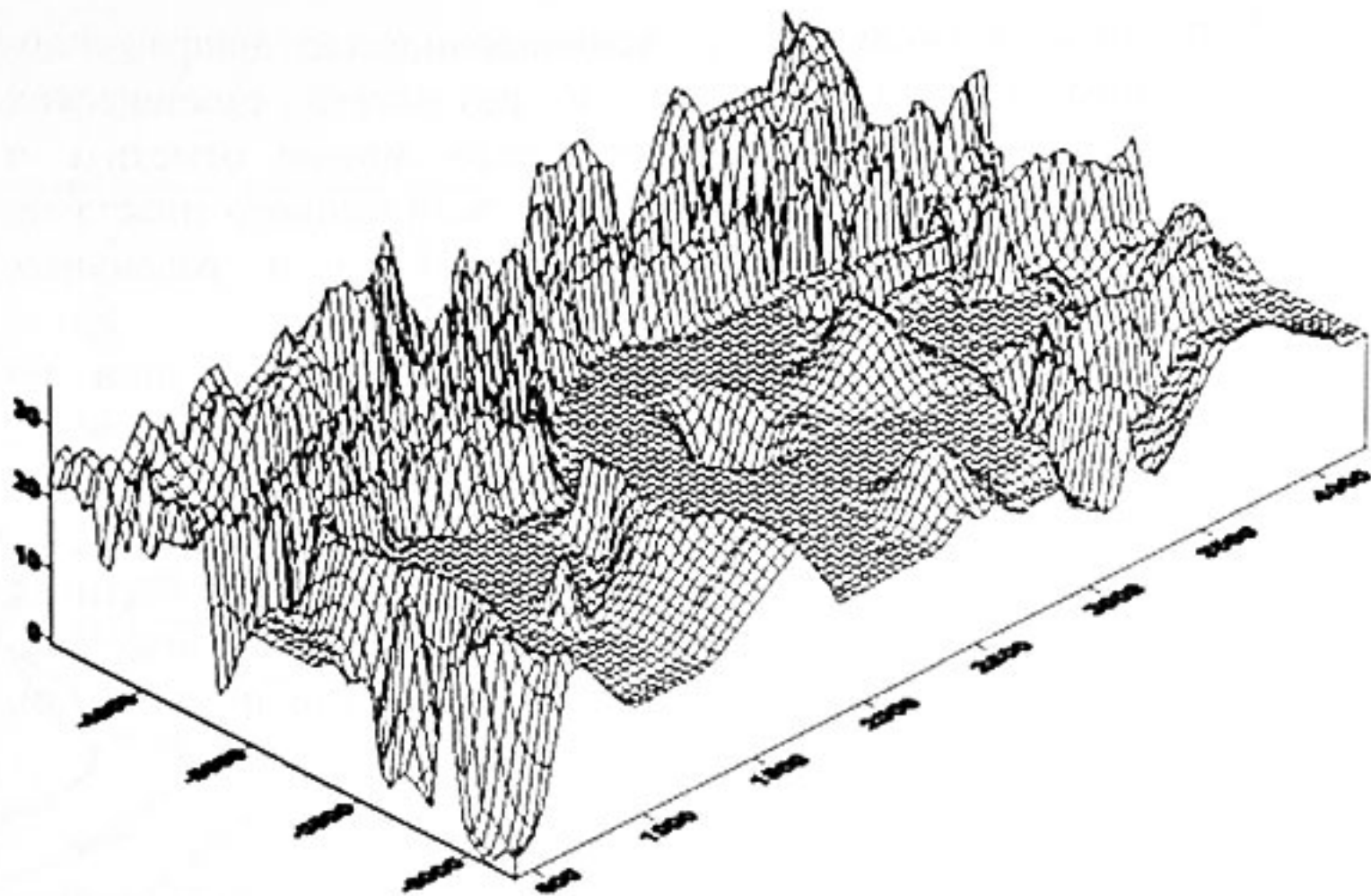


Рис.4 Прогноз изменений пористости пласта А-2 по данным 3D сейсморазведки и ГИС.

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА ВСП В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПРИКУРИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Н.В. Пономарева*, А.А. Шевченко*, В.П. Фарбирович*, Э. Хасанов**

*СК «ПетроАльянс», г.Москва, ** Karasu Operating Company, г.Баку.

Метод ВСП широко применяется при уточнении геологической модели месторождений. Модели, построенные по данным бурения, ГИС и наземной сейсморазведки, в сложных геологических условиях не обеспечивают точного прогноза. В случае мелкоблочного строения разреза и при больших углах залегания пластов сейсморазведка не дает интерпретируемой информации из-за большого шага наблюдений (соразмерного величине блоков), низкочастотности волнового поля и невозможности задания адекватной априорной модели для миграции до суммирования. ВСП в такой ситуации является единственным сейсмическим методом, позволяющим реконструировать строение околоскважинного пространства.

Его использование оказалось эффективным на ряде месторождений Азербайджана. Прикуринская нефтегазоносная область расположена в области Нижнекуринского прогиба. В прогибе

выделяется Харамино-Сальянская антиклинальная зона, состоящая из ряда гребневидных складок, рассеченных сбросами и взбросами. К этим разрывам приурочены грязевые вулканы. Месторождение, на котором проведены исследования ВСП, представляет собой асимметричную антиклинальную складку с крутым ($50-60^\circ$) юго-западным и сравнительно пологим ($20-30^\circ$) северо-восточным крыльями. С глубиной углы падения пластов постепенно увеличиваются. Предполагается, что складка осложнена продольным разломом надвигового характера. Присводовая часть структуры осложнена грабеном. В результате сдвиговых деформаций образовалась система разломов, ориентированных вкрест простирания структуры.

Наземная сейсморазведка в раздробленной присводовой части складки оказалась не в состоянии осветить строение структуры. Поскольку исследуемая зона хорошо разбурена (в среднем, расстояние между скважинами не превышает 50-100 м), была предпринята попытка построить геологическую модель месторождения по скважинным данным. Но из-за сложности корреляции разрезов эта задача оказалась не решаемой без получения дополнительной информации о простирании тектонических нарушений, разделяющих блоки, и об их амплитуде.

Для прояснения геологической ситуации в одной из скважин проведены исследования ВСП. Изначально существовала гипотеза, что основное направление падения горизонтов в районе скважины с северо-востока на юго-запад. При таком залегании пластов неизбежно хорошо освещенной окажется северо-восточное направление, а юго-западное, напротив, останется в тени. Чтобы это предотвратить, основная часть пунктов возбуждения была помещена на большом расстоянии от скважины, к западу от нее (рис.1).

Волновые поля, полученные со всех пунктов возбуждения, характеризуются отсутствием выдержанных осей синфазности отраженных волн. Наблюдается раздваивание и растривание годографов падающей волны. Проявившиеся отраженные волны имеют разные кажущиеся скорости (рис.2).

Стандартная обработка Z-компоненты, полученной с каждого пункта взрыва, поставила новые вопросы. Мигрированные разрезы с противоположных направлений (ПВ2 и ПВ6) демонстрируют воздымание пластов от скважины, что невозможно, т.к. скважина находится на склоне. Значит, отраженные волны приходят от одной и той же приподнятой части складки.

Очевидно, что обработка такого сложного материала по стандартному графу не принесет ощутимых результатов для понимания геологической модели. Основную информацию о природе волн и условиях их формирования надо черпать из исходных сейсмограмм.

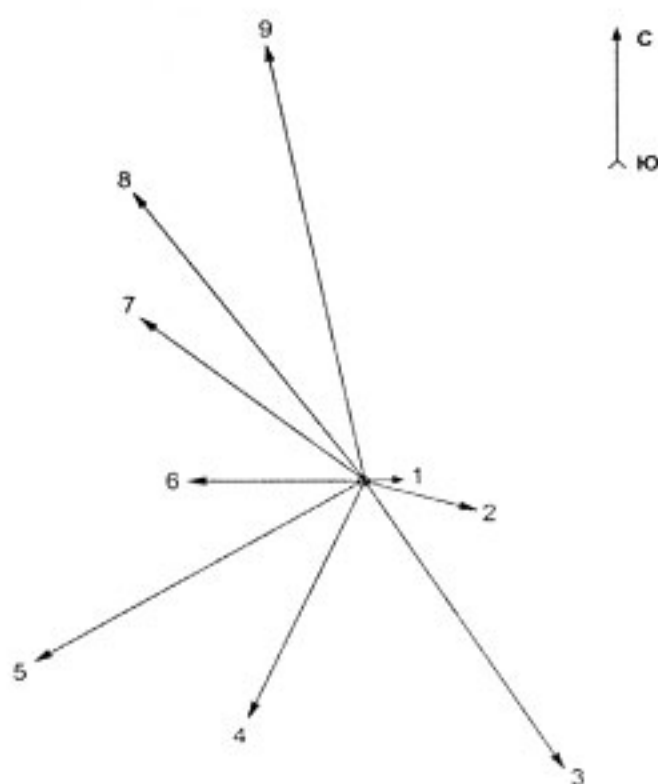


Рис.1. Расположение пунктов возбуждения

Сейсмограммы с разных пунктов возбуждения были подвергнуты поляризационному анализу. Полученный результат опроверг прежнее представление о строении участка. Оказалось, что свод структуры находится к западу от скважины. Пласты падают в юго-восточном направлении. Из-за ошибочной априорной модели запроектированная система наблюдений оказалась недостаточно рациональной. Однако часть лучей осветила строение толщи в наиболее интересном направлении, что позволило пересмотреть априорную модель.

Выделение на исходных сейсмограммах боковых волн, предположительно отразившихся от границ блоков, позволило локализовать разрывные нарушения, проходящие через скважину.

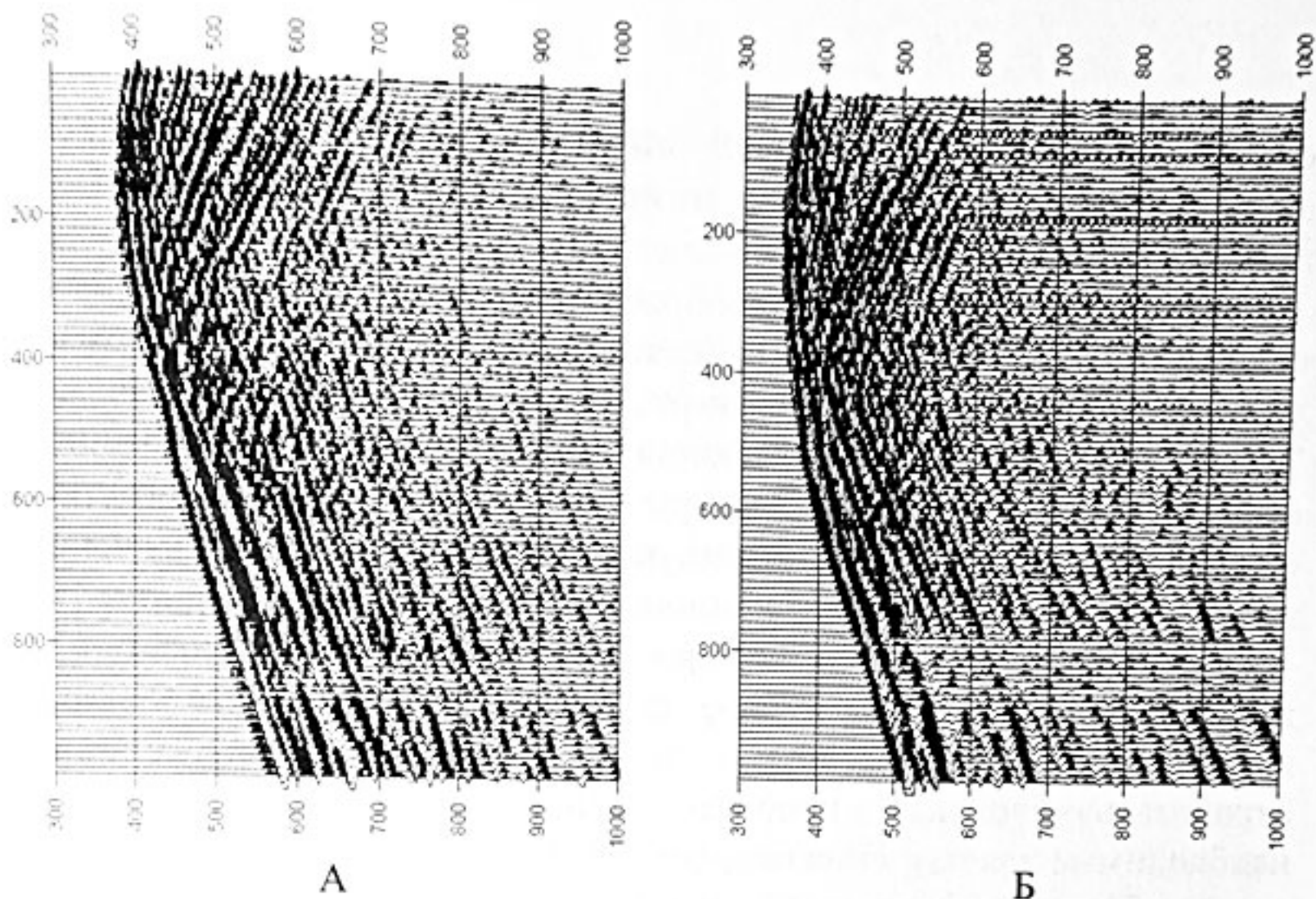


Рис.2. Исходные сейсмограммы, полученные из ПВ3 (А) и ПВ5 (Б)

