



ЕАГО

Евро-Азиатское
Геофизическое
Общество



ЦГЭ

ОАО «Центральная
геофизическая
экспедиция»

«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ-2002»

Материалы научно-практической конференции:

**«ВСП, ГИС и наземная сейсморазведка –
совместные наблюдения,
обработка и интерпретация»**

Москва

28 – 30 октября 2002г.

Настоящий сборник содержит материалы второй научно-практической конференции по проблемам ВСП, организованной Евро-Азиатским Геофизическим обществом (ЕАГО) и ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция» Минэнерго РФ и посвященной памяти создателя метода ВСП Евсея Иосифовича Гальперина – «Гальперинские чтения – 2002».

Последние годы постоянно растет интерес нефтяных компаний к геологическим результатам, получаемым при комплексировании и совместном анализе данных ВСП в различных модификациях с данными наземной 2Д/3Д сейсморазведки и ГИС. Особенно важное практическое значение эти результаты имеют при детальном изучении геологии нефтегазовых месторождений, находящихся в стадии разработки и эксплуатации.

Именно это направление исследований, позволяющее существенно расширить технологические возможности нефтяной геофизики в задачах прогнозирования вещественного состава, неоднородности и изменчивости литологии и петрофизики пород, слагающих продуктивные отложения, более всего представлено в докладах конференции. Наряду с докладами, посвященными обсуждению новых методик и способов изучения волнового поля среды в сочетании с наземными наблюдениями, использования трехкомпонентной регистрации сигналов для комплексного использования продольных, поперечных и обменных волн, ряд докладов содержит конкретные геологические результаты, полученные в различных регионах.

В целом, по своему содержанию доклады охватывают практически все направления исследований от теоретических, методических проблем до общих задач геофизики и промысловой геологии. Поэтому особенно важным является планируемые по результатам конференции специальные тематические выпуски журнала «Геофизика» (издание ЕАГО), что будет способствовать широкому внедрению новых технологий изучения геологии продуктивных сред с помощью и в сочетании с методом ВСП.

Сборник содержит 49 докладов от 45 организаций, в том числе от 5 зарубежных. Материалы сборника представляют интерес не только для геофизиков и геологов, работающих в рассмотренных направлениях работ, но и для геологов-нефтяников, занятых в сфере детальной разведки и разработки нефтяных месторождений.

Оргкомитет

Ответственные за выпуск, редакторские правки:
Гальперина Р.М., Ю.Б. Зингер, В.С. Мануков.

Компьютерная верстка:
Л.В. Данилова, Л.П. Крупченкова.

Содержание

Стр.

Раздел 1. Комплексирование ВСП, наземных и скважинных наблюдений, моделирование волновых полей, алгоритмы и программы обработки и интерпретации.

<i>Г.Н.Гоголенков, А.С.Кашик, А.А.Табаков.</i> Трехмерные системы наблюдений и комплексирование ВСП, ОГТ и ГИС при детальном изучении околоскважинного пространства	9
<i>А.А.Табаков, В.В.Решетников, И.Е.Солтан.</i> Динамическая декомпозиция сейсмических полей и реконструкция модели среды при обработке данных ВСП	12
<i>С.В.Добрынин, А.Н.Касимов, А.А.Тихонов.</i> Использование многоволнового ВСП для привязки поверхностных сейсмических наблюдений на обменных волнах	13
<i>А.В.Баев, И.Е.Солтан, А.А.Табаков, И.В.Яковлев.</i> Оптимизация граничных условий при моделировании волновых полей методом конечных разностей	15
<i>А.В.Баев, А.А.Табаков, И.Е.Солтан, И.В.Яковлев.</i> Оценка динамической представительности векторной конечно-разностной миграции данных ВСП	16
<i>А.Ю.Барков, К.В.Баранов, А.К.Душутин, В.Н.Ференци, А.А.Табаков.</i> Усовершенствование алгоритмов редактирования импульсных и гармонических помех в записях ВСП	17
<i>В.А.Ленский.</i> Роль динамических характеристик волнового поля при интерпретации данных ВСП	21
<i>М.Н.Антоенко.</i> Метод расчета сейсмических волновых полей в сложных средах и его применение в ВСП	25
<i>Г.А.Шехтман, В.М.Кузнецов, А.С.Ефимов, Е.П.Кацук, В.П.Бандов, А.Ф.Косолапов, Г.Г.Сафиуллин.</i> Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях Юрубчено-Тохомской зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой наклонометрии	30
<i>А.М.Карасевич, Д.П.Земцова, Н.П.Шкирман, А.Н.Долинин.</i> Выделение УВ-содержащих объектов на основе оценки упругих характеристик среды по материалам комплексирования скважинных измерений и наземных наблюдений МОГТ	36

<i>А.Ю.Барков, А.А.Табаков.</i> Применение метода минимизации энтропии двумерных спектров для коррекции статических поправок и параметров ориентации трёхкомпонентных датчиков в методе ВСП	37
<i>В.А.Редекон, М.И.Елманов, М.Ф.Каширских, С.М.Карнаухов.</i> Возможности программного комплекса «ВИМСЕЙС» (визуальное интерактивное моделирование сейсмических горизонтов) для решения задач скважинной сейсморазведки	40
<i>В.А.Редекон, А.А.Тихонов.</i> Решение задач обработки ЗС ВСП с использованием пакета «ВИМСЕЙС»	46
<i>О.И.Шкуратов, М.А.Милецкий, Л.В.Ячменева.</i> Стандартная обработка профилей ВСП с использованием программы RAZREZ	53
<i>В.М.Ерофеев, Д.Г.Риле, И.А.Селезнев.</i> Использование современных информационных технологий для создания геофизического программного обеспечения	60
<i>Эва Межвинска, Халина Енджейовска-Тычковска, Роберт Бартонь.</i> Некоторые вопросы применения метода ВСП в интерпретации данных трехкомпонентной сейсмики	65
Раздел 2. Изучение околоскважинного пространства применение модификаций ВСП, в т.ч. НВСП, межскважинная сейсмотомография и др. в различных регионах	
<i>К.В.Баранов, В.С.Бикеев, Н.В.Стариков, А.А.Табаков.</i> Результаты применения методик «3Д+ВСП - Локальный проект» и «2Д+ВСП-Локальный проект» в условиях Западной Сибири	69
<i>В.П.Стенин, А.Н.Касимов, А.А.Тихонов.</i> Обзор геологических результатов использования ЗС ВСП в СК «ПетроАльянс»	73
<i>Н.Г.Давыдов, А.А.Табаков, А.Г.Пак.</i> Результаты прогнозирования геологического разреза ниже забоя скважины с использованием нескольких пунктов возбуждения и перспективы применения ВСП-ПГР в различных нефтегазоносных бассейнах Казахстана	75
<i>В.Г.Козлов, Р.Ф.Лукьянов, Ю.В.Чудинов.</i> Эффективность, проблемы и перспективы скважинной сейсморазведки в условиях Пермского Прикамья	78
<i>А.М.Тюрин.</i> К вопросу зависимости достоверности геологических прогнозов от соотношения средних плотностей стратиграфических интервалов терригенного разреза и скоростей распространения продольных сейсмических волн	83
<i>В.С.Афанасьев, Вл.С.Афанасьев, С.В.Афанасьев, С.Н.Чиковани.</i> Определение параметров скоростной модели пород вдоль разреза скважины по данным ГИС в терригенном разрезе	88

<i>И.Г.Миндель, Б.А.Трифонов, Н.А.Рагозин.</i> Вертикальное сейсмическое профилирование с целью определения параметров среды в инженерных изысканиях для строительства и при сейсмическом микрорайонировании	96
<i>В.А.Липатников, Н.С.Загуменова.</i> Методические особенности ВСП в сверхглубоких скважинах Прикаспийской синеклизы	101
<i>А.Г.Болгаров, Ю.В.Рослов.</i> Межскважинная сейсмотомография для решения инженерно-геологических задач и перспективы применения в нефтяной геологии	103
<i>Т.Н.Купцова, А.Н.Касимов, А.А.Тихонов.</i> Наблюдения ВСП в круто падающих стволах	107
<i>Ю.В.Чудинов, А.И.Шляпников.</i> НВСП. Обработка и интерпретация скважинных наблюдений в Пермском Прикамье	108
<i>З.И.Газарян, Н.В.Пономарева, Ю.В.Овчаренко.</i> Уточнение геологических моделей локальных участков месторождений на базе комплексной интерпретации данных с использованием многоволнового акустического каротажа и ЗС ВСП	113

2.1. Изучение анизотропии

<i>Т.Э.Мухтаров, В.И.Рыжков, А.А.Тихонов.</i> Тестирование скважинных сейсмических методов изучения азимутальной анизотропии с использованием моделирования волновых полей	116
<i>С.Б.Горикалев, В.В.Карстен, К.А.Лебедев, А.В.Тригубов.</i> Изучение анизотропии горных пород по данным обменных PS-волн	118
<i>С.Черкашнев, С.Линей, Р.Бэйл, М.Уилер.</i> Использование данных каротажа в анизотропной обработке многокомпонентных морских сейсмических данных	123
<i>А.А.Табачков, И.Е.Солтан, В.Н.Ференци, Д.С.Чулкин, А.Г.Пак.</i> Использование обменных падающих поперечных волн ВСП для освещения строения околоскважинного пространства	124

2.2. Выделение литологических неоднородностей и тектонических нарушений.

<i>Л.Л.Презенцева, А.А.Презенцев.</i> Выделение литологических неоднородностей с использованием методики НВСП на скважине 50П Тевлино-Русскинской	126
<i>Л.Л.Презенцева, А.А.Презенцев.</i> Выделение малоамплитудных дизъюнктивных нарушений с использованием методики НВСП	128

<i>М.М.Кравцова, А.А.Тихонов.</i> Оценка разрешающей способности ВСП при выделении малоамплитудных разрывных нарушений	131
--	-----

Раздел 3. Решение задач нефтепромысловой геологии и мониторинга, промысловая сейсмика

<i>А.В.Феоктистов, В.А.Феоктистов.</i> О промышленном стандарте промысловой сейсмики	133
<i>В.М.Громыко.</i> Решение ряда проблем разработки залежей нефти Принятского прогиба с помощью ВСП	138
<i>В.М.Кузнецов, Г.А.Шехтман.</i> Возможности ВСП при решении задач оценки структуры порового пространства в микронеоднородных средах	141
<i>А.Б.Кривицкий, Н.В.Бондарева, В.М.Ерофеев, Е.А.Макеева, Г.В.Сурцук.</i> Прогнозирование зон развития коллекторов на основе скважинной, наземной сейсморазведки и ГИС	146
<i>О.И.Шкуратов, Л.В.Ячменева, Р.Ю.Копёнкин.</i> Технология обработки данных, получаемых в процессе бурения, и перспективы ее использования	151
<i>А.Ф.Косолапов, В.П.Бандов, Н.М.Ахметшин, Р.Л.Мухутдинов.</i> Опробование волнового метода оценки проницаемости нефтяных пластов	157
<i>А.Н.Амиров.</i> ВСП при изучении внутреннего строения нефтегазовых залежей	162
<i>Г.В.Голикова, М.В.Чижова.</i> Природа амплитудных аномалий волн, связанных с коллекторами	165
<i>А.В.Баев, А.А.Табаков, И.Е.Солтан, А.В.Копчиков.</i> Решение обратных задач ВСП и мониторинг при бурении скважин на основе корреляционных полей	167
<i>В.Л.Трофимов, Ф.Ф.Хазиев.</i> Прогнозирование динамики напряженного состояния массива горных пород по данным трехкомпонентных скважинных исследований	170

Раздел 4. Аппаратура, источники возбуждения

<i>А.Я.Картелев.</i> Электрогидравлический скважинный источник сейсмоакустических сигналов для проведения детальной сейсморазведки ..	177
<i>К.А.Лебедев, В.Т.Лаврухов, А.В.Мухеев, А.Н.Белянин.</i> Трехкомпонентный скважинный зонд с гироскопической ориентацией	178

<i>В.А.Багмут, М.Г.Герасимов, А.Э.Сайганов, В.А.Рюмин. О проблемах аппаратуры для ПМ ВСП</i>	184
<i>Г.В.Волков, В.З.Кокшаров, В.И.Резвов. Невзрывные способы возбуждения при скважинных сейсмических исследованиях</i>	187
<i>Авторский указатель</i>	189
<i>Перечень организаций - докладчиков и содокладчиков</i>	191



ГАЛЬПЕРИН

Евсей Иосифович
(31.10.1920 - 20.10. 1990)

«ВСП- это не стандартная методика, а мощный аппарат для решения самого широкого круга задач.

Я убежден и весь накопленный опыт подтверждает, что ВСП это беспроблемная технология, в которой можно и нужно смело вкладывать усилия и материальные, и людские».

Е.И. Гальперин

Раздел 1. Комплексование ВСП, наземных и скважинных наблюдений; моделирование волновых полей; алгоритмы и программы обработки и интерпретации.

ТРЕХМЕРНЫЕ СИСТЕМЫ НАБЛЮДЕНИЙ И КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ВСП, ОГТ И ГИС ПРИ ДЕТАЛЬНОМ ИЗУЧЕНИИ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков, А.А. Табаков

ОАО «ЦГЭ» г.Москва

Сложившийся к настоящему времени комплекс геофизических методов изучения геологических сред и непосредственно продуктивных пластов в нефтегазовой отрасли главным образом включает набор методов исследований скважин и наземную сейсморазведку 3D. Термин 3D относится к результативному кубу данных, в то время как система наблюдений обычно двумерная, т. е. возбуждение и регистрация выполняются на поверхности.

В этом симбиозе методами ГИС оцениваются все характеристики геологических сред и продуктивных пластов, необходимые для оптимальной разработки – пористость, нефтегазонасыщенность, проницаемость и другие. Однако эта информация может быть доступна только в точках на площади, в которых пробурены глубокие скважины.

Сейсморазведка 3D создает объемный образ геологической среды и продуктивных пластов, который позволяет интерполировать данные ГИС по всей площади, создавая информационную среду для составления проекта разработки месторождения.

В такой схеме методы ГИС и сейсморазведки интегрируются на конечном интерпретационном этапе.

Вертикальное сейсмическое профилирование проводится независимо и позволяет решить отдельные задачи однозначной увязки ГИС и наземной сейсморазведки с уточнением модели среды, контроля и коррекции к нулевой фазе формы сигнала в сейсмических изображениях, являясь полезным, а в ряде случаев необходимым звеном интеграции сейсморазведки и ГИС.

Достоинства ВСП как сейсмического метода вытекают из использования третьего измерения, ортогонального двум измерениям систем наблюдения наземной сейсморазведки 3D.

В этом качестве ВСП имеет много общих свойств с методами ГИС – измерения выполняются во внутренних точках среды.

За счет измерения полной формы составляющего сигнала к данным ВСП можно применить динамически представительную инверсию с оценкой акустических импедансов разреза. Используя оценки акустических свойств разреза по данным ГИС в качестве первого приближения можно существенно расширить частотный диапазон оценок разреза по данным ВСП.

Таким образом осуществляется полная увязка волновых полей ВСП с изучаемым разрезом и оценивается близкая к реальной отражательная характеристика среды, которая затем увязывается с временным разрезом на поверхности, обеспечивая однозначную привязку последнего к глубинному разрезу.

При использовании ВСП для изучения околоскважинного пространства на небольших расстояниях от скважины могут быть получены изображения, превышающие по разрешенности изображения, полученные при наблюдениях на поверхности. Однако при таких применениях ВСП может существенно уступать наземной сейсморазведке в связи с ограниченными возможностями ослабления кратных волн, ограниченной апертурой при миграции и сильным влиянием неопределенности модели среды при удалении от скважины на геометрию изображения.

Однако существует возможность совмещения преимуществ наземной сейсморазведки и ВСП при совместных наблюдениях на поверхности и в скважине. Такие условия могут создаваться при обработке поверхностных систем наблюдений 3D и 2D в окрестностях глубокой скважины, если каждое из возбуждений на поверхности регистрировать зондом ВСП, в скважине.

При этом для каждого возбуждения могут быть оценены времена прихода прямой волны и форма импульса возбуждения во внутренних точках изучаемой среды. По временам первых вступлений в зависимости от интервала наблюдений в глубокой скважине может быть восстановлена либо полная скоростная модель в околоскважинном пространстве, либо при наблюдениях вблизи забоя скважины оценены изменения скоростей в одном из интервалов разреза, например в зоне мерзлоты.

В случае, если по форме прямой волны, зарегистрированной в глубокой скважине, выявляются существенные вариации, связанные с изменениями условий возбуждения, они могут быть устранены применением к наземным сейсмограммам стандартизирующих операторов.

Описанные преимущества реализованы в двух проектах в Западной Сибири с комплексированием наблюдений 3D+ВСП и

2D+ВСП. В обоих случаях отмечено повышение разрешенности временного куба и разреза и более достоверная оценка структурного плана за счет уточнения низкочастотных статических поправок.

Можно предполагать, что внедрение трехмерных систем наблюдения повысит информативность сейсморазведки при изучении околоскважинного пространства. Особенно значительный эффект комплексирования должен быть достигнут при использовании поперечных волн, для которых характерны сильные вариации скоростей и анизотропии.

Метод может оказаться незаменимым при повторных наблюдениях (мониторинг), позволяя контролировать изменения свойств пластов в плане за счет строгого контроля повторяемости условий возбуждения.

Литература:

1. А.С. Кашик, В.Х. Кивелиди, Д.П. Земцов. Применение технологии 4Д для детального изучения сложнопостроенных сред. В сборнике семинара ЕАЕГ/ЕАРГ/ЕАГО по проблеме изучения новых нефтяных резервуаров в Европе, С.-П., 1994.

2. А.А. Табаков, В.С. Бикеев, К.В. Баранов, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков. Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства. Тезисы докладов «Гальперинские чтения – 2001», М., 2001.

3. К.В. Баранов, А.А. Табаков, В.С. Бикеев, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков. Коррекция статических поправок и формы импульса возбуждения при наземно-скважинных наблюдениях «Локальный проект 3D+ВСП». Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной 5-летию юбилею ООО «КогалымНИПИнефть», Когалым, 2001, стр. 91-97.

ДИНАМИЧЕСКАЯ ДЕКОМПОЗИЦИЯ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ И РЕКОНСТРУКЦИЯ МОДЕЛИ СРЕДЫ ПРИ ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ ВСП

А.А. Табаков*, И.Е. Солтан*, А.В. Решетников**, В.В. Решетников**
* ОАО «ЦГЭ», г. Москва, ** СПбГУ, г. Санкт-Петербург

В общепринятых подходах к обработке и интерпретации данных сейсморазведки процессы обработки и интерпретации разделены во времени и выполняются различными пакетами программ. При этом доступная информация используется далеко не в полном объеме, что связано, главным образом, с использованием упрощенных подходов при обработке сейсмических полей. В настоящее время наибольшее распространение при решении задач построения изображений геологического разреза получили методы, основанные на лучевых и различных миграционных преобразованиях, но каждый из таких методов в отдельности обладает рядом серьезных недостатков. При этом для построения изображений используется, как правило, не волновое поле в целом, а выделенная из всего поля информация определенного рода, например, поля продольных отраженных волн.

В предлагаемом докладе представляется новая методика обработки и интерпретации данных сейсморазведки (ДДР), основанная на реконструкции геофизической модели среды с одновременной декомпозицией волновых полей с использованием данных ГИС, ВСП и ОГТ.

Основной целью разработки является предоставление пользователю инструмента для интерактивного решения в первом приближении двухмерной и трехмерной обратной динамической задачи сейсморазведки с возможностью одновременной интерпретации полученных результатов. В качестве теоретической базы представляемой методики используются приемы расчета волновых полей и полей времен в рамках лучевого метода, а также методы решения уравнений теории упругости.

На основе априорной модели среды, построенной по данным ГИС, ВСП и ОГТ (в качестве таковой может быть использована модель, построенная на скважине по данным ГИС и ВСП) предлагается итеративный подход, позволяющий построить модель, по которой рассчитанные волновые поля с приемлемой точностью совпадают с реальными полями, зарегистрированными в эксперименте. Комплексирование лучевого метода и методов решения уравнений упругости позволит выполнить наиболее полное извлечение геолого-

геофизической информации из полевых наблюдений. Метод предполагает комплексное использование решения целого ряда прямых и обратных кинематических и динамических задач, позволяющих на каждой новой итерации получать модель, более адекватно описывающую экспериментальное волновое поле.

Предлагаемая методика обеспечивает устойчивое выделение регулярных волн с одновременным отображением их на формируемом в процессе работы изображении геологического разреза. Остатки после вычитания регулярных волн и обусловленные факторами не учитываемыми лучевым методом будут также трансформированы в изображение разреза с использованием миграционных процедур, основанных на решении уравнений теории упругости методом конечных разностей. Метод позволяет работать с моделями неоднородных сред с градиентами упругих параметров и анизотропией.

Демонстрируются примеры расчета и декомпозиции векторных волновых полей, рассчитанных методом конечных разностей для модели сложной градиентной среды.

Литература:

1. Петрашень Г.И. Распространение волн в анизотропных упругих средах. Л., «Наука», 1980, 280с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МНГОВОЛНОВОГО ВСП ДЛЯ ПРИВЯЗКИ ПОВЕРХНОСТНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ОБМЕННЫХ ВОЛНАХ.

С.В.Добрынин, А.Н.Касимов, А.А.Тихонов
СК «ПетроАльянс», г.Москва

Расширение круга решаемых геологических задач в настоящее время все больше связывается с проведением многоволновых наблюдений по методике 3D-3C. Получение информации о скоростях, амплитудах и поляризации поперечных и обменных волн позволяет ставить задачи изучения литологической изменчивости геологического разреза, прогноза участков, перспективных на содержание углеводородов, выявления зон трещиноватости [1].

Получаемые при поверхностных наблюдениях волновые поля содержат все многообразие монотипных и различной природы обменных волн. Обработка таких данных невозможна без установления природы регистрируемых волн. Вычитание помех, фильтрация, ввод

кинематических и статических поправок правомерны лишь при однозначном соответствии параметров процедуры природе целевой волны.

Многоволновые наблюдения во внутренних точках среды позволяют разобраться в структуре регистрируемого на поверхности поля, определить характеристики целевых волн и волн-помех, осуществить идентификацию и привязку волн, построить кинематическую модель, являющуюся основой для расчета статических и кинематических поправок [2].

В докладе приводятся результаты применения многоволнового ВСП для поддержки обработки и интерпретации данных, зарегистрированных в ходе морских работ донной 2-х компонентной косой. Задачей работ было получение кондиционных временных разрезов по продольным PP и отраженным PS волнам.

Построенная по данным ВСП модель по скоростям продольных и поперечных волн позволила привязать регистрируемые на поверхности волны, выделить однократные PS и многократные PPS, PSS, ... волны. На основании проведенного для данной модели лучевого моделирования показано, что основными помехами при регистрации однократно отраженных волн PS являются преломленные и отраженно-преломленные волны типа PSS, PSSS и т.д. На основе использования построенной модели были рассчитаны кинематические законы $V_{огтP}$ и $V_{огтPS}$, использовавшиеся в качестве опорных при определении положения точек обмена и законов суммирования по CRP отраженных волн.

В докладе приводятся материалы, иллюстрирующие используемую в СК "ПетроАльянс" уникальную методику привязки временных разрезов обменных волн к данным ГИС, основанную на выделении поля восходящих обменных волн и построении сейсмической трассы, соответствующей получаемым при суммировании по общей точке отражения трассам наземных наблюдений на обменных волнах.

Литература:

[1] Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Тригубов А.В. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн., М., Недра. 1985. с.277.

[2] Гальперин Е.И., Поляризационный метод сейсмических исследований. М.Недра, 1977. с. 276.

ОПТИМИЗАЦИЯ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ РАЗНОСТЕЙ

А.В. Басев*, И.Е. Солтан**, А.А. Табаков**, И.В. Яковлев***

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

При численном решении задач моделирования волновых полей с использованием конечно-разностного подхода после выбора собственно схемы аппроксимации дифференциального оператора разностным основным проблемой является постановка граничных условий.

Такая задача возникает в связи с тем, что физически невозможно вести расчет на бесконечной сетке. Кроме того, как правило, при моделировании физических процессов исследователя интересует не все «бесконечное» пространство, а какая-то его часть (в частности, в ВСП – околоскважинное пространство), и, следовательно, нет необходимости искать решение в большой области. Так или иначе, на практике приходится обрывать сетку, создавая тем самым фиктивные границы.

Искусственные границы при решении волновых уравнений сильно влияют на результат и способны в значительной степени его исказить. Действительно, в реальной среде волна, не попавшая в приемник, уходит на «бесконечность». В условиях разностной схемы она отражается от границ области моделирования, регистрируется (возможно, не один раз) сейсмоприемником и в результате оказывает существенное влияние на результат моделирования.

К настоящему времени предложено несколько подходов к решению этой проблемы, изложенных в работах [1-3]. Но ни в одной из перечисленных работ не приведены количественные оценки, свидетельствующие об эффективности применяемых методик.

Авторами были проанализированы свойства наиболее популярных граничных условий, описанных в [3]. Эти условия основаны на замене волновых уравнений в граничных точках расчетной сетки на соотношения, при которых имеет место полное поглощение для волн, движущихся изнутри области, только при условии нормального падения волны на границу. В случае падения, отличного от нормального, такие условия работают с точностью, зависящей от угла падения и упруго-плотностных характеристик среды.

Исследования проводились в большом диапазоне значений упругих параметров. Получены количественные зависимости отражающих характеристик поглощающих границ от угла прихода волны.

Вычислительные эксперименты выполнялись при различных значениях шагов дискретизации по временной и пространственным переменным.

Экспериментально установлено, что отражательные характеристики границ области моделирования существенно зависят от размера ячеек пространственной сетки. Авторами предлагается для уменьшения влияния искусственных границ на результаты расчетов использовать схему с неравномерным шагом по пространственным переменным. Для того, чтобы избежать большого объема дополнительных вычислений, предлагается переходить к более мелкой сетке только в относительно небольшом приграничном слое.

Литература:

1. R. Clayton, B. Engquist. Absorbing boundary conditions for acoustic and elastic wave equations. // Bull. Seism. Soc. Am., v. 67 (1977), pp. 1529-1540.

2. R. Kosloff, D. Kosloff. Absorbing boundaries for wave propagation problems. // J. Comp. Phys., v. 63 (1986), pp. 363-376.

3. R. Stacey. Improved transparent boundary formulations for the elastic-wave equation. // Bull. Seism. Soc. Am., v. 78 (1988), pp. 2089-2097.

ОЦЕНКА ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТИ ВЕКТОРНОЙ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОЙ МИГРАЦИИ ДАННЫХ ВСП

А.В. Басв*, А.А. Табаков**, И.Е. Солтан**, И.В. Яковлев***

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

В докладе рассматриваются результаты исследований, проведенных с целью оценки динамической представительности векторной конечно-разностной миграции данных ВСП. В основе проведенных исследований лежит подход, предложенный в [1]. В этом подходе характеристики геологической среды (в терминах векторного коэффициента отражения) определяются из решения оптимизационной задачи приближения регистрируемого сейсмоприемниками поля ВСП к расчетным волновым полям, соответствующим восстанавливаемой среде. В методе существенно используется априорная информация об упруго-плотностных параметрах искомой геологической структуры — опорная модель. Результатом решения обратной задачи является построение или уточнение динамических характеристик среды при известных скоростных параметрах и построение изображения разреза.

Основой метода является миграция полного векторного волнового поля (возможно также использование его P или S составляющих) с области регистрации наблюдений в область восстановления параметров среды. Процесс миграции сопровождается инверсией продолженного поля, а ее результатом является поле векторных коэффициентов отражения. Расчет волновых полей проводится на основе конечно разностных схем для задач теории упругости. Специально разработанные диссипативные граничные условия уменьшают отражающее влияние границ расчетных областей модели.

В процессе построения изображения разреза алгоритмически осуществляется нормировка по амплитуде возбуждающего сигнала, а его форма влияет лишь на разрешенность изображения.

Проведенные вычислительные эксперименты показывают, что построенное изображение динамически предстательно отражает геологический разрез в области восстановления среды в виде коэффициентов отражения по внешней нормали к границам.

Описанный подход реализован в рамках векторной схемы регистрации данных ВСП для 2- D среды. Однако возможности метода ограничены лишь параметрами вычислительного устройства и переносятся на 3- D случай. Наиболее серьезным ограничением изложенного подхода является конечность апертуры базы наблюдений в методе ВСП, которая может быть расширена за счет комплексного использования данных наземной сейсмоки.

Литература:

1. А.В. Баев, А.А. Табаков, И.Е. Солтан. Об инверсии и миграции данных ВСП. М.: Изд-во «РАО ЕЭС России». В сб.: «Гальперинские чтения-2001». 2001. С. 26.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ РЕДАКТИРОВАНИЯ ИМПУЛЬСНЫХ И ГАРМОНИЧЕСКИХ ПОМЕХ В ЗАПИСЯХ ВСП

А.Ю. Барков*, В.Н. Ференци*, К.В. Баранов**, А.К. Душутин**,
А.А. Табаков**

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

При обработке реальных данных ВСП часто возникает необходимость редактирования аддитивных шумов и искажений записи, возникающих в процессе регистрации. К наиболее распространенным

аддитивным шумам относятся гармонические и единичные всплески. К типичным искажениям записи относятся резонансные явления.

В предшествующих исследованиях были предложены и исследованы эффективные алгоритмы обнаружения и итеративного уточнения аддитивных гармонических и одиночных всплесков [1].

При практическом применении выявлена неустойчивость метода устранения всплесков при соседнем расположении нескольких из них. Неудобство вызвала необходимость задания управляющих параметров.

В настоящей работе предложен метод автоматического редактирования, названный «ИРС» (Интеллектуальный Редактор Сейсмограмм), и основанный на наборе признаков, обучении и автоматическом применении. При этом решение о наличии той или иной помехи основывается на анализе комбинации признаков, которая может пополняться, и принятии решения на основе хранимого предшествующего опыта. На таком же принципе основана локализация помехи и выбор параметров процедур оценки их параметров и вычитания. Последние процедуры, как и ранее, основаны на итеративном уточнении и вычитании с частотным разделением сигнала и помехи [2].

Примеры эффективного применения предложенных процедур для устранения пиковых выбросов приведены на рис. 1 и 2. На *Рис. 1* приведены трасса без шумов (а), та же трасса с наложенными шумами (б) и результаты их устранения программой без обучения (в) и с обучением (г). Применение усовершенствованного алгоритма позволило успешно отредактировать соседние пиковые отсчёты. На *Рис. 2* приведён пример эффективного восстановления записи, искаженной при кодировании. Искажения носили характер ограничения больших положительных амплитуд и обнуления больших отрицательных амплитуд. Достигнуто реалистичное восстановление сильнейших искажений при кодировании сигналов.

Резонансные явления выявились путём формирования спектрального образа трассы методом оценки формы нормированных спектров окружающих трасс, расчёта и применения фильтров, ослабляющих недопустимое преобладание частот, связанных с резонансами.

Предложенные подходы, реализованные в виде обучающихся процедур распознавания, локализации, уточнения параметров и устранения помех, позволили принципиально повысить качество обработки зашумлённых записей ВСП при сокращении затрат времени и интеллектуальных усилий геофизиков-обработчиков.

Литература:

1. С.А. Нахамкин «О новом методе разделении регулярных волн в сейморазведке», Прикладная геофизика. М.: Недра, 1967. Вып. 50. С. 23-44.

2. В.Н. Ференци, И.В. Яковлев, А.Ю. Барков, 2001, Редактирование гармонических и всплесковых шумов в записях ВСП: Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», Москва, 2001, С. 69.

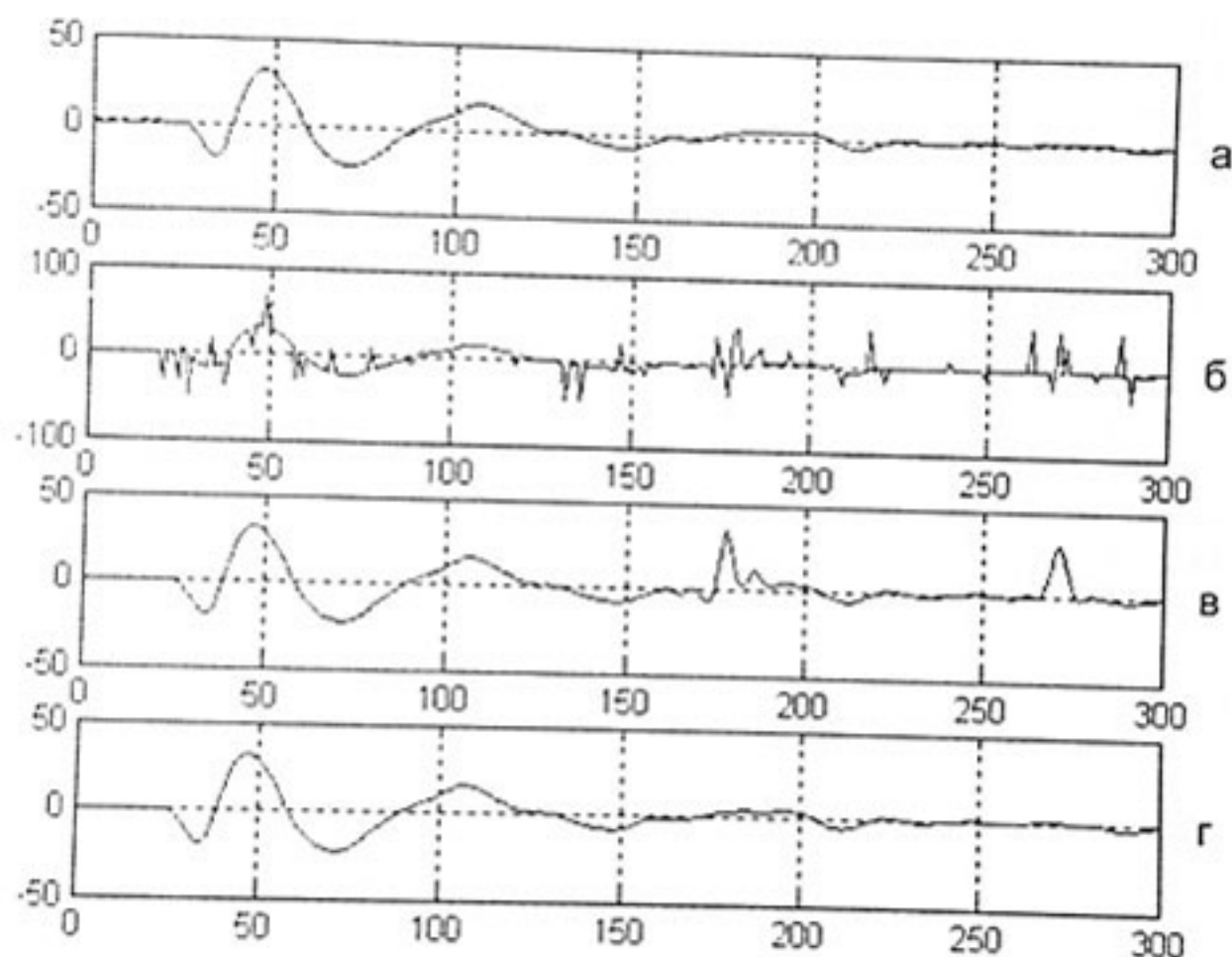


Рис.1. Подавление пиковых выбросов
(а - трасса без шумов, б - трасса с внесенным шумом,
в - результат применения алгоритма без обучения,
г - результат применения алгоритма с обучением)

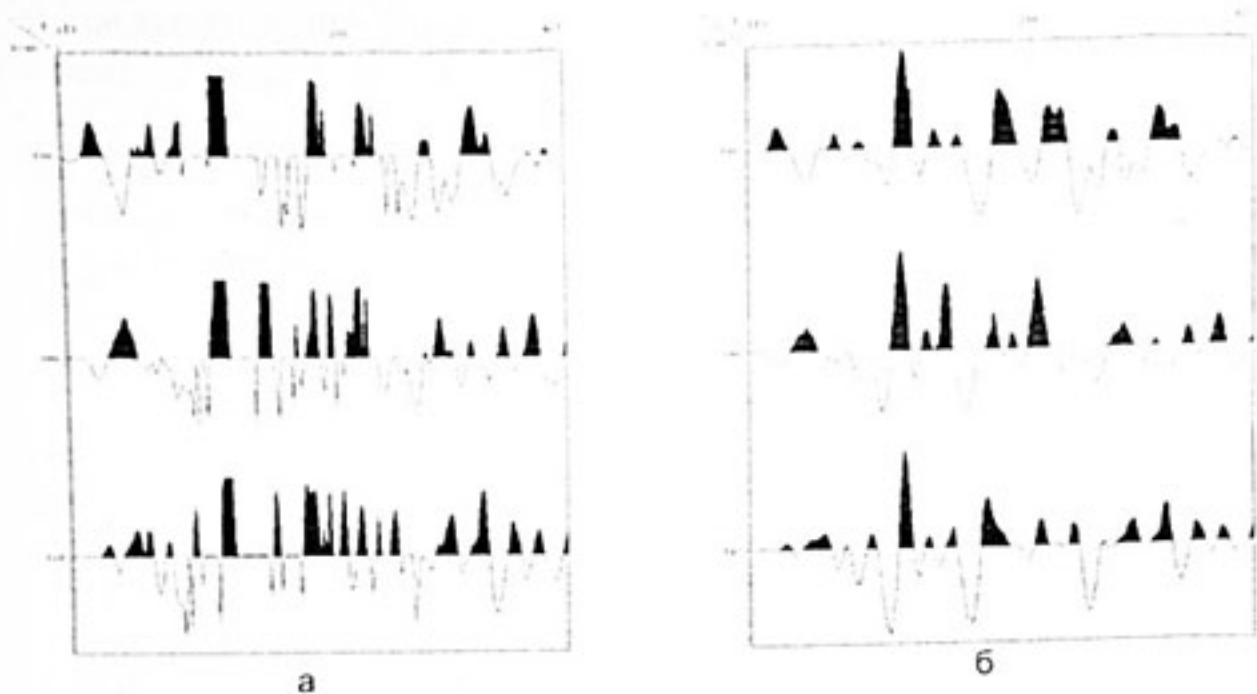


Рис.2. Применение процедуры интеллигентного редактирования сейсмограмм к сейсмическим записям, испорченным перегрузкой АЦП. (а - исходная запись, б - отредактированная запись)

РОЛЬ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЛНОВОГО ПОЛЯ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ВСП

В.А. Ленский

ЗАО НПФ «ГИТАС» г.Октябрьский.

Название доклада наследует традиционное разделение структурной и динамической интерпретации и вряд ли отражает современный процесс интерпретации сейсмических данных, тем более данных ВСП. Даже основной элемент структурной интерпретации - фазовая корреляция хорошо динамически (!) выраженных отражений - по сути уже представляет динамический анализ поля отраженных волн, далеко не простой и не однозначный, если динамические особенности прослеживаемого отражения не так уж хорошо выражены.

В ВСП эта процедура осложняется тем, что отраженные волны при распространении вверх по разрезу интерферируют с все бо-

лсе увеличивающимся потоком кратных волн различной природы, а также однократных обменных волн. Часть этого потока имеет близкие кинематические параметры, близкий спектральный состав и близкую область поляризации с целевыми отражениями и не может быть отделена ни поляризационной, ни полосовой, ни кинематической фильтрацией. Обычно в потоке восходящих волн трудно выделить отдельные кратные волны. То же можно сказать и об однократных обменных волнах, если последние вызваны падающей волной иного типа, чем целевые волны. Такие волны, интерферируя с целевыми отражениями, изменяют динамические характеристики последних. Кроме того, при удалении источника от скважины изменение динамических характеристик отражений происходит из-за потери части энергии на образование трех других типов волн на каждой проходимой сейсмической границе. Эти изменения проявляются в сдвиге фазы, изменении спектра, числа интенсивных фаз, взаимного отношения амплитуд фаз вплоть до изменения характера волнового поля в целом, они настолько сильны, что в разрезах сложного строения с переслаиванием толстых слоев терригенных и карбонатных пород частотно зависимым поглощением на квазиоднородных участках среды уже можно пренебречь. При обработке материалов ВСП могут быть получены разрезы с достаточно уверенно прослеживаемыми отражениями, оси синфазности которых не отражают структуру среды, несмотря на высокую точность определения скоростной модели. Простая фазовая корреляция становится неэффективной, достоверные структурные построения могут быть выполнены только после тщательного анализа динамических особенностей записи, выявления и учета влияния искажающих факторов. Многие объекты исследования, например, рифовые постройки, могут не создавать регулярные отражающие границы, их выделение и прослеживание возможно только путем динамического анализа структуры волнового поля.

Другой элемент структурной интерпретации – выделение тектонических зон и разломов – в еще большей мере является процессом динамического анализа записи. Проявление тектонических зон и разломов в сейсмическом волновом поле разнообразно, это не только смещения осей синфазности коррелируемых отражений, но и изменение амплитуды и других динамических характеристик записи, изменение структуры волнового поля, появление последовательности дифрагирующих фрагментов, секущих осей синфазности и т.п. Даже в относительно простом случае смещения осей синфазности увязка динамических особенностей записи и идентификация фаз по разные сто-

роны разлома часто затруднительны и являются основной причиной ошибок структурных построений. Не меньшие трудности возникают и при отождествлении секущих осей синфазности с тектонической природой, причины появления их разнообразны, в том числе рассмотренные выше. Существенную помощь здесь оказывают анализ поляризации волн и данных ГИС. В любом случае каждое разрывное нарушение должно быть обосновано несколькими критериями.

Вследствие сказанного можно констатировать, что иной формы интерпретации данных ВСП, кроме анализа динамических характеристик волнового поля, вообще не существует.

Из приемов собственно динамической интерпретации в ВСП наиболее распространены анализ поляризации поперечных волн с целью выявления и определения направления микротрещиноватости, оценка свойств коллекторов (изменения толщины, пористости, насыщенности) по динамическим особенностям отражений, в том числе при режимных наблюдениях, и прогноз разреза под забоем на основе решения обратной динамической задачи.

Выявление и определение направления микротрещиноватости помогает определить направление выявленных тектонических разломов, оценить возможность наличия или отсутствия условий для образования ловушки углеводородов (в зависимости от свойств крыши), оценить фильтрационные свойства коллекторов, определить преобладающее направление движения жидкости при закачке, заранее определить направление развития трещин при гидроразрыве и оценить его целесообразность. Используются различные методы анализа, отличающиеся сложностью приемов и, соответственно, детальностью и полнотой решения задачи. Физической основой является зависимость поляризации поперечной волны в анизотропной среде от направления оси анизотропии и расщепление волны.

При изменении пористости и насыщенности коллекторов их упругие свойства могут изменяться в больших пределах, наиболее резкие изменения происходят при газонасыщении. В терригенных коллекторах изменение акустической жесткости может достигать 35%, а в карбонатных 20% и более. Однако, в реальных условиях толщины коллекторов обычно небольшие, во вмещающих образованиях изменение упругих свойств происходит в еще больших пределах, а отраженный импульс носит интерференционный характер и формируется в значительном интервале глубин (многие десятки-первые сотни метров). В результате в волновых пакетах обычно

доминирует влияние упругих неоднородностей во вмещающих образованиях, выделение слабых сейсмических эффектов от коллекторов требует тщательного обоснования путем моделирования по данным ГИС. Простая пространственная увязка динамических аномалий волнового поля с положением коллекторов неприемлема, достаточно контрастные проявления свойств коллекторов могут запаздывать на глубинном сейсмическом разрезе на многие десятки и даже сотни метров. В терригенном разрезе из-за глинизации коллекторов и газонасыщения глинистых перемычек продуктивные интервалы могут настолько слабо отличаться по упругим свойствам от вмещающих пород, что не могут проявиться в волновом поле даже при большой (до 10 м) толщине. Возможности существенно повышаются при режимных наблюдениях (сейсмомониторинге месторождений), если обеспечено постоянство условий возбуждения и приема.

Прогноз упругих характеристик разреза под забоем скважины и прогноз по ним геологического разреза – наиболее сложная, неоднозначная и трудно решаемая задача динамической интерпретации данных ВСП и вследствие этого наименее освоенная в производственной практике. Достоверность решения в значительной степени зависит от формы реального падающего импульса, получение решения не всегда может быть заранее гарантировано. Полнота и точность решения определяются также полнотой априорных сведений о геологическом строении и упругих характеристиках прогнозируемой части разреза. Во многих случаях удается получить решение с вполне приемлемой точностью и достоверностью для принятия решений по бурению. При исследовании наклонных скважин решение обратной динамической задачи может быть успешно использовано и для обоснования интерпретационных критериев оценки толщины, пористости и насыщенности коллекторов.

Важным в интерпретации является оценка разрешающей способности метода. Часто для оценки вертикальной разрешающей способности используют только ширину спектра записи, исходя из элементарных представлений о наличии двух границ в пустоте. Но, с одной стороны, расчет спектра является математической абстракцией, результат счета зависит не только от реального частотного состава полезной части записи, а с другой стороны, геологическая среда далеко не космическое пространство, как уже отмечалось, отраженный импульс формируется в интервале глубин, намного превышающем толщину целевых объектов. В реальных ус-

ловиях вертикальная разрешающая способность имеет конкретную привязку к целевому объекту и определяется многими причинами, прежде всего контрастностью упругих свойств объекта по отношению к вмещающим образованиям, представленными, как правило, большим числом различных по упругим свойствам объектов, а также структурой среды и даже горизонтальными размерами целевого объекта. Любой объект, формирующий с привычной точки зрения регулярное отражение, при более детальном рассмотрении имеет гетерогенное строение. Разрешающая способность не всегда находится в прямой связи с частотным составом записи, многие объекты более контрастно проявляются на относительно низких частотах. Правильно оценить разрешающую способность можно либо экспериментально, либо моделированием по ГИС с учетом имеющихся представлений о строении целевого объекта и вмещающих образований.

Достоверная интерпретация динамических характеристик волн (а иной интерпретации данных ВСП, как уже подчеркивалось, не существует) может быть выполнена только после тщательного обоснования интерпретационных критериев, оценки разрешающей способности и достоверности в каждом конкретном случае. Только полученные таким образом результаты могут успешно использоваться для управления бурением и будут удовлетворительно подтверждены последним.

МЕТОД РАСЧЕТА СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ В СЛОЖНЫХ СРЕДАХ И ЕГО ПРИМЕНЕНИЕ В ВСП

М.Н.Антоненко

Институт Автоматизации проектирования РАН, г. Москва

Введение

В данной работе предлагается численная методика решения (моделирования) прямой задачи распространения сейсмических волн в гетерогенной среде. В результате решения этой задачи получают искусственные сейсмограммы и волновые поля, порожденные различными источниками в упругой среде (2-х и 3-мерный случай).

Входными данными для решения является геометрия и свойства среды, параметры источника (его амплитудно-временная характеристика и тип). Время расчета задач в 2-х-мерной постановке – от

десяток минут до нескольких часов на офисном ПК. Для решения задач в 3-х-мерной постановке рекомендуется использовать параллельный вычислительный комплекс.

Описанная ниже методика хорошо зарекомендовала себя ранее при решении нестационарных нелинейных задач динамики жидкости и газа, горения, химических реакций, которые с точки зрения моделирования являются более сложными, чем представленная сейсмическая задача.

Математическая модель реализована в виде программного комплекса для ряда аппаратно-программных платформ, в частности Windows, Linux, Solaris. Кроме того, существует 3-х-мерная реализация модели для параллельного суперкомпьютера.

Назначение и возможности

Продукт ориентирован на инженеров-геофизиков, решающих прикладные и фундаментальные задачи, связанные с распространением сейсмических волн в упругих (насыпные грунты, порода) и акустических (всевозможные жидкости) средах. В том числе данный продукт будет интересен задачу специалистам, занимающимся исследованиями земных недр, поиском полезных ископаемых, работающим в сфере геофизики и сейсмологии.