Полученный материал содержит богатую информацию о строении околоскважинного пространства, поэтому исследования по ее извлечению и интерпретации продолжаются.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОМЫСЛОВОЙ СЕЙСМИКИ НА АКВАТОРИЯХ

Ю. Д. Мирзоян*, А.Г. Курочкин**, Д.М. Соболев***

*ООО «Ингеосейс», г. Краснодар, **ООО «Ингеовектор», г.Краснодар,

***ООО «Промсейс», г. Саратов.

Сокращение объемов непродуктивного бурения – основной резерв повышения эффективности разведочных работ. Главные направления этого резерва – повышение достоверности результатов сейсмической разведки и увеличение геологической информативности каждой скважины.

Оптимальное использование буровых работ за счет более широкого применения сейсморазведки на детальных стадиях позволяет увеличить разрешающую способность сейсмического метода.

Комплексирование скважинных наблюдений на вертикальных и уровневых профилях с поверхностными наблюдениями МОВ ОГТ явилось предпосылкой широкого использования метода не только на

стадиях поиска и подготовки структур, но и при разведке и эксплуатации месторождений и привело к созданию технологии промысловой сейсмики.

Отличием промысловой сейсмики от других видов сейсморазведки, (поисковой) является то, что её применяют на участках, на которых имеется и развивается сеть глубоких скважин. Это позволяет значительно расширить геофизические исследования в скважинах (акустические, электрические, нейтронные и др.) И в особенности ПМ ВСП, получать новую обширную информацию о прискважинном и околоскважинном пространстве.

Особое значение это имеет при поисковых работах на нефть и газ на шельфе, где с одной стороны, стоимость бурения в несколько раз выше, чем на суше, а с другой стороны, сравнительно легко можно отработать сложные пространственные системы наблюдений, необходимые для изучения околоскважинного пространства.

Наиболее эффективным направлением решения этих задач является комплексирование исследований на вертикальных профилях поляризационным методом ВСП и морской сейсморазведки МОВ ОГТ (2Д и 3Д), что позволяет детальные сведения о разрезе распространить на околоскважинное пространство,

Накопленный опыт и полученные результаты исследований в морских скважинах определили целесообразность внедрения промысловой сейсмики в сложных сейсмогеологических условиях шельфа Охотского моря.

Основные трудности морской сейсморазведки МОВ ОГТ в этом перспективном районе обусловлены недостаточной разрешенностью сейсмической записи, слабой изученностью волнового поля, нарушением и прерывистостью отражающих границ в сводовой части структуры и отсутствием надежной стратиграфической привязки.

В связи с этим важное значение имеет получение новых данных о волновом поле, параметрах поляризации и упруго-деформационных модулях среды, о поглощающих и отражающих свойствах исследуемого разреза.

Рассмотрим полученные результаты

1. Работы промысловой сейсмики были проведены на Астрахановской площади, расположенной в северо-восточной части Сахалинского шельфа на расстоянии 12 км от берега.

Строение этой площади исследовалось сейсморазведкой в 1975-1989г.г, в результате были построены структурные карты по целевым

горизонтам в отложениях миоцена (кровля и подошва дагинской свиты) и олигоцена и выявлено крупное поднятие размером порядка 6×10 км, осложненное в сводовой части многочисленными нарушениями, дан прогноз наличия коллекторов и УВ и рекомендовано разведочное бурение. Целевое назначение бурения – вскрытие газонасыщенных пластов в отложениях Даги и глубже. Глубина забоя скважины 2182 м. Полученные материалы ПМ ВСП характеризуются достаточной представительностью и вместе с тем значительной сложностью и разнообразием.

Наблюдения ПМ ВСП выполнены из 4-х ПВ с шагом 10 м.

Изучение околоскважинного пространства выполнено на основе комплексного анализа данных ВСП, морских профилей МОВ ОГТ и данных ГИС.

По непродольным профилям получены сводные временные и глубинные разрезы ВСП РР и РS волн, характеризующие строение околоскважинного пространства до удаления 550-600 м от исследуемой скважины. Разрезы РР и РS волн хорошо согласуются между собой и взаимно дополняют друг друга в плане освещения строения околоскважинного пространства. Увязка разрезов ВСП и МОВ ОГТ достаточно надежная. Опорные сейсмические горизонты по скважинным и морским наблюдениям совпадают. Из полученных данных можно заключить, что ожидаемая крупная нефтегазовая залежь на структуре Астрахановская – море скорее всего отсутствует. Реальные скопления УВ здесь могут быть связаны с малоамплитудными структурными ловушками в отдельных тектонических блоках, а также с литологическими ловушками.

Вероятность наличия изолированных песчаных линз прогнозируется на основании сеймостратиграфического анализа разрезов ВСП. Некоторые из выделенных линз вскрыты скважиной Астрахановская №1.

Рассматриваемые исследования ПМ ВСП дополняют морские наблюдения в плане тектонической модели, положения глубинных нарушений в околоскважинном пространстве.

Выделенное нарушение на разрезе ВСП из ПВ 3 согласуется с установленным ранее нарушением. Уверенное прослеживание сейсмических горизонтов на разрезах ВСП позволяет уточнить элементы структурного строения в околоскважинном пространстве.

По результатам изучения ПМ ВСП для структуры Астрахановское – море предложена новая модель надвигового типа. Разрезы ВСП, а затем МОВ ОГТ, проходящие в окрестности

скважины Астраханская №1, были обработаны по технологии САЭЭ – анализа.

В результате выполненных работ на площади были получены аномальные области проявления САЭЭ, которые по своим размерам, характеру проявления, количеству продуктивных интервалов, относительных эффективных мощностей представляются перспективными для поисково-разведочного бурения на выявление залежей УВ с существенной продуктивностью. На построенной схеме распространения нефтегазонасыщенности определены точки заложения скважин для бурения с высокой достоверностью их продуктивности.

2. На Арктическом шельфе исследования промысловой сейсмики выполнены комплексированием скважинных ПМ ВСП и наземных МОВ ОГТ наблюдений.

Скважинные наблюдения проведены из 3-х непродольных и одного продольного ПВ. Непродольные ПВ располагались на удалении 2500м и были ориентированы по азимутам через 120° . По этим наблюдениям изучены V_p и V_s , $\gamma = V_s / V_p$, σ – коэффициент Пуассона, E – модель Юнга. По наблюдениям из 3-х ПВ построены временные и глубинные разрезы РР и PS волн, разрезы γ_t , схемы распространения γ_t .

По скважинным наблюдениям ПМ ВСП осуществлена также стратиграфическая привязка отражающих границ, выделены зоны АВПД в исследуемом разрезе, построены прогнозные карты распределения коллекторов и схемы распределения параметров САЭЭ. Результаты иллюстрируются материалами, характеризующими высокую эффективность выполненных исследований.

3. На Северо - Западном шельфе Черного моря.

На Фланговой площади система наблюдений предусматривала получение вертикальных профилей ПМ ВСП из 10 пунктов возбуждения в интервале глубин 3250 - 50м. Шаг по вертикальному профилю из ближнего ПВ составил 10 м, а из непродольных ПВ - 20 м. При работах использовался трехточечный трехкомпонентный зонд с уплотнением сигналов на принципах время - импульсной модуляции сейсмостанции "Прогресс - 2", шаг дискретизации 2 мс, длительность записи 6 сек. Максимальное удаление составляло 2460 м. Практически ПВ были расположены по двум взаимноперпендикулярным направлениям, пересекающим под углом Фланговое осложнение. В качестве источников возбуждения

применены пневмопушки "Сигнал" (5 и 6), которые погружались на глубину 4,5 - 5 м. Объем камер составлял 6,5 литров, давление в камерах - 150 атм. Получены материалы, обеспечившие изучение волнового поля, выделение и прослеживание продольных и обменных отражений, определение скоростных и упруго - деформационных модулей среды и параметров поглощения, исследование энергетических и поляризационных характеристик среды в околоскважинном пространстве. По результатам работ получены временные и глубинные разрезы РР - волн, построены детальные структурные схемы в окрестности скв. Фланговая №2, выявлено биогермное тело между горизонтами Ш^б - IУ (в отложениях верхнего мела), представляющее интерес для последующей доразведки на этой площади.

УТОЧНЕНИЕ МОДЕЛИ РЕЗЕРВУАРА В ТЕРРИГЕННЫХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА НВСП+ГИС+2Д-МОГТ НА ВЕРХНЕ-ТЕЛЕКАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ЧУКОТСКОМ А.О.

В.П.Стенин*, З.И.Газарян*, В.П.Роговской**, А.Н.Касимов*, В.В.Редин*.

*СК «ПетроАльянс», г.Москва, ** «Сибнефть», г.Москва

Исследуемая скважина расположена на одной из площадей в пределах Поворотно-Телекайской зоны антиклинальных поднятий в южной части Анадырской скважины (Чукотский автономный округ).

Район работ характеризуется весьма сложным тектоническим строением. В разрезе Верхне-Телекайской площади, вскрытого скважинами, принимают участие терригенные отложения палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Продуктивные пласты собольковской свиты сложены туфогенными песчаниками, обладающими сравнительно невысокими эффективной пористостью и проницаемостью. Коллекторские свойства пород не выдержаны по площади, что определяет существование локальных литологических барьеров. Важнейшим нефтеконтролирующим фактором являются тектонические нарушения и связанные с ними зоны трещиноватости. Разрывными нарушениями различной амплитуды месторождение разбивается на серию блоков.

Фирмой Шлюмберже был выполнен расширенный комплекс каротажа, ориентированный на изучение трещиноватых коллекторов (многоволновой акустический каротаж, акустический и

электрической сканеры). С целью уточнения строения продуктивных песчаников на участке планируемого эксплуатационного бурения были выполнены исследования ВСП из 5 пунктов взрыва с использованием в качестве источника возбуждения погружных пневмопушек.

В результате комплексной интерпретации полученных высокоразрешенных глубинных мигрированных разрезов НВСП (рис.1) по продольным волнам уточнено детальное строение продуктивной части собольковской свиты, прослежены малоамплитудные тектонические нарушения и угловые несогласия.