Представленный продукт позволяет получать не только искусственные сейсмограммы, но и распределение волнового поля в моделируемой упругой/акустической среде и его развитие во времени (см. *Рис.1*). Таким образом, сопоставляя картины волнового поля внутри среды с полученными искусственными сейсмограммами, пользователь получает возможность проследить природу возникновения любых элементов сейсмограммы. При этом геометрия среды может быть сколь угодно сложной, иметь каверны сложной формы, пустоты, заполненные газами и/или жидкостями.

Используемая методика позволяет рассчитывать распространение волн в среде с большими перепадами свойств, в частности скорость звука в соседних средах может отличаться в 10 раз.

Источники сигнала

В настоящий момент реализовано несколько видов точечных источников сейсмического сигнала: "центр расширения" и "приложенная сила" (в заданном направлении). Временные функции зависимости амплитуды от времени могут быть заданы пользователем или выбраны из существующего набора.

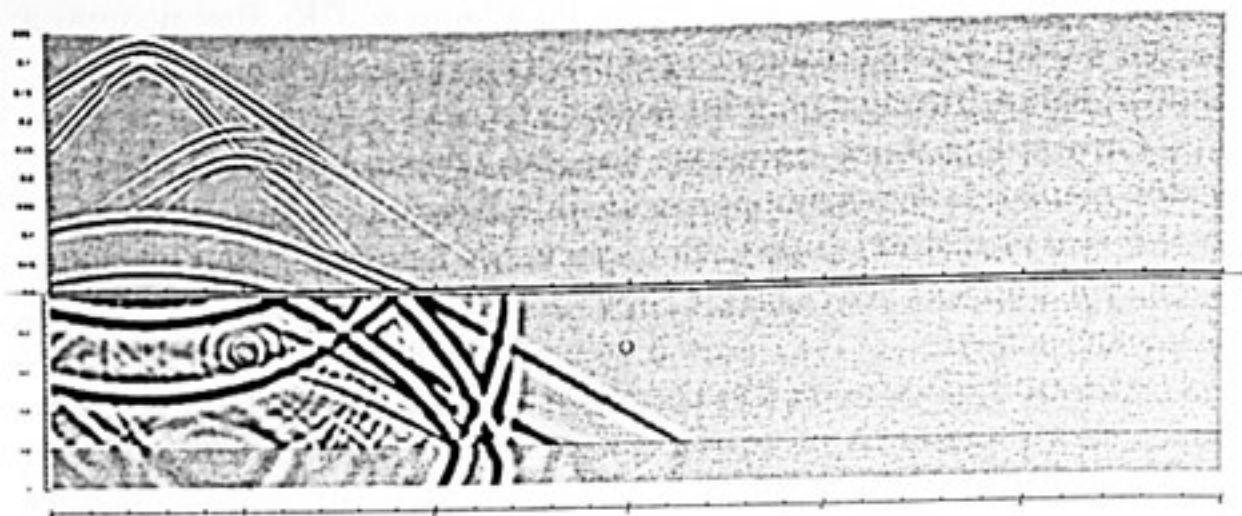


Рис 1. Волновое поле в неоднородной упругой среде (внизу рисунка), и сейсмограмма, полученная с цепочки датчиков на поверхности (вверху рисунка)

Запись сейсмограмм и волновых полей

Модуль записи сейсмограмм позволяет записывать данные с “цепочки датчиков”, располагающейся вертикально или горизонтально. В сейсмограмме фиксируются вертикальные и горизонтальные скорости смещения.

Волновые поля записываются через заданные пользователем промежутки времени в виде отдельных файлов, содержащих пространственное распределение всех физических переменных среды.

Формат записи данных в настоящий момент соответствует стандарту используемых внешних визуализаторов и может быть перестроен в соответствии с потребностями пользователей.

Визуализация

Для графического отображения результатов в настоящий момент используются внешние визуализаторы TecPlot и Visual SUNT. Также планируется написание собственного модуля визуализации, отвечающего требованиям пользователей.

Требования к системе и быстродействие

Требования к системе зависят от уровня сложности поставленных задач. Для двумерных расчетов средней сложности рекомендуется использовать ПК с объемом оперативной памяти не менее 128Мб. Данный объем памяти позволяет использовать расчетную сетку, содержащую до 400 тыс. узлов (например 1000x400, 600x600 узлов). На ско-

рость расчета влияют следующие факторы: максимальная скорость звука в среде, максимальная частота в спектре источника, размер расчетной области, моделируемый промежуток времени. Увеличение памяти позволяет пропорционально увеличивать число узлов. Пример времени расчета (Pentium-III 750МГц, 128Мб памяти) приведен в Табл 1.

Изменение любого из указанных параметров в несколько раз ведет к пропорциональному увеличению времени расчета

	Задача 1	Задача 2
Размер моделируемой области по X	1000 м	10 км
Размер моделируемой области по Z	100 м	1 км
Моделируемый промежуток времени	1 сек	10 сек
Максимальная скорость звука в среде	5 км/с	5 км/с
Максимальная частота в спектре источника	1000 Гц	300 Гц
Время расчета (мин:сек)	7:52	23:38

Табл. 1 Ориентировочное время расчета волновых полей для двух 2-мерных задач характерной конфигурации: для ВСП (Задача 1) и для наземной сейморазведки (Задача 2)

Пользовательский интерфейс

Настройки под задачу пользователя производятся путем изменения текстового конфигурационного файла, в который вносятся данные о структуре и геометрии среды, параметрах и положении источника, расположении виртуальных "сейсмографов", а также некоторая служебная информация.

Основные уравнения

В основе модели лежит система гиперболических уравнений в частных производных, описывающая распространение сейсмических волн в упругой среде в приближении малых деформаций (ниже приводится система уравнений для 3-х-мерного случая без источниковых членов):

$$\frac{\partial \vec{W}}{\partial t} + A \frac{\partial \vec{W}}{\partial x} + B \frac{\partial \vec{W}}{\partial y} + C \frac{\partial \vec{W}}{\partial z} = 0$$

где $\vec{W} = \begin{pmatrix} u \\ v \\ w \\ \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \sigma_{xy} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} \end{pmatrix}$

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{\rho} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{\rho} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{-1}{\rho} \\ -(k+2\mu) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -k & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -k & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\mu & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

где u , v и w – компоненты вектора скорости, σ_{xx} , σ_{yy} , σ_{zz} , σ_{xy} , σ_{yz} и σ_{zx} – компоненты тензора напряжений, k и μ – параметры Ламе и ρ – плотность. Матрицы B и C получаются из A путем перестановки некоторых строк и столбцов.

Численная методика

Для численного решения приведенной выше системы гиперболических уравнений используется явная консервативная гибридная одношаговая схема 2-го порядка по времени и пространству.

Параллельная методика

При построении параллельного солвера была применена методика пространственной декомпозиции расчетной области. Этот метод построения параллельной программы хорошо сочетается с явной вычислительной методикой, описанной выше, и реализован с помощью стандартной библиотеки MPI (Message Passing Interface).

Суть методики – разбиение основной расчетной области на подобласти для распределения вычислений между отдельными вычислительными элементами: узлами, процессорами, процессами. Соседние области взаимодействуют путем обмена слоями пограничных ячеек. Кроме того, параллельная технология применяется для синхронизации временного шага, который должен быть одинаков для всех ветвей параллельной программы.

Описанная параллельная методика позволяет использовать для расчета любое доступное количество вычислительных узлов.

Методика может быть адаптирована для решения других систем гиперболических уравнений, в том числе нелинейных.

В настоящее время для расчета используется 32-процессорный (Pentium-4 1700МГц) кластер МВС-1000 производства НПО "Квант" и 4-процессорный суперкомпьютер PARAM-1000 (Sun UltraSparc-400) производства Индии.

Примеры расчета

Пример 1. Источник в центре скважины, заполненной буровым раствором. На *Рис.2.* показан горизонтальный срез пространства около скважины в последовательные моменты времени. На первом кадре видна волна сжатия в жидкости, на втором – две преломленные волны в упругой среде (сдвиговая волна и волна сжатия), а также отраженная волна в буровом растворе. Благодаря анизотропии упругая среда формирует волны эллиптической формы.

Пример 2. Трехмерный расчет. На *Рис.3.* показано распределение волнового поля вертикальной компоненты скорости смещения в 3-х взаимно перпендикулярных плоскостях в моделируемом объеме (гетерогенная среда).

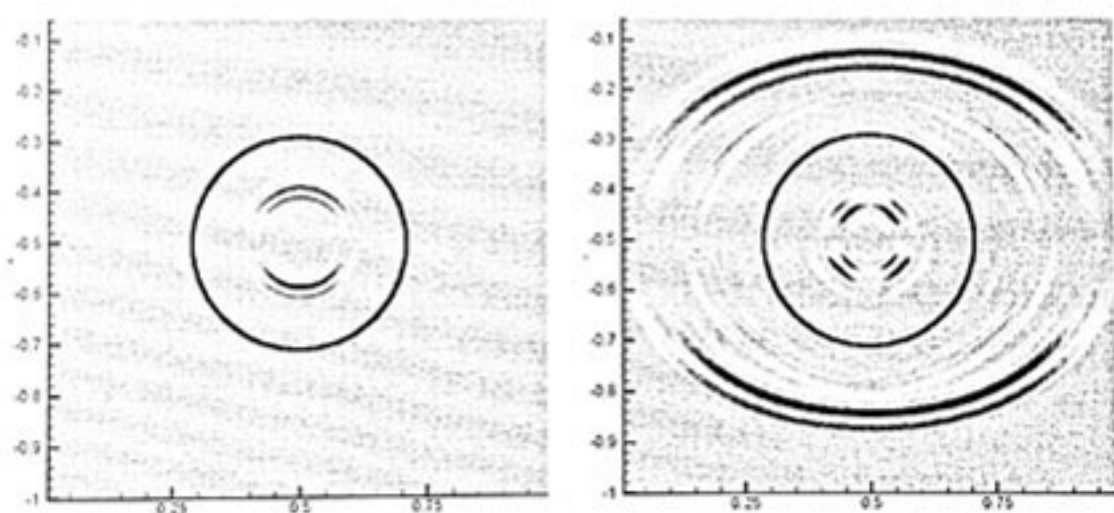


Рис. 2. Распространение сейсмических волн в анизотропном пространстве около скважины

Литература:

1. Л.Д.Ландау, Е.М.Лифшиц, Теоретическая физика, Том VII, Теория упругости, Москва, Наука, 1987
2. М.Н.Антоненко, Моделирование прямой задачи сейсмологии: распространение упругих и акустических волн в неоднородной среде// XLIV Научная конференция МФТИ, Москва, 23-30 ноября, 2001

3. А.М.Опарин, Новое в численном моделировании: алгоритмы, численные эксперименты, результаты. Под редакцией А.С.Холодова, Москва, Наука, стр.63-89, 2000
4. D. Ko, D. Lee. JSCFD (5th Int. Symp. On Computational Fluid Dynamics), Vol. II, p.59-64, 1993.

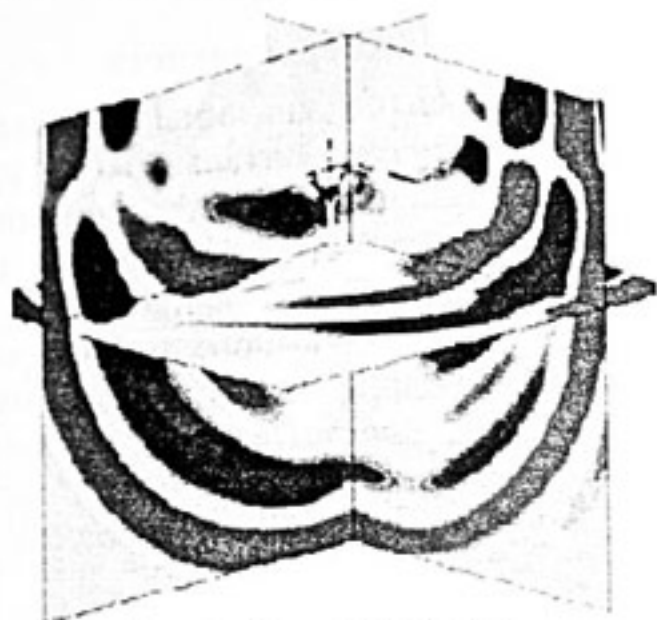


Рис. 3. Пример расчета трехмерного волнового поля

**ПРОГНОЗ МИКРО- И МАКРОСТРУКТУРЫ
ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА В УСЛОВИЯХ
ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЫ НА ОСНОВЕ
КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ВСП И ПЛАСТОВОЙ
НАКЛОНОМЕТРИИ**

Г.А.Шехтман*, В.М.Кузнецов*, А.С.Ефимов**, Е.П.Кашук**,
А.Ф.Косолапов***, Г.Г.Сафиуллин***, В.П.Бандов****

* ВНИИГеофизика, г. Москва; ** Красноярскгеофизика, г. Красноярск;
*** ЗАО «СейсмоСетСервис», г. Октябрьский, ****ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Комплексирование пластовой наклонометрии и многоволновой скважинной сейсморазведки потенциально позволяет повысить качество и надежность решения структурно-геологических задач, а также получить информацию о детальном строении пласта-коллектора в околоскважинном пространстве и оценить его фильтрационно-емкостные свойства.

Пластовая наклонометрия в ее современной модификации, базирующейся на использовании индукционных пластовых наклономеров, в настоящее время позволяет не только определять геометрию границ, пересеченных скважиной, непосредственно вблизи ее стенок, но и выявлять трещины, включая вертикально ориентированные. Эта информация в качестве априорной представляет первостепенную важность при оптимизации пространственной системы наблюдений методом ВСП. На этапе интерпретации результатов взаимоувязка данных о микроструктуре среды в окрестности ствола скважины и макроструктуре среды в околоскважинном пространстве позволяет сделать обоснованный вывод о геометрии геологических границ, пространственной структуре трещиноватых коллекторов и вмещающей их среды.

Именно поиск и разведка коллекторов трещинного типа вызывает в настоящее время наибольший интерес у геологов-нефтяников. Разведка залежей, связанных с трещиноватыми коллекторами, требует применения современных методик сейсморазведки. Скважинная многоволновая сейсморазведка позволяет путем использования волн различного типа наиболее успешно решать обратную геологическую задачу на основе изучения скоростей распространения продольных и поперечных волн, поляризации волн, анизотропии. Определение по интервальным скоростям распространения продольных и поперечных волн величины отношения $g=V_s/V_p$ и коэффициента Пуассона позволяет более надежно, чем по интервальным скоростям продольных волн, идентифицировать тип породной матрицы, а также флюидное насыщение порового пространства породы.

К настоящему времени в ЗАО СейсмоСетСервис и во ВНИИ-Геофизике накоплен некоторый опыт решения разведочных задач методиками индукционной пластовой наклонометрии и многоволновой скважинной сейсморазведки, соответственно. Однако опыт комплексного использования этих методик в рамках единой технологии отсутствует, да и подобная технология еще не создана, несмотря на очевидную полезность ее разработки. В данном докладе излагается первый опыт такого комплексирования.

ИПН по способу определения элементов залегания слоев и трещин принципиально отличается от всех известных модификаций наклонометрии в нашей стране и за рубежом. В них, как правило, используют контактные способы, основанные на регистрации нескольких идентичных кривых по различным образующим

ствола скважины при помощи скользящих электродов, прижимаемых к стенке скважины по разным радиальным направлениям. Элементы залегания определяют путем сопоставления относительного смещения вдоль оси скважины пиков аномалий на каротажной диаграмме, выделенных на каждой из кривых электрических микрозондов, с последующим вычислением углов наклона и азимутов падения слоев или трещин, пересекаемых скважиной; при этом сами значения амплитуд этих кривых или их отношения количественно никак не используются. В ИПН же для определения элементов залегания неоднородностей, пересеченных скважиной, используют соотношение любых текущих значений амплитуд зарегистрированных кривых трёх различных параметров на одной и той же глубине без их относительного смещения. Каждый из трёх этих параметров является результатом одновременного кругового непрерывного сканирующего воздействия высокочастотным электромагнитным полем на горные породы в околоскважинном пространстве по всем радиальным направлениям. Истинные значения элементов залегания неоднородностей определяют при последующей обработке данных наклонотриеметрии с учетом инклинометрических результатов.

Основным преимуществом ИПН по сравнению с контактными пластовыми наклонотриеметрами является их большая радиальная глубинность исследований (до 0.5 м) околоскважинного пространства, и следовательно, меньшее влияние геолого-технических условий скважины – кавернозности ствола скважины, естественной и техногенной микротрещиноватости пород в пристеночной области, глинистой корки, зоны проникновения фильтрата бурового раствора и др. В вертикальных скважинах ИПН обладает максимальной чувствительностью к малым углам наклона слоев и трещин, поэтому точность измерений элементов залегания неоднородностей, пересекаемых скважиной, максимальна в средах с субгоризонтальным залеганием пластов (до 30°). В горизонтальных же скважинах чувствительность ИПН максимальна к крутозалегаящим неоднородностям, обусловленным дизъюнктивной нарушенностью и субвертикальной трещиноватостью. Наименьшая чувствительность (и, соответственно, точность) имеет место при наклонной слоистости и трещиноватости в области угла падения порядка 53° .

В пределах Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) нефтегазоаккумуляций рифейские отложения, представляющие самостоятельный интерес для поисков нефти и газа, представлены преимущественно карбонатными породами, верхняя часть которых мощностью в

первые сотни метров, представляет собой кавернозно-порово-трещинный коллектор. Известно, что в пределах ЮТЗ хорошие высокопродуктивные коллекторы связаны только с мощными пачками чистых доломитов. Именно в этих доломитах более всего развиты явления трещиноватости и кавернозности макротрещин. Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях развития коллекторов такого типа наиболее актуален для комплекса методов, включающего ИПН и многоволновое ВСП.

Скудные данные о геологическом строении ЮТЗ не дают основания уверенно остановиться на одной из существующих моделей геологического строения. Существует, по крайней мере, две такие альтернативные модели. Первая, до сих пор разрабатываемая сибирскими геологами, так называемая традиционная модель, заключается в представлении о выходе под эрозионную поверхность разновозрастных толщ рифея, обладающих различными коллекторскими свойствами. Основой являются представления о резком угловом несогласии рифейских и вендских отложений. Считается, что продуктивные скважины располагаются в районах, где свиты с хорошими коллекторскими свойствами перекрыты вендом. Другая, альтернативная модель, была разработана в 1997 г. как базовая модель ВНИГНИ. Она предполагает наличие грабена, заполненного субгоризонтально залегающими толщами рифея, и латеральное изменение коллекторских свойств отложений, связанное, прежде всего, с развитием макротрещиноватости и состоянием пустотного пространства. Был сделан вывод о том, что наклонные оси синфазности на разрезах МОГТ связаны не с литолого-стратиграфическими границами, а с плоскостями дизъюнктивных дислокаций. В отличие от традиционной модели, модель ВНИГНИ предполагает, что изменение коллекторских свойств связано с латеральным изменением литологического состава в разновозрастных толщах. При этом изменение коллекторских свойств, связанных с макротрещиноватостью и кавернозностью, прежде всего определяется их неравномерным развитием, контролируемым первичной текстурой и составом породы.

Впервые комплексирование ИПН и многоволнового ВСП в условиях ЮТЗ выполнено в 2002 г. на скважине №89.

Система наблюдений методом ВСП включала один ближний и четыре выносных пункта взрыва (ПВ), рассредоточенных в различных азимутах (50° , 118° , 178° и 16° для ПВ2-ПВ5, соответственно) на расстоянии около 750 м. Скважина была отработана зондом

АМЦ-ВСП-3-48 с шагом 10 м выше глубины 2100 м, а в нижней ее части до глубины 2410 м – с шагом 5 м. Качество материалов в целом хорошее.

В пределах покрывающей толщи, пересеченной скважиной, выделено 20 пластов. Перепады скоростей на выделенных границах свидетельствуют о значительной контрастности разреза. Существенно, что знак скачка скорости одинаков для продольных и поперечных волн. Значения V_s/V_p находятся в пределах допустимых значений, характерных для крепких пород.

Существенной особенностью волнового сейсмического поля является присутствие на трансверсальной компоненте обменных волн, претерпевших обмен на верхней жесткой границе, а также на кровле рифея. Четкая азимутальная зависимость поляризации этих волн свидетельствует о субвертикальной природе упорядоченных неоднородностей соответствующих геологических объектов. Так оказалось, что проходящие и отраженные обменные волны типа PS с ПВ2 и ПВ3 более четко прослеживаются на компоненте Y, тогда как с ПВ5 они преобладают на X-компоненте. Наличие трансверсальной компоненты отраженной PS волны на ближнем ПВ, расположенном на удалении 100 м в азимуте 111° от устья, практическое отсутствие записи на X-компоненте и четкое прослеживание на Y-компоненте с ПВ3, отсутствие записи на Y-компоненте и наличие ее на X-компоненте с ПВ5, а также наличие записей на обеих компонентах с ПВ2 позволяют сделать вывод о субвертикальной ориентации плоскостей симметрии анизотропной предположительно трещиноватой среды, на которой образуется данная обменная волна. Предположительная преимущественная ориентация плоскостей симметрии (трещиноватости) – в направлении ПВ5.

Наиболее существенной особенностью разрезов ВСП, полученных путем миграции, является выделение на них предположительных тектонических нарушений на разрезах, полученных с ПВ2 и ПВ3. При этом нарушение в направлении на ПВ2 затрагивает также и кровлю рифея. Нарушения эти расположены на расстоянии порядка 150 м от скважины в каждом из двух направлений, так что напрашивается вывод о том, что эти направления пересекают расположенный на 100 м к востоку от скважины разлом амплитудой в первые десятки метров, имеющий субмеридиональное направление; скважина находится в приподнятой части на запад от разлома. Этот вывод вполне увязывается с тем отмеченным выше фактом, что обменные и поперечные отраженные волны, регистрируемые с

каждого из этих двух ПВ, имеют преобладающую трансверсальную компоненту: направление возможной трещиноватости, как известно, совпадает с простираем разломов, в окрестности которых развивается трещиноватость.

ИПН проведена индукционным пластовым наклономером НИП-1 в интервале глубин 2124-2416 м. Результаты определения углов и азимутов падения слоев и трещин определены с шагом 0.5 м. Кроме того, в качестве результатов ИПН представлены кривые значений А – разности между продольной и поперечной (анизотропной) электрической проводимостью слоев, а также значений проводимости В и С в восточном и северном направлениях, соответственно.

В среднем по данным ИПН в исследованной части разреза скважины залегание пластов пологое (от 0.5° до 5°) с преимущественным наклоном в северо-западном направлении (около 320°). Выделены аномальные крутонаклоненные предположительно трещиноватые участки с углами наклона, равными 60° - 90° . Особенно крупная зона субвертикальной трещиноватости пород выделена в продуктивном рифейском пласте в интервале глубин 2340-2356 м. Другая крупная зона субвертикальной трещиноватости пород приурочена к кавернозному участку собинской свиты венда в интервале глубин 2124-2150 м. В низах венда – верхах рифея в интервале глубин 2292-2340 м характерно чередование групп и единичных трещин с углами наклона 10° - 45° .

Сопоставление результатов ВСП и ИПН приводит к выводу об их вполне удовлетворительном качественном соответствии. Это касается как данных о субгоризонтальном залегании исследуемой толщи в целом, так и выводов о преимущественно субвертикальном и крутонаклоненном поведении трещин в пределах выделенных аномальных участков.

В интервале глубин 2125-2417 м были, кроме ИПН, проведены измерения пластовым контактным наклономером НИД-2(6)-400 (ООО НПП ГТ «Геофизика»). По результатам этих измерений в интервале глубин 2200-2300 м имеется резкое угловое несогласие: преимущественно угол наклона геологических границ уменьшается при переходе от венда к рифею с 30° до 4° . Малые углы наклона в пределах рифейской толщи вполне согласуются с данными ИПН и ВСП, однако вывод о значительных среднестатистических углах наклона вендских отложений не находит подобного подтверждения в результатах ИПН или ВСП. Вывод же о наличии тектонического

нарушения с субмеридиональным направлением сместителя вполне согласуется с приведенными выше результатами ВСП по ПВ2 и ПВ3. Окончательные выводы о достоверности результатов, полученных обеими модификациями пластовой наклонометрии, можно будет сделать после изучения керна, извлеченного из соответствующего интервала глубин.

Последующие исследования необходимо должны включать в себя экспериментальные скважинные работы при комплексировании пластовой наклонометрии и многоволновой скважинной сейсморазведки (ВСП). Внедрение комплекса индукционной пластовой наклонометрии и многоволновой скважинной сейсморазведки представляет практическую ценность при решении задач изучения контура нефтегазоносности, геометрии и внутреннего строения залежи, определения и корректировки места заложения проектных, разведочных и эксплуатационных скважин, в том числе наклонно-направленных и горизонтальных.

ВЫДЕЛЕНИЯ УВ-СОДЕРЖАЩИХ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ УПРУГИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДЫ ПО МАТЕРИАЛАМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ И НАЗЕМНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ МОГТ.

А.М.Карасевич*, Д.П.Земцова**, Н.П.Шкирман**, А.Н.Долинин*

*ОАО «Промгаз», г. Москва; КОМЭ, **Краснодарская опытно-методическая экспедиция ГУП ПО «Союзморгео», г. Краснодар

Сложные сейсмогеологические условия тонкослоистого миеоценового разреза Приазовья не позволяют с высокой степенью надежности выделять УВ-насыщенные объекты.

В связи с этим, наряду с относительно высоким коэффициентом удачи ($\sim 0,83 - 0,85$ за период с 1997-2002 г.) отмечаются случаи отрицательного результата при геофизическом прогнозировании УВ-насыщения локальных объектов.

Для минимизации ошибок прогноза силами ОАО «Промгаз» и КОМЭ ПО Союзморгео разрабатывается технология наземно-скважинной сейсморазведки, включающая наблюдения в скважине на различных глубинных уровнях, азимутальные наблюдения в окрестностях разведочных скважин на поверхности и специали-

зированные скважинные измерения. Скважинные исследования включают: АК на продольных и поперечных волнах, высокоразрешающую технологию ННК, ГГК, а также лабораторные исследования керна.

На практическом материале, полученном в условиях юго-восточного Приазовья, показана возможность определения нетрадиционных упругих характеристик разреза (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) по материалам непосредственных замеров во внутренних точках среды и интерпретации данных наземных наблюдений с использованием полученных характеристик волн различных типов.

На основе выполненных исследований в разрезе одной из скважин Южно-Черноерковской площади в интервале глубин 2900-3000м выделены два газосодержащих объекта мощностью 4-5 м.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МИНИМИЗАЦИИ ЭНТРОПИИ ДВУМЕРНЫХ СПЕКТРОВ ДЛЯ КОРРЕКЦИИ СТАТИЧЕСКИХ ПОПРАВОК И ПАРАМЕТРОВ ОРИЕНТАЦИИ ТРЁХКОМПОНЕНТНЫХ ДАТЧИКОВ В МЕТОДЕ ВСП

А.Ю. Барков*, А.А. Табаков**

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

Реальные волновые поля ВСП часто содержат статистические сдвиги, связанные с неоднородностью возбуждения, которые существенно снижают качество результатов обработки. Серьёзной проблемой являются неоднородности и ошибки в оценке параметров поляризации, что приводит к перераспределению энергии сигнала между компонентами вплоть до смены знака.

В работе [1] предложен метод расчёта статических поправок, основанный на совместной минимизации энтропии участков двумерного спектра сейсмограмм ВСП, отображающих области падающих и отраженных волн.

В докладе приведены результаты применения аналогичного подхода - совместная минимизация энтропии двумерных спектров ориентированных компонент для коррекции параметров ориентации трёхкомпонентных записей.

На рисунке 1 представлен график сходимости процесса совместной минимизации левой и правой частей двумерного спектра при

оценке статической поправки, рисунок 2 показывает результат оптимизации сдвигов. Рисунки 3 и 4 иллюстрируют процесс минимизации (рис. 3) и результат (рис. 4) при коррекции параметров поляризации. Видно, что в обоих случаях применение предложенных алгоритмов позволило успешно откорректировать исходные записи.

Оба метода включены в интеллектуальную систему редактирования сейсмограмм (ИРС), что повысило качество обработки и сократило затраты времени и интеллектуальные затраты геофизика.

Литература:

1. А.Ю. Барков, И.В. Яковлев «Автоматическое редактирование сейсмограмм». Тезисы международной конференции «Новые идеи в науках о земле», Москва, 2001.

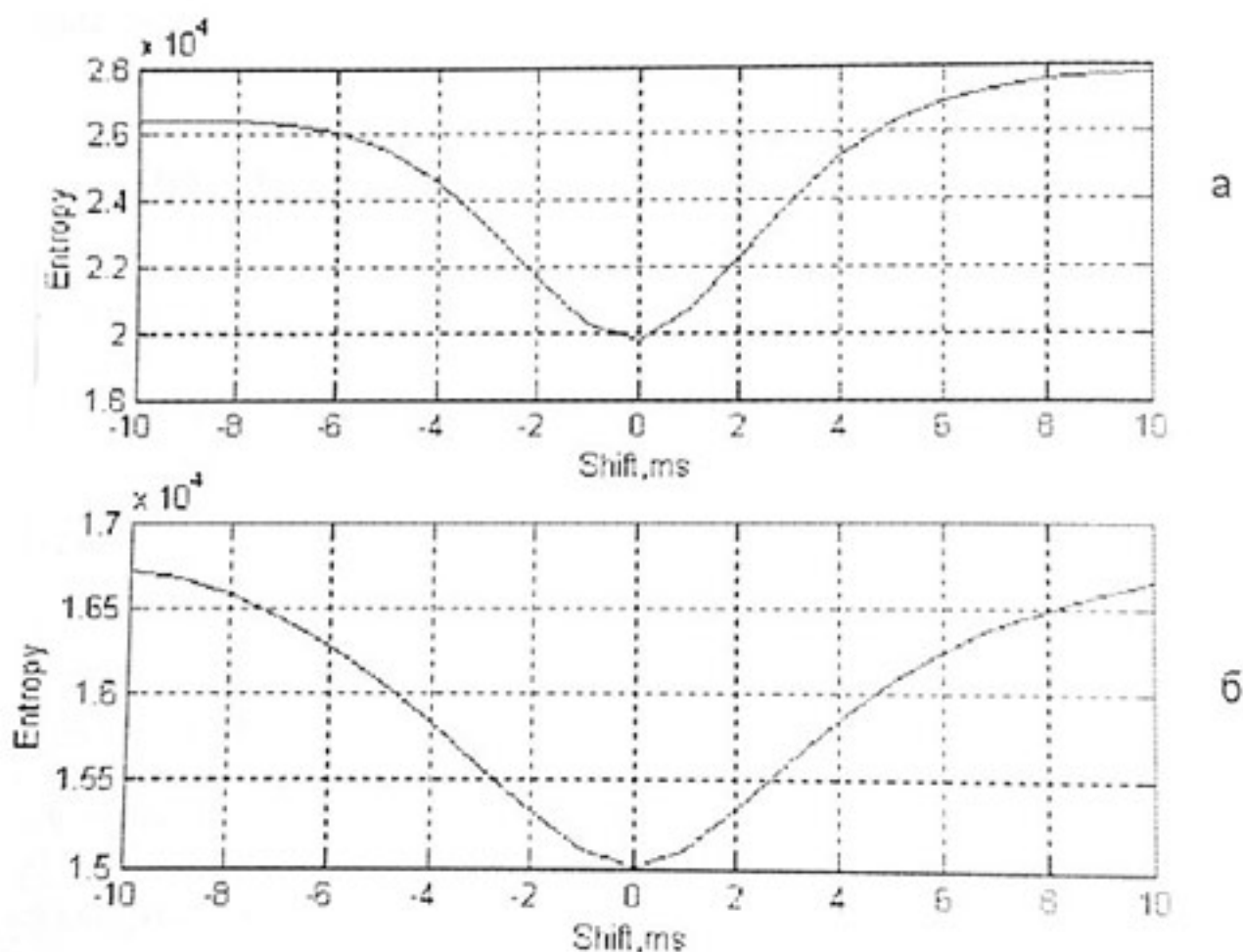


Рис.1. Совместная минимизация энтропии левой (а) и правой(б) частей двумерного спектра при оценке статической поправки

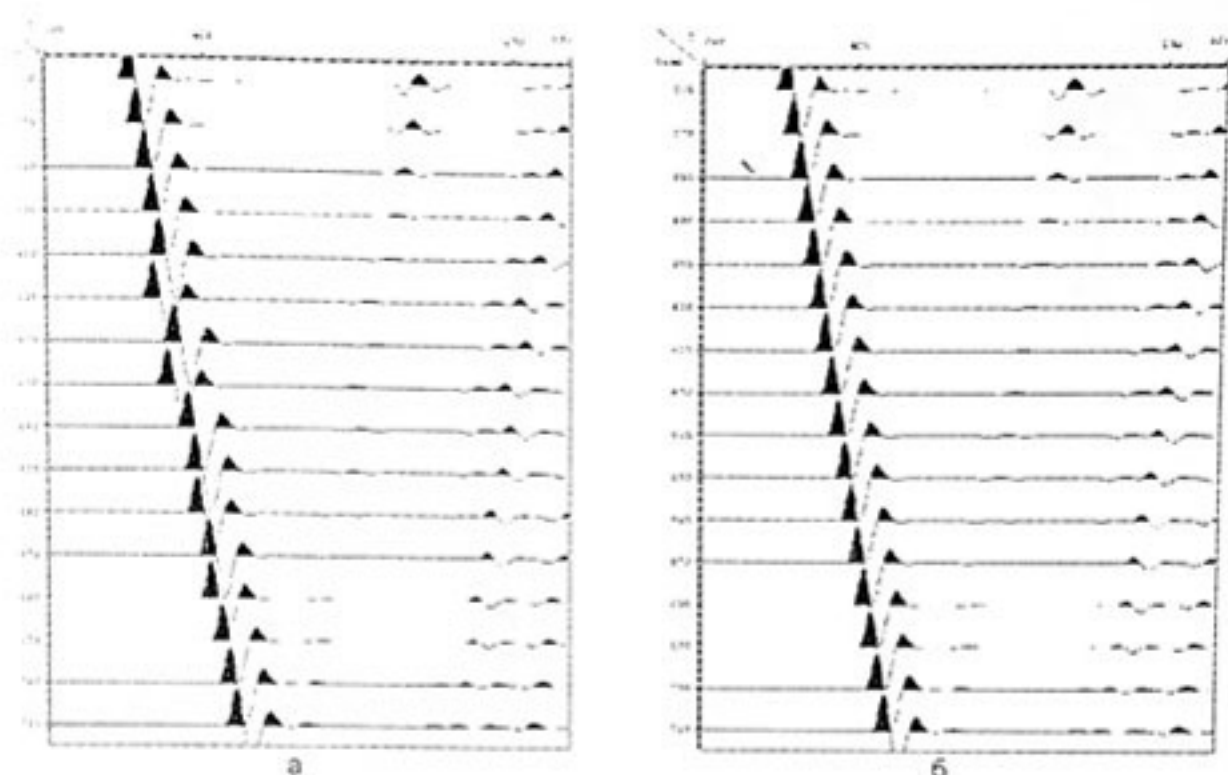


Рис.2. Модельное волновое поле со статическими сдвигами (а) и результат оптимизации сдвигов по минимизации энтропии двумерных спектров (б)

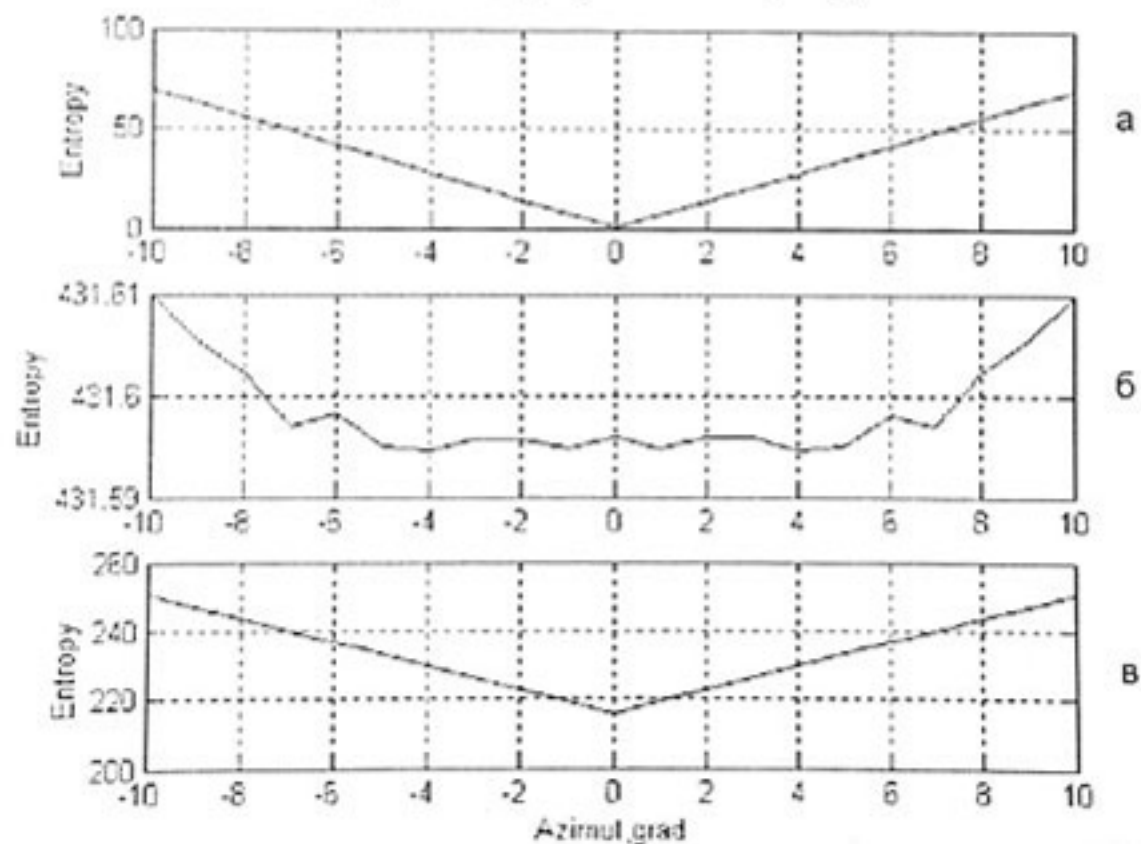


Рис.3. Минимизация энтропии двумерных спектров компонент а) - V, б) - H, и их взвешенная сумма - в).

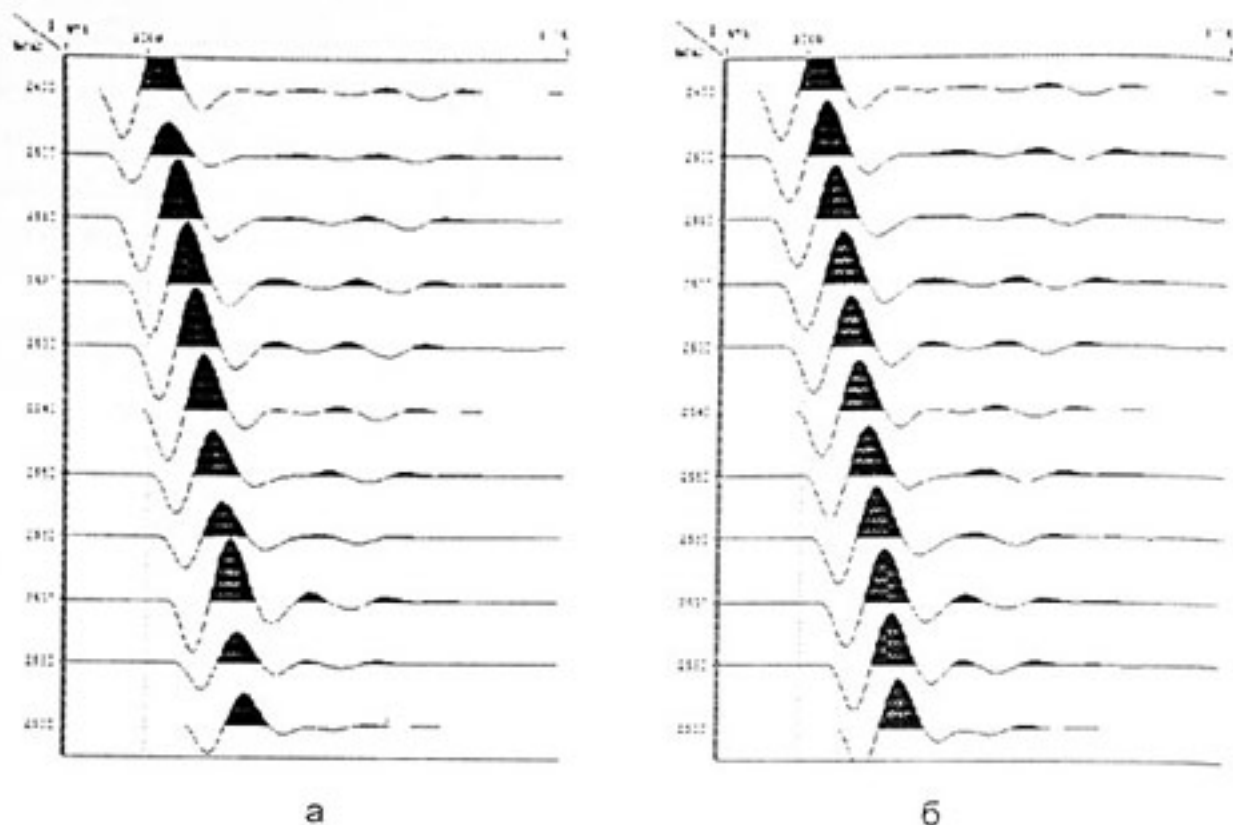


Рис.4. Коррекция параметров поляризации методом минимизации энтропии двумерных спектров компонент.
 а - исходная сейсмограмма V - компоненты с вариацией амплитуд за счет неточной ориентации,
 б - сейсмограмма V - компоненты после уточнения ориентации

**ВОЗМОЖНОСТИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА
 ВИМСЕЙС (ВИЗУАЛЬНОЕ ИНТЕРАКТИВНОЕ
 МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ГОРИЗОНТОВ)
 ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ СКВАЖИННОЙ
 СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

В.А. Редкоп*, М.И.Елманов**, М.Ф.Каширских**, С.М.Карнаухов***

*ООО "ВимСейс Технологии", г.Москва,

**ОАО "НПО НАФТАКОМ", г.Москва

***ООО "Оренбурггазпром", г.Оренбург

Пакет программ ВимСейс выполнен в виде настольного приложения для персональных компьютеров под управлением системы WINDOWS и предназначен для обработки данных НВСП. Программный комплекс ВимСейс позволяет выполнять обработку трехкомпо-

ментных записей до получения временных и глубинных разрезов по отраженным и обменным волнам. Функции обработки включают редактирование записей, полосовую фильтрацию, деконволюцию и двумерную фильтрацию вдоль заданного направления. Процедуры изменения амплитуд, полосовой и двумерной фильтрации могут быть выполнены как по всей сейсмограмме, так и в области, ограниченной двумя линиями.

Программа интерактивной деконволюции служит для расчета оператора фильтра, приводящего исходный сигнал к импульсу заданной формы, и может быть использована на разных этапах обработки. В качестве исходного сигнала выбирается поле сейсмических волн, подлежащих заданному преобразованию (выравнивание спектров, подавление кратных волн, сжатие импульсов). Заданный импульс желаемой формы определяет вид преобразования и может быть выделен из сейсмических трасс, получен из файла или задан вручную.

Произвольный выбор исходного сигнала и желаемого результата деконволюции позволяет использовать деконволюцию для решения широкого круга задач. Например, если в качестве исходного сигнала выбираются записи всех контрольных приборов и в качестве желаемого импульса используется одна из контрольных трасс, то в результате расчета будут получены операторы фильтров, выравнивающие спектры записей контрольных приборов, а если исходный сигнал - поле падающих волн и желаемый импульс - короткий, простой формы, то рассчитанные операторы будут выполнять функции сжатия и подавления кратных волн. Применение деконволюции для удаленного пункта возбуждения продемонстрировано на рисунке 1.

Программа ВимСейс в основном предназначена для решения структурных задач скважинной сейсморазведки. Определение пластовой скоростной модели среды основано на сопоставлении реальных сейсмических данных с рассчитанными годографами. Решение обратной задачи получают посредством подбора пластовых скоростей и конфигурации горизонтов, до совпадения расчетных и наблюдаемых годографов волн заданного типа.

Расчет производится для сейсмических границ произвольной формы и волн любого типа и кратности. Алгоритм основан на расчете экстремального времени по лучу для пластовой модели, заданной в дискретных точках, задающих глубины горизонтов.

Таким образом, криволинейный луч заменяется набором отрезков, соединяющих точки границ, ближайšie к истинной траектории луча. Для каждого отрезка скорость принимается постоянной,

равной скорости в пласте. Точность расчета зависит от расстояния между точками, описывающими положение горизонтов. По опыту обработки для большинства моделей при шаге между точками 10м максимальная ошибка определения времени годографа не превышает 1мс. Алгоритм применим как в двумерном, так и пространственном варианте.

Расчет траекторий лучей может выполняться для любых (продольных, поперечных или обменных) типов волн. В комплексе ВимСейс реализован расчет лучей по заданной схеме прохождения - отражения луча.

Схема отражения включает целевой отражающий горизонт и путь до горизонта, который может содержать кратнобразующие границы. Скорость по лучу между горизонтами, в зависимости от решаемой задачи, равна либо скорости распространения продольных, либо поперечных волн.

Расчетный годограф накладывается на исходную сейсмограмму НВСП для сопоставления с фазой прослеживаемой волны. Если результат сопоставления неудовлетворителен, пластовая модель корректируется и процедура повторяется.

Такая же расчетная схема применяется для получения синтетических сейсмограмм, только после помещения расчетных годографов на пустую сейсмограмму на времена вступлений накладывается заданный импульс.

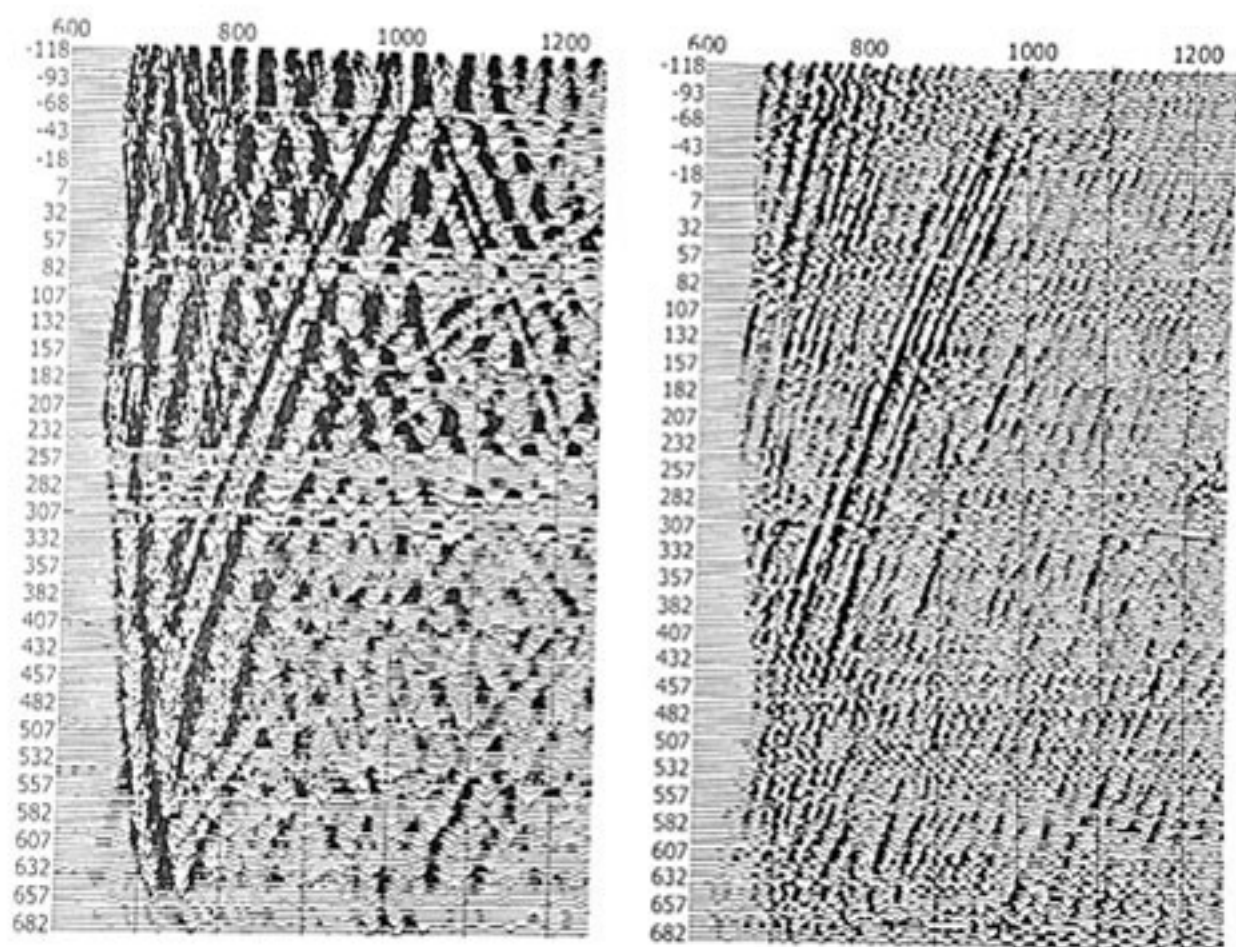
Преобразование сейсмограмм НВСП в глубинный разрез выполняется посредством лучевой миграции, использующей тот же алгоритм, что и для расчета годографов.