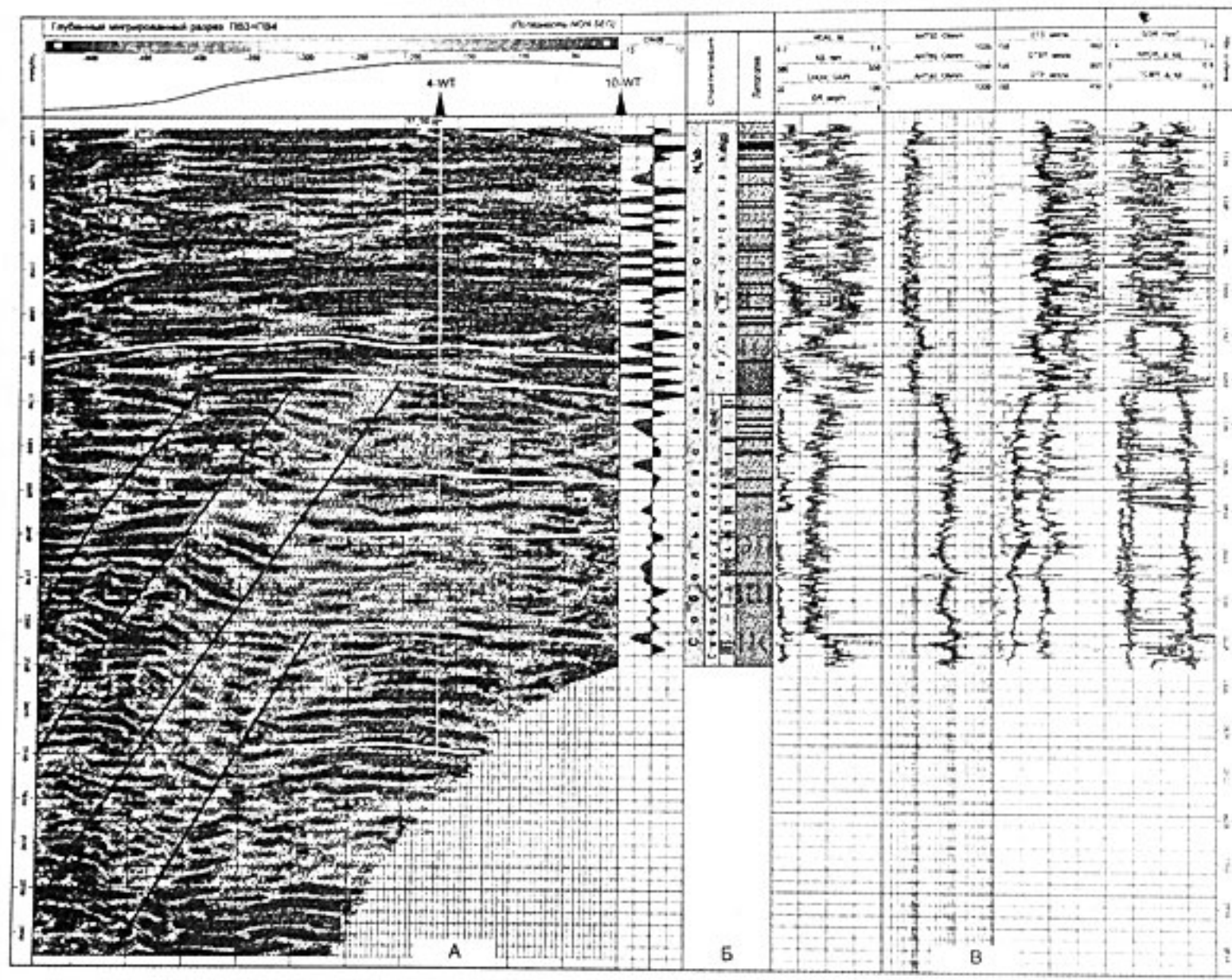


Рис.1. Верхне-Телекайское месторождение. Скв. 10. Суммарный глубинный мигрированный разрез по продольным волнам. ПВЗ+ПВ4.

- А – Глубинный мигрированный разрез
- Б – Литолого-стратиграфическая колонка
- В – Данные ГИС

Комплексная интерпретация данных каротажа и ВСП позволила выявить и рекомендовать к испытанию наиболее перспективные трещиноватые интервалы разреза, характеризующиеся аномальными значениями упругих параметров (модуля Юнга, коэффициента Пуассона и т.д.).

По результатам полноволнового и лучевого моделирования для сейсмического диапазона частот при соответствующей геометрии расстановки, показана возможность картирования продуктивных интервалов по данным ОГТ.

ДЕТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ СЛОЖНЫХ СРЕД ПМ ВСП С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА УВ

Ю.Д. Мирзоян

ООО «Ингеосейс» г. Краснодар

Проведенное за последние годы техническое перевооружение поляризационного метода ВСП на основе многоканальной скважинной цифровой аппаратуры, использование невзрывных способов возбуждения обеспечило значительный прогресс в исследованиях и реализации перспективных подходов к изучению и прогнозированию геологических разрезов, прямому обнаружению залежей углеводородов на основе новейших технологий.

Аномальные эффекты, связанные с залежами углеводородов, оценены по данным ПМ ВСП практически на всех крупных месторождениях страны. Полученные данные позволили эффективно решать задачи прогнозирования геологического разреза на подготовленных к глубокому бурению разведочных площадях.

Выполненные экспериментальные исследования открыли новые возможности сейсмической разведки в изучении околоскважинного пространства. Накопленный опыт и реальные возможности метода ПМ ВСП явились предпосылкой для все возрастающего использования его на всех этапах геолого-разведочных работ.

Геолого-экономическая эффективность метода ВСП на различных этапах геолого-разведочного производства определяется разными факторами, однако основное значение имеет, конечно, сокращение объемов непродуктивного бурения.

Важную роль здесь будет играть возможность применения новейшей обработки данных как скважинных, так и наземных наблюдений для прямого прогноза углеводородов, основанной на

изучении петрофизических свойств геологического разреза (технология «Петросейс») и сейсмоакустической энтропии и энтапии по волновым полям продольных отраженных волн.

Полученные материалы на различных площадях позволяют эффективно реализовать передовые технологии прогнозирования и распространения нефтегазовых залежей в районах как изученных бурением, так и на не вскрытых интервалах геологического разреза.

Рассмотрим результаты исследований на конкретных площадях.

1. На площадях Дыш в пределах Южного борта Западно – Кубанского прогиба наблюдения ПМ ВСП проведены по схеме корреляционно взаимоувязанных годографов из 10 пунктов возбуждения в скважинах №220, 224, с шагом 10м, более детальным в районе залежи (песчаники среднего майкопа).

Исследованиями изучены скорости продольных и поперечных волн, $\gamma = V_s/V_p$, α_p – поглощение, σ – коэффициент Пуассона, модуль Юнга, построены временные и глубинные разрезы ВСП, структурные схемы, схемы распределения параметра γ_i и распределения области нефтенасыщенных песчаных пластов, т.е. выделены зоны необводненных нефтяных горизонтов среднего майкопа.

2. На Ачикулакском месторождении (Ставрополье) изучены скорости V_p и V_s , параметра поляризации, упруго – деформационные модули среды ($\gamma = V_s/V_p$, σ – коэффициент Пуассона, E - модуль Юнга, постоянные Ламэ μ и λ), поглощение, построены временные и глубинные разрезы по PP и PS волнам, в результате их совместной интерпретации получены разрезы γ_i .

Проведена стратиграфическая привязка волн, регистрируемых на дневной поверхности, выполнен САЭЭ – анализ по наблюдениям ПМ ВСП и ПМ СОГ, построены схемы развития нефтенасыщенности пород в отложениях хадума, верхнего и нижнего мела и в отложениях нефтекумского горизонта нижнего триасса. Выявленные аномалии γ_i и САЭЭ – анализа по различным системам наблюдений ВСП, СОГ, МОВ ОГТ согласуются между собой, что характеризует высокую степень их достоверности.

Важным геологическим результатом является присутствие слабых аномалий нефтегазонасыщения в палеозойских отложениях.

3. На площади Хангуза (о. Сахалин) наблюдения ПМ ВСП выполнены из пяти пунктов возбуждения. На этой площади пробурены в сводовой части 8 глубоких скважин и все оказались непродуктивными. В результате проведенной обработки изучена структура волновых полей, детальный анализ которой обеспечил:

- стратиграфическую привязку волн;
- определение скоростной модели среды для продольных и поперечных волн;
- параметрическую оценку моно и комплексных параметров структуры волнового поля, их связи с литологией и петрофизикой пород, и также с поглощающими свойствами пород. Для изучения строения околоскважинного пространства построены временные разрезы продольных и поперечных волн, проведена оценка характера флюидонасыщения по технологии САЭЭ – анализа и на основе совместной интерпретации продольных и обменных волн, упругодеформационных модулей среды ($\gamma = V_s/V_p$, σ – коэффициент Пуассона и др).

Выполненная комплексная интерпретация результатов обработки скважинных и наземных наблюдений с использованием структурных построений в сочетании с распределениями оценок и характера поглощающих свойств разреза, сейсмоакустических эффектов энтропии и энтапии объясняет причины неудач ранее пробуренных 8-ми разведочных скважин на площади Хангуза.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СКОРОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИ ПОВТОРНЫХ НАБЛЮДЕНИЯХ ВСП

М.А. Лобусев, А.А. Шевченко.
СК «ПетроАльянс», г.Москва.

Для выполнения поставленных задач была выбрана скважина, на которой проводились повторные наблюдения ВСП с целью мониторинга паротеплового воздействия на пласт. Интервал работ составил восемь месяцев.

Полевая технология и различие аппаратуры при проведении повторных наблюдений представляют собой достаточно серьезную проблему. Обычная методика работ ВСП и обработка данных не нацелены на получение количественных значений амплитуд сейсмического сигнала. Так как повторить полевые измерения с абсолютной точностью невозможно, то для того чтобы обеспечить достоверное сравнение двух материалов ВСП, необходимо учесть в процессе предварительной обработки материала всех ошибок измерения, внесенных на стадии полевых работ.

Для сравнения волновых полей, отработанные в разное время, технология обработки данных включает следующие шаги:

-компенсация амплитудных искажений, связанных с технологией проведения ВСП;

-выполнение обработки материалов в рамках одного графа обработки;

-учет различий волновых полей с помощью корректирующей фильтрации;

-сравнение волновых полей и расчет разностного поля.

При повторных наблюдениях в той же самой скважине возникают различия сейсмического сигнала, связанные с различными условиями возбуждения и регистрации полей. Отличия волновых полей можно разделить на две группы, - фазовые или сдвиговые и амплитудные. Для правильного определения амплитудных различий волновых полей первоначально надо скомпенсировать взаимные сдвиги.

Годограф волнового поля всегда осложнен помехами, что приводит к ошибкам при определении скоростной характеристики разреза. Если для расчета скоростной характеристики среды использовать корреляционные функции, то скоростные кривые получаются более гладкими (Рис.1). Однако при стандартной обработке поля ВСП с целью получения пластовых скоростей применение корреляционных функций не всегда обосновано. При сравнении двух волновых полей использование взаимнокорреляционных функций дает возможность решить несколько задач. Во-первых, компенсируются ошибки измерения отдельно по каждому волновому полю. Во - вторых, определяются сдвиговые поправки, связанные с различием схем наблюдений и условиями проведения ВСП. Определение взаимных сдвигов на основе корреляционных функций, позволяет обойти проблему различия амплитуды и формы сигналов на повторных наблюдениях.

Определение и учет остаточных сдвигов между двумя материалами, позволяет вернуться к корректирующей фильтрации. Использование корреляционных функций при сравнении скоростных характеристик волновых полей при повторных наблюдениях позволяет получить устойчивое по отношению к шумам сравнение волновых полей.



Рис.1. Сравнение графиков скоростей, полученных по данным ВСП.

Раздел 4. Аппаратурные разработки

СКВАЖИННАЯ ЦИФРОВАЯ АППАРАТУРА «ВЕКТОР – 2» И ПНЕВМОИСТОЧНИКИ ПИК-1 ДЛЯ НАБЛЮДЕНИЙ ПМ ВСП

Ю.Д. Мирзоян, В.Г. Калашников, В.И. Тюхалов.

ООО «Ингеосейс», г. Краснодар.