Отличие заключается в том, что в промежутке между пластами рассчитывается дополнительная граница, которая сканирует пласт с заданным шагом. По времени годографа определяется номер отсчета исходной трассы, и амплитуда этого отсчета помещается на расчетную точку отражения глубинного разреза.

На рисунке 2 приведен стандартный граф обработки данных НВСП. В комплексе ВимСейс глубинные преобразования реализованы также для наземных сейсмограмм (Рис.3) и временных разрезов МОГТ.

Таким образом, глубинные разрезы НВСП можно дополнить разрезами, полученными по наземным данным, что позволит существенно расширить освещаемый участок и повысить достоверность результатов.

Применения программного обеспечения ВимСейс для производственной обработки данных НВСП показало эффективность его использования для решения широкого круга структурных задач, как самостоятельно, так и в комплексе с другими программными продуктами. Дальнейшее развитие программного комплекса направлено на решение трехмерных задач, оптимизацию расчетных алгоритмов и совершенствование пользовательского интерфейса.



А). Исходная сейсмограмма;

Б). Результат применения деконволюции и подавления падающих волн;

Рис. 1. Применение интерактивной деконволюции для пункта возбуждения с удалением 1200м.

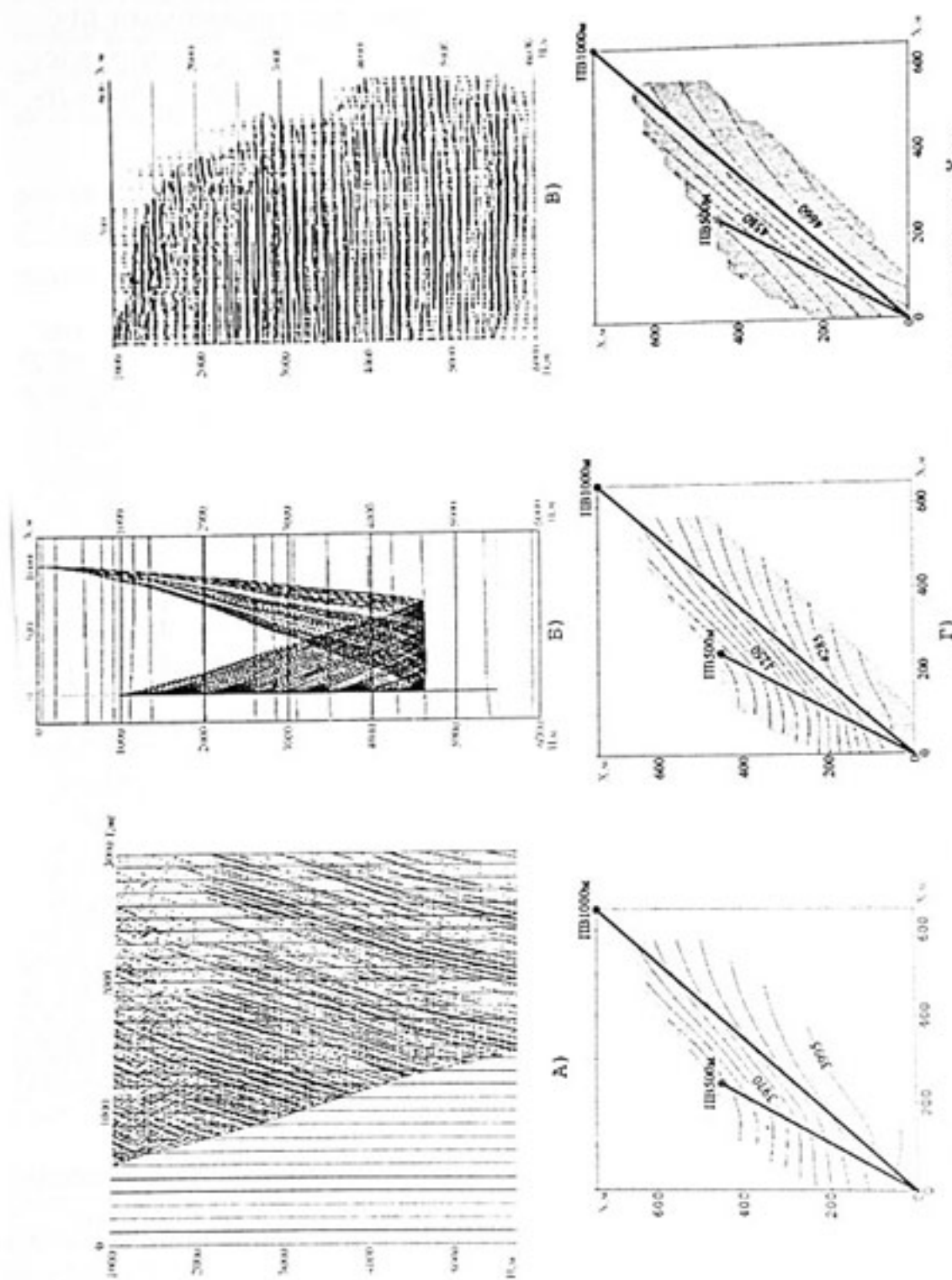


Рис.2. Этапы обработки данных скважинной сейсморазведки по технологии "ВИМСЕЙС"

А) Обработка сейсмограмм НВСН.

Б) Определение пластовой модели среды.

В) Получение литомассового глубинного разреза.

Г) Построение карт поверхностей параллельных горизонтов.

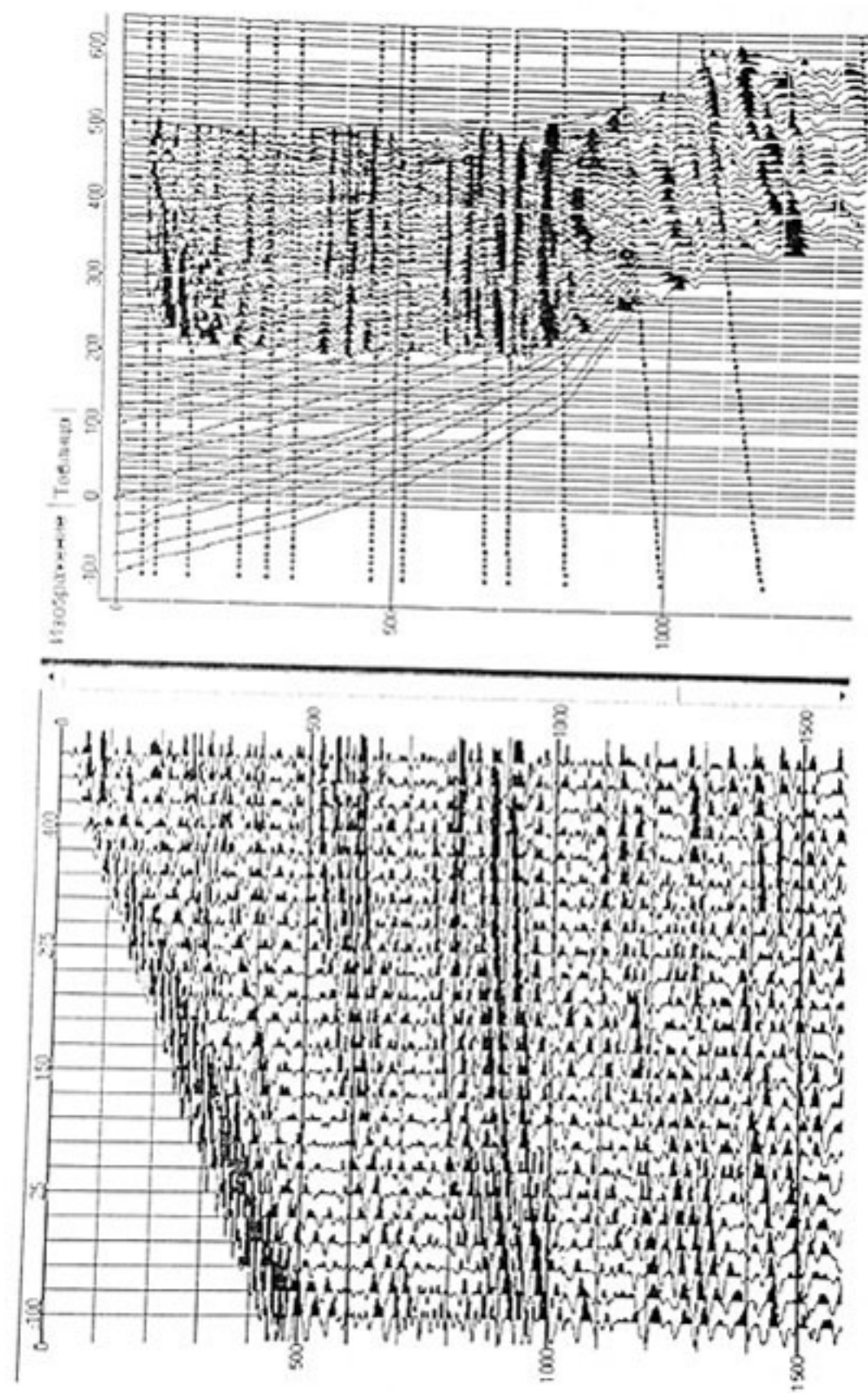


Рис.3. Глубинная лучевая миграция по сейсмограмме МОВ

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ОБРАБОТКИ ЗС ВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАКЕТА «ВИМСЕЙС»

В.А.Редкоп*, А.А.Тихонов**

*ООО "ВимСейс Технологии", г.Москва,

**СК «ПетроАльянс», г.Москва

Решение геологических задач по результатам интерпретации данных многокомпонентного ВСП предполагает проведение тщательной обработки данных и анализа качества получаемых на каждом этапе результатов. Такой подход реализуется в компании ПетроАльянс с применением программного комплекса VimSeis. Применяемая технология основана на тщательном контроле каждого этапа выполнения скважинных сейсмических исследований, начиная от проектирования работ НВСП с учетом предварительной информации о геологическом строении участка работ и заканчивая интерпретацией результатов с привлечением всей имеющейся информации, полученной другими геофизическими методами (ГИС, АК, МОГТ). Тесный контакт обработчиков и интерпретаторов с разработчиками программного обеспечения позволяет оперативно адаптировать программный комплекс к решению задач, возникающих при обработке данных по конкретной скважине.

Собственно обработка 3-компонентных наблюдений начинается с ориентирования X-компоненты на источник возбуждения. Процедура выполняется автоматически, посредством поворота координатных осей вокруг оси Z. Критерием служит максимум энергии в первых вступлениях по оси X и одновременно минимум по оси Y. После этого осуществляется доворот осей координат вокруг оси Y для лучшего разделения PP и PS волн. Угол доворота задается в программе или определяется интерактивно. Можно задавать по сейсмограмме переменный угол в зависимости от глубины трассы и времени регистрации. В результате на сейсмограмме Z-компоненты выделяются восходящие PP, а на сейсмограмме X-компоненты восходящие PS волны. Результат разделения полей демонстрируется на рисунке 1. Дальнейшая обработка проводится отдельно для каждого типа волн. Интерактивная деконволюция выполняется поэтапно и позволяет приводить трассы как к минимально фазовому, так и к нульфазовому импульсу. Короткий минимально фазовый импульс желаемой формы, к которому приводятся импульсы падающих волн, выбирается из первых вступлений трассы или задается интерактив-

но, путем подбора. Нульфазовый импульс получают в результате фильтрации дельта импульса в заданной полосе частот. Результат применения деконволюции, приводящей трассы к нульфазовому виду показан на рисунке 2(А-В). Как видно из рисунка, в качестве желаемого был выбран нульфазовый импульс длиной 100 мс в полосе частот 0-150Гц. По исходному полю падающих волн для каждой трассы были получены операторы фильтров приводящие протяженные падающие импульсы коротким нульфазовым. Длина оператора подбиралась опытным путем и в данном случае составляла 450мс. Затем рассчитанные операторы применялись к полю отраженных волн.

Полосовая фильтрация 0-80Гц после деконволюции выполнялась для уменьшения высочастотных шумов и определялась путем подбора. В некоторых случаях, особенно для удаленных пунктов возбуждения, не удавалось рассчитать удовлетворительный оператор деконволюции. Поэтому была высказана и опробована идея расчета оператора деконволюции по коррелограммам падающих волн. Как показали результаты тестирования, такой способ деконволюции более устойчив к шумам и может успешно применяться для повышения разрешающей способности сейсмограмм, полученных от удаленных ПВ. Результат деконволюция с определением оператора по коррелограммам показан на рисунке 2Г.

Выделение отраженных волн заданного типа, РР на сейсмограммах Z-компоненты и PS на сейсмограмме X-компоненты, выполняется посредством направленного 3-х компонентного вычитания волн, имеющих отличные от целевых кажущиеся скорости. Для преобразования сейсмограмм в глубинные и временные разрезы определяются пластовые модели по Р и S волнам. Границы пластов задаются по продольному пункту возбуждения и корректируются в соответствии с данными АК и ГИС. Скорости в пластах определяются путем расчета и подбора в программе VimSeis. Критерием правильности подбора скоростей в пластах служит совпадение расчетных годографов с временем первых вступлений. Следует отметить, что скорости в пластах, определенные по ближнему и дальним пунктам возбуждения, часто имеют расхождение, что связано с квазианизотропией и латеральной изменчивостью среды. В этом случае при глубинных преобразованиях сейсмограмм для каждого

ПВ применяется своя пластовая модель. Таким образом производится учет изменчивости скоростей. По выбранной скоростной модели посредством лучевой миграции сейсмограммы трансформируются в глубинные или во временные разрезы. Глубинные разрезы, полученные в результате обработки PP и PS волн, приведены на рисунке 3. Для повышения разрешенности разрез PS волн был подвергнут процедуре сдвига спектра в высокочастотную область, при которой спектр сигнала без изменения формы сдвигается вправо на заданную величину, подбираемую опытным путем. В отдельных случаях эта процедура позволяет получать более наглядные результаты. В данном случае тектоническое нарушение, слабо прослеживаемое на глубинном разрезе PP волн, четко проявляется на разрезе PS волн после процедуры сдвига частот.

На завершающем этапе обработки и интерпретации данных НВСП проводится увязка скважинных данных с данными МОГТ. Так как временные разрезы НВСП и МОГТ, как правило, имеют разный частотный состав, требуется выполнять уравнивание спектров записей ВСП и МОГТ. Для этого рассчитывается оператор фильтра, приводящий трассы МОГТ в районе скважины к трассам однократных отражений разреза ВСП. С этим оператором производится свертка всех трасс временного разреза. В результате выполнения этой процедуры повышается разрешенность временного разреза МОГТ. На рисунке 4 показана корреляция целевого горизонта до и после корректировки спектров сейсмического разреза по данным ВСП.

Таким образом, при условии качественно выполненных полевых наблюдений и использовании информации по PP и PS волнам, метод НВСП может успешно применяться как для решения самостоятельных структурных задач, так и для углубленной интерпретации материалов наземной сейморазведки МОГТ. Программный комплекс VimSeis может использоваться для выполнения обработки данных НВСП, а постоянный творческий контакт геофизиков, обработчиков и интерпретаторов с разработчиками программного обеспечения позволяет оперативно реализовывать идеи, возникающие во время обработки сейсмических данных.

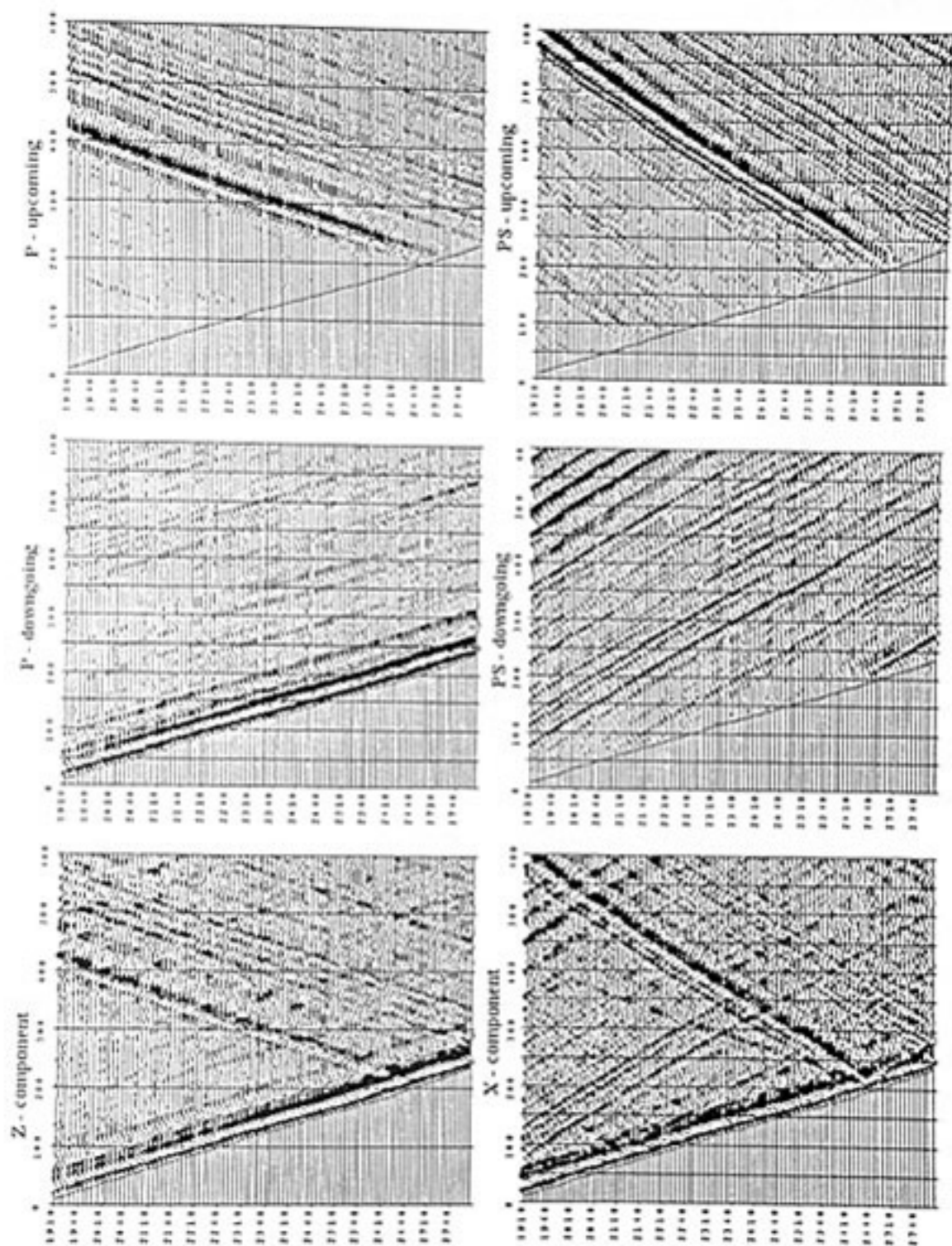
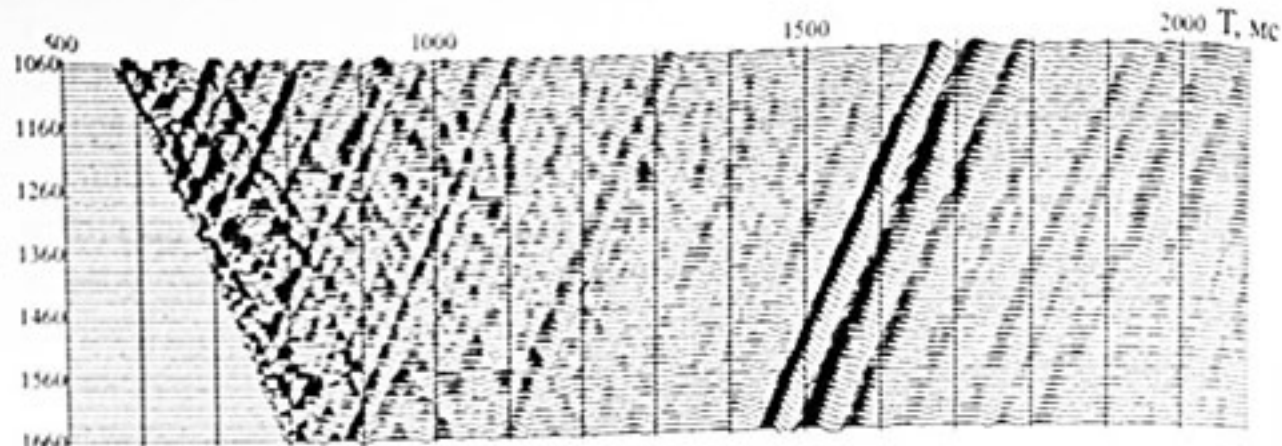
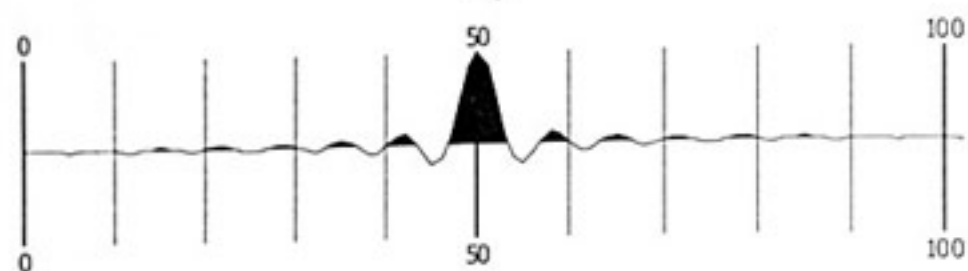


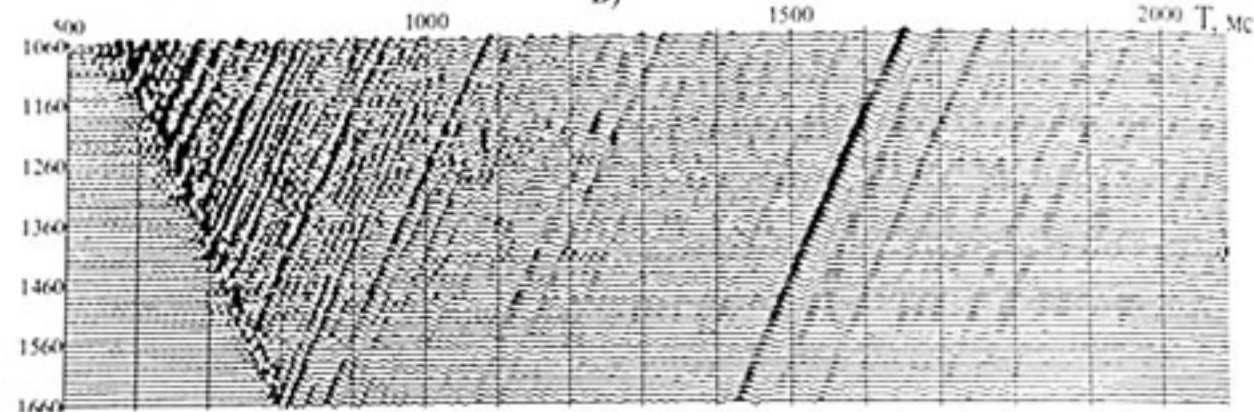
Рис.1 Разделение полей трехкомпонентных записей НВСП



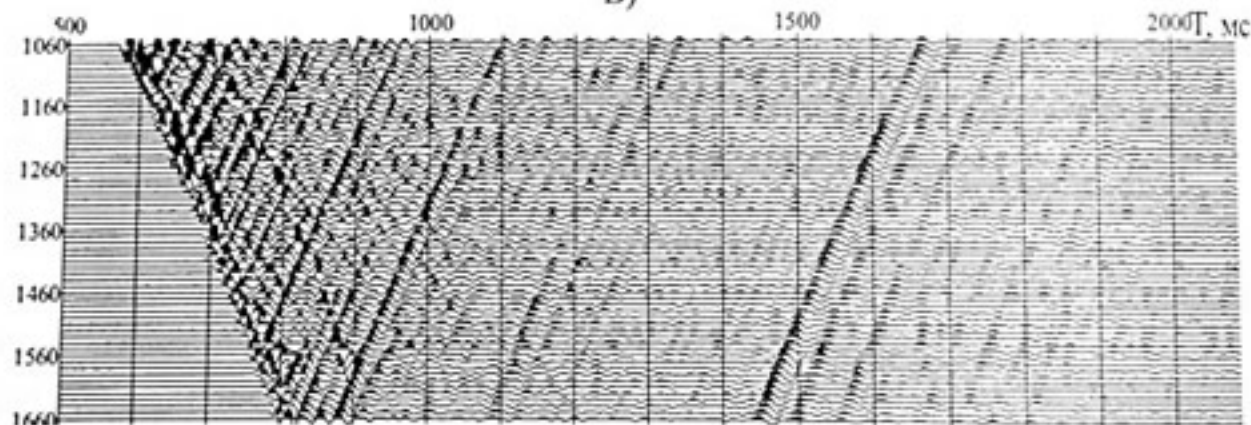
А)



Б)



В)



Г)

Рис.2. Нуль фазовая деконволюция в полосе частот 0-80Гц

А) Поле отраженных волн до применения деконволюции

Б) Нуль фазовый импульс желаемой формы в полосе частот 0-150Гц

В) Результат применения деконволюции и полосовой фильтрации 0-80Гц

Г) Расчет оператора деконволюции по ФАК падающих волн.

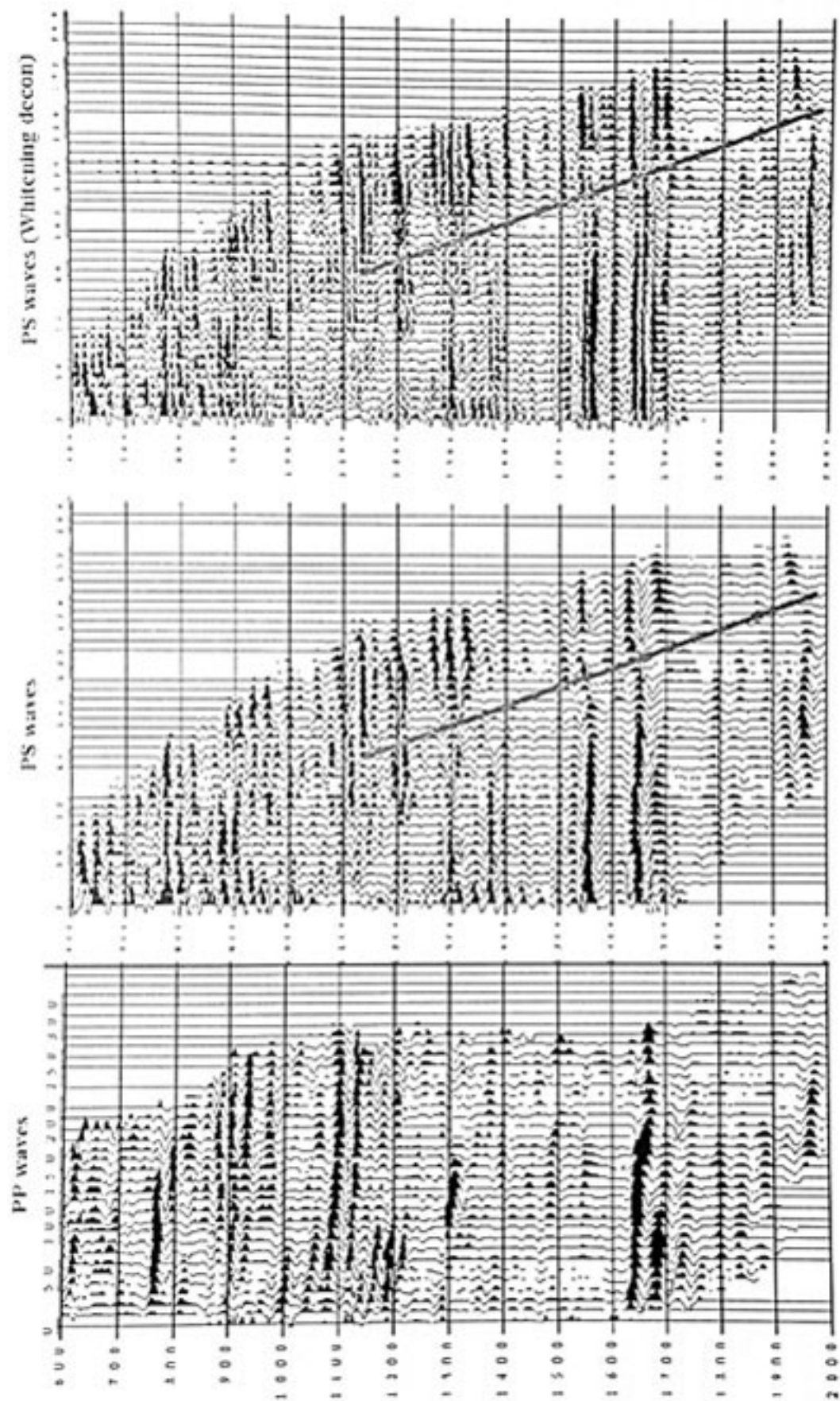


Рис.3. Выделение тектонического нарушения по данным трехкомпонентного НВСП

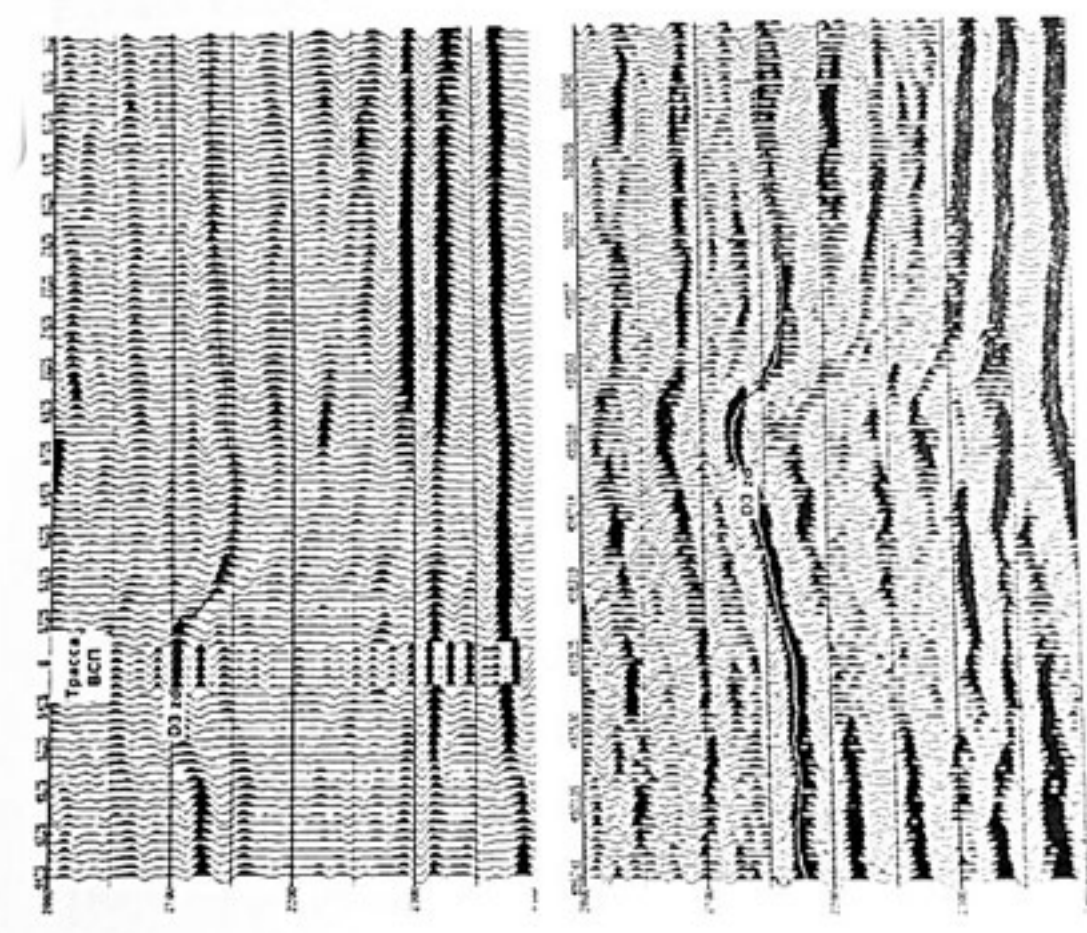
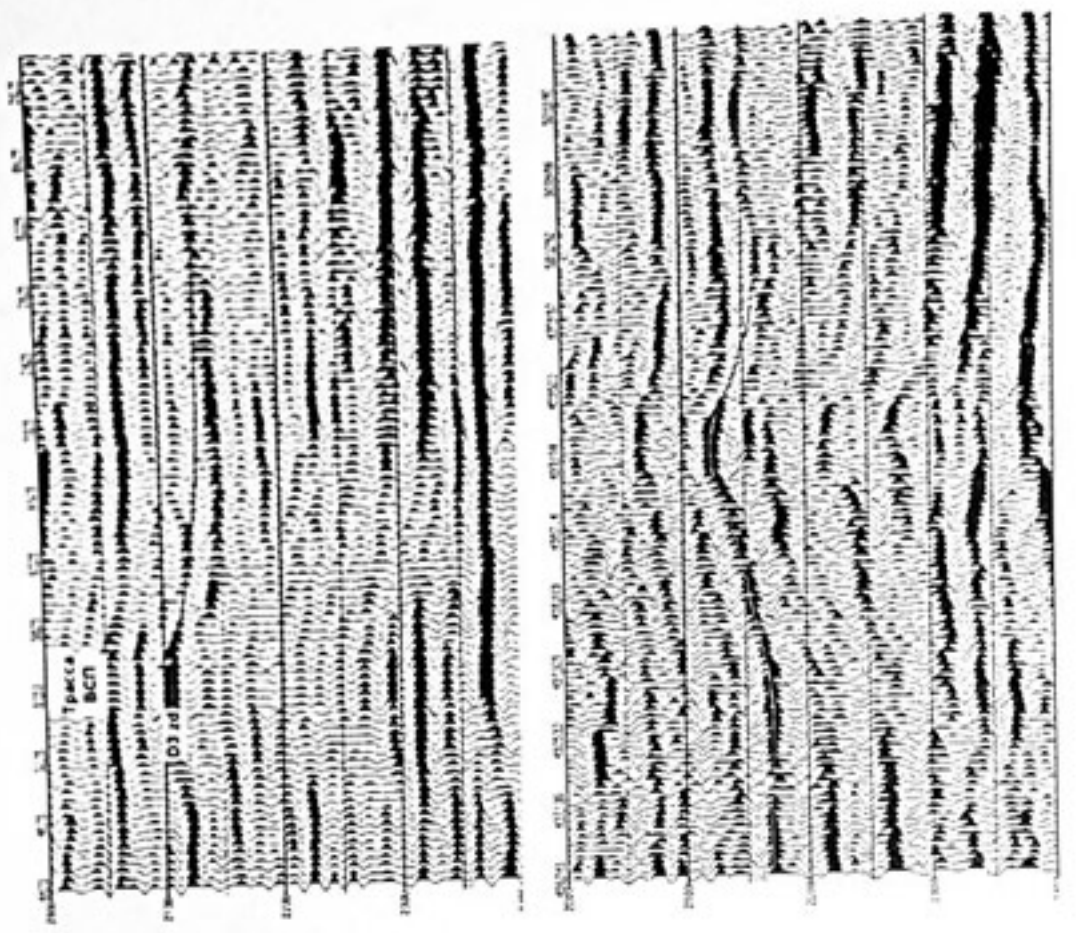


Рис.4. Применение формирующей деконволюции для повышения разрешающей способности наземной сейсмозаписки МОГТ

СТАНДАРТНАЯ ОБРАБОТКА ПРОФИЛЕЙ ВСП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ RAZREZ

О.И. Шкуратов, М.А.Милецкий, Л.В.Ячменева
ООО «НПК «Геопроект»

Программа RAZREZ, разрабатываемая в ООО «НПК «Геопроект» с 1996 г., является многофункциональной комплексной системой и предназначена для решения целого ряда разнообразных задач: визуализации сейсмических волновых полей, их анализа, параметризации и обработки. Программа разработана и функционирует под управлением ОС Windows 95/98/NT/2000/XP на PC, поддерживающих эти операционные системы. RAZREZ работает с любыми форматами чисел (I2, I4, R2, R4) и форматами данных SDS PC, SEG-Y PC, SEG-Y IBM (некоторые функции доступны только для формата SDS PC).

RAZREZ позволяет проводить стандартную обработку сейсмозаписей различных модификаций ВСП. Под стандартной обработкой в данном случае будем понимать обработку профилей ВСП, НВСП (НВП) с целью максимального увеличения соотношения сигнал/помеха. Для этих целей используются различные процедуры одномерной и двумерной фильтрации.

Рассмотрим эффективность указанной обработки на примере одной из скважин в пределах Саратовской области. На рис. 1а представлен исходный профиль ВСП. Рис. 1б демонстрирует возможности вычитания падающих волн, заданных направлением годографа первых вступлений.

На рис. 1в представлено волновое поле после выведения на горизонталь отраженных волн и их выделения. Выведение отраженных волн на горизонталь облегчает выделение этих волн. Рис. 1 г. демонстрирует результаты совмещения падающих и возвращенных к исходному направлению отраженных волн.

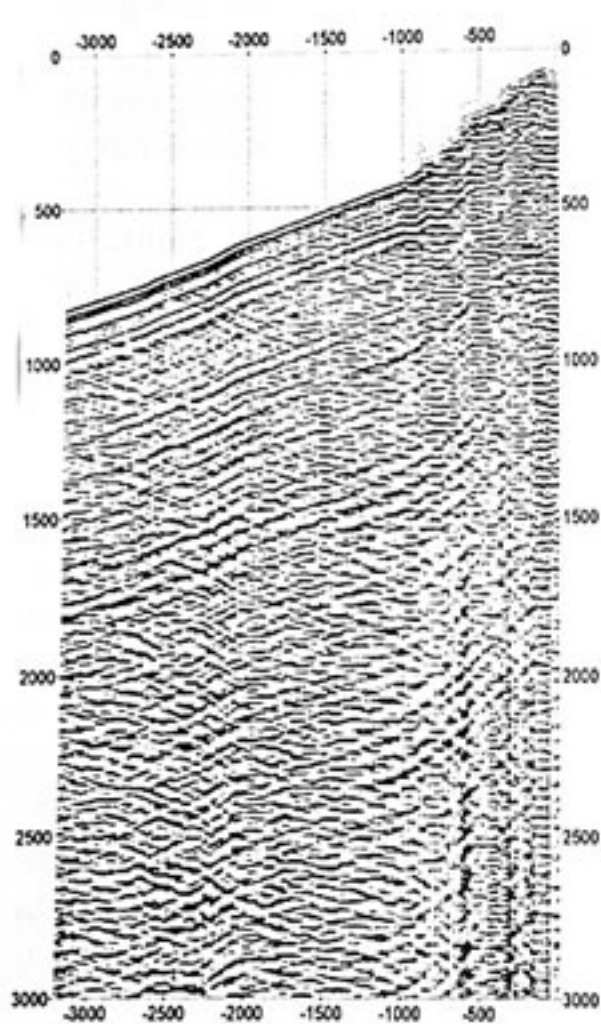
На рис. 2 представлен фрагмент профиля НВП с удалением ПВ от устья скважины 2000 м. На рис. 2а представлен фрагмент исходного волнового поля. Это один из серии профилей, отработанных с целью получения разрезов околоскважинного пространства. В процессе тестирования выяснилось, что верхняя часть профиля (до 1000 м) не принимает значимого участия в построении разреза, поэтому верхняя часть профиля была отрезана.

Граф обработки включал следующие процедуры и приемы: редактирование, восстановление амплитуд, нормировку сигналов, полосовую частотную фильтрацию, вычитание регулярных и нере-

гулярных волн-помех на различных базах, выделение полей восходящих продольных волн, мьютинг. В результате для получения информации о строении околоскважинного пространства были подготовлены сейсмограммы НВП, одна из которых представлена на рис. 2б. Для получения самих разрезов использовался комплекс VSPCDP (ЦГЭ, Москва).

Таким образом, по качеству и эффективности стандартной обработки волновых полей ВСП RAZREZ не уступает своим современным аналогам, по технологичности и скорости получения результата значительно превосходит некоторые из них.

Кроме представленных возможностей, RAZREZ обладает широким спектром свойств и процедур, облегчающих и ускоряющих производственный процесс обработки и интерпретации наземной сейсмической информации. Кратко рассмотрим основные из них.



а



б

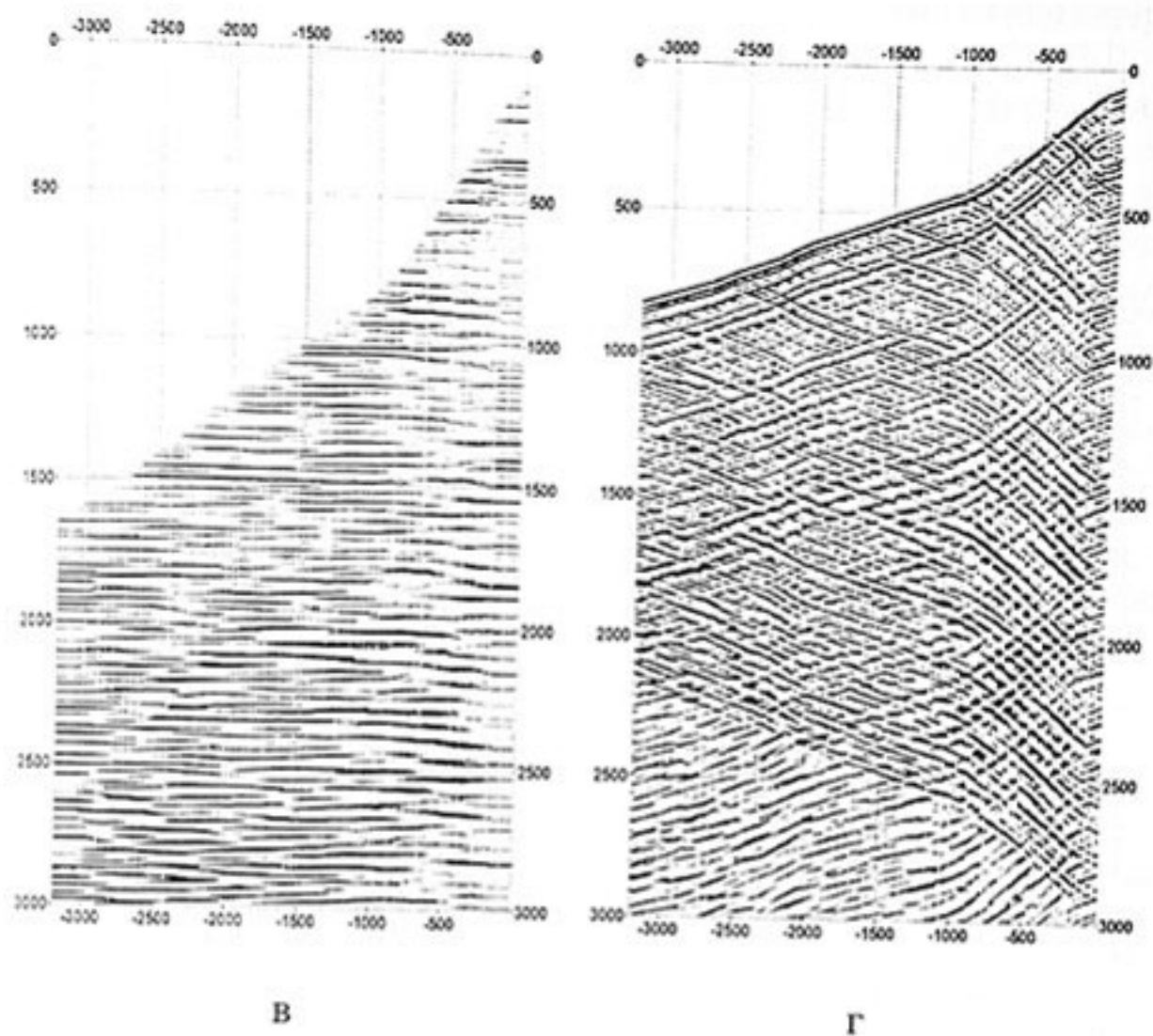


Рис. 1. Этапы стандартной обработки волнового поля ВСП:

- а – исходный профиль ВСП;
- б – вычитание падающих волн;
- в – выделение отраженных волн, выведенных на вертикаль;
- г – совмещение полей падающих и отраженных волн.