ООО «Ингеосейс» на протяжении последних лет занималось разработкой скважинной цифровой аппаратуры «Вектор – 2». К настоящему времени созданы и изготовлены четыре комплекта аппаратуры, предназначенные для векторной регистрации волновых наблюдаемых полей в сухопутных и морских скважинах.

Указанный комплекс позволяет проводить исследования ПМ ВСП в глубоких скважинах при давлениях 1000 – 1100 атм и температурах до 120°-125°С и осуществлять оперативную обработку данных непосредственно на буровой.

Аппаратура «Вектор – 2» обеспечивает выполнение наблюдений на компьютере Pentium – III-IV с каротажным подъемником, снабженным трехжильным геофизическим кабелем. Её отличие от применяющихся в нефтегазовой отрасли связано с высококачественной регистрацией возбуждения упругих колебаний и

возможностью решения широкого круга геолого-геофизических задач, включая:

- детальное изучение состава и структуры волнового поля в различных по своему строению средах;
- определение скоростей продольных и поперечных волн;
- стратиграфическую привязку продольных, поперечных и обменных волн;
- изучение поглощающих и отражающих свойств среды;
- прогноз скоростей продольных и поперечных волн ниже забоя скважины;
- детальное исследование структурных планов в окрестности исследуемой скважины;
- прогноз коллекторов и их возможного нефтегазонасыщения в околоскважинном пространстве.

Комплекс состоит из 3х основных блоков.

1.Скважинного цифрового зонда

2.Устройства сопряжения скважинного цифрового зонда с компьютером «Pentium».

3.Регистрирующей и обрабатывающей системы Pentium – III-IV.

Переход на цифровое преобразование сигналов во внутренних точках среды обеспечивает возможность передачи сигналов с высокой плотностью и помехоустойчивостью в широком динамическом и частотном диапазонах. Этот переход от аналоговой передачи сигналов к цифровой во внутренних точках среды сравним с перевооружением сейсморазведке – переходом от аналоговых сейсмических станций к цифровым сейсмостанциям при наземной и морской сейсморазведке, что обеспечило существенное повышение эффективности проводимых исследований.

Скважинная цифровая аппаратура может быть использована как в морских, так и сухопутных скважинах диаметром от 127 до 400мм.

Регистрация упругих колебаний осуществляется одновременно в 6-ти точках вертикального профиля. В каждом модуле помещается трехкомпонентная симметричная однородная установка с 4-м контрольным Z - прибором. Кассета с 4мя электродинамическими сейсмоприемниками располагается в непосредственной близости от точки прижима снаряда к стенке скважины, причем прижим является электромеханическим и независимым для каждого снаряда зонда. В процессе полевых работ обеспечивается непрерывный сейсмический контроль идентичности каналов трехкомпонентных установок.

Основные технические характеристики 6-ти точечного 24-х канального зонда приводятся ниже:

| | |
|---|---|
| Количество сейсмоприемных каналов | 24 |
| Количество точек регистрации | 6 |
| Рабочий диапазон частот АЧХ сквозного тракта, Гц | 5-250 |
| Уровень шумов, приведенных ко входу аналого-цифрового тракта, мкв, не более | 0,1 |
| Шаг квантования, мс | 1,0 |
| Количество разрядов преобразования | 24 (23 разряда АЦП, один-знак последовательный) |
| Габариты электронного модуля, мм, не более (длина) | 200 |
| Масса одного сейсмического модуля в сборе, кг, не более | 15 |
| Масса модуля управления, кг, не более | 12 |
| Расстояние между точками наблюдения, м | 10-20 |
| Длина бронированного геофизического кабеля типа КГ - 3-60-180, м | до 6000 |
| Температура, °С | 120 |
| Мгновенный динамический диапазон, дБ, не менее | 138 |
| Конструктивный диаметр, мм | 60-73 |

Аппаратура «Вектор-2» включает в себя скважинную и наземные части. Скважинная часть состоит из 7 снарядов, в том числе 6-ти сейсмоприемных модулей и одного модуля управления. Наземная часть включает в себя два основных устройства: наземный прибор (пульт) и систему сбора, регистрации и обработки на базе Pentium -III.

Компьютер осуществляют запись упругих колебаний, возбуждаемых любыми видами невзрывных и взрывных источников, которая обрабатывается на автономном персональном компьютере. Стандартная длительность записи - 6с, при вибросейсмических наблюдениях - 18 с. и более.

В процессе полевых наблюдений осуществляется управление и диагностика различных блоков аппаратуры, обеспечивается контроль идентичности каналов трехкомпонентных установок, управление взрывом и прижимными устройствами, движением и установкой зонда с помощью специального электронного пульта.

Полевая обрабатывающая система обеспечивает оперативную обработку материалов ВСП в различных модификациях с целью получения необходимых геолого-геофизических данных непосредственно на буровой и оценки качества полевых записей.

В процессе обработки осуществляется:

- ввод, демультимплексирование записей, сортировка, редактирование, оценка качества полевых записей и их ориентирование, ввод априорных данных о среде;

- выделение времен первых вступлений, построение вертикального годографа, определение средних пластовых и интервальных скоростей;

- селекция волн разных типов, получение сейсмограмм в локальной и пространственной системах координат;

- прогноз разреза в окрестности и глубже забоя скважины, получение временных и глубинных разрезов и др.

Оперативная обработка выполняется в максимально короткие сроки (менее 24 часов) после завершения наблюдений в скважине. Комплекс регистрации, сбора и обработки информации на базе персонального компьютера состоит из следующих основных подсистем:

- подсистема управления и отображения, расширенная дополнительным цветным монитором V6A (SV6A), обеспечивает связь с регистрирующей станцией;

- подсистема ввода, контроля и обработки информации;

- подсистема архивации, состоящая из 2-х наполнителей на магнитной ленте.

Таким образом, комплекс технических средств «Вектор-2» разработан на основе новейшего цифрового многоканального зонда, современной персональной ЭВМ, комплексов обработки данных ВСП на ЭВМ РС - АТ.

Для возбуждения упругих колебаний для работ на море и суше разработан многоцелевой пневмоисточник ПИК-3, позволяющий набирать от одной до пяти рабочих камер (излучателей), каждая с объемом $1,0 \text{ дм}^3$, соединенных между собой цилиндрическими втулками на резьбе. Источник относится к типу групповых пневматических источников и использует в качестве рабочего тела сжатый воздух при давлении до 15,0 МПа (производительность компрессора на всасывании не менее $20 \text{ м}^3/\text{ч}$)

Величина энергии, запасаемой в источнике на одно воздействие, определяется количеством излучателей в группе N и составляет не менее 30кДж при N = 1 и не менее 150кДж при N = 5.

Габаритные размеры:

- диаметр, мм.....125.0

- длина группы (с кронштейном), мм.....2500.0

Масса источника (при N = 5), кг.....110

Срабатывание источника обеспечивается подачей на электропневмо-клапан запускающего импульса с амплитудой напряжения, В.....280+20

Разброс моментов срабатывания источника не более, мс.....±0 25

Частотный диапазон сейсмических колебаний, возбуждаемых источником, составляет (по уровню 0 5), Гц.....20-250

Источник имеет встроенный датчик момента срабатывания (ДМС) и укомплектован кронштейном, позволяющим осуществлять его погружение в скважину до 100 м и подъем на поверхность буровым станком. Запуск источника осуществляется с помощью пульта управления.

Применение вышеуказанных технических сред обеспечивает получение качественного сейсмического материала.

В докладе приводятся материалы ПМ ВСП, характеризующие работу аппаратуры и оборудования при работах ПМ ВСП на Арктическом шельфе.

СКВАЖИННАЯ СЕЙСМИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА «ВОЛНА»

Р.Я. Адиев, В.И. Булаев, С.М. Васильев, В.А. Глушков, В.В. Лесников
ОАО «Башнефтегеофизика», г.Уфа.

Трехточечная трехкомпонентная скважинная сейсмическая аппаратура «Волна» была разработана в ОАО «Башнефтегеофизика» в период с конца 2002г. до середины 2003г. Аппаратура прошла ведомственные приемочные и сертификационные испытания (сертификат соответствия № РОСС RU.НО03.В00164). Федеральной службой по технологическому надзору выдано разрешение на применение (№ РРС БК-12838). Шесть комплектов аппаратуры успешно эксплуатируются в районах Башкирии и Западной Сибири.

Стимулирующим фактором для разработки стал повсеместный переход на трехкомпонентную регистрацию и обработку сейсмических сигналов, а также то, что аналогичное оборудование не всегда отвечает поставленным требованиям и имеет высокую стоимость. Используя многолетний опыт эксплуатации различной скважинной аппаратуры и обработки полевого материала, накопленный в объединении, были поставлены оптимальные с точки зрения пользователей технические требования к аппаратуре. За

короткий период были разработаны компактные и надежные схемы с необходимым набором функций на доступной сегодня современной элементной базе, прежде всего в скважинной части аппаратуры, с последующей доводкой наземной части и программного обеспечения.

Наземная часть аппаратуры выполнена на двух блоках.

Блок геофизический построен на основе двух однокристальных микроконтроллеров. В результате блок имеет очень простую реализацию, высокую надежность, полную ремонтпригодность и низкую стоимость. В блоке с размерами 210X325X85 мм уместилась плата питания и управления, а необходимые элементы оперативной настройки расположены на лицевой панели корпуса. Блок геофизический через СОМ-порт подключается к компьютеру.

Блок привода двигателей представляет собой силовой импульсный источник питания с программным управлением. Он позволяет наряду с автоматизацией и оптимизацией процесса прижима обеспечить также идентичность усилия прижима. С компьютером он связывается по 2-му СОМ-порту.

Использование компьютера позволило значительно упростить все остальные составляющие аппаратуры, а также объединить процессы регистрации, визуализации и препроцессинга, повысить оперативность и достоверность контроля качества геофизического материала.

Ниже приводятся возможности и основные характеристики аппаратуры.

Назначение

Аппаратура предназначена для геофизических сейсмических исследований (ВСП, НВСП и др.) методами скважинной сейсморазведки. Производит прием сейсмических колебаний в околоскважинном пространстве, преобразование их в электрический цифровой сигнал и передачу в компьютер.

Область применения

Разведочные (обсаженные и необсаженные) и эксплуатационные скважины с диаметрами от 65 до 320 мм, с рабочей температурой в зоне исследований от 5 до 120 °С, с максимальным рабочим давлением 60 мПа, а также углами наклона, не превышающими 15 градусов (в соответствии с техническими данными на применяемые геофоны GMT-12.5V, GMT-12.5H).

Используемое вспомогательное оборудование

Подъемник каротажный с бронированным трехжильным каротажным кабелем длиной до 5000 м.

Системы синхронизации возбуждения для импульсных (взрывных и невзрывных), вибрационных источников сейсмических колебаний.

IBM-PC совместимый компьютер с конфигурацией не хуже Pentium II – 350 / 64 Мб RAM и операционной системой Windows 98/2000/XP.

Основные технические данные

а) Скважинная часть аппаратуры.

Число разрядов АЦП 16 (цена одного разряда 306 мкВ), динамический диапазон преобразования - 90 дБ, полный динамический диапазон с учетом программируемых коэффициентов усиления – 150 дБ.

Интегральная нелинейность АЦП не более 2 LSB.

Дифференциальная нелинейность АЦП не более 1 LSB.

Фазовый сдвиг между выборками сигналов каналов 2 и 3 относительно первого канала 70 ± 2 и 140 ± 2 мкс соответственно.

Расхождение начала измерения по всем приборам не более 5 мкс.

Максимальная длина записи 25 и 50 сек при шаге дискретизации 1 и 2 мс соответственно.

Пределы усиления от 32 до 92 дБ.

Количество программируемых коэффициентов усиления - шесть (0, 12, 24, 36, 48, 60 дБ).

Частота среза ФНЧ 250 Гц, крутизна спада 36 дБ/окт.

Неравномерность частотной характеристики аналогового тракта в полосе пропускания не более 3 дБ.

Амплитудная неидентичность между сейсмическими каналами с учетом коэффициентов усиления не более 0,5 дБ.

Уровень собственных шумов, приведенный ко входу, с учетом тепловых шумов геофонов при усилении 92 дБ не более 0,1 мкВ (среднеквадратическое значение).

Взаимные влияния между каналами не более минус 78 дБ.

Скорость передачи данных по кабелю снизу вверх 64 кБит/сек кодом M-2 по жиле совмещенной с положительным питанием. Данные передаются переменными по длине пакетами в зависимости от числа подключенных скважинных приборов. Достоверность передачи проверяется по контрольной сумме пакета и по счетчику номера пакета.

Передача команд по кабелю вниз с использованием время-импульсной модуляции по жиле, совмещенной с отрицательным питанием.

Режимы работы скважинной аппаратуры:

- Регистрация сейсмических сигналов.
- Контроль спуска зонда.
- Контроль сейсмического шума.
- Контроль температуры внутри корпуса прибора.
- Проверка работоспособности и параметров каналов в процессе работы.

Скважинная часть аппаратуры представляет зонд из трех цифровых приемных скважинных приборов, соединенных друг с другом двумя кабельными соединителями.

Максимальное отклонение прижимного рычага от центра скважинного прибора не менее 340 мм.

Максимальное усилие на конце рычага управляемого прижимного устройства (при длине рычага 420 мм) не менее 850 Н.

Время полного раскрытия (закрытия) прижимного устройства не более 40 сек соответственно.

Конструкция узла геофонов трехкомпонентная ортогональная с жесткой фиксацией относительно корпуса.

Наружный диаметр скважинного прибора не более 48 мм.

Масса скважинного прибора не более 11 кг.

б) Наземная часть аппаратуры.

Связь блока геофизического с компьютером по интерфейсу RS-232 со скоростью 115,2 Кбит/сек.

Количество служебных каналов 3.

Связь блока привода двигателей с компьютером по интерфейсу RS-232 со скоростью 9,6 Кбит/сек.

Пределы регулировки выходного напряжения управления двигателями прижима скважинных приборов 17...220 В, выходной ток до 1,4 А.

Питание аппаратуры от сети переменного тока 220В, 50 Гц.

Для обеспечения взаимодействия аппаратуры с компьютером было разработано специализированное программное обеспечение регистрации и экспресс-обработки данных скважинной сейсморазведки GeoSeis Reg (свидетельство Роспатент № 2003610471).

Программное обеспечение (ПО) GeoSeis Reg предназначено для работы в операционных средах Windows 98/2000/XP. В качестве инструмента при разработке программного обеспечения использовалась среда визуального программирования Delphi 7.0.

С помощью ПО GeoSeis Reg оператор управляет процессом регистрации данных ВСП, а также осуществляет контроль работоспособности аппаратуры «Волна». Регистрируемые данные сохраняются на жестком диске компьютера или на внешних носителях информации в стандартных сейсмических форматах (SEG-Y, СЦС-3, CST – формат обрабатывающего комплекса GeoVecteur).

Большое внимание при разработке программного обеспечения было уделено обеспечению надежности работы программно-аппаратного комплекса. Для этой цели предусмотрена возможность резервного копирования регистрируемых данных. Оператору предоставлена возможность постоянного контроля основных параметров аппаратуры и телеметрии. При обнаружении сбоев и неполадок в работе аппаратуры программное обеспечение выдает разнообразные информационные сообщения, помогающие оперативно выявить причину сбоев и устранить ее.

ПО GeoSeis Reg помимо регистрации сейсмических данных позволяет выполнять различные сервисные и вычислительные процедуры. Программное обеспечение предоставляет пользователю разнообразные функции при визуализации зарегистрированных данных.

ПО GeoSeis Reg позволяет оператору непосредственно на скважине производить экспресс-обработку полученных данных. Программное обеспечение обладает широким набором процедур предварительной обработки данных (процедуры редактирования, сортировки сейсмических трасс; различные виды фильтрации и т.д.). Для оценки качества полевого материала предназначены процедуры спектрального анализа, расчета соотношения сигнал/шум.

Опыт эксплуатации аппаратуры подтвердил характеристики аппаратуры, позволяющие получить высокое качество полевого материала. Вместе с тем он дал импульс для разработки аппаратуры и программ ВСП следующего поколения.

О СВОЙСТВАХ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В АППАРАТУРЕ ДЛЯ ПМ ВСП.

В.В.Сирченко *, В.А. Багмут **, А.Э. Сайганов **, В.А. Рюмин **

**ГГП «Укргеофизика», г.Киев,*

*** КГФЭ «Крымгеофизика», г.Симферополь.*

Первые опыты по выполнению наблюдений ПМ ВСП проводились в КГФЭ еще в 70-х годах одноточечным

трехкомпонентным зондом, оснащенным мощным [3] электромеханическим прижимом.

Применение с начала 80-х в качестве регистратора сейсмостанции «Прогресс» позволило сформулировать основные требования к аппаратуре, которые сводились к следующему: при наблюдениях ПМ ВСП применяются установки с датчиками (сейсмоприборы), имеющими идентичность по амплитуде $\pm 5\%$ и по фазе $\pm 4\%$ видимого периода [2,8]. Очевидно, что требование амплитудной идентичности относится к характеристикам сквозных трактов, т. е. цепи; сейсмоприбор – линия (канал) передачи – канал регистратора.

Для контроля идентичности датчиков - сейсмоприборов, параметры которых могут изменяться в больших пределах под действием различных факторов, прежде всего температуры (в АПМ 1-7 нашей разработки – до 180°C), применяется "сейсмический" способ сравнения суммы сигналов наклонных (1, 2, 3) и вертикального (Z) датчиков – непрерывно, по рабочему сигналу при симметричной их установке в зондах.

Основные недостатки такой системы передачи информации в целом – это искажения за счет влияния наводок питающей сети, блуждающих токов и других факторов на динамический диапазон передаваемого сигнала и относительно низкая производительность.

Разработка трехприборного – двенадцатиканального зонда с время - импульсной модуляцией (ВИМ) – АПМ ВСПУ-3-12 была выполнена с целью устранения этих недостатков. Этот зонд достаточно широко применяется на Украине, в Туркменистане и РФ [1, 10].

Очевидно также, что АЧХ каналов примененной системы передачи, вносят свою долю как в идентичность АЧХ сквозных трактов, так и в параметры, определяющие разрешающую способность записей: частотный и динамический диапазон, уровень нелинейных искажений и взаимных влияний, которые также могут изменяться под воздействием температуры и т.д. В связи с этим, в названной скважинной аппаратуре, наряду с "сейсмическим" методом контроля применяется аппаратный, позволяющий контролировать и настраивать в процессе работы параметры сквозных трактов по идентичности АЧХ в пределах требований к сейсмическим датчикам, а по остальным параметрам – к характеристикам регистратора.

В 1992 году на базе АПМ ВСПУ-3-12 в Крымской геофизической экспедиции (КГФЭ) был разработан комплект – АПМ ВСПУ-3-12К —, успешно применявшийся в 1992 – 1995 годах [6] на Кольской

сверхглубокой скважине (в том числе и для мониторинга при температуре 150°C и длине кабеля 13 км).

В последующие годы на базе этого комплекта был разработан целый ряд модификаций (ВСПЗ-1, ВСПЗ-3, ВСПЗ-7, АПМЗ-3, АПМЗ-3М, АПМ4-3), успешно до настоящего времени применяющихся в Туркменистане и на Украине [9].

Применение в зондах с прямой передачей и ВИМ компьютеризованных регистраторов позволило, во-первых, осуществлять контроль всех основных характеристик оборудования в процессе выполнения работ у устья скважины, а, во-вторых, помимо субъективной визуальной оценки параметров, выполняемой оператором, перейти к измерениям с помощью программно-технических средств, тем самым радикально повысить точность контроля и, соответственно, измерений. Именно в этом, на наш взгляд, наибольшая ценность компьютеризации сейсмических методов исследования скважин.

Разработка цифрового зонда, т.е. перенос АЦП в скважинный прибор, позволяет повысить разрешающую способность исследований за счет расширения динамического диапазона, снизить уровень взаимных влияний, но в то же время приводит к снижению максимальной рабочей температуры и осложняется следующими обстоятельствами:

1. Поскольку мгновенный динамический диапазон систем с ВИМ больше 80 dB, то для передачи сигнала с таким диапазоном с учетом требований [7] необходим АЦП с разрядной сеткой не менее

$$\frac{80dB}{6} + 7 \text{ разр.} = 21 \text{ разряда}$$

2. Применение 24-х разрядного дельта-сигма АЦП упростило бы решение задачи, но проблематично в связи тем, что цена младшего разряда в нем

$$\frac{10^6}{2^{24}} = 1.2 \mu\text{В}, \text{ что значительно ниже значений шумов преобразования,}$$

для сравнения — в сейсмостанции «Прогресс»

$$\frac{8192.m\text{В}}{2^{14}} = 1.2.m\text{В}$$

3. Для соблюдения условий [5,11] необходимо передавать сигнал с диапазоном

$$\frac{1 \cdot 10^6}{0.1} = 10^7 \text{ или } 140 \text{ dB,}$$

а значит существенно усложнить схему (В ЦПМЗ-1 - 16 разрядов АЦП + 7 разрядов МАРУ + 5 разрядов ПРУ);

4. Для передачи информации в реальном времени (обязательное условие для Украины, где в большинстве случаев применяются невзрывные источники возбуждения, и регистрация сигналов выполняется с накоплением) пришлось отказаться от модемов, бортовой памяти и разработать схему приема-передачи, обеспечивающую скорость передачи около 370 кбод.

В ЦПМЗ-1 применены те же системы контроля, что и в остальных зондах нашей разработки.

Для проверки эффективности (а, оказалось, и необходимости) контроля нами была выполнена обработка полевых материалов, полученных:

- зондом с ВИМ АПМ4-3М с регистратором – компьютеризованной сейсмостанцией «Прогресс»,

- цифровым зондом, оснащенным 21 разрядным дельта-сигма АЦП (этими зондами был опробован один и тот же интервал в скважине с одним и тем же источником возбуждения – пневмопушками),

- АМЦЗ-48, Z сигнал получен искусственно, сложением сигналов наклонных сейсмоприемников (источник возбуждения – взрывы в скважинах).

В результате обработки установлено:

АПМ4-3М – мгновенный динамический диапазон – 73 dB,
по паспорту – 80 dB;

Цифровой зонд с 21 разрядным АЦП – 37 dB,
по расчетам с учетом [7] – 84 dB;

АМЦЗ-48 – 46 dB,
по рекламному листу – 90 dB.

Из рис. 1 видно, что у обоих цифровых зондов большой уровень шумов как до первых вступлений, так и в процессе записи. При наличии правильно работающей системы контроля ни один из них не должен был быть допущен к работе.

Выводы

1. В настоящее время для ПМ ВСП применяется сейсмическая скважинная аппаратура, оснащенная следующими системами передачи: прямой, ВИМ и цифровой.

Использование для преобразования колебаний среды в электрические сигналы трехкомпонентных установок с сейсмоприемниками, имеющими одинаковые свойства, и компьютеризованных регистраторов наделяет их с точки зрения

решения основной задачи ПМ ВСП -определения полного вектора сейсмической волны – практически одинаковыми свойствами.

2. Различия в свойствах систем передачи в основном определяют (при соответствующем уровне разработки) область применения:

- зонд с прямой передачей – в необсаженных скважинах, с высокой температурой, при наличии возможности отключения питающей сети на скважине,

- зонды с ВИМ – в сверхглубоких, глубоких скважинах, мониторинге при температуре до $+150^{\circ}\text{C}$,

- цифровой зонд в скважинах с температурой до 125°C , при необходимости регистрации сигналов с мгновенным динамическим диапазоном больше 90 dB и т.д.

3. Вопрос о применении в аппаратуре для ПМ ВСП систем сейсмического контроля может решить разработчик.

Применение аппаратурного контроля обязательно. Его отсутствие делает применение аппаратуры для ПМ ВСП бессмысленным и дискредитирует метод.