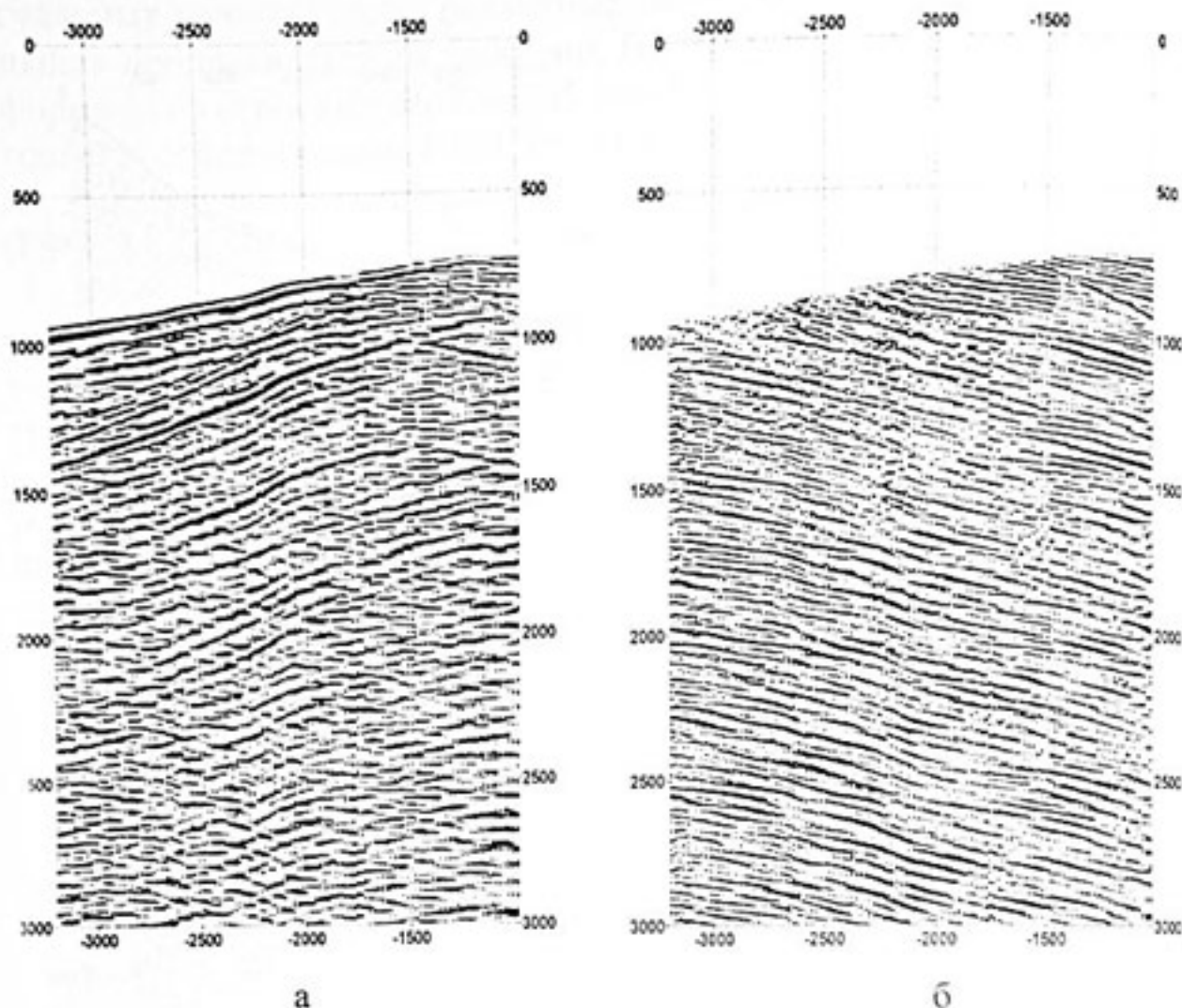


Рис. 2. Волновое поле удаленного наблюдения НВП:
 а – фрагмент исходного профиля,
 б – тот же фрагмент после вычитания падающих волн.

1) Визуализация сейсмического материала. Программа позволяет подготовить изображение волнового поля в памяти компьютера и визуализировать его на экране видеотерминала, а так же распечатать его на любом устройстве, подключенным как стандартное печатающее устройство Windows. Возможно сохранение изображения на жестком диске компьютера в формате BMP. Для визуализации используются различные способы вывода: отклонений, переменной площади, цветокодированный, а так же комбинация способа переменной площади и цветокодированного.

Имеется возможность наложения на один планшет различных видов сейсмической и другой информации, подготовленной в сейсмическом формате SDS PC: кривых трансформант ВСП, полей параметров и т.д., что обеспечивает предпосылки комплексного анализа и интерпретации. Имеется гибкая система подготовки масштаби-

рованных изображений для различных устройств (экран, принтер, плоттер, электростатическое печатающее устройство ЭСПУ-2М).

Предусмотрена возможность презентационного оформления временных разрезов – нанесение пересечений с другими сейсмическими профилями, координатной сетки, аннотаций времен и координат, текстовой информации, цветовой шкалы. Информация о пересечениях может быть подготовлена с использованием базы данных InfGeo (разработка ООО «НПК «Геопроект»).

2) Корреляция сейсмических границ и создание корреляционных моделей. Программа позволяет коррелировать сейсмические границы путем оцифровки их узловых точек с помощью полупрозрачной резиновой линии. Параметры линии (толщина и цвет) задаются пользователем. Совокупность линий корреляции для нескольких границ (корреляционные модели) могут быть записаны на диск в форматах различных прикладных программ. Для презентационного оформления линии корреляции могут быть перерисованы в непрозрачном режиме.

Программа позволяет в заданных точках планшета расставить значения скоростей распространения сейсмических волн в среде. Эта информация в совокупности с корреляционными моделями необходима для работы некоторых прикладных программ.

3) Обработка волновых полей. Программа позволяет проводить некоторые виды обработки сейсмических трасс с целью тестирования параметров обрабатываемых процедур, проведения экспресс-обработки. В программе реализованы некоторые виды арифметических операций трасс с константами, нормировки, фильтрации (частотной, когерентной) и т.д. Возможно проведение палеорекострукции волновых полей. По сейсмограммам может быть проведен скоростной анализ и получены суммарные временные разрезы.

4) Анализ волновых полей. Программа RAZREZ позволяет рассчитать амплитудно-частотный спектр выбранного фрагмента волнового поля, рассчитать и визуализировать график распределения амплитуд трасс вдоль заданной пользователем линии. Так же в соответствии с заданной корреляционной моделью могут быть рассчитаны некоторые количественные оценки сейсмозаписей (когерентность, разрешенность, соотношение сигнал/помеха). Программа позволяет использовать результаты направленного суммирования / 1 / для определения скоростных законов направленного и стандартного суммирования.

5) Временной сдвиг сейсмических трасс и расчет статических поправок. Программа позволяет сдвигать сейсмические трассы по времени вверх-вниз на экране дисплея с запоминанием сдвигов. Если для определения сдвигов использовать временные разрезы равных удалений, то по совокупности массивов сдвигов разных удалений можно рассчитать статические поправки. Расчет поправок обеспечивает программа StatGran.

Для работы с сейсмическими трассами предусмотрено использование трех режимов. Это режим работы в соответствии с координатами из заголовков трасс, режим потрассного вывода (без анализа координат) и режим работы с сейсмограммами. Первый режим работает только для временных разрезов, позволяя правильно сформировать изображение при наличии пропущенных трасс. Второй режим удобен для работы с большим количеством сейсмических трасс (например, для повального просмотра полевого материала), позволяя визуализировать их частями и легко пролистывать в процессе просмотра на экране дисплея. Третий режим позволяет оперировать с сейсмограммами, позволяя легко перейти к любой из всего массива сейсмограмм.

Программа сохраняет все свои настройки и результаты конкретного сеанса работы в специальном файле, называемом файлом документа программы. При необходимости восстановления сеанса достаточно загрузить этот файл сейсмотрассы с соответствующими параметрами и вся остальная информация загрузится автоматически. Предусмотрена защита от открытия неправильного документа, а так же от ошибочного ввода вместо сейсмических трасс какой-либо другой информации. Меню русскоязычное, все пункты меню имеют подсказки в строке состояния окна программы на русском языке. Все кнопки панелей управления так же имеют русскоязычные всплывающие подсказки. При неправильных действиях пользователей выводятся информационные окна с соответствующими сообщениями.

Программа RAZREZ так же является управляющим монитором для запуска некоторых прикладных программ, для которых она готовит исходную информацию (кинематическое моделирование сейсмических волновых полей, перевод временных разрезов в глубинный масштаб и др.).

На Рис. 3 представлен пример стандартной работы программы RAZREZ.

Таким образом, RAZREZ является гибким и удобным инструментом работы как с волновыми полями ВСП, так и с другими типами сейсмической информации.

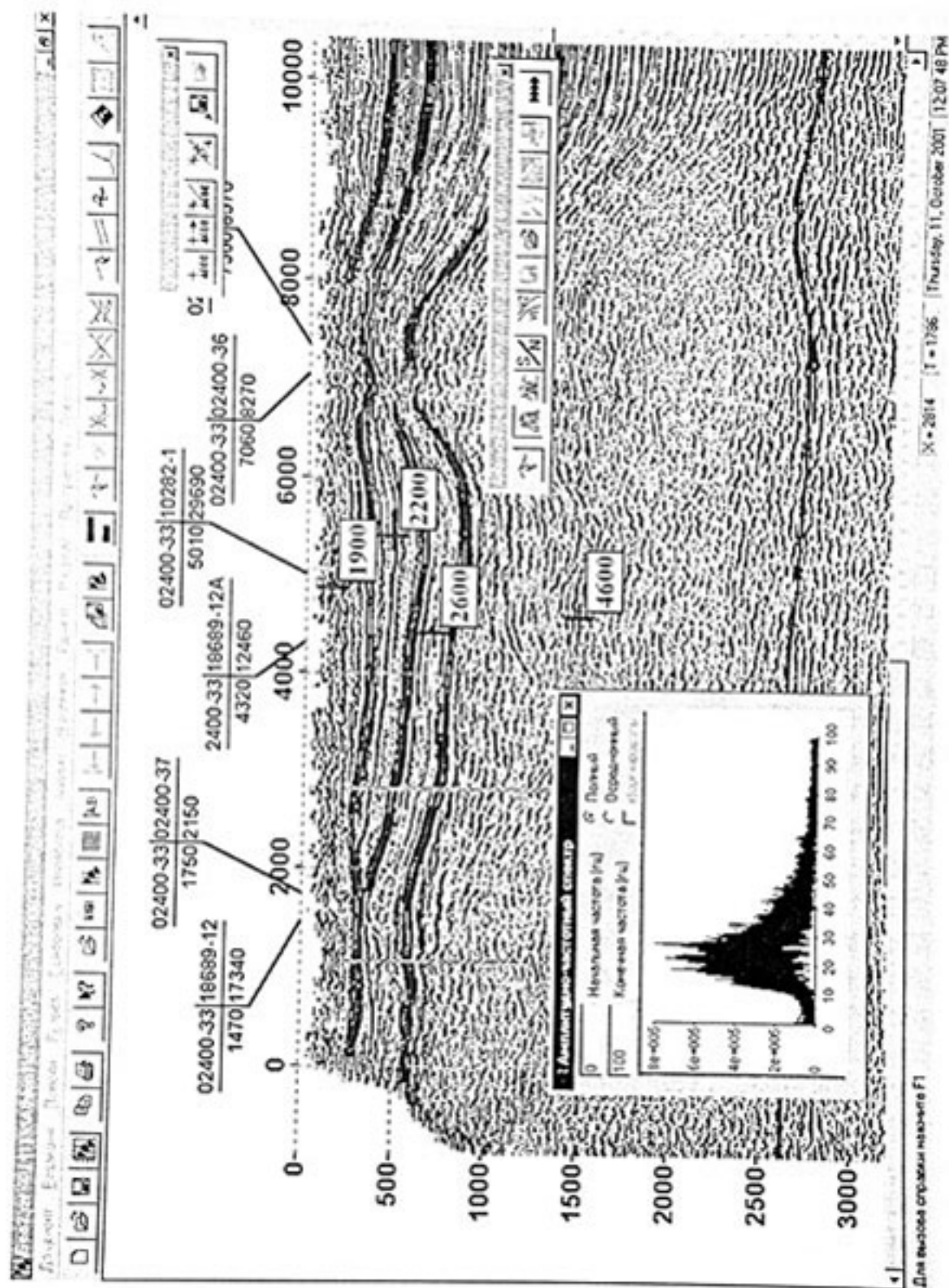


Рис. 3. Пример работы программы RAZREZ

Литература.

1) Куколенко О.В., Шкуратов О.И. Направленное суммирование воли по годографам ОГТ и методика составления временных разрезов. Москва, ВИЭМС, 1990 г.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

В.М. Ерофеев*, Д.Г. Риле*, И.А. Селезнев**

* ООО "ВимСейс Технологии", ** СК "ПетроАльянс"

В технологии обработки и комплексной интерпретации сейсмических данных и геофизических исследований в скважинах существует возможность реализации современных достижений ИТ индустрии. В настоящее время основные направления развития информационных технологий – это создание сетевых и межплатформенных продуктов. Сближение различных компьютерных платформ приводит к тому, что одинаковые идеи одновременно и независимо реализуются на различных платформах. Активное развитие современных технологических решений привело к тому, что платформа WINDOWS стала основой для разработки множества геофизических программных продуктов (Рис.1).

Этому способствуют следующие факторы:

- возросшая производительность и надежность, персональных компьютеров под управлением Windows NT-2000-XP;
- широкая распространенность и относительная простота обучения пользователей;
- возможности многопроцессорной и распределенной обработки данных.

Сегодня рынок геофизических программных продуктов в основном представлен индивидуальными или *настольными приложениями*. Такие приложения устанавливаются на каждый компьютер и предназначаются для работы одного пользователя в течение сеанса работы. Связь между приложениями осуществляется чаще всего через файлы данных. К достоинствам таких приложений следует отнести простоту и относительно небольшую стоимость разработки, несложность установки и администрирования. Они удобны при использовании отдельными специалистами и небольшими коллективами.

Потребность объединения в единый проект результатов работы нескольких коллективов привела к созданию более прогрессивной информационной технологии *клиент-сервер*. Технология клиент-сервер основана на использовании общей базы геофизических данных. Приложения (программы), обрабатывающие данные, обращаются к серверу за необходимой информацией и, таким образом, получают новый способ взаимодействия. Такая технология называется *классической архитектурой клиент-сервер* (Рис. 2).

Это решение обладает несомненными достоинствами, в частности:

- пользователи используют один общий набор данных, что позволяет исключить использование устаревшей и рассогласованной информации,
- обеспечивается большая сохранность данных исследований и результатов работы,
- для относительно небольшого числа пользователей модель дает хорошую производительность,
- обеспечивается гибкость создаваемого программного обеспечения.

Конечно, платой за полученные преимущества является потеря производительности за счет сетевых обменов. Но замедление, связанное с транспортировкой данных, компенсируется возможностью использования более мощных или нескольких компьютеров, находящихся в сети.

В рамках технологии клиент-сервер можно создавать приложения *многоуровневой архитектуры*. Такие приложения представляют собой целый пакет взаимодействующих друг с другом программ. Принципы многоуровневого сетевого приложения описывает трехуровневая логическая модель. То есть приложение разбивается на три логические части, каждая из которых решает задачи определенного уровня (Рис. 3).

При создании программного продукта, ориентированного на комплексную обработку данных сейсморазведки, ВСП и ГИС, использовались следующие уровни приложений (Рис.4):

1. «Пользовательский уровень» - службы представления данных в удобном для пользователя виде, предоставление пользователю удобного интерфейса для управления выполняющейся обработкой, завершающая обработка информации.

2. «Прикладной уровень» – на этом уровне выполняется большая часть сложной обработки информации. На этом же логическом

уровне находятся компоненты, отвечающие за корректность и логическую целостность информации.

3. «Уровень данных» – службы доступа к данным.

Преимущества многоуровневого сетевого приложения, по сравнению с классической моделью клиент-сервер, приобретаются за счет улучшенной производительности работы программ и хорошей масштабируемости. То есть при расширении или изменении круга решаемых задач существует возможность добавить новую функциональность, сохранив стабильно работающие части.

Разработка многоуровневого приложения позволяет одновременно работать над разными его частями разным разработчикам. Кроме того, поскольку приложение строится из автономных компонентов, оно открыто для добавления новых модулей. В качестве способа взаимодействия различных частей приложения была выбрана *Компонентная объектная модель* – СОМ и недавно появившаяся перспективная .NET модель. Эта модель включает в себя возможности межплатформенного взаимодействия (см. Рис.1), одним из примеров такого взаимодействия является “Менеджер базы данных”, применяющий технологию *тонкого клиента*.

Основные компоненты разрабатываемого многоуровневого сетевого приложения для обработки и интерпретации геофизических данных представлены на Рис. 5. В качестве базы данных используется как СУРБД “MS SQL Server”, так и разнообразная файловая информация. Приложение включает в себя объекты доступа к территориально разнесенным данным и к разным формам представления данных прозрачным для пользователя способом.

Управляющий модуль.

Служит для организации связи между хранилищем данных и прикладными программами. Позволяет клиентским программам абстрагироваться от способа хранения данных в реляционной БД или файле и иметь дело с геофизическими *объектами*, представляющими данные в виде свойств и методов.

Модуль визуализации.

Служит для 3D визуализации находящихся в базе или полученных в результате обработки данных. Одновременно является как сервером, так и клиентом. Может работать как автономно, так и в комплексе с БД и клиентскими приложениями.

Служебные программы служат для выполнения обработки геофизических данных.

Клиентское приложение.

Использует возможности доступа к данным управляющего модуля, визуализации, модуля визуализации.

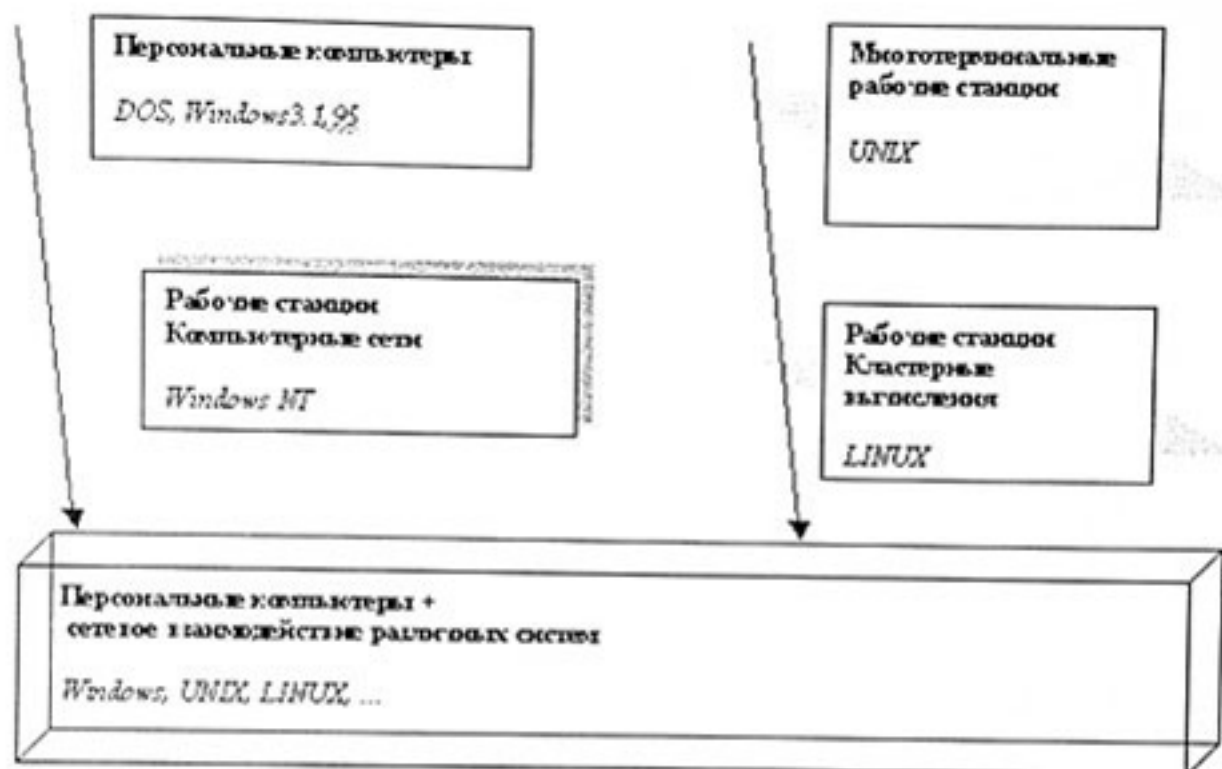


Рис.1. Системы вычислительной техники



App = Приложение

Рис.2. Клиент-серверная архитектура



Рис.3. Многоуровневая архитектура приложения



UI = Пользовательский интерфейс

Рис.4. Многоуровневая архитектура

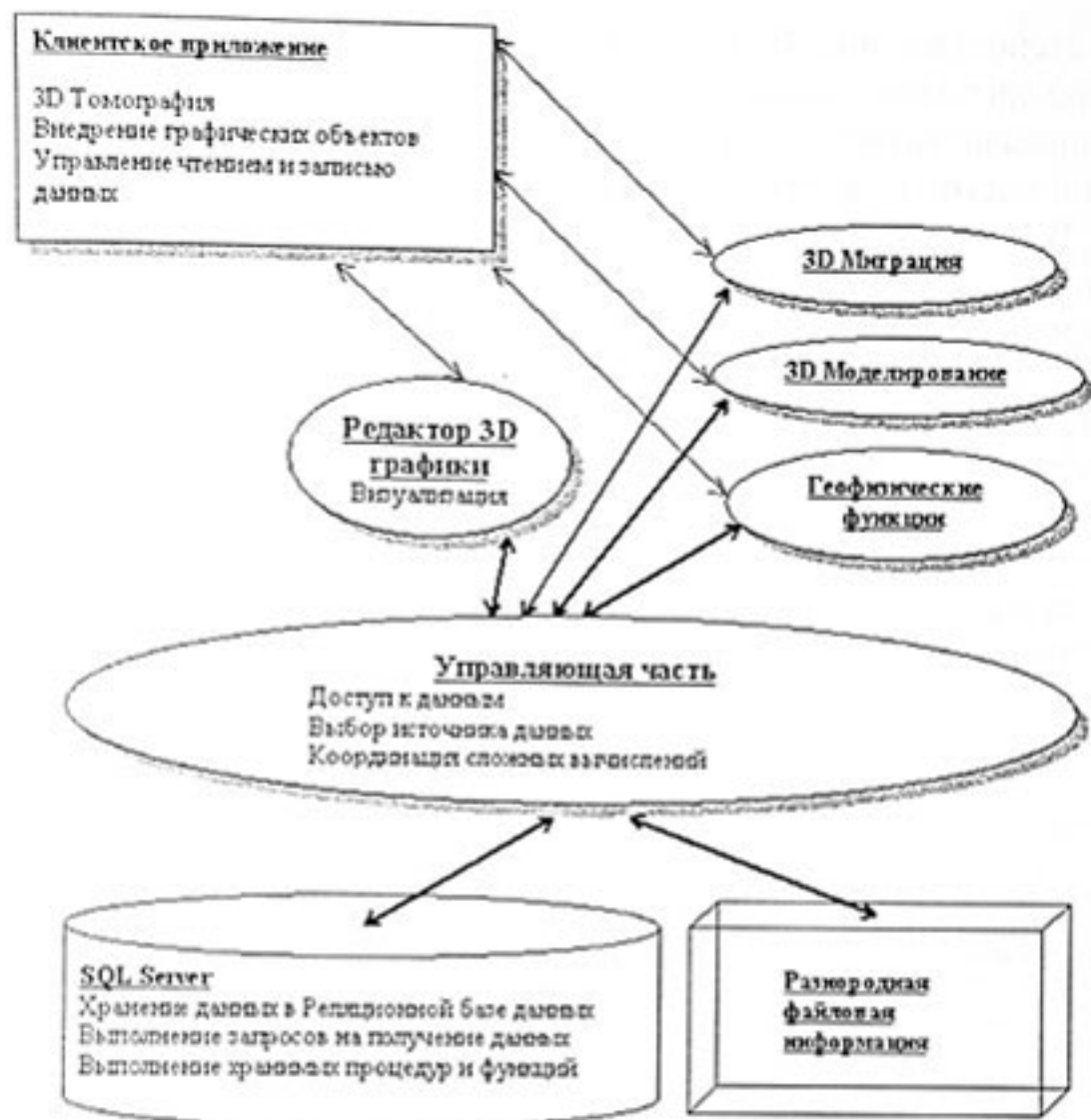


Рис.5. Приложение многоуровневой архитектуры

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВСП В ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ТРЕХКОМПОНЕНТНОЙ СЕЙСМИКИ

Эва Межвинска, Халина Енджейовска-Тычковска, Роберт Бартонь
The Oil and Gas Institute - Krakow, Poland

Интенсивное развитие метода ВСП, которое отмечается в последние годы имеет свою причину в параллельно развивающейся сейсмике 3 С.

Эта специфическая скважинная сейсмика позволяет получать новую информацию, которая является связующим этапом между наземной сейсмикой и данными каротажа.

Использование ВСП обеспечивает пересчет частот различного типа сигналов – высокочастотного сигнала акустического каротажа, низкочастотного сигнала наземной сейсмоки, а также ВСП, диапазон частот которого находится между вышеуказанными.

В Польше, в связи с применением методики сейсмических обменных волн для получения дополнительной информации о свойствах среды, в частности, о соотношении скоростей поперечных и продольных волн, о величине коэффициента Пуассона с последующим определением насыщения пород углеводородами, сделано несколько наблюдений типа трехкомпонентного ВСП.

Наблюдения выполнены в области пермского разреза, где предметом геологических поисков является рифовые объекты в известняке. Ниже на рисунках 1,2,3 представлены последовательные этапы обработки зарегистрированных данных.

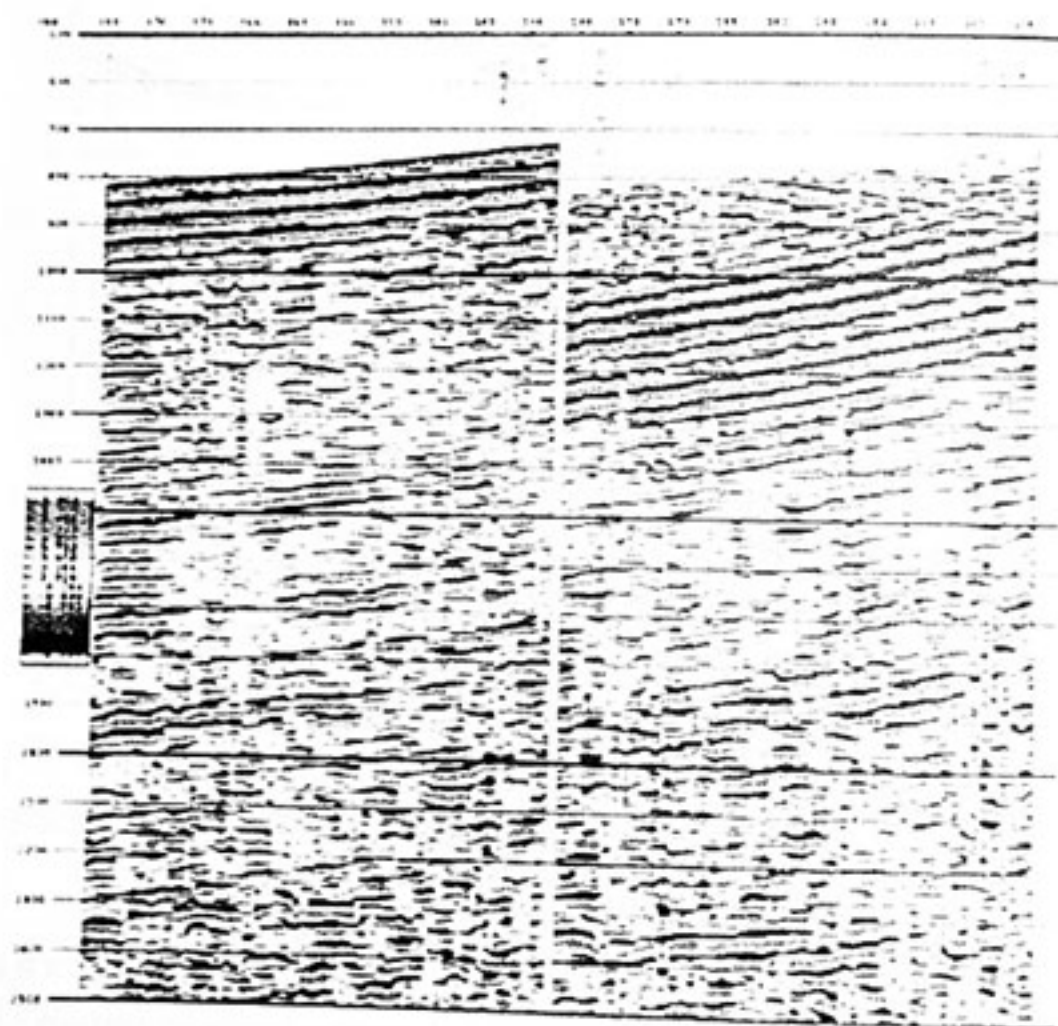


Рис. 1. Горизонтальные составляющие волнового поля (H_1) и (H_2) после ротации по системе наблюдения (T, R). Волновое поле зарегистрировано в плоскости наблюдения (радиальная составляющая лучше выражена динамически, чем трансверсальная).

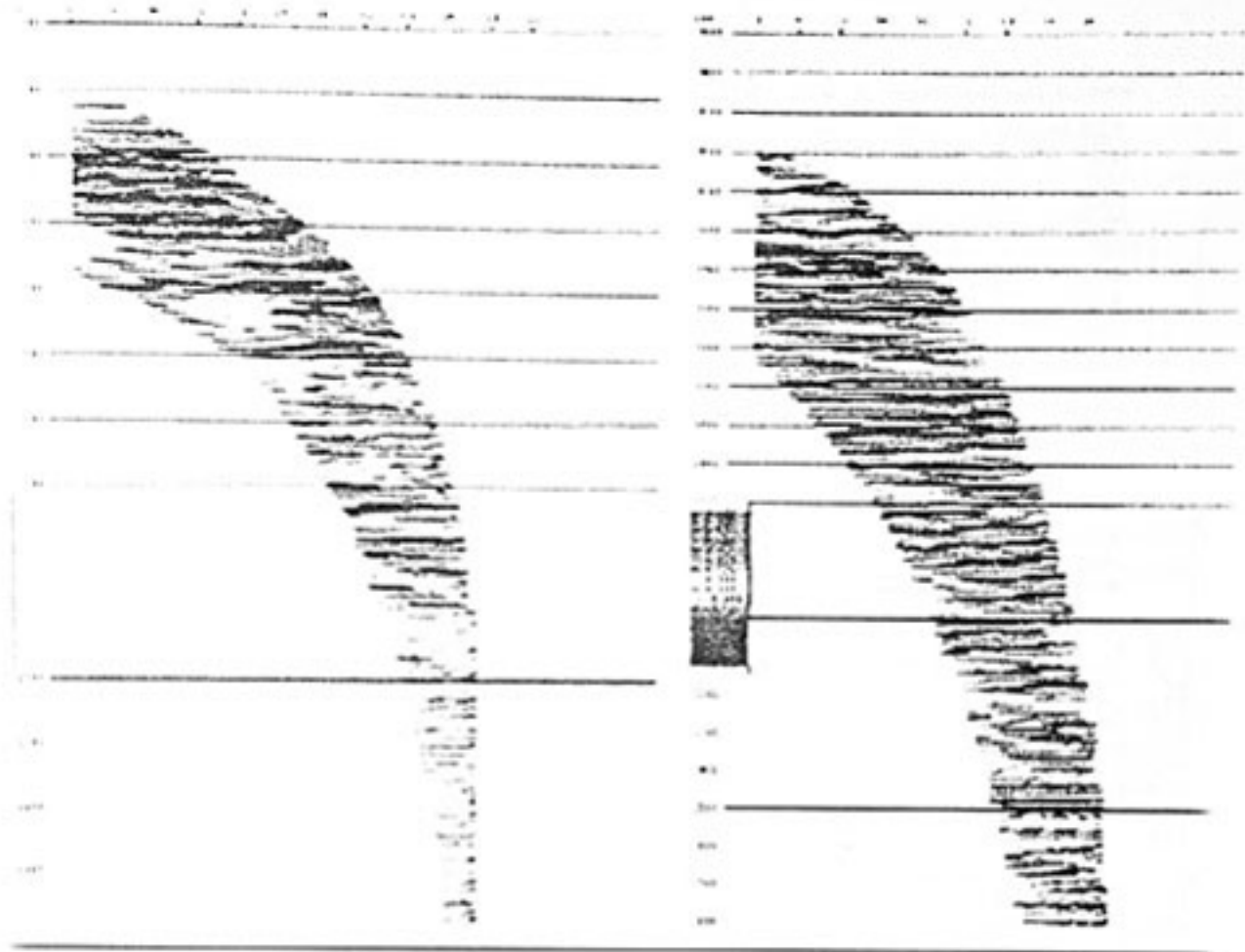


Рис. 2. Скважинные наблюдения ВСП после трансформации в системе Общей Глубинной Точки (а) и Общей Точки Обмена (б).

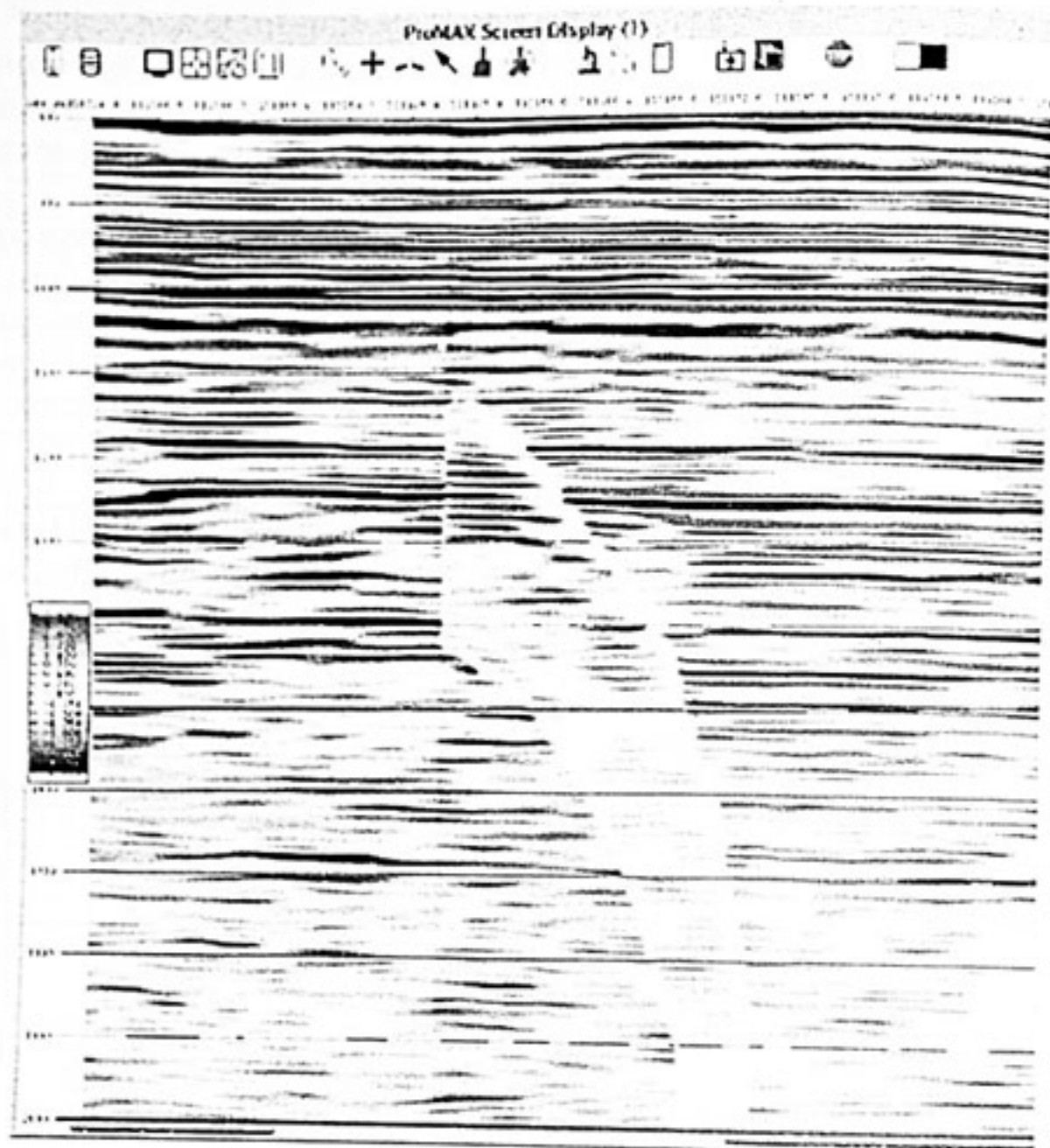


Рис. 3. Композиция скважинной и наземной сейсмики 3Д.

Учитывая экспериментальный характер представленной разработки, пока невозможно сформулировать конкретные выводы. Однако уже сейчас можно видеть, что ВСП серьезно облегчает расшифровку волновой картины.

*Раздел 2. Изучение околоскважинного пространства;
применение модификаций ВСП, в т.ч. НВСП,
межскважинная сейсмотомография и др.
в различных регионах.*

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК
«3Д+ВСП ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ» И «2Д+ВСП ЛОКАЛЬ-
НЫЙ ПРОЕКТ» В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

К.В. Баранов*, А.А. Табаков*, В.С. Бикеев**, Н.В. Стариков***,
*ОАО «ЦГЭ» г.Москва, **ООО «КогалымНИПИнефть» г.Когалым,
***«СОМГЭИС» г.Новосибирск,

Развитие сейсмических методов поисков полезных ископаемых идет путем повышения сложности как систем полевых наблюдений, так и программно-алгоритмической базы для обработки и интерпретации получаемых материалов. Сейчас, когда многие крупные и гигантские месторождения нефти уже разведаны, особенно актуально встает вопрос детального изучения строения среды и выявления небольших глубинных нефтенасыщенных пластов. Использование такого современного и мощного инструмента изучения среды, как 3D-сейсморазведка не всегда позволяет добиться необходимой точности и детальности построения сейсмогеологической модели, в первую очередь, из-за недостатка информации о строении верхней части разреза (ВЧР). Результаты обработки данных ВСП из удаленных пунктов взрыва также зачастую не обеспечивают необходимого прироста информации о строении глубинных нефтенасыщенных пластов.

Для решения этих задач целесообразно использование технологии совмещенных наземно-скважинных наблюдений, которая обеспечивает повышение качества исследований за счет увеличения мерности наблюдений. Существуют различные направления повышения достоверности и информативности сейсмических работ за счет использования совмещенных наблюдений на поверхности и в скважине. Нами выбраны наиболее актуальные проблемы наземной сейсморазведки – компенсация влияния ВЧР на времена и форму сигнала отраженных волн, регистрируемых наземными сейсмоприемниками. Для оценки статических поправок за неоднородность ВЧР и учета изменения формы сигнала использовались записи многоточечного трехкомпонентного зонда ВСП, расположенного на забое глубокой скважины и регистрирующего колебания одновременно с наземными сейсмоприемниками [1, 2].

Несмотря на то, что такая технология является относительно новой, уже есть примеры ее успешного использования как в варианте 2D+ВСП, так и в варианте 3D+ВСП.

В варианте 3D+ВСП она использовалась на одном из месторождений Западной Сибири для изучения продуктивного пласта Ю₁ в окрестности скважины. В которой получен приток нефти из этого пласта. В пределах площади работ, составляющей порядка 25 км², пробурены еще три глубокие скважины. В двух из которых по данным испытаний притока нефти не получено, а в одной испытания не проводились. Применение технологии совмещенных наблюдений позволило оценить вариации скоростей ВЧР, связанные с речным комплексом в этой зоне (рис. 1), и компенсировать неоднородности формы импульса возбуждения в записях наземных сейсмопремиков (рис. 2). Неучет этих факторов приведет к ошибке в структурных построениях и искажению динамических характеристик отраженных волн. Результатом обработки данных 3D+ВСП на этой площади являются детальные структурные карты и карты сейсмических атрибутов, по анализу которых сделаны важные выводы о развитии продуктивного пласта в окрестности скважины.

Совместные наблюдения 2D+ВСП применялись в северном районе новосибирской области для изучения межскважинного пространства протяженностью 2 км и поиска высокопроницаемых нефтенасыщенных участков в коре выветривания палеозойских пород. По результатам проведенных исследований был построен разрез межскважинного пространства, имеющий частотный диапазон до 125 гц. На этом разрезе (рис. 3) были выделены тектонические нарушения и области резкого изменения отражающих характеристик целевого пласта, связанных, по мнению авторов, с изменением его коллекторских свойств.

Использование совмещенных наземно-скважинных наблюдений позволило получить следующие основные преимущества перед наземной сейсморазведкой:

- возможность компенсации неоднородностей условий возбуждения за счет контроля формы импульса каждого воздействия и деконволюции по форме сигнала,
- возможность использования достоверных статических поправок за возбуждения,
- возможность использования точного скоростного закона на скважине по данным ВСП и учета горизонтального градиента скоростей ВЧР, оцениваемого по вариации времен прихода прямой волны при возбуждении на сетке наземных наблюдений.

Специализированная обработка данных совмещенных наземно-скважинных сейсмических наблюдений по технологии «Локальный проект 2D+ВСП» и «Локальный проект 3D+ВСП» осуществлялась в интегрированной системе обработки и интерпретации геолого-геофизической информации «ЮНИВЕРС». Дальнейшая стандартная обработка выполнена в пакетах «PROMAX» и «СЦС-5».

Литература:

1. Баранов К.В., Табаков А.А., Бикеев В.С., Яковлев И.В., Барков А.Ю. Коррекция статических поправок и формы импульса возбуждения при наземно-скважинных наблюдениях «Локальный проект 3D+ВСП», Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной 5-летию юбилею ООО «КогалымНИПИнефть», Когалым, 2001.

2. Табаков А.А., Бикеев В.С., Баранов К.В., Яковлев И.В., Барков А.Ю. Методика совмещенных наземно-скважинных наблюдений «Локальный проект 3D+ВСП» для детального изучения околоскважинного пространства, Тезисы докладов научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития метода ВСП», Москва, 2001.

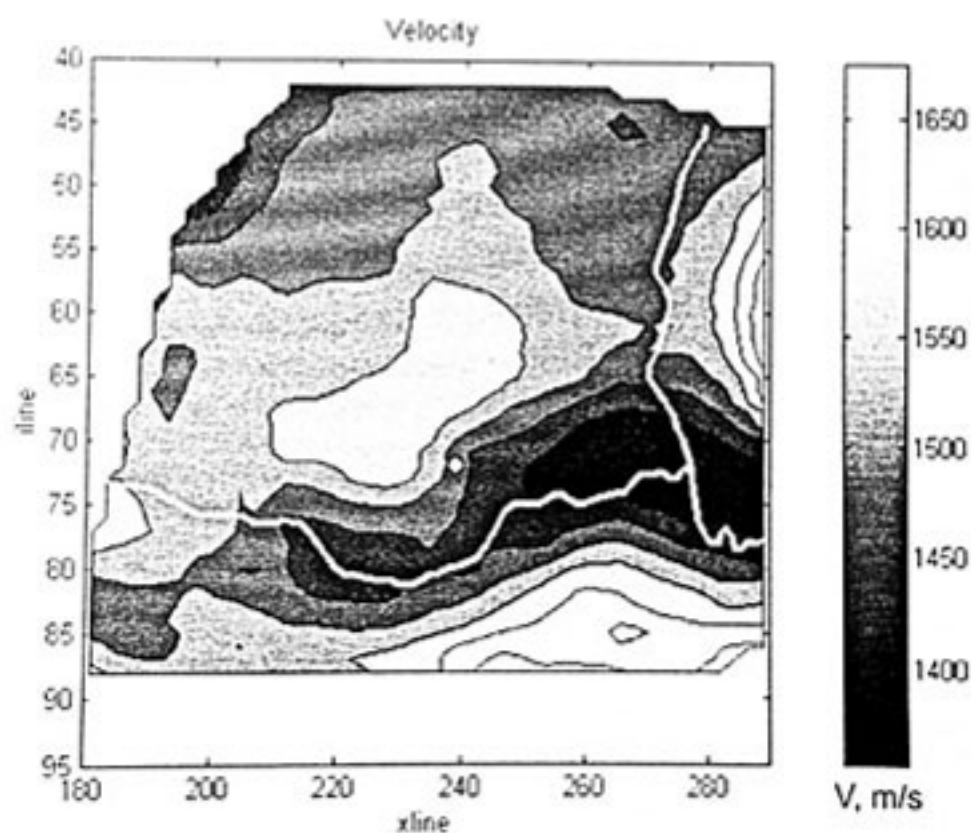


Рис. 1. Карта скоростей слоя, включающего зону мерзлоты (белая точка - скважина, белая линия - речной комплекс).

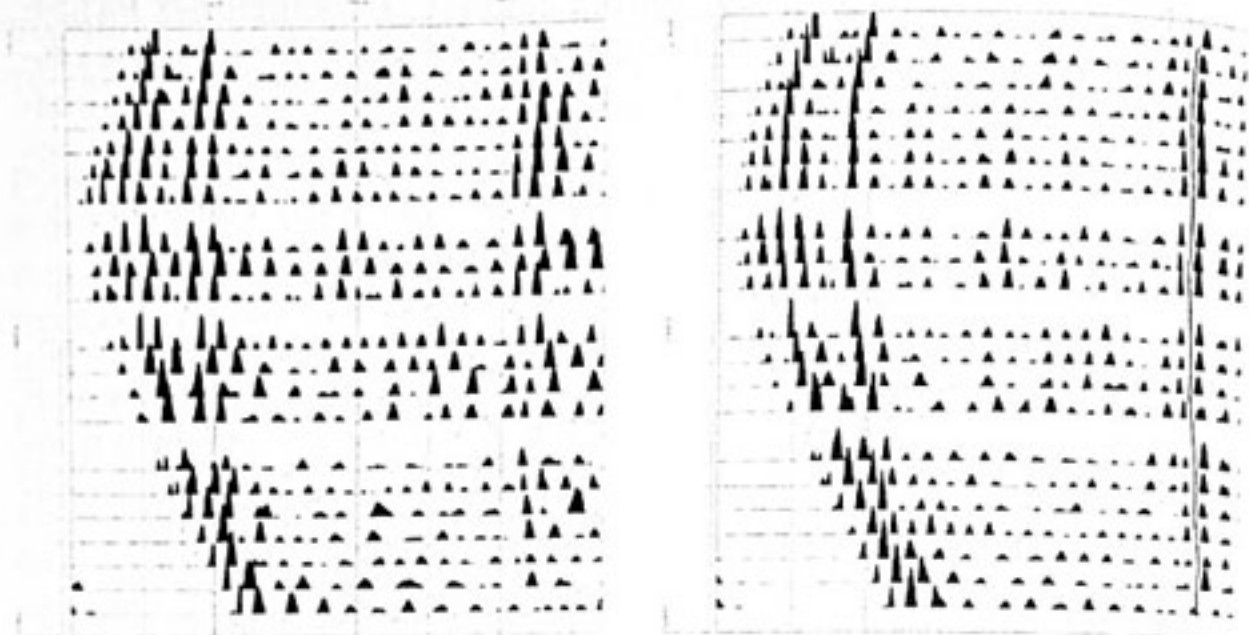


Рис. 2. Записи наземного приемника для нескольких пунктов взрыва (слева - до коррекции, справа - после коррекции формы импульса и статики по записям зонда ВСП)

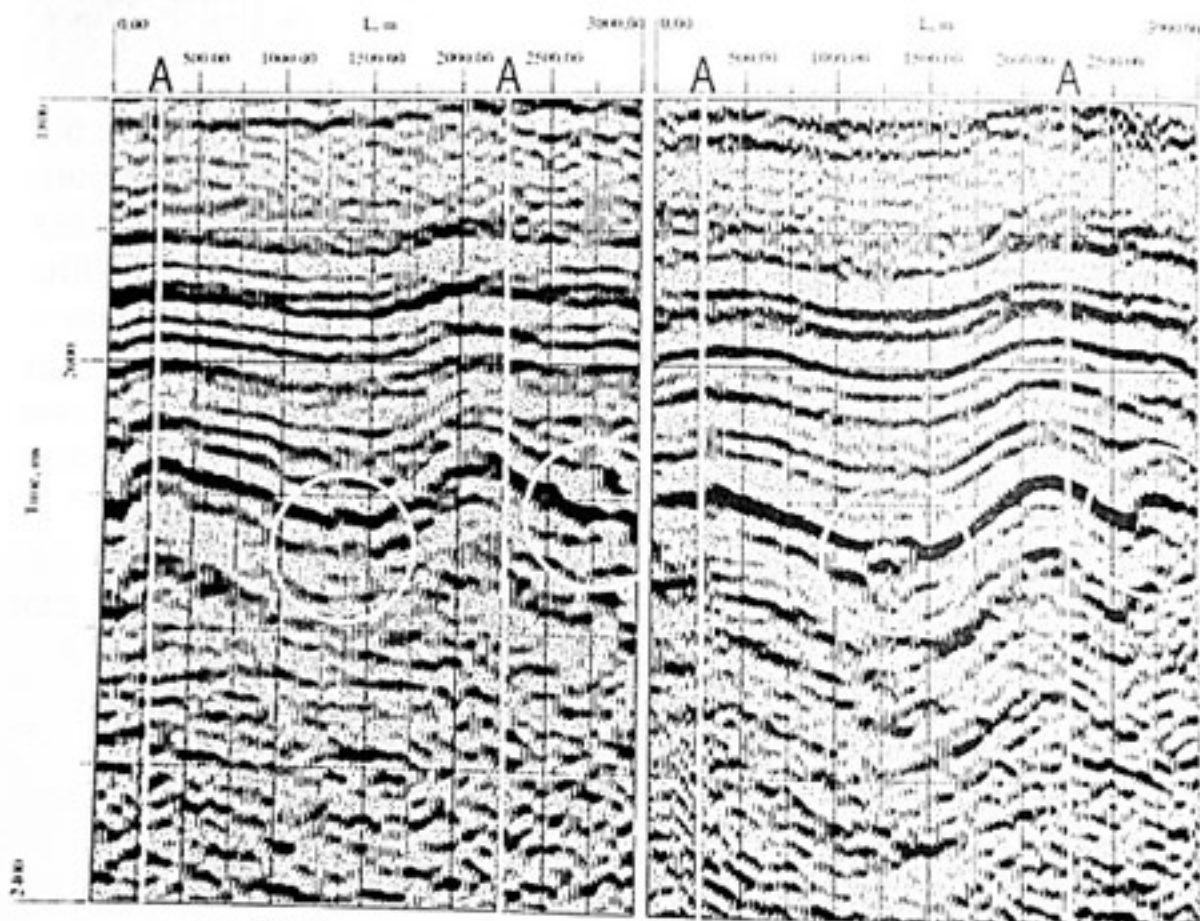


Рис. 3. Сопоставление результатов обработки данных 2D + ВСП (справа) и стандартного 3D (слева)

ОБЗОР НЕКОТОРЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗС ВСП В СК «ПЕТРОАЛЬЯНС»

В.П.Стенин, А.Н.Касимов, А.А.Тихонов,
СК «ПетроАльянс», г.Москва

В современных экономических условиях привлечение внимания заказчика к работам ВСП невозможно без гарантированного решения конкретной геологической задачи. При этом работы ВСП, как правило, выступают в комплексе с геофизическими исследованиями в скважинах и наземной сейсморазведкой, т.е. речь идет о системном подходе к решению задач.

Проведенные компанией ПетроАльянс геофизические работы в пределах Западной Сибири, Тимано-Печорской Нефтегазоносной Провинции и других регионах показали, что достигнутый уровень исследований позволяет решать следующие задачи.

- Изучение зон выклинивания песчаных пластов-коллекторов (в том числе зон развития баровых отложений).
- Повышение детальности построения модели месторождения на основе повышения разрешающей способности сейсморазведки за счет приведения формы импульса ОГТ к форме импульса ВСП.
- Анализ литологической изменчивости и условий залегания пород в околоскважинном пространстве.
- Выявление малоамплитудных разрывных нарушений.
- Поиск зон развития улучшенных коллекторских свойств на основе прогноза степени трещиноватости пород.

Решение задачи изучения зон выклинивания песчаных пластов коллекторов иллюстрируется на примере работ на месторождении Нонг-Еган. Здесь актуальным является прогноз местоположения зон литологического замещения песчаных коллекторов (т.н. пласт Ю1) на непроницаемые глинистые разности. Показана возможность решения задачи на основе миграции данных отраженных волн, регистрируемых на вертикальном профиле, в сопоставлении с результатами моделирования волновых полей в тонкослоистом разрезе.

Наличие комплексных данных ГИС, ОГТ и ВСП позволяет решать задачу повышения разрешающей способности данных сейсморазведки в области скважины и соответственно повышения детальности и надежности создаваемой интерпретационной модели геологического разреза. Одновременное наличие данных ОГТ и относительно более высокочастотных данных ВСП, характеризующих

один и тот же элемент геологического разреза, позволяет рассчитать оператор, приводящий форму записи на разрезе ОГТ к трассе коридорного суммирования ВСП. Применение такого оператора (matching operator) позволяет повысить разрешенность сейсмического разреза не только (и не столько) за счет расширения спектра сигнала, но и за счет очищения записи от остатков частично-кратных волн. Применение методики иллюстрируется на примере комплексной интерпретации данных по Восточно-Харьягинскому месторождению.

При изучении карбонатных коллекторов во многих случаях для месторождений, связанных с выветрелыми рифогенными отложениями, важным является вопрос о ширине распространения зоны выветривания в околоскважинном пространстве. На примере одной из скважин Возейского месторождения показана возможность решения такой задачи.

Наличие разрывных нарушений, пересекающих продуктивные отложения, может существенным образом изменить модель месторождения и соответственно условия разработки. В большинстве случаев разломы хорошо картируются по данным поверхностной сейсморазведки. Однако, при наличии нарушений с амплитудой, не превышающей первые метры, их выделение по данным сейсморазведки затруднено. Такая ситуация была встречена на Варандейском месторождении. Здесь наличие разрывного нарушения, неуверенно прогнозируемого по данным продольных волн, было подтверждено с привлечением данных отраженных обменных волн.

При постановке работ по изучению трещиноватого карбонатного коллектора актуальной геологической задачей является выявление интервалов, характеризующихся упорядоченными системами трещин, оценка направления и степени трещиноватости. Исследования, проведенные в различных геологических условиях, показали, что целевые интервалы в виду малой мощности могут быть охарактеризованы одной преимущественной системой трещин. В этом случае интерпретация результатов изучения азимутальной анизотропии дает информацию о преимущественном направлении трещиноватости и ее величине.

Анализ полученных в департаменте ВСП СК «ПетроАльянс» материалов позволяет заключить, что метод, первоначально созданный для привязки данных поверхностной сейсморазведки, на современном этапе позволяет в комплексе с другими геофизическими исследованиями решать сложные геологические задачи. Это является

залогом прогресса скважинных сейсмических методов в современных экономических условиях.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА НИЖЕ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕСКОЛЬКИХ ПУНКТОВ ВОЗБУЖДЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВСП-ПГР В РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ КАЗАХСТАНА.

Н.Г. Давыдов*, А.А. Табаков**, А.Г. Пак**

**ОАО «Азимут Энерджи Сервисез», ** ОАО «ЦГЭ»*

Вертикальное сейсмическое профилирование представляет благоприятные возможности для прогнозирования геологического разреза ниже забоя разведочной скважины вследствие полной динамической представительности волновых полей. Падающие волны, выделенные из сейсмограммы ВСП по кажущимся скоростям, представляют собой полную форму падающей волны. Это создает благоприятные возможности для деконволюции по форме волны и последующей динамической инверсии.

Основы технологии прогнозирования разработаны в 80-е годы и к настоящему времени возможности ВСП-ПГР расширены на использование трехкомпонентных наблюдений с возможностями оценки углов и азимутов падения границ. Для использования возможностей 3-х компонентных наблюдений рекомендуется проектировать самоориентирующиеся системы наблюдений, т.е. обеспечивать вынос порядка 250-300 м.

Другой особенностью наблюдений ВСП для ВСП-ПГР является необходимость обеспечения достаточного отношения сигнал-шум в частотном диапазоне, необходимом для решения задач прогнозирования.

При обработке выполняются обычные процедуры векторной селекции волн по скоростям, деконволюции по форме падающей волны, накапливания и инверсии.

Информация об углах и азимутах падения границ извлекается из соотношения кажущихся скоростей и пространственных векторов падающих и восходящих волн.

Модель среды во вскрытой части разреза, в общем случае трехмерная, строится обычными способами. Для построения модели среды ниже забоя скважины используются как акустические импедансы по ВСП, так и априорная информация о скоростях пластов в невскрытой части разреза. При этом распознавание пластов и оценка их возможностей выполняется по импедансам и однократным отражениям ВСП, а скорости в пластах присваиваются по априорным сведениям.

Прогнозная кривая акустических импедансов строится непрерывно во вскрытой части разреза и ниже забоя скважины. Сопоставлением с данными ГИС можно оценить степень соответствия всей кривой реальному разрезу. Однако при этом всегда остаются обоснованные сомнения в достоверности отражений и импедансов ниже забоя скважины, так как в используемых первичных данных всегда присутствуют шумы.

Предметом настоящей работы является обсуждение возможностей и результатов использования нескольких пунктов возбуждения для решения поставленных задач. Наличие нескольких независимых наблюдений позволяет сделать оценку достоверности прогноза.

Такой подход использовался при прогнозировании разреза ниже забоя скважины на одной из площадей Северного Казахстана.

На рис. 1 представлены трассы однократных отражений и акустические импедансы по ВСП из двух пунктов возбуждения.

Объектом прогнозирования являются потенциально продуктивные терригенные пропластки в толще низкопористых вулканогенных пород.

Сопоставление кривых показывает, что во вскрытой части разреза достигнута высокая степень совпадения акустических импедансов по ГИС и ВСП, учитывая различия в спектре. В этой части разреза совпадают и данные ВСП из двух пунктов возбуждения.

Ниже забоя эти данные совпадают лишь на небольшом интервале, 100-150 м ниже забоя. Далее по одному из пунктов возбуждения прогнозируется практически немая толща, по другому - имеет место малореальная дифференциация, сопоставимая с верхней осадочной толщей.

Наличие этих независимых наблюдений позволяет повысить надежность оценки перспективной толщи интервалом 100-150 м ниже забоя.

С учетом новых возможностей повышения достоверности прогнозирования рекомендованы его применения для решения геологических задач на различных нефтегазоносных площадях Казахстана.

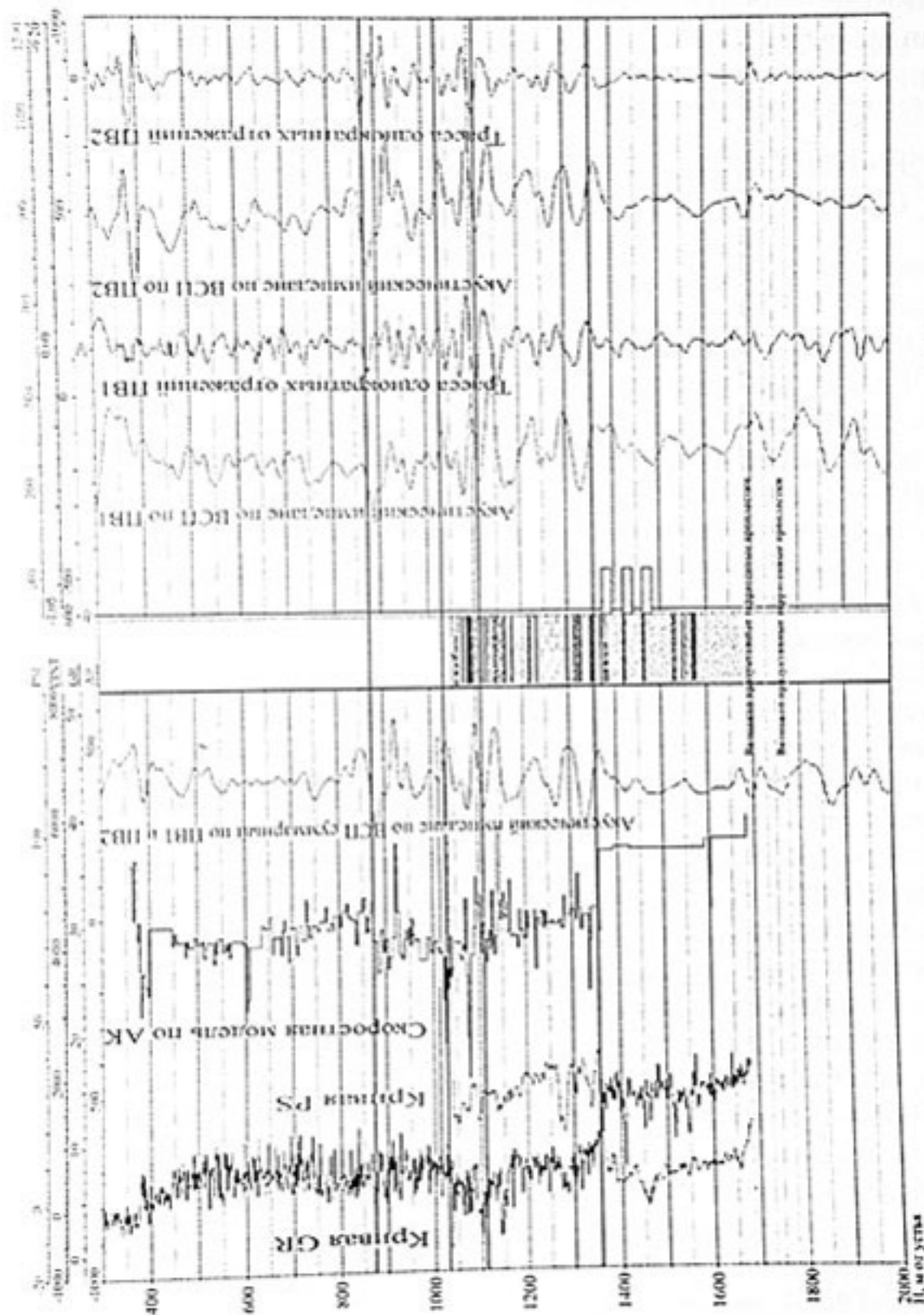


Рис. 1. Прогноз разреза ниже забоя скважины по двум ПВ

Литература:

1. Табаков А.А. Оценка геолого геофизического разреза ниже забоя разведочной скважины по данным ВСП//Тр. Средаз – НИИ геол. и минер. сырья. – 1975. – Вып.18. – С. 69-72.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В УСЛОВИЯХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

В.Г.Козлов, Р.Ф.Лукьянов, Ю.В.Чудинов
ОАО «Пермнефтегеофизика»

Наиболее актуальные задачи разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье связаны с освоением сложнопостроенных залежей. Малоамплитудные изменения геометрии кровли и подошвы пластов-коллекторов, латеральная изменчивость проницаемости и емкостных характеристик, широкое развитие литологических и тектонических экранов при небольшой мощности залежей (<10 м) и их слабой акустической контрастности ставят очень сложные задачи перед сейсморазведкой.

В этих условиях резко возросла роль скважинной сейсморазведки, от которой на современном этапе требуются, кроме решения параметрических задач, детальное изучение строения околоскважинного пространства и рекомендации на размещение скважин для добычи нефти в наиболее оптимальных условиях. Технологии работ, техническая оснащенность процессов скважинных исследований претерпели значительные изменения. В настоящее время сейсмокаротажная партия ОАО «Пермнефтегеофизика» имеет на вооружении многоканальные цифровые зонды с эффективными прижимными устройствами, в том числе программно-аппаратный комплекс поляризованного ВСП.

Кроме взрывов в скважинах глубиной до 30-40 м все в большем объеме используется вибрационный источник для возбуждения упругих волн. Высокопроходимые вибрационные установки не наносят ущерба окружающей среде, и пункты возбуждения могут размещаться как в экологически охраняемых местностях, так и в районах с высокой промышленной загруженностью. Для скважин глубиной 2-2.5 км отработка ближнего и до 7 выносных пунктов возбуждения (ПВ) при непродольном ВСП занимает не более двух дней.

Обработка и интерпретация скважинных сейсмических иссле-

дований выполняется программными комплексами UNIVERS, GEOVECTEUR PLUS, INTEGRAL PLUS, на рабочих станциях и персональных компьютерах. Проводится комплексная интерпретация материалов ВСП (НВСП) с данными ГИС, наземной сейсморазведки. Структурные построения выдаются через 8-10 дней после завершения полевых работ. Окончательный отчет по каждому объекту скважинных исследований выдается в среднем через 20 рабочих дней, включая дополнительную переобработку и комплексную переинтерпретацию материалов наземной сейсморазведки.

На рис. 1 показаны глубинные разрезы и структурная карта для нефтеперспективного отражающего горизонта (ОГ), построенные по материалам НВСП в скв.1155 Горлинского месторождения нефти. Залежи нефти в башкирских карбонатных отложениях (ОГ II^b) имеют эффективные толщины от 6 до 18 м. Строение и свойства пластов-коллекторов характеризуются резкой латеральной изменчивостью. Сложная закономерность распределения фильтрационно-емкостных свойств, связанная с условиями образования ловушек залежей нефти, обусловила значительные трудности для организации добычи нефти. При скважинных сейсмических исследованиях использовалась технология ВСП с выносных ПВ и регистрацией продольных (P), поперечных (S) и обменных (PS) волн многокомпонентным зондом. Волны обменного (радиального) типа (SV) имеют сопоставимый частотный диапазон с продольными, поэтому при обработке и интерпретации предпочтение отдается им. В процессе обработки и интерпретации выполнен комплексный анализ информативности различных параметров волновых полей P, PS и S волн. По результатам работ пробурена скважина, которая подтвердила структурные построения и вскрыла прогнозируемую залежь нефти.

На Алтайском месторождении нефти (борт Предуральского прогиба) совместный анализ продольных и обменных волн позволил выявить ловушку-спутник месторождения, осложненную нарушениями, где прогнозируется наличие нефти. На рис. 2 показаны временные разрезы отраженных продольных (P) и обменных (PS) волн и график изменений коэффициента Пуассона вдоль профиля НВСП. Структурная зональность 1-4 и физико-механические свойства среды закономерно связаны между собой. Между участками 1-3 выделяются малоамплитудные нарушения. В наиболее погруженной зоне 3 отмечается заметное увеличение коэффициента Пуассона связанное с повышенной глинистостью и водонасыщенностью разреза. Уменьшение коэффициента Пуассона в зоне 1 связывается с

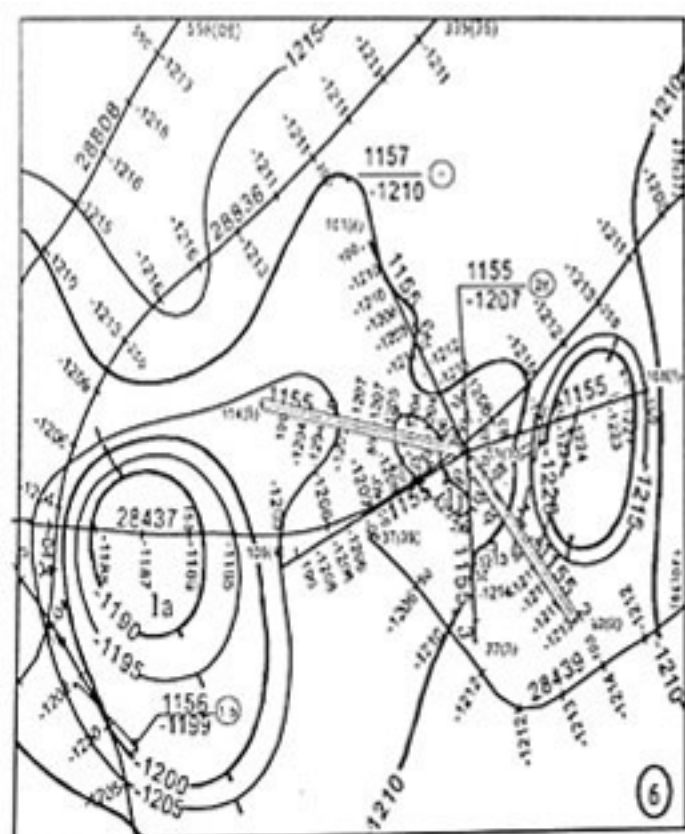
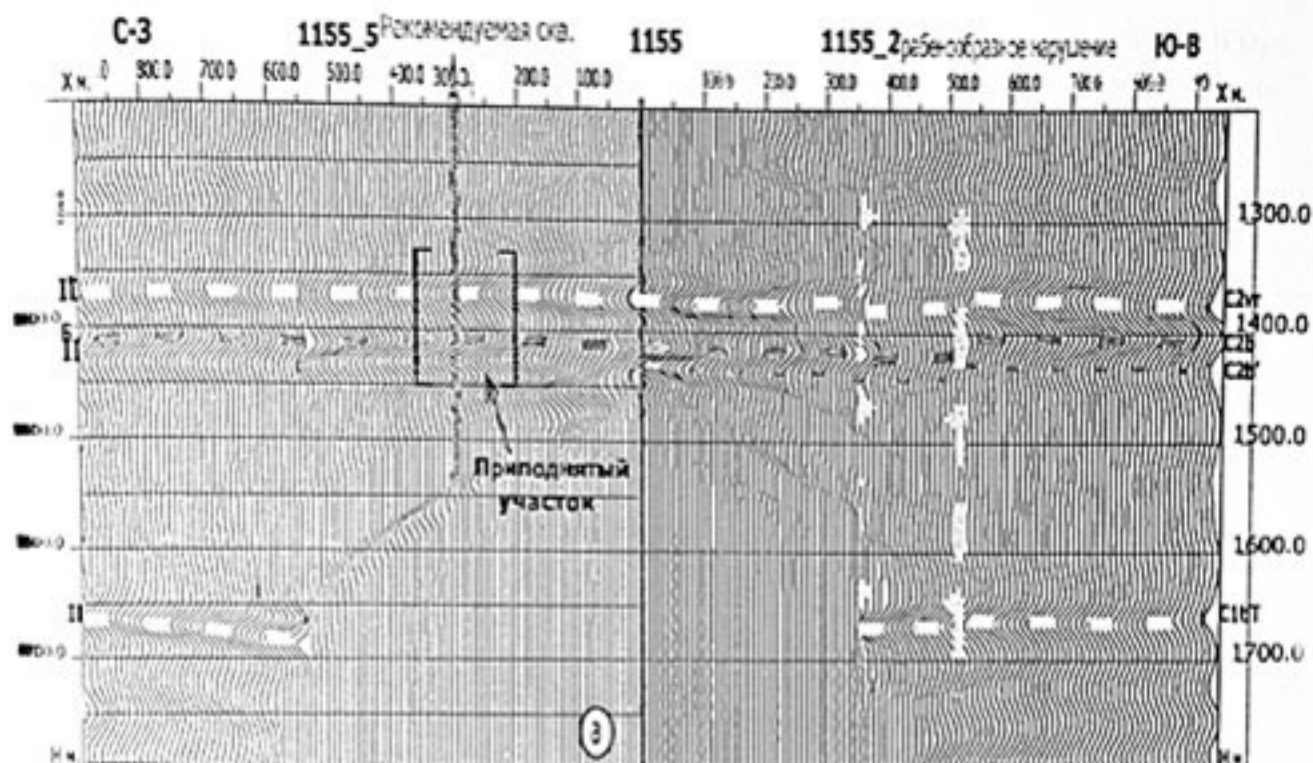
присутствием в интервале C_2vr-C_1t углеводородов. Аналогично в зоне 4 прогнозируется новая нефтяная залежь.

Повышение точности результатов скважинной сейсморазведки является актуальным вопросом. Чтобы получить достоверные построения, проводится тщательный учет (несколько итераций) латеральных изменений лучевых средних скоростей в околоскважинном пространстве. Это делается путем корреляции падающей волны от забоя скважины до самого высокоскоростного, сильнопреломляющего интервала разреза. Выше этого интервала корреляция падающей волны на выносных ПВ чаще всего невозможна. Поэтому в случаях, когда высокоскоростной пласт находится вблизи забоя скважины и имеются изменения интервальных скоростей, глубинные изображения среды искажены. На это ещё накладывается квазианизотропное увеличение интервальной скорости в терригенно-карбонатных отложениях при больших выносах ПВ, которое не зависит от азимута наблюдений. На ряде площадей такие особенности геологического строения вызывали значительные осложнения, и проблему корректной обработки НВСП в таких условиях так и не удалось решить. Анализ характера невязок НВСП с данными съемок 3D и в зависимости от удаления ПВ показал, что средние невязки составляют $\pm 4-4.5$ м и не зависят от величины выноса ПВ.

В ОАО «Пермнефтегеофизика» накоплен большой опыт скважинных сейсмических исследований для решения широкого круга геологических задач в разных сейсмогеологических условиях Пермского Прикамья. В основном, результаты скважинных сейсмических исследований, прогнозы и рекомендации подтверждаются, и этот вид работ привлекает нефтяников своей оперативностью и относительно невысокой ценой при высокой геологической эффективности.

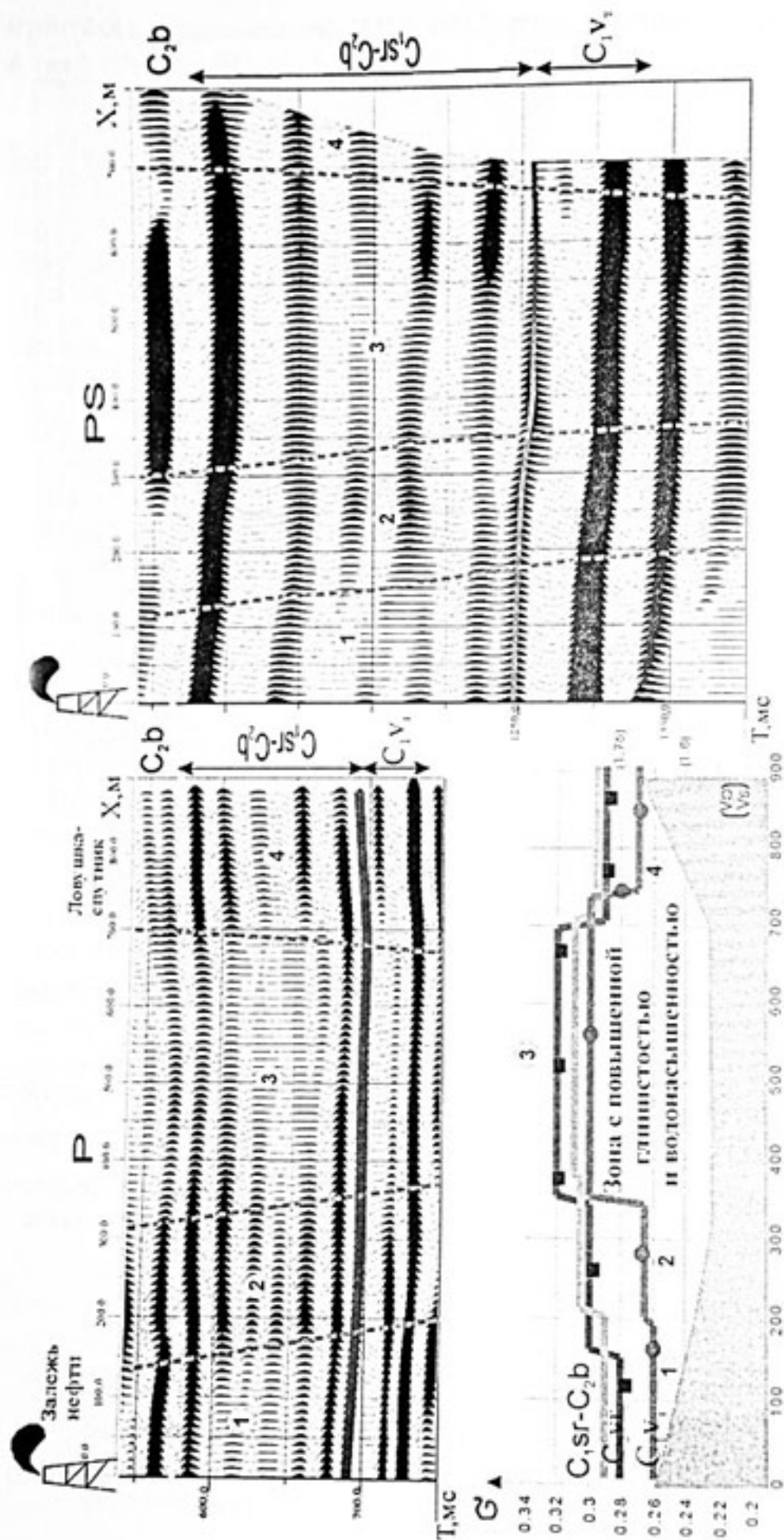
Дальнейшее повышение геологической эффективности скважинной сейсморазведки связывается:

- с переходом регистрирующих и обрабатывающих систем на шаг квантования менее 1 мс;
- с повышением точности измерительных приборов и эффективности полевых наблюдений;
- с изучением строения и свойств околоскважинного пространства совместно с кондиционными данными АКШ и ГГК, которые должны включаться в комплекс работ скважинной сейсморазведки;



- Условные обозначения:
- -сейсмические профили
 - 1155_1 - профили НВП
 - скважины:
 - - поисково-разведочные
 - - забой
 - - рекомендуемые эксплуатационные
 - 1155 - номер скважины
 - 1207 - абсолютная отметка отражающего горизонта
 - - дебит скважины, т/с
 - 1210 - изогипсы отражающего горизонта
 - 1 а - вершина Южно-Горлинской структуры
 - == - комбинированный профиль
 - /// - грабенообразное нарушение

Рис.1. Глубинный разрез по комбинированному профилю (а) и структурная карта кровли нефтенасыщенных башкирских карбонатов (б)



1. 2. 3. 4 - структурная зональность, средн. $\frac{V_s}{V_p}$ - малоамплитудные тектонические нарушения

Рис. 2 Изучение нефтеперспективных интервалов разреза скважины сейсморазведкой с применением продольных (Р) и обменных (PS) волн; а) временной разрез на Р-волнах; б) временной разрез на PS волнах; в) график изменений $\frac{V_s}{V_p}$ и G в нефтеперспективных интервалах разреза.

- с разработкой и внедрением в производство многоциклового, безопасного, высокопроизводительного скважинного источника упругих волн для обращённого ВСП.

К ВОПРОСУ ЗАВИСИМОСТИ ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОГНОЗОВ ОТ СООТНОШЕНИЯ СРЕДНИХ ПЛОТНОСТЕЙ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ИНТЕРВАЛОВ ТЕРРИГЕННОГО РАЗРЕЗА И СКОРОСТЕЙ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН

А.М. Тюрин

ООО "Волго-УралНИПИгаз", г.Оренбург

Достоверность выполняемых по данным ВСП геологических прогнозов зависит от точности сформированных на основе результатов бурения априорных представлений о физических свойствах осадочных отложений. Это прежде всего плотности горных пород и скорости распространения в них сейсмических волн. Представляется целесообразным рассмотреть на примере надсолевых отложений северо-востока Прикаспийской синеклизы корреляционные зависимости этих параметров.

Прибортовая зона северо-востока Прикаспийской синеклизы характеризуется полномасштабным проявлением процессов соляной тектоники. Вещественный состав, условия залегания и физические свойства надсолевых отложений региона детально рассмотрены в ранее опубликованных работах [5, 6, 7, 9]. Возраст отложений – кайнозойско-верхнепермский. Литологический состав – глины, алевролиты и песчаники. Мощность изменяется от первых сотен метров на соляных куполах до нескольких километров в мульдах.

В докладе изложены результаты анализа распределения средних плотностей стратиграфических интервалов разреза надсолевых отложений ($\sigma(\text{ср})$), интервальных скоростей распространения продольных сейсмических волн ($V(\text{инт})$) и их отношений ($\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$).

Значения $\sigma(\text{ср})$ оценены по данным ГИС. По откорректированным и взаимоувязанным кривым ГГК, ГК, НГК и АК по разрезам скважин выделены литологически однородные пласты, средние плотности которых оценены по данным ГГК. По мощности и плотности этих пластов рассчитаны $\sigma(\text{ср})$. На основе сопоставления результатов обобщения плотностных характеристик обширного kernового

материала по югу междуречья Волги и Урала [4] и плотностей, оцененных по данным ГИС, сделан вывод об отсутствии в последних значимых систематических погрешностей [3].

Параметры $V(\text{инт})$ оценены по результатам ВСП в скважинах. При этом принято во внимание, что результаты ВСП характеризуют объем горных пород, залегающих в цилиндре радиусом в первые сотни метров. Для прямой падающей волны осью цилиндра является траектория сейсмического луча, идущего от пункта возбуждения к пункту приема упругих колебаний. Допускается, что при субгоризонтальном залегании пластов горных пород траектория луча падающей волны удовлетворительно совпадает с осью скважины. Это позволяет считать, что результаты ВСП характеризуют разрез скважины, и проводить их взаимоувязку с результатами бурения (ГИС, петрофизика керна, шлам, опробование и др.) и сейсморазведки МОГТ на основе стандартных методик.

При негоризонтальном залегании акустически контрастных пластов пород, а эта ситуация является для рассматриваемого региона типичной, траектория луча падающей волны существенно не совпадает с осью скважины, и результаты ВСП не характеризуют ее разрез. Отсюда следует вывод о том, что оценка достоверности результатов ВСП (оценка их соответствия разрезу скважины) является необходимым этапом их интерпретации [8]. Такая оценка выполнена для всех включенных в статистическую выборку данных.

В статистическую выборку включены данные по семи скважинам. Скважины 2 Ордовикская (Оренбургский вал) и 17 Песчаная (зона бортового уступа Прикаспийской синеклизы) характеризуют надсолевые отложения с ненарушенными процессами галокинеза залеганием. Скважины 1 Каинсайская и 1 Южно-Линевская (внутренняя прибортовая зона Прикаспийской синеклизы) – надсолевые отложения центральной части межкупольной мульды. Скважины 1, 2 Нагумановские (зона бортового уступа Предуральяского прогиба) и 201 Каинсайская (внутренняя прибортовая зона Прикаспийской синеклизы) - надсолевые отложения в присклоновой зоне соляных куполов. Статистической выборкой охарактеризованы отложения уфимско-мелового возраста. Мощности стратиграфических интервалов разреза изменяются от 179 до 1738 м, глубина залегания их кровли – от 13 до 3961 м, средняя глубина ($H(\text{ср})$) - от 119 до 4830 м.

На диаграммах 1 и 2 показаны зависимости параметров $V(\text{инт})$ от $\sigma(\text{ср})$ и $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$ от $H(\text{ср})$. Индексы точек на них соответствуют

стратиграфическим интервалам (буква после черточки) разрезов скважин (номер и первая буква названия скважины). Зависимости $V(\text{инт})$ и $\sigma(\text{ср})$ от $H(\text{ср})$ приведены здесь на описательном уровне.

Зависимость $V(\text{инт})$ от $H(\text{ср})$ имеет структурированный характер. Для всех стратиграфических интервалов разреза, кроме триасового, $V(\text{инт})$ возрастает с глубиной по линейным законам, которые согласуются с общей для всей статистической выборки тенденцией. Причем, чем древней возраст терригенных отложений, тем меньшей градиент возрастания $V(\text{инт})$ с глубиной. Для отложений триасового возраста $V(\text{инт})$ не зависит от глубины. В целом характер зависимости $V(\text{инт})$ от $H(\text{ср})$ для анализируемой выборки соответствует ранее установленным закономерностям для отдельных зон Прикаспийского региона [2].

Зависимость $\sigma(\text{ср})$ от $H(\text{ср})$ имеет более сложный характер, чем для параметра $V(\text{инт})$. Относительно четкие линейные зависимости просматриваются только для отложений двух интервалов разреза – юрского и уфимского. Для отложений юрского возраста $\sigma(\text{ср})$ с глубиной уменьшается, что находится в противоречии с общей для всей статистической выборки тенденцией.

На диаграмме 1 показана зависимость $V(\text{инт})$ от $\sigma(\text{ср})$. В целом для всей выборки корреляция этих параметров описывается линейным законом. Зависимость прямо пропорциональная. Коэффициент корреляции невысокий. Прямая, аппроксимирующая зависимость рассматриваемых параметров, показана на диаграмме сплошной линией.

Для отложений юрской и триасовой систем зависимость $V(\text{инт})$ от $\sigma(\text{ср})$ обратно пропорциональная. На диаграмме 1 прямые, аппроксимирующие эти зависимости, показаны точечными линиями с индексами, соответствующими стратиграфическому интервалу. Для отложений татарского яруса верхней перми также просматривается обратная зависимость рассматриваемых параметров при отбраковке точки 20-г.

Такое несоответствие можно объяснить, предположив, что параметры $V(\text{инт})$ и $\sigma(\text{ср})$ зависят, главным образом, от двух факторов: современного горного давления и его максимальной величины в течение геологического времени. Причем, второй фактор оказывает на $\sigma(\text{ср})$ более существенное влияние, чем на $V(\text{инт})$. В нашем случае относительно высокие $\sigma(\text{ср})$ юрских отложений в разрезах скважин 201 Каинсайской и 2 Нагумановской соответствуют глубинам их залегания до момента вовлечения в процессы соляной текто-

ники. На основе сделанного предположения можно объяснить обратно пропорциональные зависимости между параметрами $V(\text{инт})$ и $\sigma(\text{ср})$ и для других интервалов разреза.

Зависимость отношения средней плотности стратиграфических интервалов разреза к скорости распространения в них продольных сейсмических волн ($\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$) от глубины показана на диаграмме 2. На ней точки анализируемой выборки по значениям $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$ относительно четко сгруппированы в нескольких обособленных интервалах. Исключение составляет точка IК-Т. Границы интервалов на диаграмме обозначены пунктирными линиями, а сами интервалы - заглавными буквами. Если признать такое распределение параметра $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$ соответствующим реальным физическим свойствам горных пород, то можно сформулировать следующую гипотезу.

Зависимость характеризуемых параметром $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$ физических свойств надсолевых терригенных отложений рассматриваемого региона от геологического возраста и глубины залегания их стратиграфических интервалов разреза имеет квантованный характер. В пределах каждого обособленного кванта (интервала наиболее вероятных значений параметра $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$) зависимость $\sigma(\text{ср})$ от $V(\text{инт})$ имеет линейный характер.

На диаграмме 1 точки попавшие в обособленные интервалы значений $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$, обозначены разными значками, а прямые, аппроксимирующие зависимости $\sigma(\text{ср})$ от $V(\text{ср})$, - пунктирными линиями с буквенными индексами, соответствующими индексам выделенных на диаграмме 2 интервалов.

Можно предположить, что все линии имеют общую точку, соответствующую нулевым значениям $\sigma(\text{ср})$ и $V(\text{инт})$. Здесь следует отметить, что эта гипотеза находится в соответствии с формирующимися в последнее время представлениями о нелинейности развития геологических систем [1].

Гипотеза о квантованном характере зависимости физических свойств терригенных отложений характеризуемых параметром $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$ от геологического возраста и глубины залегания их стратиграфических интервалов разреза представляет практический интерес и может явиться основой повышения достоверности выполняемых по данным ВСП геологических прогнозов.

Для ее проверки необходимо увеличить включенную в анализ статистическую выборку или (и) провести анализ рассматриваемых параметров по другим регионам.

Диаграмма 1. Зависимость $V(\text{инт})$ от $\sigma(\text{ср})$

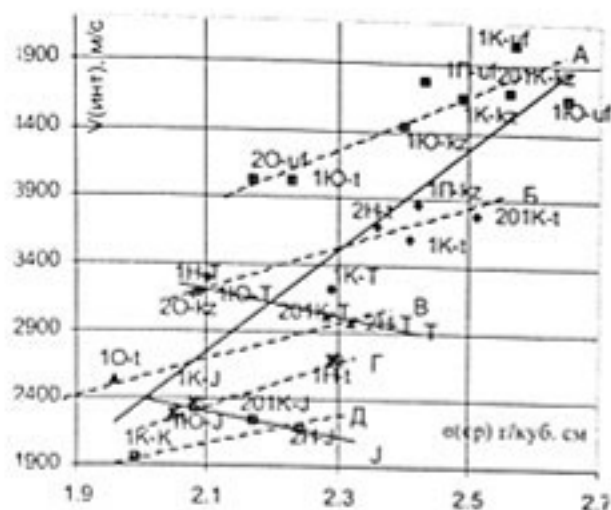
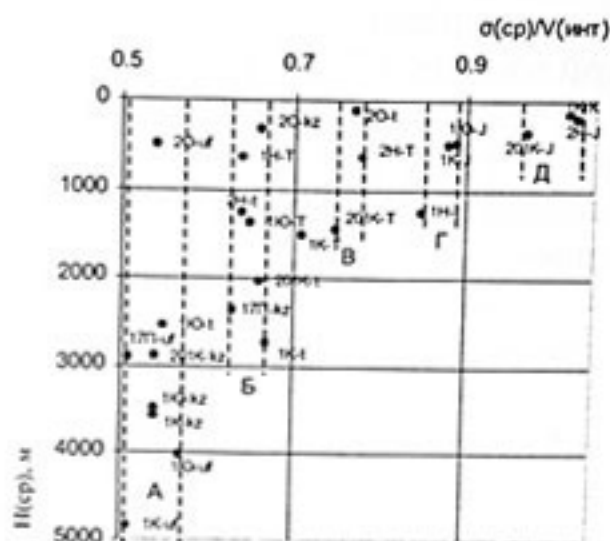


Диаграмма 2. Зависимость $\sigma(\text{ср})/V(\text{инт})$ от $H(\text{ср})$



Литература:

1. Блюман Б.А. О трех НЕ – нелинейность, необратимость, неравновесность – геологических процессов. //Отечественная геология. – М., 2001. - № 6. – С. 64-65.
2. Бутенко Г.А., Долматова И.Н. Результаты скоростного анализа по сейсмокаротажам глубоких скважин юго-западной части Прикаспийской впадины. //Недра Поволжья и Прикаспия. – Саратов, 1996. - Вып. 10. - С. 24 –29.
3. Горонович С.Н., Тюрин А.М., Айсин Г.А., Жидков А.В. К вопросу о способах прогноза горного давления при проектировании бурения на нефть и газ. //Недра Поволжья и Прикаспия. – Саратов, 2000. - Вып. 24. - С. 62 – 65.
4. Гульницкий В.Л., Шабалдин В.Г. Зависимость плотности от глубины залегания надсолевых горных пород как основа интерпретации геофизических данных в южной части междуречья Волги и Урала. //Тезисы докладов 2^{го} Международного Геофизического Конгресса Казахстана. – Алматы, 1998. - С. 60.
5. Карнаухов С.М., Политыкина М.А., Тюрин А.М., Леонов Г.В. Надсолевые отложения – новый объект поисков залежей углеводородов на юге Оренбургской области. //Геология нефти и газа. – М., 1999. - № 3-4. - С. 20 - 27.
6. Тюрин А.М. Геолого-геофизические характеристики пород надсолевого и солевого комплексов северо-восточной части Прикаспийской впадины. //Недра Поволжья и Прикаспия. – Саратов, 1999. - Вып. 18. - С. 37 – 43.

7. Тюрин А.М. Геолого-геофизические основы изучения перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений юга Оренбургской области. //Геоинформатика. – М., 1999. - № 4. - С. 25-33.

8. Тюрин А.М. Оценка достоверности результатов ВСП – необходимый этап их интерпретации в регионах с контрастным проявлением соляной тектоники. //Состояние и перспективы развития метода ВСП. - М., 2001. - С. 93-96.

9. Тюрин А.М. Мифы гравиразведки. //Недра Поволжья и Прикаспия. – Саратов, 2002. – Вып. 29. - С. 68-73.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ ПОРОД ВДОЛЬ РАЗРЕЗА СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ГИС В ТЕРРИГЕННОМ РАЗРЕЗЕ

В.С. Афанасьев*, Вл.С. Афанасьев**, С.В. Афанасьев*, С.Н. Чиковани*

*ООО "Геоинформационные технологии и системы", г. Москва,

**ООО "Бургеосервис", г. Тверь

При интерпретации данных сейсморазведки важное значение имеет достоверное знание скоростной модели разреза толщи горных пород. Отсутствие детальных сведений о закономерностях изменения скоростей в геологической толще снижает точность структурных построений по сейморазведочным данным, уменьшает достоверность обработки и интерпретации сложных сейсмических полевых наблюдений при прямом поиске залежей углеводородов, мониторинге разработки месторождений, комплексировании с данными ГИС при построении постоянно действующих геолого-промысловых моделей месторождений нефти и газа. Это определяет актуальность разработки технологии, обеспечивающей получение детальных знаний о скоростных характеристиках изучаемых отложений.

Под скоростной моделью разреза (СМР) мы понимаем графическое отображение изменения в функции глубины от поверхности в глубь толщи горных пород совокупности следующих параметров: скоростей продольной (V_p) и поперечной (V_s) волн, вертикального годографа вступлений продольной волны (t), акустической жесткости (импеданса) среды $\delta_n V_p$, где δ_n - объемная плотность среды. При детальном определении этих параметров в пределах толщи пород можно построить куб изменения указанных параметров в изучаемой толще и использовать эти данные при интерпретации данных сейсморазведки.

На практике скоростную модель разреза определяют по данным ВСП, волнового (ВАК) и традиционного (АК) акустического каротажа, обеспечивающих комплексное измерение акустических параметров среды вдоль ствола скважины, по которым можно рассчитать перечисленные выше составляющие скоростной модели. Сложившаяся практика показывает, что методы ВСП и ВАК обычно проводятся в ограниченном числе скважин на изучаемой территории. Применение данных АК, регистрируемых стандартными акустическими приборами, регистрирующими интервальное время пробега продольной акустической волны Δt_p , также имеет ограничения использования при оценке скоростных характеристик толщи пород, т.к. этот метод обычно выполняется в скважинах в ограниченных интервалах разреза. Таким образом, получаемые этими методами сведения по скоростной модели среды являются выборочными и не позволяют достоверно оценить особенности изменения скоростей в пределах всей исследуемой толщи горных пород и построить куб изменения скоростной модели (КСМР).

Решить задачу определения детальной скоростной модели в пределах толщи горной породы с достоверностью, необходимой для интерпретации данных трехмерной сейсмической разведки, можно, если по всем имеющимся скважинам, пробуренным с различными целями на изучаемой территории, определить скоростные модели от устья до забоя каждой из скважин или в пределах выбранного интервала глубин в них и затем выполнить площадные и объемные обобщения полученной информации.

Такая постановка задачи не может ориентироваться на обработку только широкого комплекса данных ГИС в скважинах, т.к. такой комплекс проводится в ограниченном числе скважин. Требуется разработка специальной технологии интерпретации *стандартного* комплекса ГИС, обычно выполняемого во всех разведочных и эксплуатационных скважинах на изучаемой территории, которая обеспечивает синтез скоростных характеристик разреза. В состав такого комплекса обычно входят методы электрометрии (ИК, БК, БКЗ, МКЗ), ПС, ГК, НГК или НКТ, кавернометрия (КВ) и инклинометрия (в наклонных скважинах). В этом комплексе обычно отсутствует АК, либо он выполняется только в интервалах детальных исследований. При решении нашей задачи он должен рассматриваться как дополнительный метод, обеспечивающий либо точную оценку параметров скоростной модели в конкретных скважинах, либо использоваться для оценки достоверности определения пара-

метров скоростной моделью разреза по ним. Сказанное относится также и к методу ГГК.

В основе технологии лежат новые научные результаты, полученные авторами при изучении закономерностей формирования петрофизических характеристик терригенной породы как обобщенной гетерогенной среды, установлении масштабов влияния на петрофизические свойства породы в целом отдельных составляющих этой среды и связанных с ними адсорбционных процессов, возникающих в породе при насыщении ее водными растворами различной минерализации и изменении текущей нефтегазонасыщенности порового пространства, отражающихся в полях различных методов ГИС и формирующих физико-механические свойства пород в пределах геологической толщи.

В результате обобщения опубликованных работ и собственных исследований разработана система петрофизических моделей, определяющих величину удельного электрического сопротивления породы (УЭС), ее диффузионно-адсорбционную активность, объемную плотность, водородосодержание, интервальное время пробега продольной акустической волны, естественную гамма-активность, объем связанной воды в поровом пространстве породы, абсолютную проницаемость, а также коэффициент Пуассона. Некоторые теоретические аспекты этих моделей изложены в работах авторов [1], [2] и [3].

Перечисленные модели используются для интерпретации данных ГИС: УЭС (определенных по данным ИК, БК, БКЗ), ПС, ГК, НГК (НКТ, ННК), АК, ГГК.

Технология оценки параметров скоростной модели пород в разрезе скважины реализуется в форме послойного определения акустических характеристик среды в пределах заданного интервала глубин. В качестве исходных данных для прослоя можно использовать значения показаний каротажа, считанные с кривых ГИС через заданный шаг по глубине, например, через 0,2, 0,5, 1, 5 м и т.п., в зависимости от требуемой детальности оценки скоростной модели. Можно осуществлять осреднение значений кривых ГИС в пределах толщины каждого прослоя. Предварительно в кривые ГИС вводятся поправки за скважину. Значения УЭС породы определяются по кривой ИК, большому градиент зонду БКЗ, БК, в отдельных интервалах для уточнения УЭС породы выполняется стандартная интерпретация всего комплекса электрометрии, имеющегося в скважине.