Литература

1. «Временное дополнение «К инструкции по сейсморазведке». Порядок, состав и форма представления первичных материалов полевых сейсморазведочных работ в Государственный банк цифровой геологической информации», М, 1996 г.

2. «Временные методические рекомендации по проведению сейсморазведочных работ ПМ ВСП с целью изучения околоскважинного пространства». Составители: Амиров А.Н. Герасимов М.Е., Алиев О.Г. Министерство геологии УССР. ГГП «Крымгеология», г. Симферополь, 1984 г.

3. Шехтман Г.А., Каплунов А.И., «Влияние силы прижима скважинных приборов на характер регистрируемых сигналов при ВСП». «Прикладная геофизика», выпуск 73, М., Недра, 1974 г.

4. Гогоненков Г.Н., Табаков А.А. «Состояние и перспективы развития ВСП». Гальперинские чтения 2001. Тезисы докладов. Москва 2001г.

5. Канасевич Э.Р. «Анализ временных последовательностей в геофизике». М., Недра, 1985 г.

6. Караев Н.А., Скотт Смитсон. «Многокомпонентные исследования в районе Кольской сверхглубокой скважины», журнал «Геофизика», №1, 1995 г.

7. Кондратьев О.К. «Теоретические основы цифровой записи сейсмических колебаний». Москва, Нефтегеофизика, 1992 г.

8. «Методические рекомендации по применению поляризационного метода сейсмической разведки». КАЗВИРГ, Научные редакторы Е.И. Гальперин, Л.А. Певзнер, г. Алма-ата, 1984 г.

9. Мищенко А.Н., Бублик Н.В. «Изучение околоскважинного пространства методом ПМ ВСП на территории Днепровско-Донецкой впадины». Гальперинские чтения 2001.

10. Отчеты Морской геофизической партии треста ЮМНГ по исследованиям ПМ ВСП на шельфе Черного моря в апреле-ноябре 1990 г., с марта 1990 г. по июль 1991 г. и с января 1991 г. по июль 1992 г., Ответственный исполнитель Ю.Д. Мирзоян, г. Геленджик.

11. «Сейсморазведка. Справочник геофизика», под редакцией Гурвича И.И., Номоконова В.П. М., Недра, 1981 г.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН ДЛЯ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Т.Н. Ишуев, Н.М. Хуснимарданов, А.К. Доронкин, А.А. Звегинцев.
ОАО «Татнефтегеофизика» г.Бугульма

Ежегодно ОАО «Татнефтегеофизика» проводит сейсмокаротажные исследования методами ВСП, НВСП, ПМ ВСП в более 80-ти скважинах. География работ – это Республика Татарстан, республика Коми, Восточная Сибирь, Оренбургская область. Основные задачи, стоящие перед геофизиками – изучение скоростной характеристики разреза, определение литолого-стратиграфической привязки отраженных волн, изучение структурных особенностей околоскважинной среды, определение параметров трещиноватости карбонатных отложений.

Основопологающим моментом для решения поставленных задач является получение качественного исходного полевого материала, что определяется оптимальным выбором регистрирующей аппаратуры, источника возбуждения сейсмических сигналов и условий воздействия. В ОАО «Татнефтегеофизика» при проведении скважинных сейсморазведочных работ в качестве регистрирующей аппаратуры используется скважинный сейсмокаротажный цифровой четырехкомпонентный (1,2,3,Z) зонд СКЦ1-823, с управляемыми прижимами, разработанный в ОАО «Татнефтегеофизика». Основными видами источников возбуждения сейсмических волн является использование взрывов малых зарядов в мелких (до 45м) скважинах, применение виброисточников СВ10-180 и НЕМ1-50.

Технической особенностью вертикального сейсмического профилирования является необходимость производства множества взрывов при отработке одной скважины при сохранении идентичности условий возбуждения, что в реальных условиях выполнить очень сложно. Это предопределило необходимость применения источников упругих колебаний, которые отвечали бы таким требованиям, как:

- надежность в работе;
- высокопроизводительность;
- широкий спектр возбуждаемых частот.

В опытно-производственной геофизической экспедиции ОАО «Татнефтегеофизика» на протяжении нескольких лет проводятся работы по испытанию невзрывных источников, это: электроискровой погружной источник «Искра-2», скважинный электрогидравлический источник ЭГИС-5, поверхностный источник «Джин», сейсмические вибрационные установки СВ10-180 и НЕМІ-50.

В 2004г. были проведены сравнительные испытания погружного пневматического источника «Пульс-6» (ООО «Пульс», г.Геленджик) и электромагнитного источника «Геотон» (г.Тюмень). Необходимость проведения таких работ связана, кроме чисто методических причин, с опасностью хранения, перевозки и использования взрывчатых материалов.

В докладе представлены технические характеристики пневмоисточника «Пульс-6» и электромагнитного источника «Геотон», а также сравнительные данные регистрируемых сигналов. Основными параметрами, используемыми при сравнении записей скважинных и контрольных приборов для различных способов возбуждения сейсмического сигнала, являются четкость первого вступления, амплитудно-частотная характеристика записи, соотношение сигнал/помеха, разрешенность волновых картин.

Работы проводились в скважинах республики Татарстан и Оренбургской области методами МСК, ВСП и НВСП.

При работах на скв.1 Ключевской площади (Оренбургская область) для анализа привлекались материалы ВСП, полученные с использованием пневмоисточника «Пульс-6», электромагнитной установки «Геотон» и взрывов.

Анализ записей на сейсмограммах ВСП показал, что интенсивность сейсмического сигнала при различных видах воздействия достаточно высока, по частотному составу из невзрывных источников к взрывам наиболее близок пневмоисточник;

частотный диапазон записи в случае использования электромагнитной установки «Геотон» в 2 раза ниже, чем при взрывах.

Такая же картина сохраняется и при исследованиях из удаленных ПВ. Сейсмические записи, зарегистрированные при возбуждении упругих волн из удаленного ($L=1507\text{м}$) ПВ взрывным способом и пневмоисточником, представлены на примере скв.614 Ново-Елховской площади (Татарстан). Целевым объектом изучения являлись отложения верхнего девона.

Независимо от способа возбуждения состав волновой картины остается практически постоянным, т.е. выделяются волны одного типа и класса, которые формируются на одних и тех же границах, но интенсивность сигнала при возбуждении пневмоисточником несколько ниже. Частотный состав записей отличается и не в пользу пневмоисточника.

Опробование «пневмопушки» и электромагнитной установки «Геотон» при воздействиях из удаленного ПВ ($L=1313\text{ м}$) проводилось в скв.221 Мензелино-Актанышской площади (Татарстан). Объект исследований – отложения нижнего карбона. На сейсмограммах НВСП, полученных при возбуждениях электромагнитной установкой «Геотон», отмечается более низкочастотный состав сейсмических записей и неуверенное прослеживание отражений. При применении пневмоисточника «Пульс-б» отражающие горизонты прослеживаются более надежно.

В результате проведенных работ можно сделать следующие выводы:

- невзрывные источники являются производительными, экологически чистыми источниками упругих колебаний;

- они гарантируют сохранение идентичности условий воздействия и стабильность формы исходного сейсмического сигнала при неоднократных воздействиях.

Из представленных источников наиболее близким к взрывным по амплитудно-частотным характеристикам является пневмоисточник «Пульс-б» (г.Геленджик). Возможность погружения источника позволяет выбирать наиболее оптимальные условия возбуждения для данного района работ, что обеспечивает высокую разрешенность сейсмического сигнала и максимально возможное соотношение сигнал/помеха. И, кроме того, применение погружного пневмоисточника «Пульс-б» обеспечивает целостность взрывной скважины при многократных возбуждениях.

При применении поверхностного электромагнитного источника «Геотон» регистрируются интенсивные низкочастотные сейсмические сигналы, применение ряда процедур обработки расширяет спектр незначительно.

ДАТЧИК ГЕОФОН-ГИДРОФОН ГГ-3

Р.И. Кривоносов

ООО НПП ГТ «Геофизика», г.Пятигорск.

Предназначен для определения параметров гравитационного и волнового полей в скважинах, подземных выработках, на море, земной поверхности, при установке на неподвижных, летающих или движущихся объектах.

Область применения:

1. Геофизические исследования скважин.
2. Сейсморазведка (наземная, морская).
3. Гравиразведка (наземная, морская, авиа).
4. Сейсмология (прогноз и регистрация землетрясений, оползней, лавин).
5. Метеорология.
6. Навигационная автотранспортная, авиационная и ракетная техника.
7. Гражданская оборона. Устройства для предупреждения о землетрясениях (в том числе индивидуального типа), охранной сигнализации, устройства для определения ориентации летательных аппаратов в гравитационном поле Земли, устройства наведения на движущиеся наземные, подземные, подводные и летательные объекты в управляемых подводных и наземных минах и снарядах, устройствах распознавания по спектру колебаний от движущегося объекта (человека, собаки, автомашины, танка, подводной лодки и т. д.) при охране военных и гражданских объектов (зданий, аэродромов, границы).

Датчик Геофон-гидрофон ГГ-3 можно оценить как прорыв в области скважинной и наземной сейсморазведки, скважинной гравиметрии, мониторинга разработки месторождений нефти и газа, прогноза землетрясений. Датчик скомпенсирован по внешнему давлению и может применяться в скважинах без изоляции от промысловой жидкости при температуре окружающей среды до 200°C. Допустимый перепад давления - 20 кПа. Диапазон рабочих частот 0-2000 Гц. Чувствительность к изменению давления $\pm 0,1$ Па, к

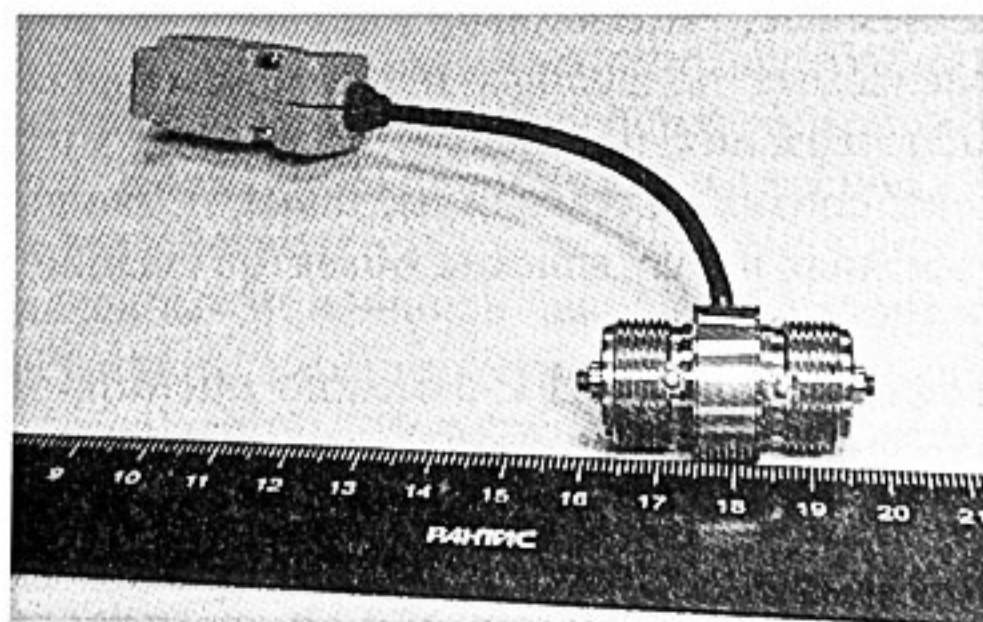
изменению ускорения силы тяжести – не менее 10^{-7} g. Нестабильность нуля в течение суток не более 1%. Чувствительность датчика превосходит аналогичную современного высокочувствительного сейсмоприемника российско-американо-японского предприятия «Ойо-Гео-Импульс». Датчик имеет идеальную круговую направленность и может использоваться в качестве высокоточного датчика зенитного и апсидального углов, трехкомпонентного сейсмоприемника для ВСП, скважинного гравиметра, наземного сейсмоприемника, сейсмографа.

Габариты однокомпонентного датчика ГГ-3-1-11: диаметр 20 мм, длина 30,5 мм, вес 28 г.

Габариты трехкомпонентного (x, y, z) датчика ГГ-3-3-11:

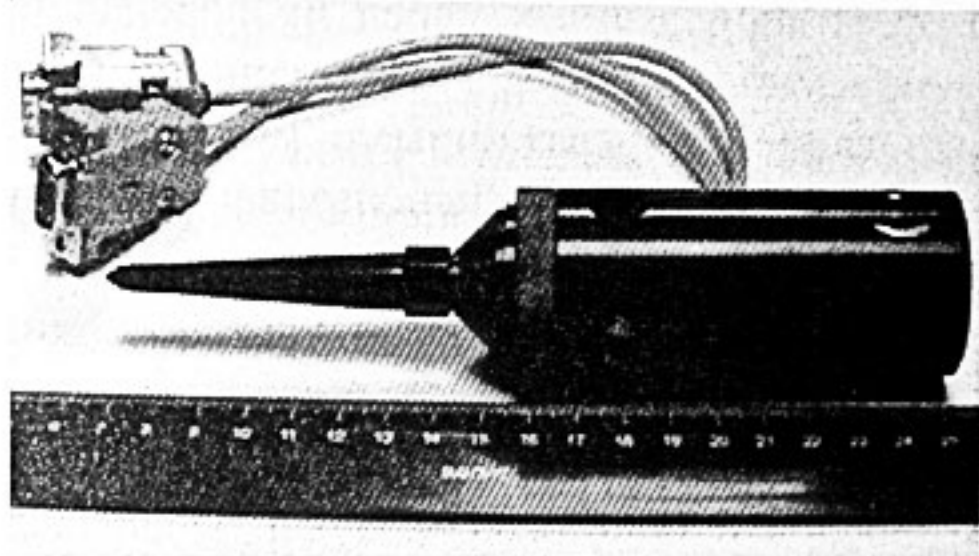
- в цилиндрическом корпусе: диаметр 36 мм, длина 93 мм, вес 247 г;
- в кубическом корпусе: сторона куба 38 мм, вес 173 г.

На основе датчика ГГ-3 изготовлен опытный образец беспакерного дебитомера для контроля профиля притока эксплуатационных скважин. Выпущены опытные образцы трехкомпонентных датчиков для скважинной аппаратуры вертикального сейсмопрофилирования (ВСП), скважинного и наземного гравиметра. Изготовлен опытный образец и проведены сравнительные испытания скважинного прибора с датчиками ГГ-3, включенными в качестве геофона и гидрофона для измерения Z-компонент сейсмических сигналов. Однокомпонентный датчик ГГ-3-1-11 опробован в составе аппаратуры сейсмической донной станции в Карском море совместно с ГНПП «Севморгео».



Однокоординатный датчик ГГ-3-1-11

Проблемы заключаются в организации серийного производства и снижении коммерческой стоимости. Имеется возможность уменьшения габаритов датчика при сохранении или увеличении его чувствительности. Коммерческая стоимость может быть доведена до стоимости современных сейсмоприемников. Серийное производство нуждается в очень крупных (до 10 млн. долл. США) инвестициях.



Трехкоординатный геофон-гидрофон ГГ-3-3-11

АППАРАТУРНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ АППАРАТУРЫ АМЦ-ВСП-3-48 ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

Т.С. Мамлеев, Г.Г. Сафиуллин, В.Н. Даниленко, Н.М. Ахметшин
В.В. Дмитриев М.А. Замалетдинов, А.А. Крысов, Ю.В. Николаев.
ОАО НПП «ВНИИГИС», г.Октябрьский (Башкортостан)

Модульная цифровая аппаратура для трехкомпонентной скважинной сейсморазведки АМЦ-ВСП-3-48 [1, 2, 3] (разработчики: ОАО НПП ВНИИГИС, ЗАО НПФ "ГИТАС", ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис" – г. Октябрьский, Башкортостан), находится в промышленном применении с 1993 г. С тех пор, при неизменности ее общей идеологии, было проведено 7 модификаций аппаратуры. Свыше 30 комплектов аппаратуры работают в различных геофизических организациях на основных нефтегазовых месторождениях России и ближнего зарубежья, что де-факто превратило аппаратуру АМЦ-ВСП в промышленный стандарт. Два восьмимодульных комплекта аппаратуры АМЦ-ВСП под аббревиатурой MSAT (Modular Seismic Array Tool) закуплены и

эксплуатируются с 1997 г. компанией Schlumberger, что повлияло на эволюцию аппаратуры для ВСП и за рубежом.. В настоящее время компания Schlumberger начала производство собственной аппаратуры под названием VSI с идеологией, близкой к аппаратуре АМЦ-ВСП.

Основой идеологии аппаратуры АМЦ-ВСП является использование децентрализованной мультиплексно-модульной схемы построения многомодульного скважинного зонда с разделением времени измерения и времени передачи данных к наземному регистратору. Буферизация данных перед их передачей происходит внутри каждого приемного модуля. Информационный обмен между наземным оборудованием и скважинными модулями происходит в режиме "Запрос - Ответ" с использованием групповой и индивидуальной адресации.

Такая идеология построения аппаратуры позволила добиться следующих основных преимуществ:

1. Снято принципиальное ограничение с количества измерительных каналов и приемных модулей в скважинном зонде, ранее лимитировавшееся ограниченной пропускной способностью телеметрической системы, зависящей от электрических свойств каротажного кабеля. Количество одновременно работающих трехкомпонентных модулей может достигать 20 - 30 и более, ограничиваясь только возможностями электропитания и технологией проведения работ.

2. Значительно снижены инструментальные шумы аппаратуры, так как в период непосредственного измерения отсутствует передача данных по телеметрической системе, являющейся источником сильных шумов из-за необходимости выработки мощных электрических импульсов для перезаряда емкости каротажного кабеля. Кроме того, оцифровка сигналов в каждом приемном модуле сокращает путь прохождения аналоговых сигналов, также улучшая соотношение сигнал/шум.

3. Отсутствует необходимость повторных измерений в случае сбоя при передаче измеренных данных. В этом случае достаточно перезапросить данные из буферной памяти скважинного приемного модуля.

4. При мультиплексно-модульной схеме построения система приобретает гибкую архитектуру: скважинный зонд можно собирать из произвольного количества приемных модулей в зависимости от

задач и технологии проведения работ. Длина кабельных перемычек между приемными модулями может быть также произвольной.

5. Каждый скважинный модуль, становясь функционально законченным независимым устройством, программно управляется с наземного компьютера, что позволяет расширить функциональные и метрологические возможности приемных модулей за счет введения дополнительных рабочих и тестовых режимов.

6. Открытость мультиплексно-модульной схемы, использующей протокол обмена "Запрос - Ответ", позволяет при необходимости наращивать комплекс дополнительными геофизическими и технологическими модулями, например модулем гамма-каротажа, модулем пространственной привязки и др.

Каждый приемный модуль содержит встроенный программно-управляемый калибратор, позволяющий в реальных скважинных условиях контролировать метрологические (амплитудные, динамические и шумовые) характеристики и идентичность всех электронных измерительных каналов и сейсмоприемников, что особенно важно для трехкомпонентных наблюдений. Метрологические характеристики аппаратуры контролируются с учетом требований международного стандарта SEG¹.

Приемные модули снабжены механическими прижимными устройствами рычажного типа с приводом от электромотора, которые программно управляются с поверхности. Прижим модулей ведется под контролем компьютера, что обеспечивает идентичность и качество прижима всех модулей к стенке скважины.

Ниже приведены основные технические характеристики скважинных приемных модулей аппаратуры АМЦ-ВСП:

- Габаритные размеры приемного модуля1460 мм, Ø48 мм
- Вес приемного модуля11 кг
- Усилие на конце рычага прижимного устройства модуля ... 85 - 100 кг
- Длина кабельных перемычек любая, стандартно – 20 м
- Конструкция узла сейсмоприемников – трехкомпонентная ортогональная
- Шаг дискретизации сигналов 0.125, 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, 4.0 мсек
- Динамический диапазон преобразования 150 дБ
- Мгновенный динамический диапазон 90 дБ
- Инструментальный шум 0.05 - 0.1 мкВ
- Максимальная температура эксплуатации +120°C (+140°C)

¹ DIGITAL SEISMIC RECORDER SPECIFICATION STANDARDS by SEG Subcommittee of the Technical Standards Committee. © 1988, Society of Exploration Geophysicists.

- Максимальное гидростатическое давление80 МПа

Скорость передачи данных программно управляется, оптимизируясь к характеристикам конкретного используемого кабеля.

Модуль ретранслятора является самым верхним в скважинном зонде. Он служит для сопряжения многомодульного зонда с основным каротажным кабелем, который может быть любого типа, включая одножильный кабель. Кроме того, модуль ретранслятора является механическим демпфером для паразитной кабельной волны.

Наземная часть аппаратуры содержит малогабаритные, легко перевозимые блоки, включающие в себя программно-управляемый блок питания скважинного прибора, портативный компьютер типа NOTEBOOK и интерфейсный блок, содержащий узлы цифровой телеметрии и узлы сопряжения со стандартным внешним оборудованием: системой синхронизации сейсмических возбуждений, наземными контрольными сейсмоприемниками и каротажным подъемником с геофизическим кабелем. При необходимости может быть подключен принтер.

Технологическое программное обеспечение аппаратуры АМЦ-ВСП предоставляет оператору возможность проводить следующие основные операции:

- установка и просмотр исходных технологических параметров комплекса;
- корректировка технологических параметров комплекса в процессе работы;
- управление электропитанием скважинных модулей;
- тестирование и контроль функционирования скважинных модулей (на стенде, на скважине перед спуском, в процессе спуска, перед регистрацией);
- мониторинг движения нижнего модуля при спуске зонда в скважину;
- управление механическими прижимными устройствами скважинных модулей;
- взаимодействие с сейсмическими источниками, инициализация регистрации, прием данных регистрации, визуальный контроль данных и их запись на жесткий магнитный диск компьютера вместе с технологическими параметрами регистрации;
- переформатирование исходных данных в формат СЦС-3 или SEG-Y;

- автоматическое ведение и документирование рапорта оператора;
- препроцессинг, вывод результатов препроцессинга, и сейсмических профилей на дисплей и принтер.

Технологическое программное обеспечение позволяет проводить работы в режимах ВСП, многолучевого ВСП (в том числе и в мультипикетном режиме), а также в режиме с перемещающимся источником (МОГ, WALKAWAY) как в сухопутных, так и в морских скважинах.

Есть неоднократный опыт использования аппаратуры АМЦ-ВСП для синхронной работы с наземной сейсморазведкой. Первые такие работы были проведены в г. Урае в 1994 г. совместно с российско-американской фирмой MDSEIS (ныне – ПЕТРОАЛЬЯНС). В этой работе использовался скважинный зонд длиной 600 м, состоящий из 12 измерительных модулей с 50-метровыми кабельными переключками.

Возможность использования в работе большого количества измерительных модулей с произвольной длиной кабельных переключек делает аппаратуры АМЦ-ВСП перспективной также для мониторинга гидроразрыва пластов и для работ по технологии 4D.