Интерпретация данных ГИС для каждого прослоя состоит из двух этапов:

1. Определение по методике ТАВС [3] *объемной* (коэффициент пористости K_p , электрический заряд слагающих породу частиц Q , содержание в породе фракций песчаника $K_{пес}$, алевролита $K_{ал}$, глины $K_{гл}$, карбонатов $K_{карб}$ и др.), и *флюидальной* (коэффициенты общей K_v , связанной $K_{v.св}$ и подвижной $K_{v.подв}$ водонасыщенности, коэффициент общей нефтегазонасыщенности $K_{нг}$) *моделей породы* и расчет теоретических значений физических свойств породы: интервального времени пробега продольной акустической волны Δt_p (кривая АКт), объемной плотности δ_n (кривая ГГКт), водородосодержания ω (кривая $W_{нкт}$), а также кривых УЭСт и ПСт.

2. Определение по палетке, устанавливающей связь коэффициента бокового распора породы $K_v = v / (1 - v)$ как функции объемной модели породы [2], коэффициента Пуассона ν по данным объемной модели породы и расчет с использованием кривых АКт и ГГКт по известным формулам величин скоростей продольной (V_p) и поперечной (V_s) волны, акустической жесткости среды $\delta_n V_p$ и годографа вступлений продольной волны t .

Важной особенностью технологии является то, что полный цикл интерпретации данных ГИС требует на входе значений УЭС, ПС, ГК и показаний одного из каротажей пористости: НКК (НКТ, НК), или ГК, или АК. В любом случае выполняется расчет теоретических кривых АКт и ГГКт. *Это позволяет определить скоростные характеристики разреза во всем интервале обработки в скважине независимо от того, есть ли в комплексе данных ГИС по скважине кривые АК и ГК, или их нет.*

Для проверки достоверности определений можно сопоставить теоретические кривые АКт, ГГКт, или $W_{нкт}$ с зарегистрированными в скважине одноименными кривыми ГИС. По такому сопоставлению можно уточнить задаваемые при обработке априорные константы, например, параметры вмещающих глин или минерализацию насыщающего комплекс пород водного раствора (точнее, их изменение с глубиной).

Палетка, устанавливающая зависимость коэффициента бокового распора породы $K_v = v / (1 - v)$ от компонентов объемной модели породы, разработана Вл.С. Афанасьевым [2] на основе обобщения большого числа публикаций по терригенным и карбонатным разрезам. При обработке данных ГИС в конкретных отложениях палетка может уточняться с целью адаптации ее к этим геологическим условиям. Наш опыт показал, что в большинстве разрезов, например, в меловых и юрских отложениях Западной

Сибири, триасовых, пермских и девонских отложениях Европейского Севера, в девоне Татарстана и в других районах, такие уточнения не требуются.

Технология оценки параметров скоростного разреза по скважинам реализована в виде графа автоматизированной интерпретации данных ГИС в системе Gintel 2002 на платформе IBM PC/AT в среде Windows 98, 2000 (NT).

На рис. 1 представлена обобщенная технологическая схема автоматизированной интерпретации данных ГИС.

На рис. 2 приведен фрагмент результатов интерпретации комплекса кривых ИК, ПС, ГК и НКТ при определении скоростной модели пород в одной из скважин на территории Западной Сибири. По скважине имелись данные с лабораторными измерениями на образцах керна коэффициента Пуассона и скоростей продольной и поперечной волн. Из рис. 2 видно, что оценки указанных параметров по ГИС и керну сопоставимы. Их полного совпадения быть не может, т.к. исследования кернов выполнены без моделирования истинных пластовых условий, в которых определяются акустические свойства пород по данным ГИС. В результате этого скорости продольной и поперечной волн, измеренные на кернах, должны быть меньше скоростей, определенных по ГИС, что и наблюдается на приведенном рисунке.

На рис. 3 показан пример определения скоростных характеристик пород вдоль ствола скважины, пробуренной в терригенной толще в интервале 850-3750 м. На рисунке четко видны изменения акустических характеристик пород в разрезе в интервале распространения зон АВПД (2920-3550 м).

Изложенная технология обеспечивает независимую оценку скоростных характеристик толщи горных пород по данным стандартного комплекса кривых ГИС. Она может применяться вместе с другими известными технологиями, что повысит обоснованность определения скоростной модели среды в целом.

Литература:

1. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. Новая модель электропроводности терригенной гранулярной породы, - Изд. ГЕРС, Тверь, - 1993, с. 53.

2. Афанасьев Вл.С. Технология определения давлений гидравлического разрыва пластов по геолого-геофизическим и технологическим параметрам в бурящихся скважинах, - Изд. ГЕРС, Тверь, - 1993, с. 47.

3. Афанасьев В.С., Афанасьев С.В. Развитие технологии автоматизированной интерпретации данных ГИС – основа создания достоверной постоянно действующей геолого-технологической модели залежи углеводородов. Материалы научно-практической конференции “Инновационные технологии в области поисков, разведки и детального изучения месторождений нефти и газа”, ОАО “Центральная геофизическая экспедиция”, 20-22 мая 2002, Москва, - с. 103-107.

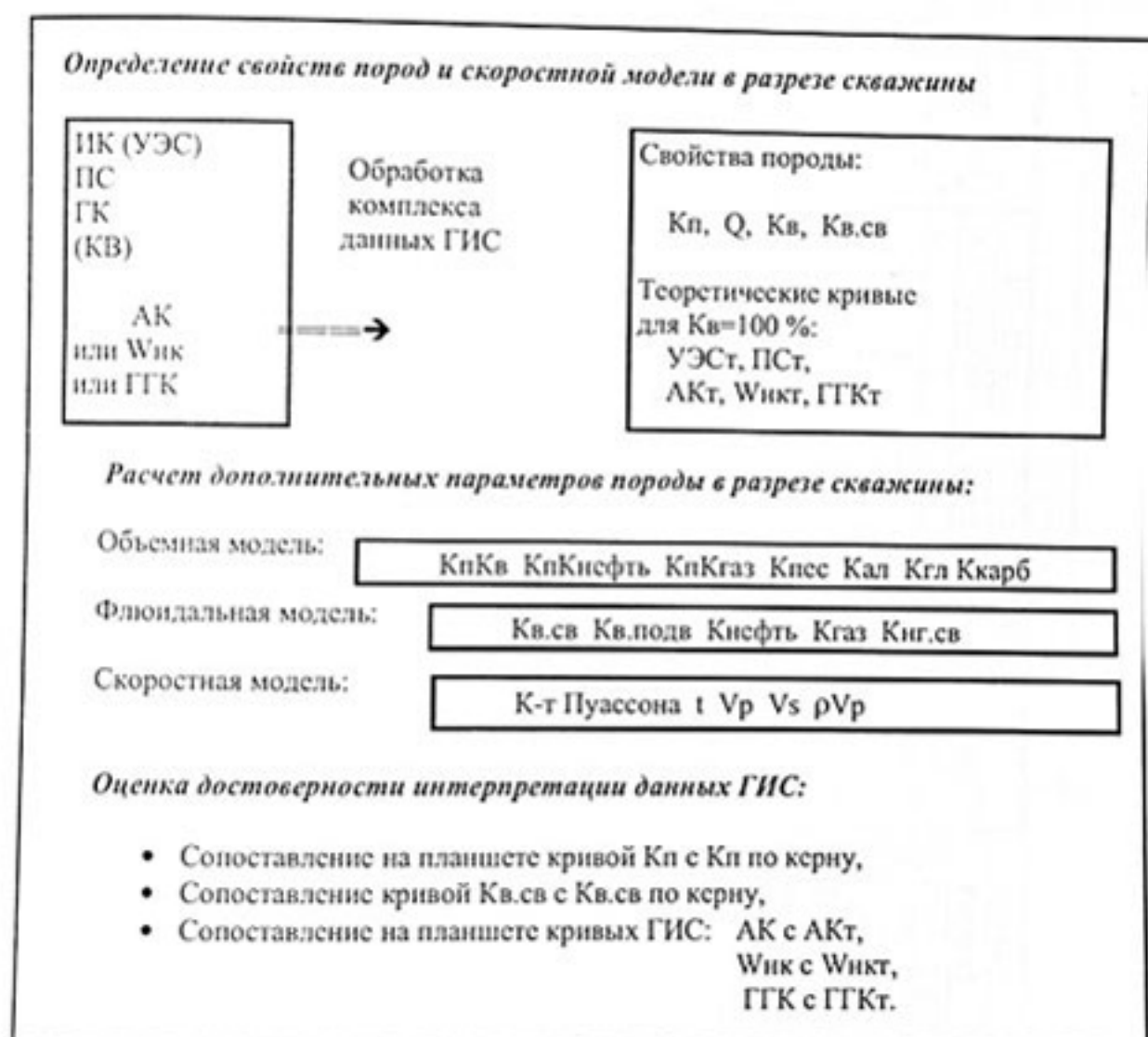


Рис. 1. Схема автоматизированной интерпретации данных ГИС.

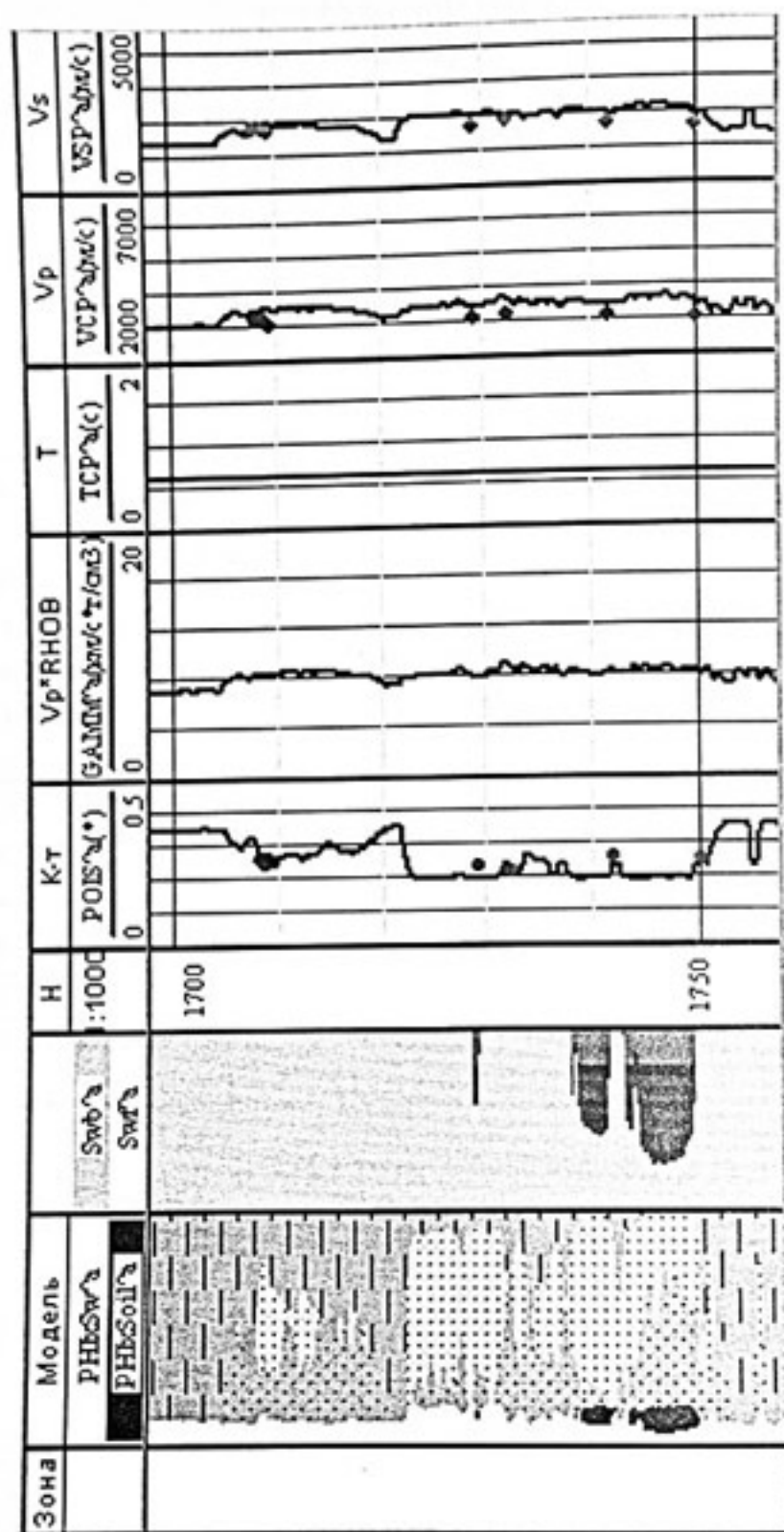


Рис.2. Пример сопоставления параметров скоростной модели породы, определенной на образцах кернов, с материалами интерпретации данных ГИС.

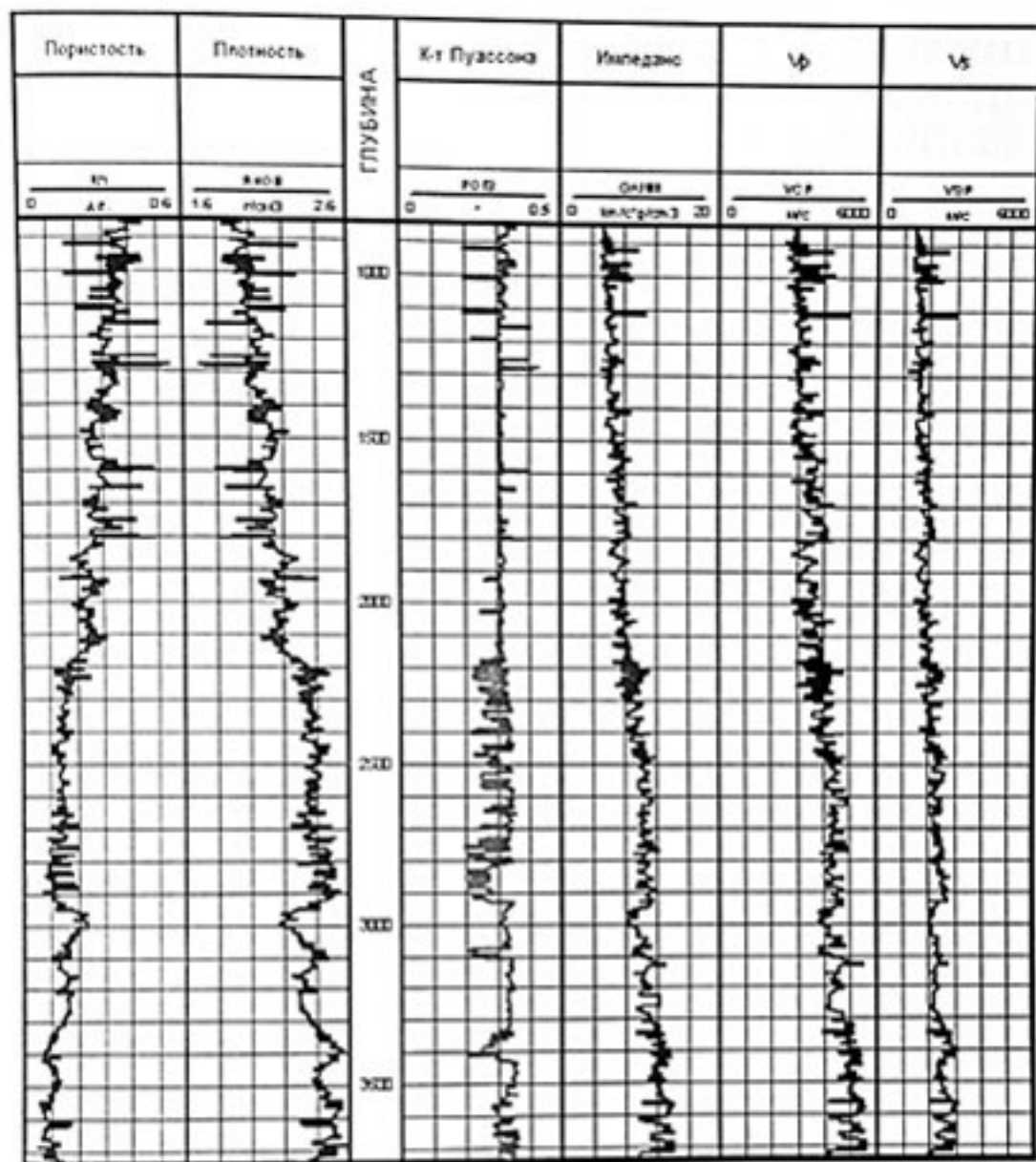


Рис.3. Пример определения по данным ГИС параметров скоростной модели породы. В интервале 2920-3550 м выделяются 3 зоны АВПД.

ВЕРТИКАЛЬНОЕ СЕЙСМИЧЕСКОЕ ПРОФИЛИРОВАНИЕ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СРЕДЫ В ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИ СЕЙСМИЧЕСКОМ МИКРОРАЙОНИРОВАНИИ

И.Г. Миндель, Б.А. Трифионов, Н.А. Рагозин

Производственный и научно-исследовательский институт по инженерным изысканиям в строительстве Госстроя России - ФГУП ПНИИИС, г. Москва

В инженерных изысканиях для строительства в числе многочисленных и разнообразных задач, решаемых с помощью ВСП в комплексе с другими скважинными и наземными геофизическими методами, важнейшими являются задачи изучения состава, состояния и физико-механических свойств пород в массиве. Показатели упругих, деформационных и прочностных свойств пород используются для расчета устойчивости зданий и сооружений с целью обеспечения их безопасной эксплуатации, в том числе в сейсмических районах.

В Производственном и научно-исследовательском институте по инженерным изысканиям в строительстве (ФГУП ПНИИИС) Госстроя России (ранее Госстроя СССР) ВСП в инженерно-геологических скважинах применяется более 35 лет. Инициатором внедрения ВСП в практику инженерных изысканий был Е.И. Гальперин [2].

Чаще других задач возникает необходимость определения скоростей продольных и поперечных волн в околоскважинном пространстве, а в городских условиях и под фундаментами уже существующих сооружений, особенно подверженных деформациям. По значениям скоростей и упругих модулей оцениваются показатели деформируемости и прочности как дисперсных, так и скальных грунтов с использованием функциональных или чаще корреляционных связей между соответствующими характеристиками. При сейсмическом микрорайонировании территорий населенных пунктов или строительных площадок скорости продольных и, особенно, поперечных волн и параметры их поглощения в слоях разреза служат исходной информацией для расчета прогнозных количественных характеристик сейсмических воздействий на поверхности или во внутренних точках среды.

В методическом отношении проведение ВСП в инженерных изысканиях отличается следующими особенностями:

- глубина скважин, как правило, составляет 20-40 м, в отдельных случаях 60-100 м, диаметр обсадных труб 108-160 мм;

- интервал регистрации по глубине обычно не превышает 1-2 м;
- скважинные зонды с механическим или пневматическим прижимом содержат разно ориентированные сейсмоприемники – вертикальный (Z) и два горизонтальных (X, Y) или симметрично расположенные три наклонных и один вертикальный сейсмоприемники;
- в качестве источников колебаний на поверхности используются удары молотом о различных конструкций подставки, вкопанные в грунт, а при больших базах измерений – удары падающего груза, сбрасываемого со специальных ударных установок;
- пункты ударов (ПУ) располагаются не менее чем на двух лучах, проходящих через устье скважины, на расстоянии от 3-5 м до $1,5H$, где H – глубина скважины;
- для четкого распознавания продольных и, особенно, поперечных SV- и SH- волн обычно проводится отдельная регистрация записей волновых картин по схемам ZZ и YY (XY), в последнем случае при противоположно направленных горизонтальных ударах (схемы +YY и -YY).

В качестве примера на рис. 1а, б приведены сводные сейсмограммы ВСП в скважине глубиной 60 м на полуострове Тамань, вскрывшей глины мезотического яруса (N_1^3). На рис. 1а – сводная сейсмограмма, полученная по схеме ZZ при расстоянии пункта удара в 50 м от устья, на рис. 1б – сводные сейсмограммы по схемам +YY и -YY, наложенные друг на друга, при расстоянии ПУ в 10 м от устья.

На рис. 2 по данным ВСП в двух рядом расположенных скважинах (расстояние между скважинами 120 м) на строительной площадке в Тамани приведен обобщенный вертикальный профиль распределения по глубине скоростей продольных и поперечных волн в основании проектируемых сооружений со средними значениями скоростей в выделенных интервалах глубин и оценкой среднеквадратических отклонений от средних. Результаты наблюдений по двум лучам, расположенным на одной линии по обе стороны от устья скважины, могут быть представлены в виде поля скоростей (томографическое отображение), рассчитанного по непродольным годографам P- и S-волн по соответствующим программам (например, по программе МГУ “LE F”, автор Е.А.Ефимова). Однако, в связи с недостаточной плотностью сейсмических лучей в различных секторах плоскости между точками приема в скважине и пунктами ударов полученные томографические изображения носят качественный характер.

Интересные результаты были получены по данным ВСП и сейсмоакустического просвечивания между скважинами на площадке

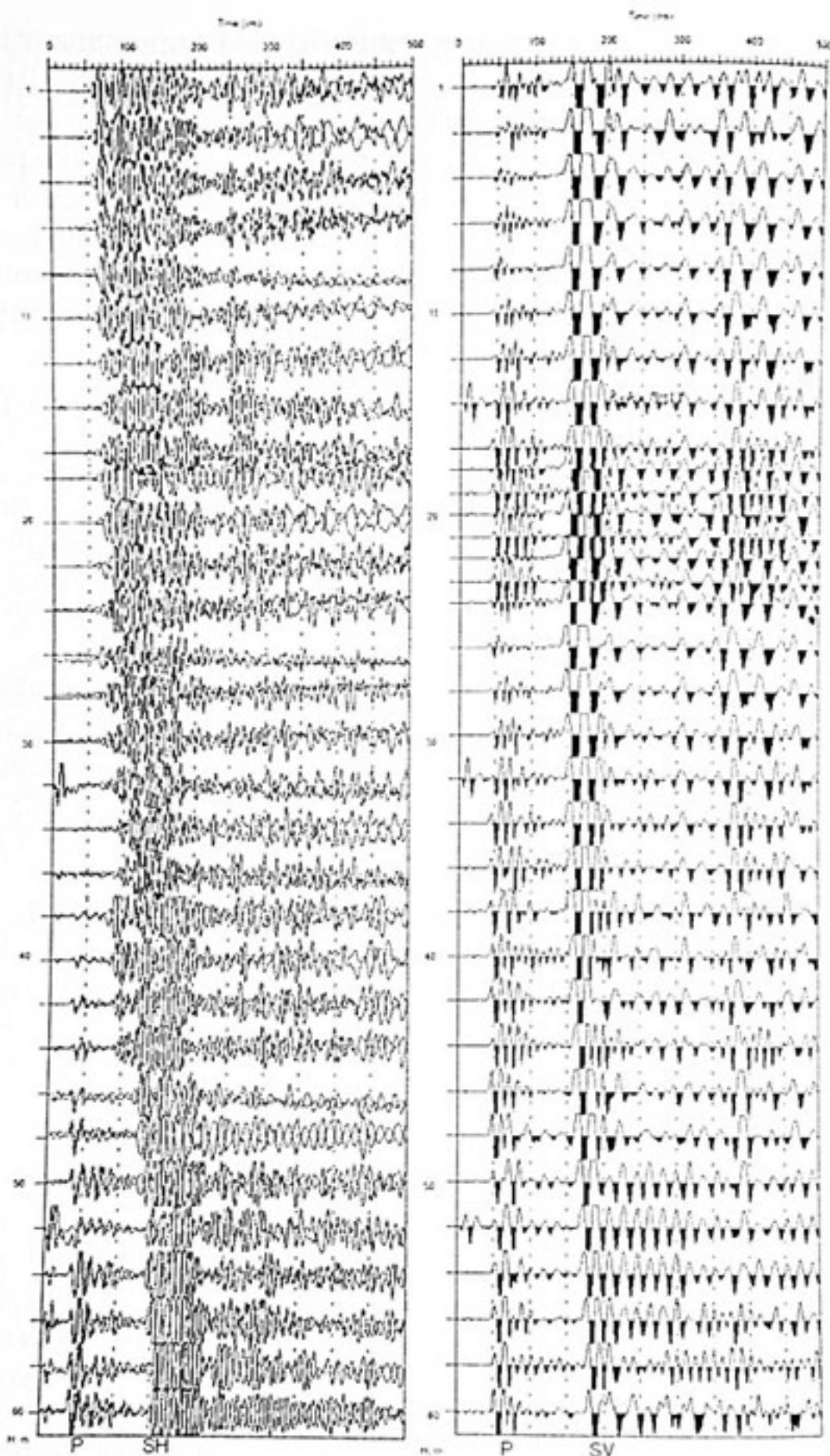


Рис. 1. Пример сводных сейсмограмм ВСП: слева – регистрация по схемам +YY и -YY, пункт удара в 10 м от устья скважины; справа – регистрация по схеме ZZ, пункт удара в 50 м от устья. Полуостров Тамань.

АЭС в Бушере (Иран) под фундаментами реакторных отделений (РО) двух блоков, здания которых были сооружены около 25 лет назад [1]. Наряду с типичными скоростными разрезами пород до глубины 100 м вне контуров зданий и под фундаментами РО, послужившими основой для расчета возможных сейсмических воздействий в условиях 8-балльной сейсмичности, в 1999-2001 г.г. было зафиксировано увеличение скоростей S-волн на 15-20% в верхней толще песчано-глинистых грунтов (20-25 м под фундаментами) по сравнению с данными компании Dames&Moore 1975 года. Никакими другими методами контроль за возможными изменениями за прошедшие 25 лет упругих и физико-механических свойств грунтов под фундаментами заглубленных на 10-12 метров от поверхности сооружений осуществить не удалось бы.

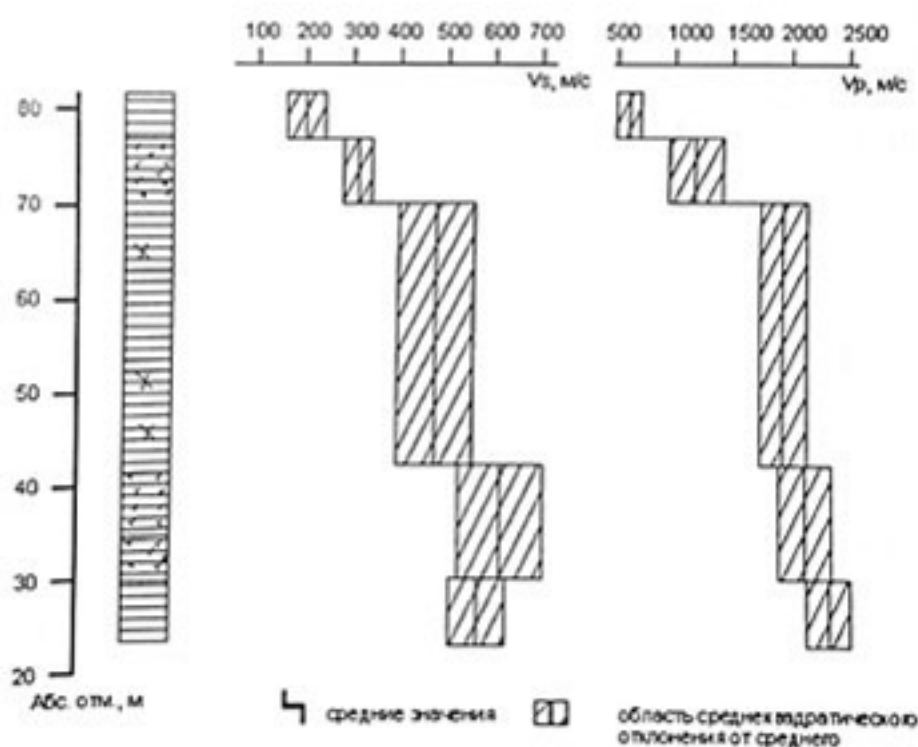


Рис. 2. Обобщенный вертикальный профиль распределения скоростей продольных и поперечных волн в основании проектируемых сооружений. Полуостров Тамань

В течение ряда лет проводились режимные наблюдения ВСП на земляных плотинах, сооружаемых способом намыва [3, 4]. Целью наблюдений являлся контроль за изменением свойств грунтов основания и тела плотины по мере ее возведения. Наблюдения проводились в специально оборудованных скважинах, наращиваемых в процессе роста высоты плотины. Использовался 12-точечный инвентарный зонд с пневматическим прижимом и двумя компонентами в каждой точке регистрации (Z и Y) с шагом 1 м по глубине. Пункты возбуждения колебаний всегда располагались на одних и тех же расстояниях от устья скважин. За 4 года высота плотин в гребне увеличилась на 13-17 м. Скорости продольных и поперечных волн как в основании, так и в теле плотин за счет уплотнения грунтов и упрочнения структурных связей между частицами грунта существенно увеличивались как по мере роста высоты тела плотин, так и во времени. Одновременно проводился контроль за изменением плотности грунтов радиоизотопными методами. Так, например, в верхней части пород основания (суглинки) и в нижней части пород тела плотины (пески), наиболее сжимаемых в процессе возведения земляного сооружения, плотность скелета при достижении высоты плотины 17 м соответственно увеличились от $1,50 \text{ г/см}^3$ до $1,85 \text{ г/см}^3$ (в основании) и от $1,45 \text{ г/см}^3$ до $1,70 \text{ г/см}^3$ (в теле плотины). При этом значения динамических модулей упругости, рассчитанные по скоростям Р- и S-волн с учетом плотности, в тех же интервалах глубин увеличились в грунтах основания за 4 года от 170 МПа до начала намыва до 570 МПа при достижении высоты плотины 17 м, в грунтах тела плотины от 110 МПа в начальный период намыва до 320 МПа при достижении той же высоты. Проведенные режимные наблюдения позволили своевременно провести мероприятия по обеспечению устойчивости и безопасности эксплуатации земляных плотин.

ВСП в комплексе с наземными сейсморазведочными исследованиями использовались на различных объектах в России и за рубежом для изучения карста, оползней, мерзлотных условий, выделения активных разрывных нарушений и решения других задач, актуальных в области инженерных изысканий для строительства.

Литература:

1. Алешин А.С., Миндель И.Г., Трифонов Б.А. Контроль сейсмических свойств грунтов под фундаментами реакторных отделений АЭС. // В сб. "Геодинамика и техногенез", материалы Всероссийского совещания, 12-15 сентября 2000 г., Ярославль. С.16-18.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. М.: Недра, 1982. 344 с.

3. Миндель И.Г., Чумаченко А.Н., Кнюк С.С. Режимные геофизические наблюдения за изменением физико-механических свойств грунтов земляных плотин во времени. В кн.: Изменение геологической среды под влиянием деятельности человека. М.: Наука, 1982. С.170-175.

4. Применение сейсмоакустических методов в гидрогеологии и инженерной геологии. М.: Недра, 1992.264 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВСП В СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ ПРИКАСПИЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В.А. Липатников, Н.С. Загуменнова
ООО «Оренбурггеофизика», г. Оренбург

Изучение геологического строения подсолевого комплекса пород Прикаспийской впадины в Астраханской и Оренбургской областях связано с их высокой перспективностью на наличие углеводородов. Наличие Карачагонакского и Тенгизского нефтяных месторождений в каменноугольных и девонских отложениях привело к необходимости проверки бурением сейсмических временных аномалий как в прибортовой, так и во внутренней частях впадины [1].

Пробурено четыре скважины глубиной свыше 6500м: 1 Кансайская, 1 Буранная, 2-Д АГКМ и 1 Правобережная; четыре скважины глубиной до 6300 м: скв. 3Д АГКМ - 6290 м, скв. 1 Южно-Линевская - 5965м, скв. 2Володаровская -5700м и скв. 1 Табаковская -5700 м. Во всех скважинах проведены работы методом ВСП. Основной сложностью проведения работ являются высокая температура и давление на забое. Удельный вес раствора достигал 1,68 г/см³, а температура 163⁰С.

Учитывая термобарические условия в скважинах, особое внимание уделялось глубинным приборам. Нижняя часть скважины до температуры 110⁰С обрабатывалась аналоговым термобарическим зондом АТБ-ВСП, а верхняя часть скважины - цифровым телеметрическим трехприборным зондом АМЦ-ВСП-3-48 разработки ОАО НПП ВНИИГИС г. Октябрьский Башкортостан. Возбуждение сейсмической волны осуществлялось погружным пневмоисточником (ППИ) с максимальным давлением во взрывной камере 150 атм. Основной объем работ выполнен при давлениях 120 атм. Глубина возбуждения сейсмической волны 18-30м, что не всегда отвечает

оптимальным требованиям. Импульс первой волны высокочастотный с широким спектром.

При обработке отдельных скважин приходилось накапливать информацию. Количество накоплений при отработке одной расстановки зонда составляло 3-7. Одним из сложнейших районов для проведения работ ВСП из-за условий возбуждения является южная часть Астраханского газоконденсатного месторождения.

Верхняя часть зоны малых скоростей сложена песками, где скорость сейсмической волны 500-700 м/с. Подстилающая часть сложена суглинками с прослоями песчаников, где скорость продольной волны 1300-1500 м/с.

Бурение сейсмической скважины в песчано-глинистом разрезе осуществляется буровым раствором. Многократное воздействие воздушной ударной волны на стенки скважины приводит к высыпанию кусочков песчаников, которые препятствуют извлечению пневмокамеры на поверхность. В связи с этим после 30-50 воздействий сейсмическую камеру необходимо промывать, а иначе пневмокамеру может засыпать. В связи с промывками изменяется спектр прямой волны.

Спектр прямой волны, возбуждаемый пневмоисточником, характеризуется полосой 5-120 гц, что позволяет получить высокоразрешающую запись поля отраженных волн.

Обработка материалов проводилась в основном комплексом программ VSP-DOS [4] (А.А. Табаков). Помимо стандартного пакета программ выравнивание полевой записи по частоте осуществлялось применением программы минимально-фазовой селективной предсказательной деконволюции при полосе пропускания 10-70 гц.

Расчет скоростей поперечной волны проводился только по материалам, обработанным из удаленных ПВ. Удаление ПВ от исследуемой скважины составляло 2000-3000м.

В результате выполненных работ составлены скоростные толстослойные модели, которые позволили на качественном уровне осуществлять процедуру миграции по материалам МОГТ и строить глубинные сейсмические разрезы.

Решение задач по прогнозированию разреза ниже забоя скважины осуществлялось путем анализа расчетных параметров акустической жесткости и коэффициентов отражения. Эталонные характеристики составлялись по калиброванным данным широкополосного акустического и плотностного (гамма-гамма) каротажей [3].

Комплексная интерпретация материалов ГИС, ВСП и МОГТ позволяет аргументировано подойти к решению задач флюидонасыщения коллекторов по латерали [2].

Литература:

1. Гальперин Е.И., Певзнер Л.А. Вертикальное сейсмическое профилирование и его значение в повышении эффективности геологоразведочных работ. Советская геология 1986 г. №5 стр. 100-110.
2. Сорокин А.Л., Мегедь Г.В. Петрофизические свойства резервуаров углеводородов в гетерогенной анизотропной среде по данным ПМВСП и ГИС. «Каротажник» - Научно-технический вестник №97 стр. 74-89.
3. Табаков А.А. Оценка геолого-геофизического разреза ниже забоя разведочной скважины по данным ВСП. Ташкент, 1975г. Труды СНИИГ и МС вып. 18. стр. 69-72.
4. Табаков А.А., Мишин В.А., Дорфман Н.Л. Система обработки данных ВСП. Бюл. Асс. «Нефтегеофизика» №4 стр. 6-8, 1992г.

МЕЖСКВАЖИННАЯ СЕЙСМОТОМОГРАФИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

А.Г. Болгаров*, Ю.В. Рослов**

*ОАО НПП ВНИИГИС, г. Октябрьский;

**ГНПП "Севморгео", г. С-Петербург.

В последние годы в зарубежной и отечественной геофизике все большее внимание уделяется новому методу скважинной сейсморазведки - методу межскважинной сейсмотомографии. Метод основан на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и связи их с физическими характеристиками среды путем сейсмического просвечивания.

В ОАО НПП ВНИИГИС разработан аппаратно-технологический комплекс межскважинной сейсмотомографии для изучения геологических объектов, залегающих на глубинах до 2000 м. В состав комплекса входят:

- электрогидравлический источник колебаний "Искра 20/70" - для изучения верхних частей разреза (до глубин 150 ÷ 200 м);
- электрогидравлический скважинный сейсмический источник ИСС - 2.0/3.2, основанный на возникновении упругой волны в результате интенсивного расширения плазменного канала, образующегося между специальными электродами скважинного прибора

замкнутыми тонкой медной проволокой, при разряде батареи высоковольтных конденсаторов - глубины исследований до 2000 м;

- скважинная сейсмическая трехкомпонентная аппаратура ряда АСПУ (АСПУ-ТС, АМЦ-48);

- пакет обрабатывающих и интерпретационных программ (программы ПМ ВСП - ВСП POL, программ сейсмической томографии FIRSTOMO).

Аппаратурно-технологический комплекс межскважинной сейсмотомографии прошел широкое опробование как на стадии НИР, так и для решения конкретных производственных задач - при проектировании трасс метрополитенов г. Екатеринбурга (ст. м. Политехническая), г. Челябинска (участок перегонных тоннелей по ул. Ленина), г. Казани (участок перегонных тоннелей по ул. Свердлова), г. Уфы (участок I пусковой очереди), при изучении карстовых явлений, оценке физико-механических свойств массива пород на ряде объектов гражданского и промышленного строительства г.г. Уфы и Октябрьского, при проектировании трасс продуктопроводов через р. Уфа, значительный объем выполнен при проведении инженерно-геологических исследований на строящемся Юмагузинском гидроузле на реке Белой.

Ниже приводятся примеры применения межскважинной сейсмотомографии для решения задач инженерной геологии.

Участок перегонных тоннелей г. Челябинска.

Участок работ имеет довольно сложное геолого-тектоническое строение. Массив горных пород приурочен к тектонической зоне (Челябинский разлом) и выполнен в основном крутопадающими блоками эффузивных пород (базальты, порфириды).

По результатам геофизических исследований в составе методов ГИС (ВАК, ГГК-П и др.) и межскважинной сейсмотомографии оценены физико-механические и прочностные свойства пород массива, его геолого-тектоническое строение.

По сейсмотомографическим разрезам скальный массив пород по своим упруго-деформационным и прочностным свойствам имеет ярко выраженное блоковое строение, обусловленное развитием тектоники.

Судя по характеру сейсмотомографических разрезов, массив горных пород с запада и с востока ограничен крупными тектоническими нарушениями, характеризующимися очень низкими значениями упруго-деформационных и прочностных свойств пород. Зоны нарушений имеют значительные размеры - ширина их достигает 200 м. Помимо двух основных нарушений на сейсмотомографичес-

ких разрезах достаточно уверенно выделяется и ряд более мелких, разбивающих данный массив на четыре блока.

Комплексирование методов ГИС и межскважинной сейсмотомографии по методике 3D позволило детально изучить объемное геолого-тектоническое строение массива пород -наиболее сложного участка трассы Челябинского метрополитена.

Юмагузинский гидроузел.

В течение 1998-2002 г.г. на р. Белой в Башкортостане ведутся проектные и строительные работы Юмагузинского гидроузла, включающего в себя ГЭС и регулируемое водохранилище.

Массив горных пород находится в зоне развития регионального тектонического нарушения и характеризуется достаточно сложным строением.

С целью детального изучения геолого-тектонического строения, оценки физико-механических свойств и закарстованности пород в комплексе инженерно-геологических изысканий были включены геофизические исследования, выполняемые ОАО НПП ВНИИГИС. В состав геофизического комплекса исследований вошли методы межскважинной сейсмотомографии, волнового акустического, плотностного гамма-гамма и стандартного каротажей.

Геофизические работы ведутся в настоящее время практически на всех стадиях проектирования и строительства гидроузла.

По данным проведенных геофизических исследований был выбран основной створ плотины, уточнено геолого-тектоническое строение массива пород по правому берегу и под руслом р. Белой, детализировано строение палеодолины р. Белой, изучены физико-механические свойства пород в естественном залегании, оценена степень закарстованности, особенности ее развития в массиве.

Положительные результаты по изучению верхних частей разреза методом межскважинной сейсмотомографии явились предпосылкой возможности применения метода для детального изучения нефтегазовых месторождений. В рамках НИР, по заданию Управления по геологии РБ были проведены оценочные работы на нефтяных месторождениях Башкортостана.

Возможность изучения нефтегазовых месторождений методом межскважинной сейсмотомографии по характеру изменения скоростей упругих волн в средах оценивалась на моделях, характеризующих скоростное строение сред межскважинного пространства для основных типов месторождений нефти Башкортостана. Результаты моделирования показали принципиальную возможность изучения

строения нефтегазовых коллекторов по их кинематическим признакам. Отмечается, что аномалии скоростей начинают выделяться при разнице значений скоростей 2 % и более.

Абсолютные значения скоростей волн в зонах, характеризующихся на заданных моделях пониженными значениями, после томографической реконструкции имеют более низкие значения, чем в заданной модели. Разница в значениях колеблется от 1 до 4 %.

Наблюдается некоторая размытость границ и соединение близлежащих неоднородностей. Показано, что сужение интервала исследований повышает разрешенность, более дифференцирует изучаемый интервал.

С целью оценки возможности метода межскважинной сейсмотомографии для детального изучения нефтегазовых месторождений были проведены опытно-методические исследования на Введенском и Белебеевском месторождениях Башкортостана.

Исследования проводились по системе межскважинного перекрестного просвечивания. Прием упругих колебаний осуществлялся аппаратурой АМЦ-48 и АСС-3КВ. Возбуждение проводилось скважинным электрогидравлическим источником ИСС-2.0/3.2. Удаленность исследований составила 200 м на Введенском и 350 м на Белебеевском месторождении.

В результате сейсмического просвечивания скв. 40 и скв. 149 Введенского месторождения регистрировались достаточно устойчивые волновые поля как продольных, так и поперечных волн. Частотный диапазон сейсмических волн очень высокий - основной спектр продольных волн находится в пределах 600-900 Гц, поперечных 350-400 Гц. Отмечается снижение частоты продольных волн в продуктивных интервалах.

По результатам скважинных исследований были построены сейсмотомографические разрезы по значениям скоростей продольных волн и поперечных волн. Программа FIRSTOMO расчета упругих модулей позволила по значениям V_p и V_s построить томографические разрезы по модулю Юнга, коэффициенту Пуассона, объемной упругости. В целом как сейсмотомографические разрезы по значениям скоростей, так и томографические разрезы упругих модулей подтверждают "пятнистое" строение карбонатной продуктивной толщи. Отмечается, что наиболее чувствительным параметром является коэффициент Пуассона.

Волновые поля сейсмического просвечивания межскважинного пространства скв. 135-136 в интервале исследований сакмаро-артинс-

ких отложений Белебеевского месторождения характеризуются сложным составом. Практически повсеместно на горизонтальных компонентах регистрируется достаточно высокий, стабильный фон микросейсмических колебаний частотой 800 Гц. Уровень прямой проходящей волны незначительный, частотный спектр ее, зарегистрированной аппаратурой АМЦ-48, порядка 1000-1500 Гц. Спектр прямой волны, зарегистрированной аппаратурой АСС-3КВ (в качестве приемников используется пьезоакселерометры) достигает 3200-3500 Гц. На больших временах волновых полей уверенно выделяется мощный пакет кратных волн, как от верхележащих границ (в основном от кровли кунгурских отложений), так и от нижележащих границ в каменноугольных и девонских отложениях.

Результаты опытно-методических работ показали принципиальную перспективность межскважинной сейсмотомографии для детального изучения строения нефтегазовых коллекторов. Однако для этого возникает необходимость создания более мощного источника возбуждения, высокоразрешающей приемной аппаратуры (в основном сейсмоприемника, обеспечивающего неискаженный прием упругих колебаний в сейсмоакустическом диапазоне частот до 3000 Гц).

НАБЛЮДЕНИЯ ВСП В КРУТО ПАДАЮЩИХ СТВОЛАХ

Т.Н.Купцова, А.Н.Касимов, А.А.Тихонов

СК «ПетроАльянс», г.Москва

В настоящее время широкое распространение получило бурение наклонных скважин, являющихся "пилотными" при забурировании горизонтальных стволов. Перед работами ВСП в таких скважинах, как правило, ставится традиционная задача – привязка данных поверхностной сейсморазведки, однако получаемый при этом сейсмический материал позволяет существенным образом расширить круг решаемых задач.

Для решения этой задачи в условиях, когда смещение ствола скважины относительно забоя составляет тысячи метров, методика наблюдений ВСП должна быть соответствующим образом адаптирована. С целью проведения наблюдений на лучах, распространяющихся вблизи вертикального направления, соответствующим образом рассчитывается местоположение Пунктов Возбуждения. Базой для расчета системы является планируемое положение ствола сква-

жины и априорная кинематическая модель. С целью исключения эффектов преломления и интерференции за счет образования обменных волн при расчете положения ПВ, на положение лучей накладывается ограничение – угол отхода луча от вертикали не должен превышать 10-12°. В докладе представлены результаты планирования наблюдений в круто падающем стволе.

К аппаратуре, используемой при наблюдениях ВСП, также предъявляются особые требования. Должна быть обеспечена идентичная запись компонент полного вектора смещения для больших углов наклона ствола скважины.

При наблюдениях ВСП в таких скважинах возможно как решение традиционных задач ВСП – построение кинематической модели и привязка данных поверхностной сейсморазведки, так и дополнительных задач, решаемых на основе детального изучения литолого-структурных свойств в подстилающем ствол скважины пространстве. К числу таких задач можно отнести выделение малоамплитудных разрывных нарушений и структур.

Такая дополнительная информация является чрезвычайно полезной при планировании горизонтальных стволов, забуриваемых на большие удаления от “пилотной” скважины, либо вторых стволов, пробуриваемых с целью повышения дебита скважины.

Наблюдения по такой методике ВСП, называемой в западной литературе “Walkabove VSP”, были проведены в скважине, смещение ствола которой составляло 2.6 км при углах наклона до 53°.

В докладе представлены материалы, иллюстрирующие возможности метода при решении традиционных и некоторых дополнительных задач.

НВСП. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СКВАЖИННЫХ НАБЛЮДЕНИЙ В ПЕРМСКОМ ПРИКАМЬЕ

Ю.В.Чудинов, А.И.Шляпников
ОАО «Пермнефтегеофизика»

В настоящее время для детальной разведки нефтеперспективных структур широко используются скважинные методы сейсморазведки. В ОАО «Пермнефтегеофизика» для этих целей регистрацию упругих колебаний проводят вдоль ствола скважины с шагом (5 – 10) м на зонд от 4 – 6 выносных пунктов возбуждения (ПВ). ПВ размещаются таким образом, чтобы обеспечить получение информа-

ции о внутреннем строении среды на расстояниях (700–1200) м от устья скважины. Сейсмические записи, априорные сведения о геологической среде, данные ГИС заводятся в комплекс «ЮНИВЕРС» и проводится совместная обработка всех материалов. На первом этапе, используя годограф первых вступлений СК, материалы АК и АКШ, строится подробная скоростная модель среды, увязанная с данными ГИС, производится полная обработка волнового поля ближнего ПВ. Поле отраженных волн выводится на «вертикаль» совместно с данными ГИС, выполняется стратиграфическая привязка волнового пакета и выделяется суммарная трасса однократных отражений, которая увязывается с данными сейсморазведки МОГТ. Далее обрабатываются волновые поля остальных ПВ, выделяются падающие и отраженные продольные (P) и поперечные (PS) волны. По годографам проходящих продольных и поперечных волн производится коррекция скоростной модели, рассчитываются коэффициенты анизотропии и азимутальное изменение скоростей P и PS волн. выполняется построение глубинных и временных разрезов. Интерпретация результатов проводится совместно с данными наземной сейсморазведки, строятся детальные структурные карты по нефтеперспективным отложениям, одновременно по временным разрезам рассчитываются кинематические и динамические характеристики нефтеперспективных интервалов разреза P и S волн.