Литература:

1. Современная идеология аппаратуры для ВСП и результаты ее практического применения. Мамлеев Т.С., Бандов В.П., Сафиуллин Г.Г., Дмитриев В.В., Даниленко В.Н., Ленский В.А., Ахметшин Н.М. Международная геофизическая конференция и выставка EAGE, г. Москва, 15-18 сентября 1997: Сб. тезисов. – М., 1997. – С.2.7

2. Новые технологические приемы скважинной сейсморазведки с использованием аппаратуры АМЦ-ВСП-3-48. Мамлеев Т.С., Ленский В.А. Новые высокие информационные технологии для нефтегазовой промышленности: Тез. докл. Междунар. симп., Уфа, 8-11 июня 1999 г. – Уфа: АО НПФ "Геофизика", 1999. – С. 92-93

3. Аппаратура АМЦ-ВСП-3-48 и опыт ее промышленного применения. Мамлеев Т.С., Сафиуллин Г.Г., Даниленко В.Н., Ахметшин Н.М., Дмитриев В.А., Замалетдинов М.А. НТВ АИС "Каротажник". – 2004. – Вып. 114. С. 97-102

Авторский указатель

| | | Стр. | | | Стр. | | |
|---------------|------------------|---------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|----------------------|
| А | Амиров А.Н. | 35 | | Лысенко М.М. | 110 | | |
| | Адиев Р.Я | 105, 131 | | Ляхницкая Е.Г. | 30 | | |
| | Ахметшин Н.М | 145 | М | Мамлеев Т.С. | 145 | | |
| Б | Багмут В.А. | 135 | | Мейер Й. | 88 | | |
| | Баев А.В. | 13, 74 | | Миндель И.Г. | 52 | | |
| | Баранов К.В | 8, 13 | | Мирзоян Ю.Д. | 117, 123, 127 | | |
| | Барков А.Ю. | 8, 13, 74 | | Мищенко А.Н. | 110 | | |
| | Бондарева Н.В. | 86 | | Мухтаров Т.Э. | 81 | | |
| | Булаев В.И. | 131 | | Н | Николаев Ю.В. | 145 | |
| В | Васильев С.М | 131 | | | П | Пахомов В.Ф. | 105 |
| | Г | Газарян З. И. | | | | 78, 121 | Петерсен С. |
| Гайнанов В.Г. | | 48 | | | | Петров Е.И. | 18, 103 |
| Голикова Г.В. | | 20 | | | | Поволоцкий В.В. | 62 |
| Глушков В.А. | | 131 | | | | Пономаренко П.Г | 32 |
| Д | Даниленко В.Н | 145 | Пономарева Н.В. | | | 110 | |
| | Доронкин А.К. | 93, 140 | Помазанов В.В. | | | 56, 66, 86 | |
| | Дингволл С. | 88 | Попов В.В. | | | 81 | |
| | Дмитриев В.В | 145 | Пусрш Д. | | | 88 | |
| Е | Елисеев В.Л. | 60 | Р | | | Рагозин Н.А. | 52 |
| | Ерофеев Е.И. | 86 | | | | Редекон В.А. | 11, 56, 66, 86 |
| З | Замалетдинов М.А | 145 | | Редин В.В | | 78, 121 | |
| | Звегинцев А.А | 140 | | Решетников А.В. | 60, 62, 70 | | |
| | Зиатдинов С.Р. | 26 | | Риле Д.Г. | 86 | | |
| И | Иванов С.В. | 62 | | Роговской В.П. | 121 | | |
| | Ишуев Т.Н. | 93, 140 | | Рюмин В.А. | 135 | | |
| К | Каждан Е.И. | 105 | | Рыковская Н.В. | 48 | | |
| | Калашников В.Г. | 127 | | Рыжков В.И. | 81 | | |
| | Касимов А.Н. | 16, 78, 103, 121 | | С | Сайганов А.Э. | 135 | |
| | Касьянов В.В. | 101 | | | Сафиуллин Г.Г. | 145 | |
| | Каштан Б.М. | 26 | | | Сидоренко Г.Д. | 110 | |
| | Копчиков А.В. | 70, 74 | Сирченко В.В. | | 110, 135 | | |
| | Крейвен М. | 88 | Скачек К.Г. | | 18 | | |
| | Кривоносов Р.И. | 143 | Смит П. | | 88 | | |
| | Крысов А.А. | 145 | Соболев Д.М. | | 117 | | |
| | Кузнецов В.М. | 81, 93 | Сорокин А.П. | | 110 | | |
| | Курочкин А.Г | 117 | Стенин В.П. | | 11, 121 | | |
| | Купцова Т.Н. | 78 | Степанов А.В. | | 43 | | |
| | Л | Лесников В.В. | 131 | | Степченков Ю.А. | 60, 62 | |
| | | Линей С. | 88 | | Стихарный А.П. | 30 | |
| | | Лобусев М. А. | 125 | | Т | Табаков А.А. | 8, 13, 60, 70, 74 |
| | | Лукачевский П.Л. | 62 | | | Терехин А.А. | 35, 43 |
| | | Лукьянов Р.Ф | 98 | | | | |

| | | | |
|---------------------------|-----------------------------------|-------------------------|-----------------|
| Тихонов А.А. | 11, 16, 18, 41, 56, 78, 103 | Хуснимарданов Н.М. | 140 |
| Трифонов Б.А. | 52 | Ч Черкашнев С.А. | 88 |
| Трунов Е.А. | 32 | Чертенков М.В. | 11, 16 |
| Тюхалов В.И. | 127 | Чижова М.В. | 20 |
| Ф Фарбирович В.П. | 114 | Чудинов Ю.В. | 37, 98 |
| Филимоненко С.В. | 81 | Ш Шевченко А.А. | 78, 114, 125 |
| Ференци В.Н. | 8, 70 | Шехтман Г.А. | 81, 93 |
| Х Хайрутдинов Р.Н. | 30 | Шляпников А.И. | 98 |
| Хайрутдинов Д.Р. | 30 | Я Яковлев И.В. | 8, 13, 74 |
| Хасанов Э. | 114 | Яковлев Г.Е. | 43 |
| Хирабаяши Н. | 88 | | |

Перечень организаций - участников, докладчиков и содокладчиков

- Б** ОАО "Башнефтегеофизика", г.Уфа т:(3472) 23-22-86, ф: (3472)51-590-39
bng@ufacom.ru
ПО "Белоруснефть", г.Гомель, т: 55-22-60, ф: 57-92-74
(Белоруссия) contact@beloil.gomel.by
- В** ФУГП «ВНИИГеофизика», т: (095) 925-4513, ф: (095) 956-39-38
г.Москва vniigeof@rol.ru
ВНИГНИ , г.Москва т.: (095) 273-2651, ф: (095) 273-4721
vnigni@dol.ru
ООО "ВимСейсТехнология", т: (095) 273-28-81, ф: 273-4721
г.Москва vimseis@vimseis.ru
ОАО НПП «ВНИИГИС», т:(34767) 56522, ф: (34767) 55016
г.Октябрьский (Башкортостан) vnigis@poikc.bashnet.ru
ОАО "ВНИПИВзрывгеофизика", т/ф.: 8-(246)-3-33-19, info@vnipivzryv.ru
г.Раменское
ООО «Вуктылгазгеофизика», т./ф: (82146) 214-05, vgg@sgp.gascom.ru
г.Вуктыл
- Г** ОАО "Газпромгеофизика", г.Москва т:(095) 775-95-75, ф:(095) 775-95-65
office@gazpromgeofizika.ru
ООО «Геоверс», г.Москва т:(095) 192-81-35, ф: (095) 192-81-35
vsp@cge.ru
ТОО "Геовелл", г.Алматы (Казахстан) т: 8 (3272) 20-67-64, alex_tko@rambler.ru
ООО НПП ГТ "Геофизика", т/ф :(8793) 97- 46-59, geofizika@megalog.ru
г.Пятигорск
ЗАО НПФ «Гитас», г.Октябрьский т.:(34767) 5-7958, ф: (34767) 5-79-58,
(Башкортостан) gitas@poikc.bashnet.ru
ООО «Гетэк», г.Москва
- И** ООО "Ингеосейс", г.Краснодар т/ф: (8612) 31-15-49, ingeoseis@pochtamt.ru
ООО «Ингеовектор», г.Краснодар т/ф: (8612) 31-8667,
ingeovector@pochtamt.ru
ФГУГП «Иркутскгеофизика», т/ ф:(3952) 20-08-83, irgeofizika@mail.ru
г.Иркутск
Институт сейсмологии АН
Казахстана, г.Алматы (Казахстан)
- К** «НПУ Казаньгеофизика», г.Казань т/ф:(8432)71-9139, geophys@mi.ru
ЗАО «Казморгеофизика», г.Алматы
(Казахстан)
АО «Казпромгеофизика», г.Алматы т: 8(3272) 73-85-84, ф: 8(3272) 50-89-42
(Казахстан), НПФ «ДАНК», kazpromgeo@nursat.kz
г.Алматы (Казахстан)
АО РД «КазМунайГаз», г.Астана т.: 8 107 (3172) 78-6220, ф: 8 107(3172)
(Казахстан) Astana@Kazmunaygas.kz
Казанский Государственный т/ф: (8432) 92-82-67,
Университет, г.Казань (Татарстан) geofac@ksu.ru
ОАО «Когалымнефтегаз», т.: (34667) 44-540, ф: (34667) 23-520
г.Когалым kngf@kogalym.wsnet.ru

- ЗАО «Компания «Газ и Нефть», г.Москва
 т: (095)961-28-63 kgn@mail.esoo.ru
 ООО «Компас Плюс», г.Уфа (Башкортостан)
 Т/ф: (3472) 773-521 compass@ufanet.ru
 КГЭ "Крымгеофизика", г.Симферополь (Украина)
 т/ф: + 38 0652 232179, geoph@cris.crimea.ua
 Л ООО «Лукойл-Коми», г.Усинск
 т: (82144) 55-308, 55-204, ф: (82144) 41-338
 ООО «Лукойл-Нижевожскнефть»
 т: (8442) 33-7342, ф: (8442) 36-1817, stuff@nvn.lukoil.com
 М МГУ, Геологический факультет, г.Москва
 т/ф: (095) 939-12-30, gainanov@seismic.geol.msu.ru
 О ООО "ОЙО-ГЕО Импульс Интернэшнл", г.Уфа
 т: (3472) 24-91-53, ф: (3472) 24-73-44 geoimp@ufanet.ru
 П СК «ПетроАльянс», г.Москва
 т: (095) 797-93-93, ф: (095) 797-93-97 pas@petroal.ru
 ФГУП ПНИИИС, г.Москва
 т:(095)366-3189, ф: (095)366-3189 pniiisgs@mtu-net.ru
 ОАО "Пермнефтегеофизика", г.Пермь
 т/ф: 8-902-47-42-44-0, png@perm.raid.ru
 ООО «Промсейс», г.Саратов
 geo@perm.raid.ru
 С ОАО "Саратовнефтегеофизика", г.Саратов
 т/ф: (845-2)69-26-59, sng@san.ru
 ЗАО НПФ «СейсмоСетСервис», г.Октябрьский (Башкортостан)
 (34767) 5-89-08, seismoset@bashnet.ru
 ОАО «Сибнефть», г.Москва
 т.: (095) 777-3152, ф: (095) 777 3151
 ЗАО "НПЦ "СибГео", г.Тюмень
 т/ф: 39-96-89, post@sibgeo.ru
 НИИФ им. В. А. Фока СПбГУ, г.Санкт-Петербург
 т: (812)428-72-20, ф: (812) 428-72-40
 ОАО «Специальные Геофизические Системы», г.Саратов
 apver@paloma.spbu.ru
 т/ф (8452) 72-6224, sgsgeo@mail.ru
 Т ОАО "Татнефтегеофизика", г.Бугульма (Татарстан)
 т/ф: (85514) 3-07-55, vsp@tngf.tatneft.ru
 ОАО НПЦ «Тверьгеофизика», г.Тверь
 т/ф: (0822)43-4477, tvergph@tgph.ru
 Тюменский нефтяной научный центр(ТННЦ), г.Тюмень
 т/ф: (3452)49-9658, aiandronov@tnnc.tnk.ru
 У ГПП "Укргеофизика", г.Киев (Украина)
 т: (8044)241-93-01, ф: (8044) 241-93-02 geofiz@t.kiev.ua
 Х ООО "Хантымансийскгеофизика", г.Ханты-Мансийск
 т/ф: (34671) 3-7493, Andrey.Martuyshev@tsaggi.ttknet.ru
 Ц ОАО «ЦГЭ», г.Москва
 т: (095) 192-64-15 , ф: (095) 192-80-88 cge@cge.ru
 Ш Шлюмберже, г.Москва
 т: (095) 935-8200, ф: (095) 935-8780 solutions@moscow.oilfield.sib.com
 «Вестерн Джеко», г.Ставангер