На рис. 1 представлено исходное волновое поле (а), поле отраженных волн (б), а также амплитудно-частотные спектры (скв. 1414 Титпинская площадь в Удмуртской республике). Хорошо видно, что в результате обработки спектр становится равномерным и увеличивается разрешенность сейсмической записи.

Рис. 2 иллюстрирует работу программы пиковой деконволюции (скв. 201 Каракулинская площадь). Программа настраивается на сложный импульс падающих волн и вычитает его из поля отраженных волн. Полученный глубинный разрез (а) по исходному полю отраженных волн трудно интерпретировать, практически нет подошвы низкоскоростных пластов в башкирских (C2B) и турнейских (C1t) отложениях. После пиковой деконволюции (б) выразительнее становятся отражения кровли низкоскоростных пластов в верейских (C2vg) и тульских (C1tT) отложениях и появляется подошва низкоскоростных пластов (C2B и C1t).

На исходных сейсмограммах НВСП, при наличии в верхней части разреза сильной преломляющей границы, имеются хорошо выраженные обменные волны, амплитуда которых в 1,5–2 раза выше,

чем продольные волны. Совместная интерпретация глубинных и временных разрезов на продольных и обменных волнах (рис.3) позволяет не только решать структурные задачи, но и изучить упругие характеристики среды.

Год назад мы приобрели комплекс совместной обработки данных ГИС ВСП и НВСП «ЮНИВЕРС», разработанный в ЦГЭ под руководством Табакова А.А. и сейчас практически вся обработка скважинных данных проводится в нем. Точность структурных построений достигает 1-3 м., что позволяет нам работать с мало амплитудными структурами и уточнять модели месторождений нефти совместно с данными наземной сейсморазведки.

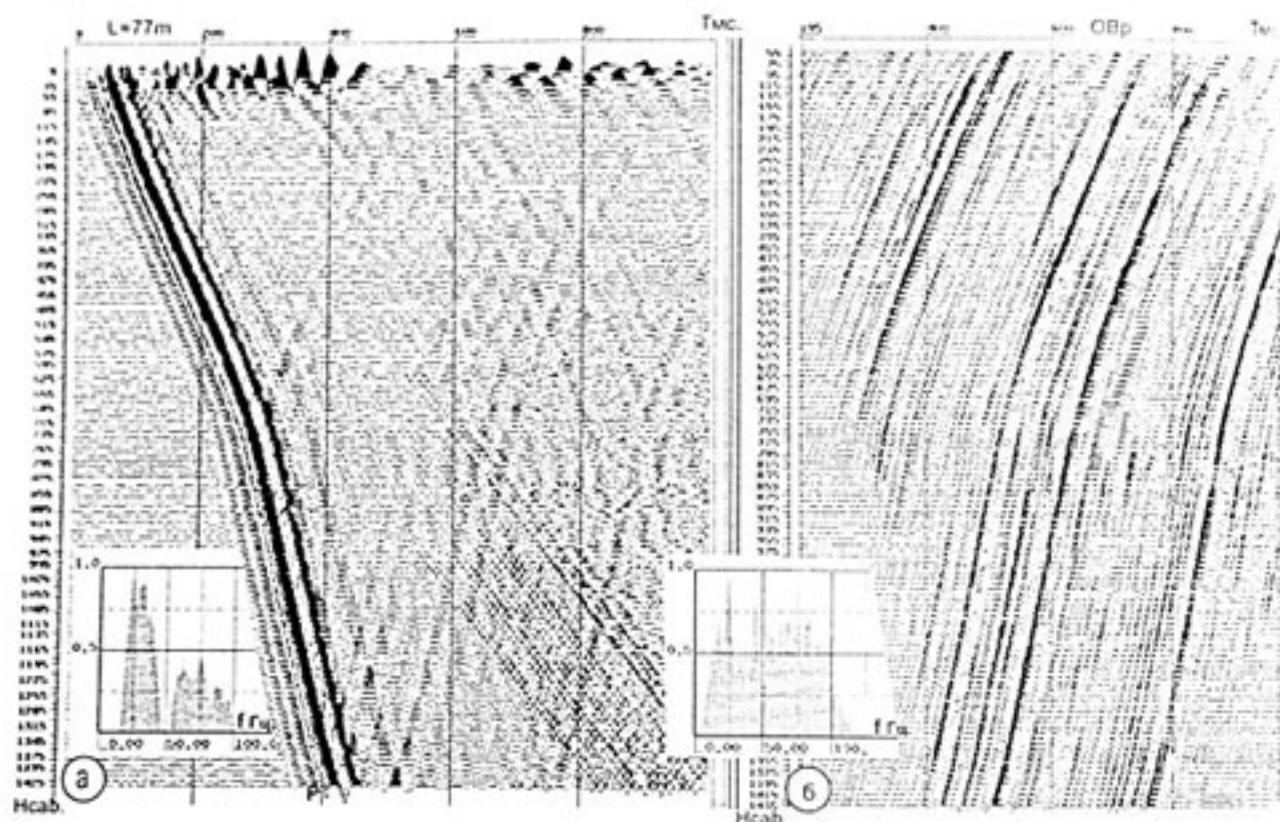


Рис. 1. Сква.1414 (Титпинская). Исходное волновое поле (а), поле отраженных волн (б) с ПВО

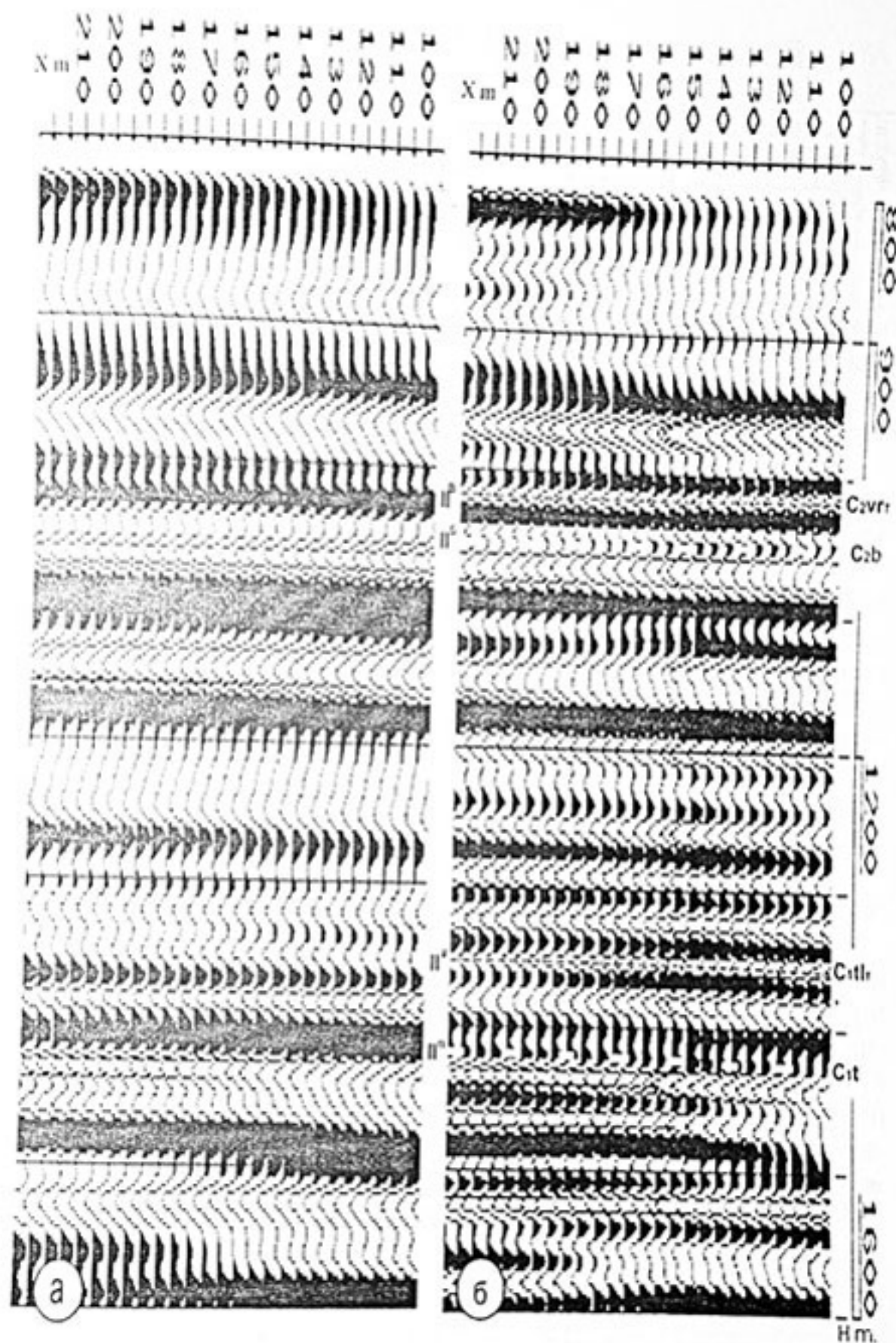


Рис. 2. Скв. 201 (Каракулинская). Глубинный разрез:
 а) до пиковой дековолуции; б) после пиковой дековолуции

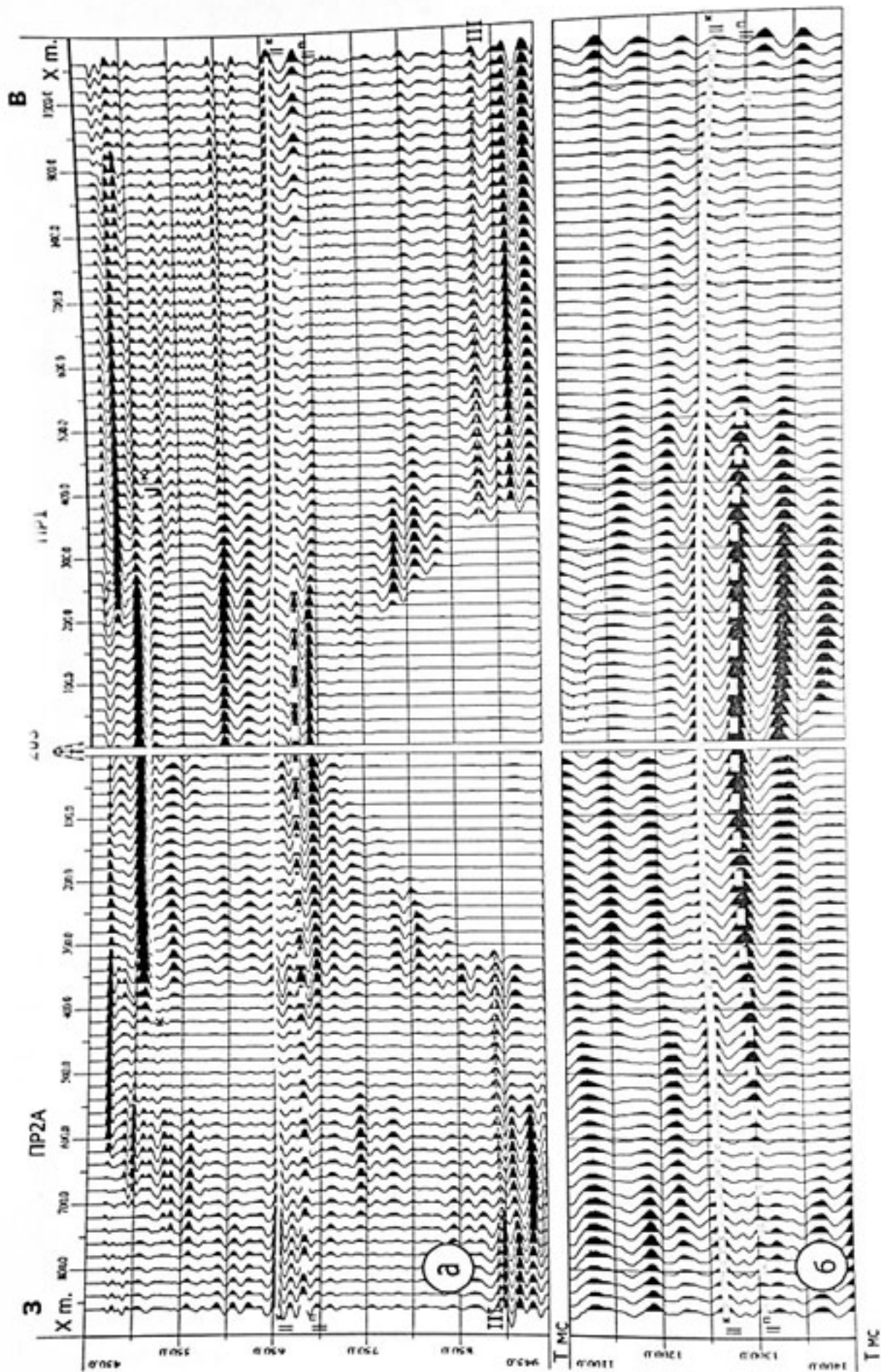


Рис.3. Скв.203 (Бородинская) Временный разрез по PR2A, ПР1; а) P-волны, б) S-волны

**УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ЛОКАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА БАЗЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ДАННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОВОЛНОВОГО
АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА И ЗС ВСП**

З.И. Газарян, Н.В. Пономарева, Ю.В. Овчаренко
СК «ПетроАльянс», г. Москва

Построение корректных геологических моделей целевых объектов возможно только при комплексировании данных, скважинной и наземной сейсморазведки. В данном докладе приводятся практические примеры эффективного использования комплексного подхода к интерпретации данных.

В компании «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» на протяжении последних лет для изучения акустических характеристик среды используется многополюсный матричный акустический зонд (МАС) разработки компании WESTERN ATLAS. Прибор МАС представляет собой 16-и канальный акустический зонд с четырьмя пьезокерамическими источниками, в котором 8 приемных каналов с двумя источниками предназначены для регистрации продольных волн (монопольная секция) и 8 приемных каналов с двумя источниками – для регистрации поперечных волн (дипольная секция). Благодаря такой конструкции за одно прохождение каротажного прибора регистрируется полная акустическая картина о целевых волнах (продольных, поперечных, Лемба-Стоунли).

Комплексная увязка данных ГИС, ВСП и ОГТ демонстрируется на рис. 1.

Моделирование сейсмических трасс по данным акустического и плотностного каротажа является важным инструментом при прогнозировании литологической изменчивости разреза по сейсмическим разрезам ВСП и ОГТ. На примере одного из месторождений Западной Сибири показаны результаты уточнения геологической модели продуктивных пластов АС9, АС10 и АС11 с целью проектирования горизонтальных скважин. Структурный план целевых пластов был уточнен по наблюдениям НВСП из 5-и пунктов взрыва и по результатам переинтерпретации наземных профилей 2D на основе точной стратиграфической привязки горизонтов и скоростной модели среды, полученной в результате интерпретации ВСП с ближнего пункта взрыва.

Прогноз латеральной литологической изменчивости целевых пластов АС9, АС10 и АС11 был выполнен на основе сейсмоакусти-

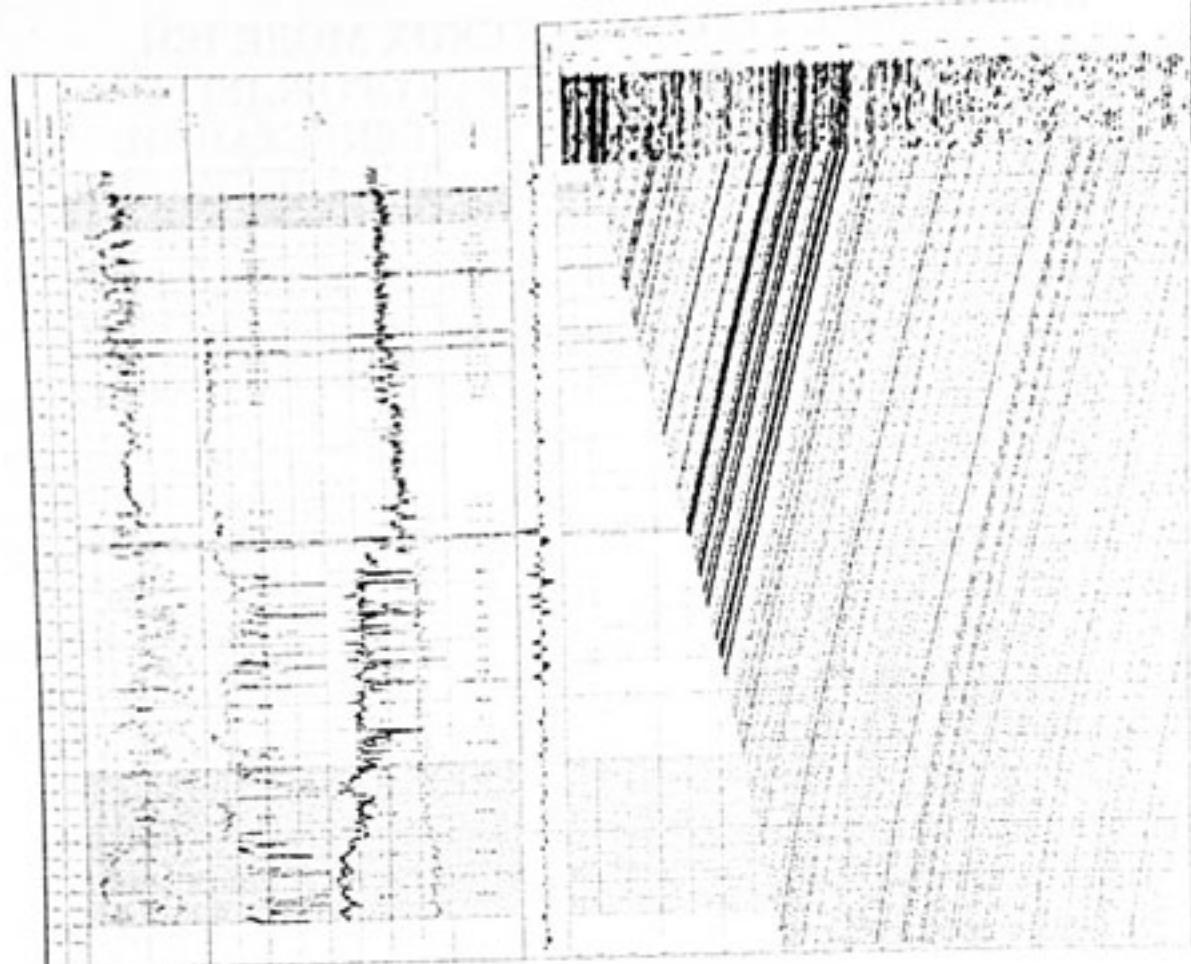


Рис. 1. Композиция материалов ГИС, ВСП и ОГТ

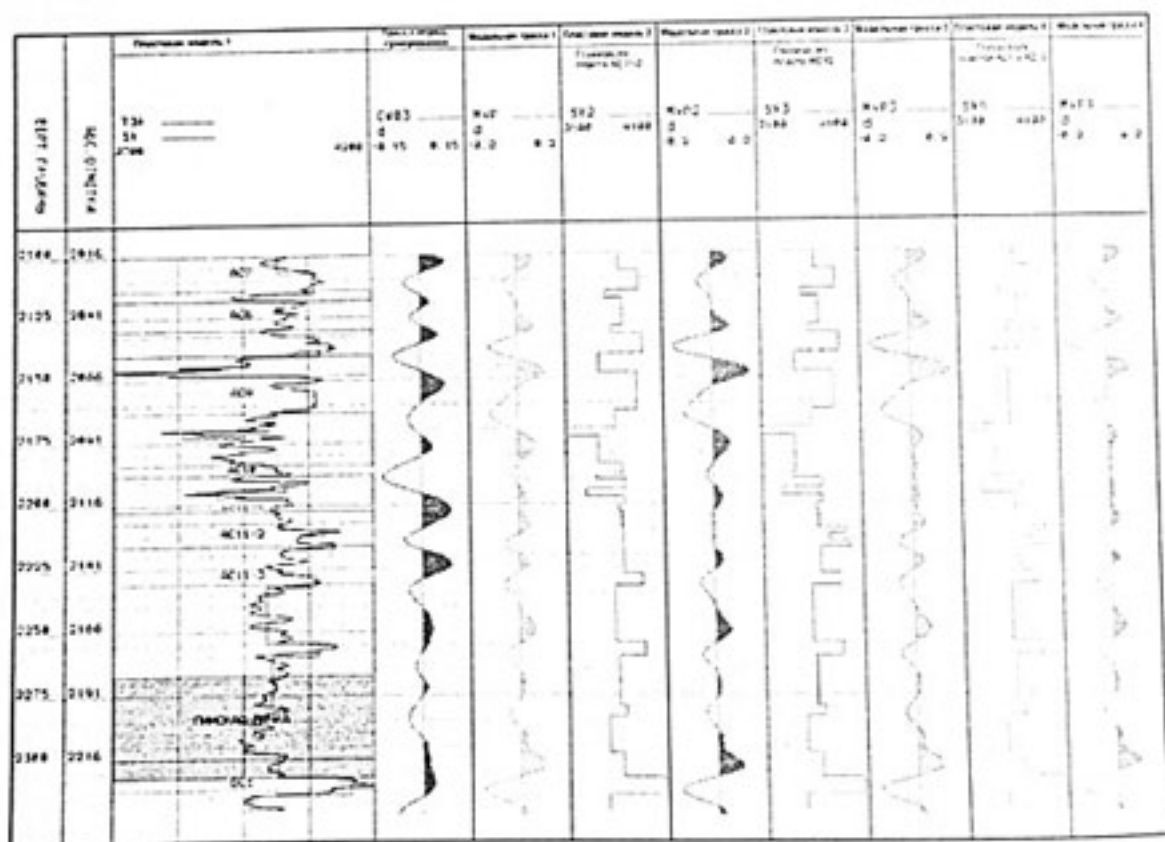


Рис. 2. Сейсмоакустическое моделирование трасс ВСП

ческого моделирования сейсмической записи и сопоставления получаемых модельных трасс с характером отражений на глубинных разрезах ВСП-ОГТ. На рис. 2. представлены модельные трассы, соответствующие различным геологическим гипотезам строения целевых пластов.

В результате сопоставления модельных и реальных трасс гипотеза глинизации целевых пластов АС9 и АС10 была отвергнута, а гипотеза замещения пористых песчаников плотными карбонатизированными разностями принята и подтвердилась бурением.

Решение задачи уточнения структурного плана и положения разрывных нарушений по данным НВСП в условиях сложного тектонического строения показано на примере одного из месторождений Нижнекуринской впадины. Использование программы построения глубинных разрезов по данным НВСП в рамках модели с произвольной геометрией границ раздела и возможностью итеративного подбора как скоростной модели среды для каждого пункта взрыва, так и наклона отражающих границ, позволило уточнить строение продуктивных горизонтов (Рис. 3 и 4).

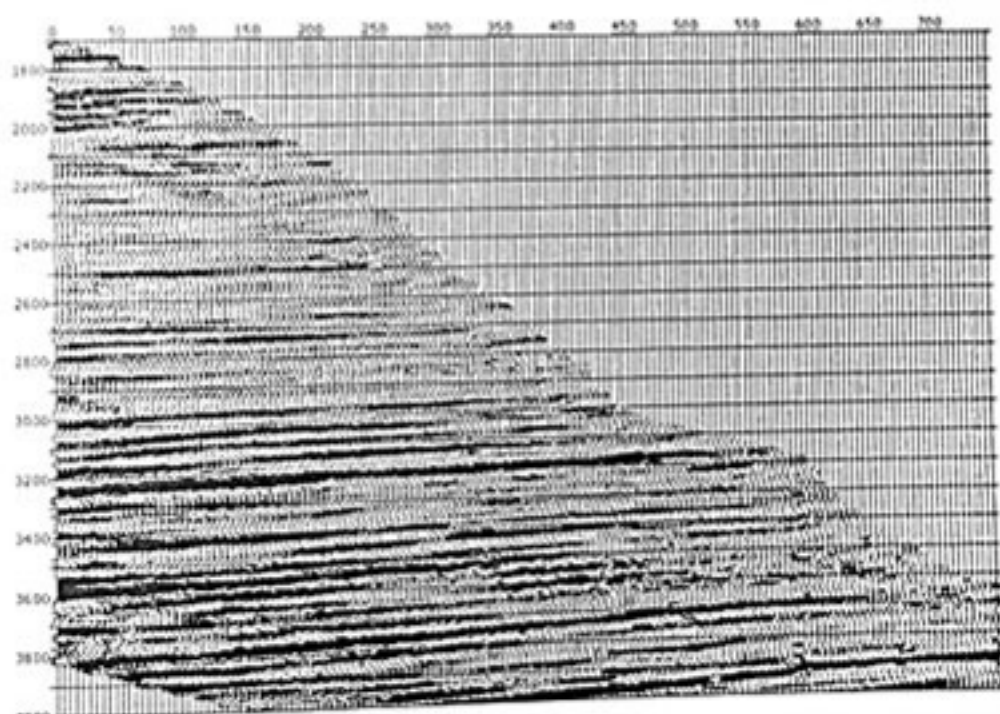


Рис. 3. Глубинный разрез ВСП-ОГТ

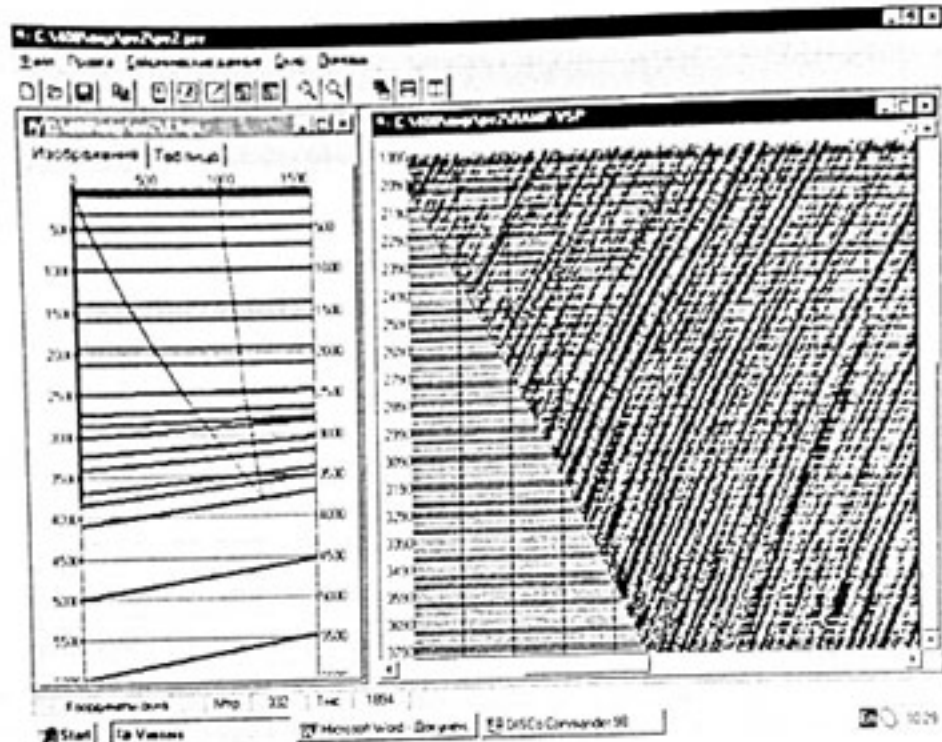


Рис. 4. Уточнение геологической модели по данным ВСП

2.1. Изучение анизотропии

ТЕСТИРОВАНИЕ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ.

Т.Э.Мухтаров*, В.И.Рыжков*, А.А.Тихонов**

*РГУ Нефти и Газа им. И. М. Губкина,

**СК «ПетроАльянс», г.Москва.

Карбонатные коллектора формируют порядка 70% промышленных месторождений нефти. Как показали исследования, проницаемость коллектора такого типа определяется в основном наличием систем упорядоченной трещиноватости [1]. Наличие систем упорядоченных трещин приводит к тому, что среда начинает проявлять зависимость измеряемых упругих параметров от направления измерения – анизотропию упругих свойств. Тип симметрии такой среды определяется сочетанием конкретных геологических факторов, характеризующих изучаемый объект. Наиболее распространенными на сегодня являются ортотропная (9 независимых упругих

постоянных) и трансверсально-изотропная (5 констант) модели анизотропных сред. Наиболее часто используемыми геологическими моделями ортотропной среды являются наличие двух квазиортogonalных систем трещин в однородном слое или наличие одной вертикальной системы трещин в горизонтально-слоистом объекте. Во многих случаях продуктивный карбонатный интервал с достаточной степенью надежности можно аппроксимировать однородным слоем с одной преобладающей системой трещин. Таким образом, для изучения анизотропии трансверсально-изотропная модель с вертикальной плоскостью симметрии имеет большое практическое значение.

На сегодня имеется несколько подходов к изучению азимутальной анизотропии скважинными сейсмическими методами [2,3]. Практически все они используют наблюдения на монотипных проходящих поперечных волнах. Наиболее надежными являются методы, основанные на вращении поляризации прямой поперечной волны, проходящей через анизотропный объект [3]. Для реализации таких методов необходимо применение дорогостоящих источников поперечных волн. Несомненным преимуществом такого подхода является наблюдение эффекта двойного лучепреломления, характерного для азимутально-анизотропной среды на прямом луче.

В работе [4] предложен способ изучения азимутальной анизотропии, основанный на наблюдениях обменных PS волн. Преимуществом использования обменных волн является возможность привлечения большого количества данных, регистрируемых из удаленных ПВ при стандартных работах НВСП. Недостатком метода является необходимость компенсации влияния геометрии луча обменной волны на измеряемые кинематические параметры.

В докладе делается сравнение методов, основанных на использовании монотипных и обменных волн, для простейших моделей сред. В качестве исходных данных используются синтетические сейсмограммы ВСП, рассчитанные лучевым методом для анизотропной модели среды. Показано, что использование обменных волн позволяет однозначно определять такие важные параметры анизотропной среды, как направление плоскости анизотропии (т.е. преимущественное направление трещиноватости) и коэффициенты анизотропии (т.е. качественно оценивать степень трещиноватости).

Литература:

1. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов 2000, Москва, НИА-Природа.
2. Alford R.M., 1986, Shear data in the presence of azimuthal

anisotropy, Dilley Texas, 56th Int. Mtg. Soc. Expl. Geophys., Exp. Abstr. Session 9.6.

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.

4. Stenin V.P., Kasimov A.N., Tikhonov A.A., Cracked Layers Characterization Using Far Offset VSP. 2002, Exp. Abstr. 10th. Int. Workshop on Seismic Anisotropy, Tutzing.

ИЗУЧЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ОБМЕННЫХ PS-ВОЛН

С.Б.Горшкалев, В.В.Карстен, К.А.Лебедев, А.В.Тригубов
ИГФ СО РАН, г.Новосибирск

В последние годы в сейсморазведке большое внимание уделяется проблеме изучения анизотропии горных пород, связанной с их микроструктурой – тонкой слоистостью, пористостью и трещиноватостью, которые определяют фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов. Наиболее успешно и надежно связанные с этой проблемой задачи решаются на поперечных волнах, у которых в анизотропных средах с упорядоченной слоистостью или трещиноватостью происходит расщепление S-волны на две S_1 и S_2 , имеющие различные скорости и поляризацию. При этом у более быстрой S_1 -волны сдвиговые колебания ориентируются параллельно плоскости тонких слоев или трещин, у более медленной S_2 – перпендикулярно к ним.

Однако для реализации этой эффективной методики необходимы импульсные или вибрационные направленные источники типа горизонтальной силы, которые в настоящее время у нас в стране не выпускаются. В связи с этим становится актуальной задача поиска других альтернативных методов изучения анизотропии горных пород. Одним из таких перспективных направлений является применение обменных PS-волн, для возбуждения которых могут быть использованы те же ненаправленные источники, что и для продольных волн. Возможность применения при ВСП проходящих PS-волн даже в условиях многослойных анизотропных сред базируется на том обстоятельстве, что вышележащие анизотропные слои, через которые волна проходит как продольная, мало влияют на параметры поляри-

зации тех обменных волн, которые формируются ниже подошвы последнего из этих слоев. Поскольку при обмене образующиеся PS-волны поляризуются в лучевой плоскости, при их использовании требуются два ортогонально расположенных относительно скважины ПВ; в этом случае смещения частиц возникающих S-волн оказываются ориентированными в перпендикулярных направлениях, как при горизонтальных воздействиях X и Y в методе поперечных волн. После акта обмена волны PS несут в себе ту же информацию о среде, что и монотипные поперечные S-волны. Используя эти волны, можно по данным двухкомпонентной регистрации x и y определить параметры нижележащих анизотропных пластов, не прибегая к послойной компенсации влияния на поляризацию вышележащих слоев.

Впервые возможность применения проходящих обменных PS-волн для изучения вертикальной трещиноватости с использованием метода псевдповращения был предложен в 1995г. К.Макбетом при морских наблюдениях ВСП. Им показано, что при совместной обработке данных из двух идентичных, равноудаленных и вынесенных в ортогональных направлениях ПВ, можно определить поляризацию нисходящих поперечных волн S_1 и S_2 , образовавшихся в результате расщепления PS-волны в анизотропном интервале разреза. Однако, при работах на суше применение предложенной методики поляризационной обработки, аналогичной методике и алгоритму обработки возбуждаемых из одного ПВ поперечных волн, не всегда корректно. При сложном рельефе и орографии местности два разнесенных по площади ПВ могут характеризоваться различным строением ВЧР, иметь разные альтитуды и величины удалений от устья скважины, разницу между азимутами выносов, не равных 90° . Эти отличия приводят к тому, что амплитуды и времена падающих на кровлю (подошву) анизотропного слоя продольных P-волн из ПВ1 и ПВ2 становятся не равными, что приводит к неидентичности возникающих при обмене поперечных волн и большим погрешностям в определении параметров анизотропии при их совместной поляризационной обработке.

Для компенсации и устранения возникающих погрешностей в ИГФ СО РАН разработаны модифицированные алгоритмы метода псевдповращений, выравнивающие времена и амплитуды анализируемых волн. В общем случае он имеет следующий вид:

$$U_3(t, H) = K_1^A U_1(t, H) + \alpha(H) K_2^A U_2(t + \Delta t(H); H)$$

где $U_1(t, H)$ и $U_2(t, H)$ – волновые поля, зарегистрированные из ПВ1 и ПВ2; $U_3(t, H)$ – синтезированное из U_1 и U_2 волновое поле в заданном направлении;

$\alpha(H)$ – коэффициент, выравнивающий амплитуды волн из ПВ1 и ПВ2;
 K_1^A и K_2^A – коэффициенты, компенсирующие не ортогональность азимутов ПВ1 и ПВ2;
 $\Delta t(H)$ – статические поправки за альтитуды ПВ1 и ПВ2 и мощность ВЧР.

Для оценки возможностей применения и точности определения параметров анизотропии по модифицированным алгоритмам псевдovращения было проведено математическое моделирование волновых полей ВСП и способов анализа и обработки обменных PS-волн. В качестве упругой модели среды для расчета была выбрана 11-слойная модель Восточной Сибири, хорошо исследованная нами ранее. Отличительной особенностью этой модели является наличие двух азимутально-анизотропных интервалов, один из которых соответствует верхней части разреза, а другой – продуктивным венд-рифейским отложениям. Анизотропные интервалы относятся к трансверсально-изотропному типу симметрии с горизонтальной осью под углом 90° от направления оси «Х». Расчет волновых полей был выполнен в ИВМиМГ СО РАН по конечно-разностному методу с варьированием альтитуды источников и мощности ВЧР, разными удалением ПВ от устья скважины и азимутами их удалений. В качестве источника возбуждения использовалась вертикальная сила с формой импульса Пузырева Н.Н.

Волновое поле, рассчитанное для этой модели, имеет достаточно сложный характер. В первых вступлениях регистрируется прямая продольная волна, четко прослеживающаяся по всему интервалу глубин на r - и z -компонентах. В последующих вступлениях отмечаются нисходящие и восходящие PS-волны, интерферирующие между собой. Наиболее четко они прослеживаются в лучевой плоскости на r -компоненте. Тангенциальные компоненты PS-волн с точками обмена в интервале глубин с изотропными свойствами имеют практически нулевую интенсивность, а в интервале анизотропных рифейских отложений они становятся соизмеримыми с амплитудами по радиальной компоненте. Записи отраженных PS-волн на r - и t -компонентах имеют меньшую интенсивность и прослеживаются в интерференции с монотипной поперечной и нисходящими PS волнами.

Поляризационная обработка волновых полей, рассчитанных для перечисленных выше ситуаций отличия параметров возбуждения на ПВ1 и ПВ2, велась с использованием соответствующих этим отличиям модифицированным алгоритмам псевдovращения в следующей последовательности:

- определение поправочных коэффициентов и ввод их в волновые поля для устранения неидентичности анализируемых PS-волн по кинематическим или динамическим признакам;
- расчет и построение для нескольких глубин наблюдений двух следящих азимутальных сейсмограмм (основной и побочной) для определения азимута главных направлений симметрии изучаемого интервала среды. Критерием выделения чистой поперечной волны S_1 (или S_2) является нулевая интенсивность на побочной компоненте приема, ортогональной азимуту синтезированного направления источника;
- расчет и построение для определенного азимута симметрии монтажей сейсмограмм радиальной и тангенциальной компонент для двух синтетических ортогональных воздействий X' и Y' , с целью выделения чистых быстрой S_1 и медленной S_2 волн;
- построение вертикальных годографов волн S_1 и S_2 , определение по ним скоростей и коэффициента анизотропии $K = \dot{V}_{s1} / \dot{V}_{s2}$.

Проведенная обработка показала, что модифицированные алгоритмы псевдповращения позволяют во всех промоделированных ситуациях надежно и с хорошей для практических целей точностью определять все основные параметры анизотропии. При использовании падающих PS-волн отклонения от заданных в модели величин не превышали для направления симметрии среды 1° , для скоростей волн S_1 и S_2 составляли 0,4 - 3,4%, а для коэффициента анизотропии не превышали 1,0%. Для отраженной от подошвы нижнего анизотропного слоя PS-волны эти величины имели тот же порядок при условии ослабления интерферирующих падающих обменных волн f -к фильтрацией. Использование при поляризационной обработке нескольких обменных волн (падающих и отраженных) позволяет получить несколько независимых оценок искоемых параметров анизотропного слоя, что повышает их надежность и точность.

В качестве иллюстрации выполненной обработки на рис. 1 приведен пример выделения чистых быстрой S_1 и медленной S_2 волн, зарегистрированных из источников ПВ1 и ПВ2, расположенных на разных расстояниях от устья скважины ($R=400$ и 600 м) при азимутах выноса, различающихся на 100° . Наблюдавшиеся на исходных сейсмограммах различия во временах регистрации и амплитудах одноименных PS-волн были скомпенсированы применением модифицированных алгоритмов, что позволило определить направление симметрии среды с точностью до 1° .

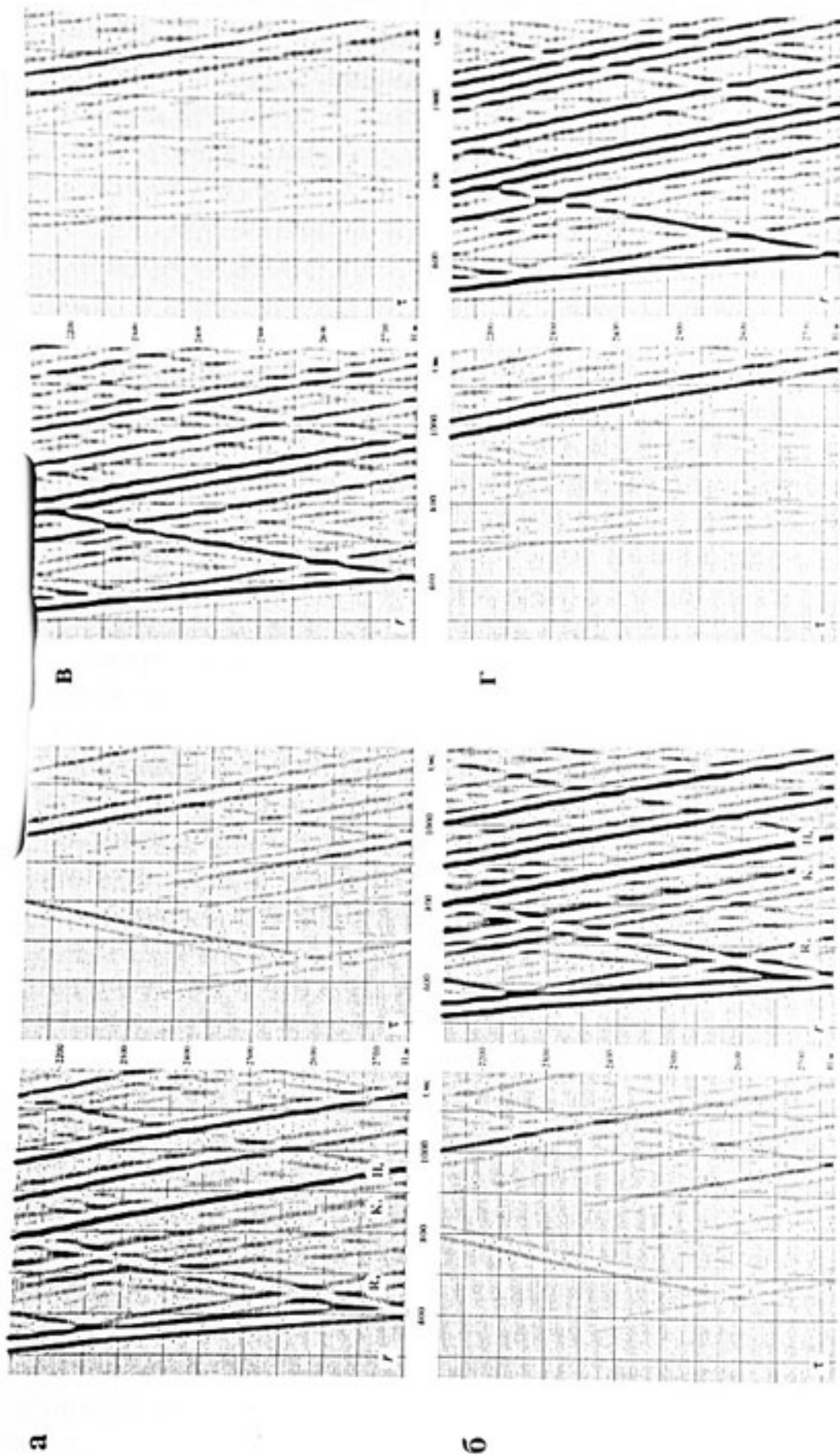


Рис. 1. Слева: исходное волновое поле, а — азимут 20° , вынос источника 400 м, б — азимут 280° , вынос источника 600 м. Источник — вертикальная сила. Справа: Результат псевдповорачивания по формулам (3б), направление синтетического воздействия: в — 180° , г — 90° . Перед операцией псевдповорачивания проведена компенсация разности времени прихода обменной PS-волны от разных источников и манюлено азимутное наращивание PS-волн. r — радиальная, τ — тангенциальная компонента

В целом проведенные и опробованные на модельных материалах ВСП исследования показали, что при изучении параметров анизотропии в многослойных анизотропных средах с произвольными горизонтальными направлениями осей симметрии могут с успехом использоваться падающие и отраженные обменные волны. Полученные результаты открывают перспективы использования при изучении анизотропии не только горизонтальных направленных источников, но и симметричных взрывных воздействий, которые повсеместно используются для возбуждения продольных волн.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ КАРОТАЖА В АНИЗОТРОПНОЙ ОБРАБОТКЕ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ МОРСКИХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

С.Черкашнев, С.Линей, Р.Бэйл, М.Уилер.

Шлюмберже, Англия, г.Гатвик

Обработка многокомпонентных морских сейсмических данных, полученных с применением донной косы (Ocean Bottom Cable), до сих пор является сложной геофизической задачей. Обычно, трудности, сопровождающие стандартную обработку Р-волн, осложнены проблемами, связанными с определением скоростей поперечных волн, асимметричным распространением лучей, более сложным эффектом анизотропии и зачастую увеличением поглощения. Мы хотим представить нашу собственную методику построения и калибровки околоскважинной анизотропной скоростной модели и продемонстрировать ее применение для обработки данных ОВС.

Комплексная обработка результатов донных сейсмических исследований с использованием каротажной информации требует использования большого объема различных скважинных данных, включая дипольный акустический каротаж и различные виды ВСП. При построении исходной скоростной модели по дипольному акустическому каротажу можно определить продольные и поперечные скорости с высоким вертикальным разрешением. Данные вертикального ВСП необходимы для получения вертикальной скорости продольных волн, а также для калибровки акустического каротажа. ВСП с удаленным пунктом взрыва (Offset VSP) дает информацию о скорости поперечных волн, идентификацию обменных волн и позволяет наилучшим образом определить поглощение поперечных волн.

ВСП с многоточечными пунктами взрыва (walkaway VSP) позволяет оценить уровень анизотропии и калибровать AVO.

Стадиями обработки, на которых применение околоскважинной скоростной модели дает наибольший эффект, являются: компенсация геометрического расхождения и поглощения, кинематические поправки для разных типов волн, бинирование по принципу общей обменной точки (CCP binning), мьютинг и преобразование расстояние-угол для AVO. Нами также использовалась одномерная анизотропная модель для глубинной миграции и AVO анализа. Одним из преимуществ использования этой модели является то, что обработка сейсмических данных может производиться непосредственно в глубинном масштабе. Стандартная обработка во временном масштабе также выигрывает от более упрощенной процедуры введения кинематических поправок и CCP binning.

Использование калиброванной анизотропной околоскважинной скоростной модели помогает избежать многих проблем при обработке данных ОВС и может применяться для повышения уровня проектирования разведочных работ, интерпретации и контроля качества. Представленные нами преимущества интеграции каротажной информации в обработке данных ОВС подтверждают целесообразность использования скважинных данных при решении не только проблем, связанных с обработкой данных ОВС, но также эффективность их применения в обработке и интерпретации традиционной поверхностной сейсмики.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБМЕННЫХ ПАДАЮЩИХ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ВСП ДЛЯ ОСВЕЩЕНИЯ СТРОЕНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

А.А.Табаков*, И.Е.Солтан*, В.Н.Ференци**, Д.С.Чулкин*, А.Г.Пак*

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

При наблюдениях ВСП с источником, значительно удаленным от скважины (более 1.5 км), существенно ухудшаются условия освещения верхней части разреза отраженными продольными волнами. Это объясняется тем, что углы подхода лучей отраженных продольных волн к точкам приема увеличиваются, а, следовательно, область освещения околоскважинного пространства уменьшается. К тому же ухудшаются условия выделения этих волн на разрезе ВСП из-за силь-

ной интерференции их в области первых вступлений как между собой, так и с падающими и головными волнами. В то же время глубокие границы для таких наблюдений хорошо освещаются продольными отраженными волнами.

Принципиально иная ситуация возникает, если для освещения границ в верхней части разреза применить обменные поперечные волны. Такие волны хорошо выделяются на разрезе ВСП, так как наблюдаются на больших временах по отношению к временам первых вступлений, и освещают значительно большие интервалы границ в верхней части разреза, так как имеют существенно меньшие углы в точках приема.

Эта особенность распространения обменных поперечных волн создает благоприятные условия для получения хорошего изображения верхней части геологического разреза в окрестности скважины. В то время как изображение среды для глубоких границ при существенном удалении источника от скважины может быть, по-прежнему, получено на отраженных продольных волнах.

Алгоритм построения изображения основывается на определении всех глубин (трасс) и времен амплитуд в поле обменных падающих поперечных волн, соответствующих точкам преломления луча на текущей преломляющей границе и перемещении значений этих амплитуд в выходное глубинное изображение на позиции, определяемые координатами этих точек преломления.

После перемещения амплитуды ее значение умножается на коэффициент, приводящий коэффициент преломления соответствующего луча в точке преломления, зависящий от угла падения, к коэффициенту нормального отражения в этой точке. Этот коэффициент рассчитывается с учетом модели среды.

И так для всех преломляющих границ, в качестве которых используются не только реальные границы модели среды, но и фиктивные, назначаемые между границами для обеспечения требуемой густоты точек в выходном изображении.

Кроме того, применяется интерполяция для обеспечения непрерывности трасс в выходном изображении. Поле обменных падающих поперечных волн предварительно выделяется в результате применения процедуры селекции волн по кажущимся скоростям. Могут обрабатываться как однокомпонентные, так и трехкомпонентные трассы.

В результате применения программы, написанной по данному алгоритму, получено кондиционное изображение на обменных па-

дающих поперечных волнах, что говорит об очень хороших перспективах применения метода.

Литература:

1. И.Е. Солтан, А.А. Табаков, П.И. Чистов, В.Н. Ференци. Оценка истинных амплитуд изображений околосоляквинного пространства на продольных и поперечных волнах с использованием лучевых преобразований векторных волновых полей ВСП на базе трехмерной модели среды. В сб-ке «Гальперинские чтения -2001». Тезисы докладов. Москва 29-31 октября 2001г. с 17-20.

2.2. Выделение литологических неоднородностей и тектонических нарушений

ВЫДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДИКИ НВСП НА СКВАЖИНЕ 50П ТЕВЛИНО-РУССКИНСКОЙ

Л.Л. Преженцева, А.А. Преженцев
ООО «КозалымНИПИнефть», г.Козалым

Интерпретация материалов ГИС и результаты испытаний показывают, что в скважине 40 Западно-Тевлинской (расположенной вблизи пересечения профилей 1597016 и 1597007) пласт ЮС1 – водоносный (на отметке –2856 м). А в скважине 50П Тевлино-Русскинской, пласт ЮС1 вскрыт на отметке –2876 м (то есть гипсометрически ниже), но при его испытании был получен приток нефти. Результат обработки материалов на профиле ВСП-ОГТ из удаленного пункта взрыва дает основание предполагать, что в районе скважины 50П Тевлино-Русскинской имеется локальная линза песчаников ЮС1, которая вероятно, не имеет гидродинамической связи с песчаной линзой, расположенной юго-восточнее (в районе скважины 40 Западно-Тевлинской).

На разрезе НВСП, полученном в районе скважины 50П, выделена ограниченная отражающая площадка, которая является доказательством того, что в пласте ЮС1 имеется ограниченная линза песчаников. Это явилось критерием для выделения этой линзы на рядом расположенных параллельных профилях ОГТ. На временных разрезах ОГТ границы выделенной линзы проявляются только изменением интенсивности отражающего горизонта, отождествляемого

с пластом Ю1. Ее западной границей является дизъюнктивное нарушение, которое проявляется на всех сейсмических отражающих горизонтах относительно резким изменением интенсивности в юрско-неокомской части разреза.

Выделенная линза пространственно расположена в пределах структурного мыса, который, вероятно, в позднеюрское время представлял собой приподнятый участок, и соответственно в его пределах отлагались песчаные разности (в условиях морского мелководья). На профиле ОГТ 1597020 между горизонтами «М» и «Г» отмечаются изменения временной мощности, которые можно интерпретировать как наличие поднятия, в районе скважины 50, в сенманском веке. В пределах этого палеоподнятия в сенманском веке очевидно сформировалась нефтяная залежь (во время главной фазы формирования нефтяных залежей в Западной Сибири). На структурной карте по горизонту «Г» этот участок выделяется в виде депрессионной зоны. То есть в палеогеновый период этот блок опустился, но сформированная ранее залежь сохранилась. Известно, что при наличии гидродинамической связи между прослоями залежь может удерживаться гидродинамическим экраном. Подобная ситуация выявлена на Кетовском месторождении.

Выполненная привязка и анализ временных разрезов (часть из них была дообработана в соответствии с результатами обработки материалов ВСП) позволяет утверждать, что ачимовские песчаные пласты БС18-19 и БС20-22 состоят из отдельных песчаных прослоев. На каждом из профилей отмечаются заметные смещения t_0 (достигающие 5-10 мс), а также изменения амплитуд. Такие вариации динамических и кинематических параметров можно интерпретировать как выклинивания отдельных прослоев. Но границы отдельных линз по временным разрезам, отработанным через 1-2 км, однозначно прокоррелировать по площади (закартировать) практически невозможно. Для картирования таких линз необходимо проведение сейсмических работ по методике 3-Д. Одной из особенностей этих линз является то, что их границы пространственно тяготеют к границам дизъюнктивных нарушений. Относительно нефтеносности пласта БС18-19, которая выявлена при испытании скважины 40 Западно-Тевлинской, можно предполагать, что она вторичная, то есть сформировалась путем миграции из ниже залегающего пласта Ю1. Аналогичная ситуация выявлена на Северо-Кальчинском месторождении на котором нефтяные залежи имеются в ачимовской толще, а пласт Ю1 водоносен. Наиболее вероятно, что такая миграция могла

происходить в палеогеновый период, когда современный структурный план в основном уже сформировался и вторичные залежи формировались, в наиболее приподнятых зонах, связанных дизъюнктивными нарушениями (или зонами трещиноватости) с нижезалегающими пластами.

Имеющиеся материалы показывают, что в интервале, отождествляемом с ачимовской толщей, отражающие горизонты характеризуются субгоризонтальным положением, это является одним из признаков, характеризующих возможность формирования песчаных пластов. Вероятнее всего на исследуемой территории повсеместно имеются песчаные пласты в ачимовской толще, но при этом практически нет сплошных пластов, и в большинстве случаев отдельные линзы перекрываются в плане.

Таким образом, выполненные исследования по методике НВСП показали, что в районе скважины 50П в пласте Ю1 выделяется локальная песчаная линза, что позволило в свою очередь выделить и закартировать ее по разрезам ОГТ. На основании проведенных исследований рекомендовано заложение двух разведочных скважин. Основная цель бурения скважин – изучение нефтеносности пласта ЮС1. При этом имеется вероятность, что песчаники ачимовской толщи (пласты БС18-20) окажутся нефтеносными. Немаловажным обстоятельством является то, что высокая амплитуда отражений ачимовской толщи в скважине 50П Тевлино-Русскинская не является критерием наличия песчаников; на профиле 1597005 отражающий горизонт, сопоставляемый с кровлей песчаников пласта БС18-19 (в интервале пикетов 9300-9900), характеризуется малой амплитудой (отражающий горизонт динамически слабо выражен).

ВЫДЕЛЕНИЕ МАЛОАМПЛИТУДНЫХ ДИЗЪЮНКТИВНЫХ НАРУШЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДИКИ НВСП

Преженцева Л.Л., Преженцев А.А.
ООО «КогалымНИПИнефть», г.Когалым

В Западной Сибири часто встречаются ситуации, когда водо-нефтяной контакт (ВНК) на отдельных участках месторождений (в отдельных скважинах) отличается от общепринятого на остальной площади месторождения. При подсчете запасов приходится либо принимать, что имеется наклон ВНК, либо рисовать какие-то доста-

точно условные линии глинизации коллектора. В ряде случаев на временных разрезах ОГТ достаточно однозначно выделяются дизъюнктивные нарушения, при условии, что амплитуда этих тектонических нарушений превышает 10 м. Но в Западной Сибири часто встречаются ситуации, когда амплитуда дизъюнктивных нарушений мала (менее 10 м), в этих случаях их однозначное выделение по разрезам ОГТ невозможно.

На разрезах НВСП (не продольное вертикальное сейсмическое профилирование) выделяются дифрагированные волны (помехи), которые являются признаком наличия дизъюнктивных нарушений. На разрезах ОГТ малоамплитудные нарушения (амплитудой менее 6-15 м) явно не выделяются, иногда их наличие предполагается только по изменению амплитуды отражений. Но на разрезах НВСП, проходящих рядом с разрезами ОГТ, выделяются дифрагированные волны. Одной из основных причин такой ситуации является более высокая разрешающая способность разрезов НВСП и отсутствие сглаживающего эффекта, так как разрезы НВСП являются однократными (или двукратными).

На Сыморьяхском месторождении (ТПП «Ураинефтегаз»), в районе скважины 10548 имеет место пример именно такой ситуации. На глубинных разрезах, полученных после обработки материалов НВСП по двум лучам, выявлена ситуация, которая в принципе для Западной Сибири характерна: видимые перепады глубин достигали 50-70 м на расстоянии 1 км. После вычитания волн-помех разрез приобрел классический вид, характерный для временных разрезов ОГТ, то есть с субгоризонтальными отражающими горизонтами.

Основным достоинством обработки данных НВСП в данном случае явилось выделение дифрагированных волн, которые являются основным доказательством наличия дизъюнктивных нарушений. Дифрагированные волны в таком явном виде не выделились даже после сейсмических работ 3-Д. На этом основании можно утверждать, что в юрско-неокомском интервале разреза (за исключением клиноформ) углы наклона более $2-3^{\circ}$ обусловлены, главным образом, наличием тектонических нарушений, которые из-за малой амплитуды на разрезах ОГТ в большинстве случаев не выделяются.

При корреляции отражающих горизонтов на разрезах НВСП только учет того, что в действительности мы имеем дело с дифрагированными волнами, и их последующее вычитание позволяет в большинстве случаев получить волновое поле, отражающее истинную геологическую ситуацию. Но при этом мы нивелируем малоампли-

тудные дизъюнктивные нарушения, и на окончательном разрезе НВСП очень часто не остается практически никаких признаков тектонического нарушения.

Рассмотренный пример свидетельствует о том, что в реальном геологическом разрезе, очевидно, достаточно много малоамплитудных дизъюнктивных нарушений, которые в ряде случаев могут объяснить различия ВНК в близко расположенных друг от друга скважинах. Очевидно, это является одним из обоснований необходимости проведения исследований по методике НВСП (ВСП) в ситуациях, когда трудно объяснить колебания ВНК в пределах участка, где предполагается единая залежь. Но при этом приходится учитывать ограничение метода: малая протяженность разрезов НВСП. Как правило, на разрезах НВСП реальная геологическая ситуация отображается не более чем на расстоянии 0.9-1.1 км от исследуемой глубокой скважины (при удалении пункта возбуждения 2-2.2 км).

Глубинные разрезы ВСП-ОГТ освещают изменение околоскважинного пространства в пределах лучей 1000-1100м, ориентированных на север и восток от скважины 10548 Сыморьяхской. Основной особенностью исходных разрезов НВСП является наличие интенсивных дифрагированных волн. По сравнению с разрезами ОГТ, разрез получается сильно растянутым по горизонтали, поэтому эти волны-помехи не выделяются явно, а создают ложную картину сильных наклонов отражающих горизонтов. Как показывает опыт работ по другим ТПП, от этих помех не всегда удается корректно избавиться (вычистить), так как в ряде случаев при этом и полезная запись может ослабиться до такой степени, что практически исчезают все отражающие горизонты.

Рассмотренный пример дает основания утверждать, что в случае малоамплитудных дизъюнктивных нарушений, даже при наличии сейсмических работ по методике 3-Д, исследования НВСП могут дать прирост информации. Поэтому наличие сейсмических работ 3-Д, нельзя рассматривать в качестве критерия отказа от исследований НВСП.

ОЦЕНКА РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ВСП ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ МАЛОАМПЛИТУДНЫХ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ

М.М.Кравцова*, А.А.Тихонов**

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

Одной из задач ВСП является изучение строения околоскважинного пространства с целью установления структурных особенностей геологического разреза [1]. Важным фактором структуры разреза является наличие малоамплитудных разрывных нарушений в пределах продуктивного интервала зачастую, контролирующих коллекторские и эксплуатационные свойства пласта.

Как правило, выделение малоамплитудных разломов по данным наземной сейсморазведки невозможно ввиду следующих факторов [1,2]:

- пониженная по сравнению с ВСП разрешенность сейсмической записи;
- применение процедур автоматической коррекции статических сдвигов;
- использование процедур когерентной фильтрации;
- использование миграционных преобразований по алгоритму Кирхгофа.

С учетом этих факторов применение НВСП для обнаружения малоамплитудных разломов вблизи скважины представляется более обоснованным. При этом важным является ответ на вопрос о возможностях и ограничениях наблюдений в скважине при выделении субвертикальных сдвиговых дислокаций малой (первые метры) амплитуды.

В представляемой работе оценка разрешающей способности ВСП делается на основании расчетов синтетических волновых полей. Для расчета синтетических сейсмограмм выбран лучевой метод.

Преимуществом использования лучевого метода является возможность точно задавать геометрию луча и прямо оценивать моделируемые эффекты. Недостатком использования является отсутствие в сейсмограмме всех волн, регистрируемых в полном волновом поле и, как правило, затрудняющих решение задачи.

В качестве сейсмического импульса использовался сигнал, получаемый после проведения деконволюции по форме падающего сигнала при проведении обработки реальных данных.

В работе приводятся материалы, иллюстрирующие расшифровку типа волн, связанных с неоднородностью типа малоамплитудного разлома. Оценка разрешающей способности делается по глубинным сейсмическим разрезам, являющимся результатом миграции синтетических сейсмограмм ВСП.

Литература:

1. Гальперин Е.И., 1977. Поляризационный метод сейсмических исследований. М., Недрa, 1977. 276. с.

2. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка, изд. третье, М., Недрa, 1980.

3. Мешбей В.И. Методика многократных перекрытий в сейморазведке. М.: Недрa, 1985.- с. 264.

*Раздел 3. Решение задач нефтепромысловой геологии
и мониторинга; промысловая сейсмика*

**О ПРОМЫШЛЕННОМ СТАНДАРТЕ
ПРОМЫСЛОВОЙ СЕЙСМИКИ**

А.В. Феоктистов, В.А. Феоктистов.

ЗАО "Геофизсервис", г. Саратов

Современная методика комплексирования наземной сейсморазведки МОГТ 2Д/3Д, бурения, ГИС и скважинной сейсморазведки ВСП-НВСП в поляризационной модификации получила название «промысловая сейсмика» за счёт расширения круга решаемых задач по детальному изучению околоскважинного пространства на этапе разведки и эксплуатации месторождений.

Сложность любого месторождения связана со значительной пространственной неоднородностью пористости, глинистости, трещиноватости, флюидонасыщения и т.д. Об этих пространственных изменениях нельзя получить сколько-нибудь детальное представление из опробования скважин, каротажа или анализа керна. Можно надеяться их определить лишь с помощью дистанционных геофизических измерений, в частности, сейсмических [1, 2]. Физическим обоснованием такой возможности служат исследования параметров и характеристик, связанных со скоростями и затуханием сейсмических волн в пористых и трещиноватых породах. Были установлены их тесные связи с пористостью, глинистостью, типом и фазовым состоянием флюидов, а также напряженно-деформированным состоянием и температурой среды [2, 3]. Очевидным приложением результатов таких исследований являются технологии измерения сейсмических параметров с последующим их пересчётом через петрофизические зависимости в геологические параметры среды. Известны примеры решения таких «тонких» задач, как картирование пористости и проницаемости, обнаружение аномального порового давления, обнаружение трещиноватости и движения газовой шапки, прослеживание тепловых фронтов, заводнения, границ пара в продуктивном пласте, распределение многолетней мерзлоты [3]. Промысловая сейсмика - одна из таких технологий, ядром которой является поляризационный метод ВСП (ПМ ВСП) [4, 5].

Основой для решения сложных задач служат: расширение количества измеряемых параметров (трёхкомпонентная регистрация) совместная интерпретация волн разных типов и интегрированная ин-

терпретация разнородной геолого-геофизической информации (кern, ГИС, АКШ, ГГК-п, МОГТ, МПГС, МПВ, ПМВСП-ПМНВСП, ГДИ и др.). Используются амплитудно-фазовые характеристики полного вектора сейсмических колебаний упругих волн для прогнозирования петрофизических и ёмкостных свойств резервуаров - пористости, проницаемости, глинистости, песчанности, трещиноватости, характера насыщения, напряжённого состояния среды и для оптимизации решения задач разработки месторождений.

Впервые промышленный стандарт промысловой сейсмики, определяющий перечень задач и средства их решения, был представлен в работах Гальперина Е.И. в 1980-82 г.г. [4,5]. Им же были предложены и организационные решения: одновременное планирование буровых и сейсмических работ создание специальных партий промысловой сейсмики для одновременных наземных и скважинных наблюдений.

Научно-практическая конференция «Гальперинские Чтения-2001» (29-31 октября 2001 г., г. Москва) показала, что эти работы носят уже производственный характер в стародобывающих районах Украины, Белоруссии, Татарстана [6]. Однако, в большинстве сервисных геофизических компаний выполняются лишь отдельные элементы промысловой сейсмики. Основной упор делается на решение структурных задач, которые определяют поисковый этап и почти не задействуют огромный потенциал ПМ ВСП. На этапах разведки и эксплуатации месторождений фактическим лидером (ядром промысловой сейсмики) становится сейсморазведка МОГТ-3Д, ставшая уже многокомпонентной [7, 8]. Трёхмерная сейсморазведка осуществляет картирование стратиграфических, литологических, сложно-экранированных ловушек, планирование боковых и горизонтальных стволов, изучение пространственного распределения пористости и проницаемости, изучение карбонатных коллекторов. В материалах конференции «Геомодель-2000», «Геомодель-2001» и «Геомодель-2002» доказывается, что в сложной геологической обстановке AVO-анализ даёт возможность определить:

1-латеральные изменения типа порового флюида, которые важны сами по себе и могут быть связаны с латеральными вариациями степени трещиноватости;

2- степень анизотропии, возможно связанной с однообразно ориентированной трещиноватостью;

3-распределение истинных (интервальных) скоростей S-волн, необходимых для оценки напряжённого состояния среды.

При этом скорости S-волн рассчитываются по полю P-волн. Возникает вопрос, нужны ли многокомпонентные измерения в скважинах (ПМ ВСП, многоволновая акустика) и в каком объёме? На ежегодном собрании Общества геофизиков-разведчиков (SEG) в 1998 году в Новом Орлеане голосование по вопросу: «Могут ли признаки AVO на P-волнах быть количественными или нужны многокомпонентные данные?» продемонстрировало совершенное разногласие - 50:50 [9]. Ответ дан в регламенте по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, где «рекомендуется, чтобы плотность разведочных скважин с полным комплексом ГИС и проведением АК и ГГК-п для достоверного прогноза структурного плана пластов и их фильтрационно-ёмкостных свойств по данным сейсморазведки была не ниже, чем 1 скважина на 8-10 кв.км 3D. Рекомендуется выполнение ВСП во всех поисковых и в 1-2 разведочных скважинах, на крупных месторождениях сложного строения - в 3-4 скважинах» [РД 153-39.0-047-00]. В регламенте, к сожалению, не сказано о необходимости поляризационной модификации работ АК и ВСП, но это определено производственным стандартом промысловой сейсмики. Требования регламента не дублируются в других руководящих документах или расходятся в цифрах и на практике, зачастую, не выполняются. Виноваты в нарушении регламента и нефтяники и сейсморазведчики. Нефтяники за свои ошибки расплачиваются пустыми скважинами. Сейсморазведчики же от этого лишь выигрывают, так как относительно дешёвые работы ПМ ВСП заменяют на дорогостоящие работы 3Д/3С.

Эта ситуация может измениться при условии решения промысловых задач с помощью ПМ ВСП в комплексе с ГГК-п, многоволновым АК и переинтерпретацией наземной сейсморазведки в околоскважинном пространстве. Успешное применение скважинного комплекса доказано компанией Schlumberger, которая считает ВСП одним из методов ГИС. В России стоимость услуг компании Schlumberger в одной скважине соизмерима со стоимостью съёмки 3Д на площади 20 кв.км., что настраивает нефтяные компании на выбор наземной сейсморазведки из-за большей пространственной информативности. Отечественные геофизики считают ПМ ВСП методом сейсморазведки, экономически менее выгодным, чем наземная съёмка и мало знакомы с проблемами промысловой геологии. В настоящее время наблюдается снижение качества неразведанных ресурсов и подготовленных запасов [10]. Это проявляется в повсеместном уменьшении размеров и увеличении глубинности подготов-

ливаемых под бурение объектов, в значительной выработанности высокопродуктивных пластов и росте доли трудноизвлекаемых запасов, в снижении дебитов вновь открываемых и разведываемых месторождений. Уменьшение размеров объектов увеличивает риск бурения пустых скважин. В таких условиях нефтяные компании вынуждены сворачивать поисковые работы и усиливать работы по интенсификации притоков действующего фонда скважин.

В качестве мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН) пластов широко используются различные технико-методические средства: воздействие на призабойную зону и пласт (акустическое, вибрационное, электроискровое); гидроразрыв пласта; бурение боковых горизонтальных стволов (БГС) и горизонтальных скважин (ГС). Для планирования и контроля МУН, как, впрочем, и для поиска малоразмерных и сложнопостроенных объектов, требуется детальное знание модели их строения. Следовательно, можно ожидать усиления спроса на промысловую сейсмику.

Результатом работ промысловой сейсмики является детальная согласованная модель околоскважинного или межскважинного пространства в виде единой совокупности структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литофациальных, емкостных и фильтрационных моделей. При этом структурные модели описывают морфологию исследуемых объектов (пликативную и дизъюнктивную). Стратиграфические модели отображают временные соотношения выделяемых геологических тел. Структурно-формационные модели характеризуют типы слоистости и связи структурных и вещественных характеристик. Литофациальные модели определяют условия осадконакопления и генезис геологических тел, представленных в структурно-формационных моделях. В емкостных моделях литофациальные характеристики преобразуются в коллекторские свойства: пористость, проницаемость, эффективную нефтегазонасыщенную мощность. Фильтрационные модели позволяют выполнять геофлюидальное моделирование резервуара на стадиях подсчета запасов, проектирования и разработки месторождений. Наличие полного набора таких моделей (без пропусков) позволяет решать практически все конкретные прикладные задачи: геологические, методические и технологические [11].

Опыт работы ЗАО «Геофизсервис» в качестве супервайзера подрядных конкурсных геолого-геофизических работ позволил установить, что потеря качества решения промысловых задач ответственными сервисными компаниями связана с разделением обра-

ботки и интерпретации на отдельные этапы и с интеграцией результатов работ различных элементов промышленной сейсмологии, вместо реализации интегрального проекта [12-14].

Внедрение производственного стандарта промышленной сейсмологии позволит нефтегазодобывающим предприятиям :

- снизить риски и неопределённости на стадии поиска и разведки;
- повысить эффективность бурения скважин, в том числе наклонных и горизонтальных;
- обосновать мероприятия по регулированию разработки месторождений;
- планировать и контролировать мероприятия по интенсификации притоков УВ.

Литература:

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. / Под ред. А.Г. Ковалева.-М.: Недра, 1986.
2. Сейсмическая томография: пер. с англ. / Под ред. Г. Ноле-та.-М.: Мир, 1990.
3. Авчян Г.М., Матвеев А.А., Стефанкевич З.Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. М.: Недра, 1979.
4. Амиров А.Н., Гальперин Е.И. и др. Промысловая сейсмология - сейсмические исследования на этапе разведки и эксплуатации месторождений.-М.: Изв. ВУЗов, «Геология и разведка №7», 1980.
5. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. М.: Недра, 1982.
6. «Гальперинские Чтения-2001». Тезисы докладов научно-практической конференции на тему: «Состояние и перспективы развития метода ВСП».-М.,2001.
7. Тезисы докладов на конференции «Геомодель-2002». Геленджик, 2002.
8. Стивен Л. Роуч Многокомпонентные наблюдения добавляют новые измерения в сейсморазведку 3Д. // Нефть и Капитал, 5/2001.
9. Guillaume Cambois. Can P-wave AVO be quantitative? // The Leading Edge, November, 2000.
10. Крылов Н.А. Ресурсы нефти и газа и их добыча. // Геология и геофизика, т.42, №11-12, 2001.
11. Мушин И.А. Нефтегазовая сейсморазведка и сейсморазведчики в начале XXI века. // Геофизика. - 1999. - № 1.
12. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Параметрическое обеспечение структурно-формационной интерпретации. Тезисы докла-

дов научно-практического семинара «Новые методы и технологии обработки и интерпретации геолого-геофизических данных при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ», из-во Государственного учебно-научного центра «Колледж», Саратов, 1999.

13. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Геологические и методические результаты применения ВСП - НВП в Саратовском регионе. Тезисы докладов «Гальперинские чтения-2001», Москва, 2001.

14. Феоктистов А.В., Аверьянова Е.Е., Феоктистов В.А. Поиск, разведка и детальное изучение месторождений горст-грабенного типа, захороненных в девоне, в современных условиях. Материалы научно-практической конференции «Инновационные технологии в области поисков, разведки и детальное изучения месторождений нефти и газа», М., 2002.

РЕШЕНИЕ РЯДА ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА С ПОМОЩЬЮ ВСП

В.М.Громыко

РУП «ПО «Белоруснефть»

В последние годы в РУП «ПО «Белоруснефть» особое внимание уделяется повышению геологической эффективности эксплуатационного бурения, а также бурения вторых стволов. Это связано с тем, что проводка скважин, в большинстве случаев, осуществляется в зонах «повышенного риска», т.е. там, где геологическая модель нефтеперспективных отложений может иметь несколько вариантов строения. В этих условиях требуются дополнительные данные, которые, в конечном счете, и определяют, какая из имеющихся моделей является более достоверной. Такие данные о геологическом строении нефтеперспективных отложений в околоскважинном пространстве можно получить при помощи скважинных сейсмических исследований на вертикальном профиле (ВСП).

Впервые наблюдения ВСП в эксплуатационных скважинах в РУП «ПО «Белоруснефть» были выполнены в 1998 года на Золотухинском месторождении нефти в скважине № 75. Геологическая задача состояла в уточнении местоположения структурообразующего субширотного разрывного нарушения ограничивающего подсолевою залежь нефти с юга-востока с целью определения оптимальной точки размещения новой эксплуатационной скважины № 74. Полевые работы проводились трехточечным однокомпонентным (Z-компонента)

зондом ВСП-3/7 из 3-х пунктов возбуждения. В результате проведения работ к юго-востоку от забоя скважины по подсолевым терригенным отложениям (сейсмический горизонт 1Dt) на расстоянии 200-250 м была выявлена зона осложнения сейсмической информации. По этой причине уверенно оценить перспективы скважины № 74 не удалось. В следующем 1999 году работы ВСП с аналогичными задачами были проведены в скважине № 64-Золотухинская, которая была расположена в более благоприятных сейсмогеологических условиях. Материалы этих работ показали, что структурообразующее разрывное нарушение по подсолевым терригенным отложениям расположено к юго-западу от забоя скважины на расстоянии 350-400 м, а к юго-востоку от забоя скважины до удалений 700-750 м. Эти данные позволили достаточно уверенно определить направление данного нарушения. Исходя из результатов работ ВСП в двух скважинах, было сделано заключение, что проектная точка заложения скважины № 74 расположена вне зоны осложнения сейсмической информации, выделенной в скважине № 75, и находится в пределах непрерывной отражающей площадки по горизонту 1Dt, зарегистрированной в скважине № 64. Таким образом, она должна вскрыть продуктивные отложения на проектных отметках, что в последствии и было подтверждено результатами бурения.

С 1999 по 2001 год исследования ВСП были выполнены еще в 4-х эксплуатационных скважинах. Работы выполнялись как на промежуточной стадии бурения с целью определения глубины залегания и характера распространения целевых отложений (скважина № 33-Судовицкая), так и после завершения бурения эксплуатационных скважин с целью уточнения геологического строения нефтеперспективных отложений (скважины № 26-Левашовская и № 19 и 22-Чкаловские).

В 2001 году впервые в РУП «ПО Белоруснефть» были выполнены исследования ВСП в 2-х эксплуатационных скважинах на Южно-Осташковичском месторождении нефти, которые были пробурены ранее - в 1987 и 1978 годах. В момент проведения работ первая из них (№ 177) являлась контрольной, а вторая (№ 183) находилась в консервации. Целью работ являлось уточнение границы распространения межсолевых отложений, с которыми связано месторождение нефти. Постановка такой задачи была обусловлена запланированным здесь бурением в 2002 году эксплуатационной скважины № 198. Наблюдения на вертикальном профиле в каждой скважине проводились из двух ПВ. Анализ временных разрезов по скважи-

нам № 177 и № 183 позволил определить границу распространения межсолевых отложений. Оказалось, что точка вскрытия нефтеносных межсолевых пород проектной скважиной № 198 находится в непосредственной близости (около 50 м) от границы распространения этих отложений. Принимая во внимание эти результаты, было принято решение сместить точку вскрытия межсолевых отложений на 120 - 130 м к западу от проектной. С экономической точки зрения поставленную геологическую задачу целесообразнее было решить путем бурения второго ствола из скважины № 183. Скважины № 183s2 – Южно-Осташковичская подтвердили выводы, сделанные по результатам ВСП – она вскрыла целевой горизонт и нефтеносный коллектор на прогнозных глубинах, и введена в эксплуатационный фонд.

На Ново-Давыдовском межсолевом месторождении нефти в период его интенсивного ввода в эксплуатацию, было установлено несоответствие структурного плана поверхности межсолевых отложений и результатов бурения. Так скважина № 139 вскрыла целевой горизонт в промежуточном блоке, ниже проектной отметки на 100-110 м. В этих условиях перед исследованиями ВСП стояла задача определить местоположение разрывного нарушения, ограничивающего собственно Ново-Давыдовское месторождение с юга. Кроме того, необходимо было уточнить северную границу распространения межсолевых отложений в Ново-Давыдовском блоке. Для решения поставленной задачи наблюдения выполнялись из 2-х пунктов возбуждения. По результатам интерпретации полученных материалов было установлено, что тектоническое разрывное нарушение, ограничивающее Ново-Давыдовский блок, расположено на расстоянии 60-80 м к юго-западу от устья скважины № 139. Протяженность отражающей площадки по поверхности межсолевых отложений Ново-Давыдовского месторождения составляет 160-180 м. Граница распространения межсолевых отложений практически совпадает с аналогичной границей по данным МОГТ. С учетом полученных данных было принято решение о бурении второго ствола скважины с отходом ствола к северо-западу. Эта скважина (№ 139s2) вскрыла межсолевою толщу на проектных глубинах и установила наличие нефтеносного коллектора.

В связи с тем, что строение Ново-Давыдовского месторождения оказалось гораздо сложнее, чем предполагалось, встала вопрос об уточнении положения проектных точек заложения новых эксплуатационных скважин, которые были уже подготовлены к бурению. В оперативном порядке были проведены исследования ВСП в двух

эксплуатационных скважинах № 107 и 130, которые располагались в районе запланированного бурения новых скважин № 140 и 151. Результаты скважинных сейсмических исследований показали, что структурообразующее тектоническое нарушение, ограничивающее Ново-Давыдовское месторождение нефти, расположено на 200-250 м севернее, чем предполагалось ранее, а вся ширина нефтяной залежи составляет 250-450 м. Проектные нагнетательные скважины № 140 и 151 оказались вне площади месторождения. Принимая во внимание это обстоятельство, скважины № 140 и 151 были смещены к северу на 50-70 м. В настоящее время они находятся в бурении.

Таким образом, применение скважинных сейсмических исследований на стадии разработки нефтяных месторождений позволяет получить новые данные о геологическом строении нефтеперспективных отложений, повысить геологическую эффективность эксплуатационного бурения и бурения вторых стволов, снизить материальные и финансовые затраты на тонну добываемой нефти.

ВОЗМОЖНОСТИ ВСП ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ОЦЕНКИ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА В МИКРОНЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ

*В.М.Кузнецов, Г.А.Шехтман
ВНИИГеофизика, г. Москва*

Пространственные системы наблюдений ВСП в многоволновом варианте (сочетание разноориентированных ПВ с различными выносами при трехкомпонентной регистрации) позволяют получать информацию об упругих характеристиках среды в зависимости от направления распространения волн разных типов. Это, помимо задачи оценки структурного фактора геометрии границ, позволяет ставить задачу оценки коллекторских свойств пород на основе решения обратной задачи для анизотропных сред с учетом геометрии границ раздела.

Для построения физических моделей анализируемых геологических сред необходимо формально задать совокупность параметров, описывающих реальную горную породу и характеризующих ее литологические отличия и внутреннюю структуру (т.е. геологические параметры). Под микронеоднородными средами мы подразумеваем геологические тела, основные свойства которых определяются свойствами однородной матрицы. Дополнительные особенности, отличающие дан-

ное тело от вмещающих пород, определяются микровключениями в данную породу, распределение которых подчинено определенным закономерностям. Это может быть тонкослоистость с периодическим чередованием различных по физическим свойствам микрослоев, кавернозность, трещиноватость или пористость и различные сочетания их, обладающие закономерным в значительном объеме породы распределением ориентации и заполнения и т.п. Естественно, что эта совокупность параметров должна допускать математические решения, при которых должны получаться другие физические параметры, адекватно отображающие реальные упругие свойства рассматриваемых сред и особенности распространения в них сейсмических волн разных типов. В соответствии с этим необходимо описать литологию горной породы и ее внутреннюю структуру.

Параметрами, характеризующими литологию рассматриваемых пород, являются свойства пород при нулевой пористости и трещиноватости. Эти параметры берутся либо по табличным данным на основании геологического описания, либо на основании специальных исследований [1].

Внутренняя структура изучаемых горных пород формируется, как известно, разнообразными включениями - порами, кавернами, трещинами, которые различаются по форме, размерам и количеству в единице объема. При описании внутренней структуры различных геологических объектов следует учитывать преимущественную ориентацию различных систем включений (очевидно, что для пор, в силу хаотичности их распределения в породе, это не актуально), или характер распределения направлений их ориентации. Здесь следует учитывать как условия осадконакопления, так и постседиментационные факторы - характер изменения распределения напряжений в объекте исследований по мере его развития, а также современные тектонические напряжения. Существует несколько подходов такого описания, которые будут рассмотрены ниже применительно к конкретным типам коллекторов.

Под решением обратной задачи оценки структуры порового пространства в микронеоднородных средах мы подразумеваем [2,4] восстановление пространственного распределения упругих свойств породы - оценку пространственных индикатрис скоростей волн разных типов (обратная геофизическая задача) и оценку структуры ее порово - трещинного пространства (соотношение между микровключениями - порами, кавернами и трещинами, их ориентацию в пространстве и характер заполнения - обратная геологическая задача)

на основе измеренных кинематических параметров разнополяризованных волн разных типов. Главная задача этого этапа интерпретации – переход от физических параметров к геологическим в рамках заданных геологических представлений о природе и строении исследуемого объекта (т.е. априорных данных о породной матрице, возможной совокупности систем включений и геометрии границ). Эту априорную информацию можно получить из описания керна по данной скважине или аналогичных объектов, по результатам миграции волн разных типов, данным наклонометрии и т.д.

Один из подходов решения обратной задачи, основанный на анализе многомерного пространства построенной математической модели с использованием фильтрации малозначимых переменных и последующим покоординатным спуском (однопараметрическая оптимизация), приведен в [2-3]. Именно данный подход лег в основу пакета программ моделирования коллектора, который используется нами при расчетах прогноза коллекторских свойств потенциально продуктивных объектов. Результатом решения обратной задачи является набор наиболее вероятных физических параметров, описывающих порово-трещинное пространство среды, для которой были получены исходные кинематические параметры. Тензор упругих констант C_{ij} , полученный в результате решения обратной задачи, дает возможность точного построения индикатрис групповых и фазовых скоростей волн разных типов, а не их эллиптической аппроксимации, как в случае использования для этих целей кинематических параметров. Таким образом, восстанавливается индикатриса соответствующего типа волны, что позволяет осуществлять корректный переход к глубинному масштабу разреза.

Большое значение для описания упругих свойств среды и их интерпретации имеет выявление связей между упругими константами для данного типа моделей. Расчеты показали, что при небольших изменениях упругих параметров породной матрицы и относительно узком диапазоне аспектных отношений (соотношения раскрытости включения к его продольной длине) для трещин, между константами имеется вполне определенная связь. Это позволяет существенно уменьшить число измеряемых параметров для однозначной характеристики упругих свойств. Существенно здесь то, что априорно известная природа анизотропии (трещиноватость, тонкослоистость, глинистость, количество систем включений и их ориентация и т.д.) позволяет сократить число необходимых для измерения параметров. Действительно, неизвестными в этом случае являются всего два гео-

логических параметра - количество пор и трещин. Для их определения необходимо вместо пяти констант, требующихся для полного описания упругих свойств, измерение всего двух физических параметров. Такими параметрами могут быть скорости волн в вертикальном направлении и коэффициент анизотропии S волн K_s , либо величина $\gamma = V_s/V_p$ по вертикали и тот же коэффициент анизотропии. Естественно, что увеличение количества измеряемых упругих параметров позволяет уменьшить число априори задаваемых констант, уточнить дополнительные геологические параметры - аспектное отношение для трещин и параметры матрицы, если они известны недостаточно точно. Кроме того, информация о наклоне границ и слоев и упругих параметрах в покрывающей толще повышает корректность решения задачи за счет учета преломления и влияния нарушения симметрии среды (отклонение нормали к границе от вертикали).

К факторам, влияющим на достоверность результата интерпретации, относятся:

1. Представления о физических свойствах породной матрицы.
2. Представления о структуре порово-трещинного пространства, количестве систем трещин и их взаимной ориентации, наличия пор и каверн.
3. Достоверность задания геометрии – ориентации трещин, каверн, наклона границ.
4. Достоверность определения диапазона углов, в котором определены параметры.
5. Достоверность представлений о механизме распространения волн.

Процесс решения является интерактивным с перебором вариантов и сопоставлением с априорно имеющейся геологической информацией. Только после получения геологического результата, который удовлетворяет всем имеющимся представлениям, можно говорить, что в рамках заданной геологической и физической модели измеренным данным соответствует полученный тензор упругих констант C_{ij} .

Входными параметрами при решении обратной геологической задачи для отдельного интервала разреза являются:

1. Скорости волн разных типов, измеренные или рассчитанные по вертикали или в известном диапазоне наклонов;
2. Кажущиеся коэффициенты анизотропии волн разных типов, рассчитанные для различных азимутов и в заданном диапазоне наклонов;

3. Физические параметры, описывающие свойства породной матрицы (данной породы без микровключений) - скорости продольных и поперечных волн, а также плотность породы;
4. Предполагаемая совокупность микровключений, описываемых определенными геометрическим параметром (аспектное отношение) и физическими параметрами заполняющего включения вещества (флюида).
5. Ориентация в пространстве имеющихся упорядоченных включений, определенная на предыдущих этапах интерпретации.

Все параметры, описывающие включения могут задаваться как фиксированными значениями, так и определенными статистическими функциями. Критериями правильности решения служит оценка относительной погрешности вычисляемых для подобранной модели скоростей и коэффициентов анизотропии по отношению к заданным.

Решением обратной геологической задачи является:

- оценка относительной плотности каждого из участвующих в решении видов микровключений;
- оценка открытой пористости и плотности породы, содержащей микровключения.

Получаемые результаты решения обратной геологической задачи позволяют делать с определенной достоверностью прогноз пористости и проницаемости изучаемого интервала и, на их основе, его продуктивности. Эти данные позволяют повысить достоверность подсчета запасов. Данные о системе преимущественной трещиноватости позволяют рекомендовать направления для горизонтального бурения с целью повышения продуктивности коллекторов.

Модельные расчеты показали (прямая и обратная задача), что для повышения точности решения обратной задачи следует использовать данные по всем типам волн (при отсутствии возможности измерять параметры монотипных поперечных волн следует восполнять их данными по обменным волнам). Очевидно, что для более полной оценки параметров определенного коллектора желательно иметь подобные наблюдения в нескольких скважинах на данном месторождении. В этом случае можно более точно оценить отображение изменения характеристик коллектора в параметрах волновых полей волн разных типов и, через решение прямой задачи, прогнозировать эти изменения для наземных наблюдений.

Выводы:

1. На основе пространственных измерений ВСП кинематических параметров волны разных типов возможно проводить оценку коллекторских свойств целевых объектов в параметрах открытой пористости и проницаемости и давать прогноз дебитности скважин.
2. Для повышения точности решения обратной задачи необходимо учитывать информацию о геометрии границ, априорную геологическую информацию по объекту исследования и проводить измерения по разным типам волн.

Литература:

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород, Москва, «Недра», 1982, с.237
2. Brodov L.U., and others., Estimating physical parameters of cracked-porous oil reservoirs by inverting shear-wave splitting. Geophys.J.Int. 1991, 107, p.429-432.
3. Brodov L. Y., Zatsepin, S.V.& Tertychniy, V.V., , Kinematic inversion of seismic data for determination of crack and pore structure in anisotropic reservoir rock, Exp.Abstr. 5th Int. Workshop on Seismic Anisotropy, Banff, Ab. 1992, №22.
4. L. Brodov, V. Kuznetsov, Interactive three component VSP processing and interpretation., Houston, 2000, Exp.Abstr., 9th Int. Workshop on Seismic Anisotropy.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН РАЗВИТИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ СКВАЖИННОЙ, НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС

А.Б.Кривицкий, Н.В.Бондарева, В.М.Ерофеев,
Е.А.Макеева, Г.В.Сурцуков
ВНИГНИ, г. Москва

В настоящее время на опоскованных и разведанных площадях Западной Сибири актуальным представляется переосмысливание сейсмических материалов и данных бурения, полученных в предыдущие годы. Такие же процессы происходят с использованием данных по эксплуатационным скважинам на месторождениях. Скважинная сейсморазведка в этих условиях помимо своего самостоятельного значения становится связующим звеном между материала-

ли МОГТ и бурения прошлых лет и новыми данными бурения, в том числе и эксплуатационного. Особенно это важно при доразведке и детализации отдельных частей месторождений, картировании участков распространения коллекторов, малоамплитудных нарушений и литологических экранов.

Для решения подобных задач во ВНИГНИ создана и широко апробирована в условиях Западной Сибири комплексная технология картирования ловушек и залежей УВ, включая неантиклинальные, на базе комплекса программ МДВС. В технологии используются три группы данных - скважинная сейсморазведка, сейсмические временные разрезы МОГТ, промыслово-геофизические материалы, включая АК и геологическую информацию по коллекторским свойствам и керну. В процессе работ производится прогнозирование строения разреза в межскважинном пространстве в пределах ограниченного по мощности интервала отложений, содержащего тот или иной перспективный в нефтегазоносном отношении объект.

Пакет программ МДВС содержит два блока. Первый блок используется для сейсмического моделирования, расчета синтетических трасс, оценки вклада сейсмических границ в образование волнового поля и формирования набора эталонов, используемых при прогнозировании.

При формировании эталонных моделей по данным ГИС и керна производится литологическое расчленение исследуемого интервала разреза и строятся геоакустические модели по скважинам данной площади. Полученные в результате интерпретации данных АК сведения об акустических свойствах отдельных типов пород анализируются, при этом выясняется степень акустической контрастности между возможными коллекторами и непроницаемыми породами. На основе полученных представлений формируются дополнительно геоакустические модели тех типов разреза, которые не вскрыты на изучаемой площади, но встречены в ее окрестностях. По всем геоакустическим моделям рассчитываются синтетические трассы, характеризующие каждую из эталонных моделей разреза.

Второй блок пакета программ МДВС, обеспечивающий прогнозирование геологического разреза, устанавливает связи между скважинными и сейсмическими данными. Скважинные данные трансформированы в набор эталонных модельных трасс, сейсмические - представлены временными разрезами. Основной принцип прогнозирования разреза, реализованный в системе МДВС, состоит в использовании аппарата распознавания образов и основан на корре-

ляционном сопоставлении синтетического волнового поля, составленного из эталонных модельных трасс, и сейсмических временных разрезов. Результатом прогнозирования являются трансформированные временные разрезы с выделенными участками, обозначенными определенным цветом. Каждому цветовому участку профиля соответствует свой прогнозный тип разреза, выраженный в отвечающих ему эталонных синтетических трассах, рассчитанных по геоакустическим моделям. Контролем надежности построения графических результатов является представление в плане площадного распространения участков определенных типов разреза, которое отвечает парагенезу прогнозных фаций в их латеральном ряду, или такому соподчинению разрезов друг с другом, которое согласуется с региональным или зональным геологическим строением территории. Кроме того, для определения помехоустойчивости производится прогнозирование по синтетическому разрезу с наложением шума. Как правило, даже при соотношении сигнал/помеха 2 - 3 распознавание является надежным.

Приведем примеры использования этой технологии при прогнозировании коллекторов в юрских отложениях.

Чистинная площадь находится в пределах Ледяного вала, расположенного к юго-западу от Нижневартовского свода. На западном, погруженном крыле этого вала, на небольшой антиклинали и была заложена Западно-Чистинная скважина. Прогнозирование осуществлялось по интервалу разреза, вмещающего продуктивный пласт ЮВ₁¹. Пласт ЮВ₁¹ развит в верхней части васюганской свиты. При рассмотрении данных ГИС по скважинам Чистинной площади было отмечено, что в строении соответствующего интервала разреза принимают участие как песчаные, так и глинистые породы, характеризующиеся, по данным АК, разными значениями пластовых скоростей. Так, в Западно-Чистинной скважине глинистые породы пласта ЮВ₁¹ имеют скорость, равную 3700м/с, песчаные породы - 4200м/с. Известно, что в пределах Чистинной площади нефтеносность пласта ЮВ₁¹ контролируется как структурным фактором, так и литологическим. Замещение песчаных пластов глинистыми установлено в ряде скважин площади. Для проведения работ по прогнозированию на основе геоакустической модели Западно-Чистинной скважины был составлен набор из четырех эталонных моделей, учитывающих наиболее вероятные типы исследуемого интервала разреза. Для оптимального выделения временного интервала использовалось спрямление временных разрезов по первой, наиболее устойчивой поло-

жительной фазе отраженной волны Б. Как показало проведенное сейсмическое моделирование, во вторую положительную фазу и сопряженные с ней отрицательные фазы вносят вклад границы в интервале залегания пласта ЮВ₁¹.

При интерпретации, наряду с данными скважинной сейсморазведки, были использованы два сейсмических профиля МОГТ – меридианальный и субширотный. В области пересечения профилей выделена одна и та же зона, соответствующая эталону 3 (преобладание глинистых пород). На участке профиля, где находится Западно-Чистинная скважина, выделена зона, соответствующая эталону 1 (эталон соответствует разрезу этой скважины, где в интервале пласта ЮВ₁¹ имеются песчаники и глинистые породы). Наибольший интерес представляет прогнозирование разреза по профилю, расположенному в субширотном направлении. В этом направлении, по мнению некоторых исследователей, происходит замещение песчаных пород глинистыми. Линия замещения проходит в субмеридиональном направлении и пересекает профиль в районе трассы 437. Результаты проведенных работ подтверждают возможную глинизацию разреза в районе трасс 497-554. Здесь выделены участки, соответствующие 4 и 3 эталону. То есть, зона глинизации сместилась на 1.1 км восточнее и не затронула юго-восточную часть площади расположенного здесь локального поднятия. Поскольку в результате испытаний скважин 471 и 479 получены притоки нефти без пластовой воды, а нижняя отметка интервала перфорации по скважине 479 находится на абсолютной глубине минус 2655м, уровень ВНК можно проводить по этой отметке. Тогда залежи нефти в районе скважины 479 и 471 объединятся между собой, а площадь общей залежи может увеличиться более чем в два раза. В пределах субширотного профиля выделяются участки, соответствующие эталону 4 (пласт ЮВ₁¹ сложен песчаниками), что свидетельствует об опесчанивании разреза в средней части предполагаемой залежи.

На Варьеганском месторождении после проведения работ НВСП в одной из скважин в пределах северной периклинали были получены временные и глубинные разрезы, построены годографы, графики пластовых и средних скоростей по продольным и поперечным волнам, уточнена скоростная модель среды и выполнена привязка к разрезу отражающих границ.

Основными нефтепродуктивными здесь являются пласты ЮВ₁, ЮВ₂ и ЮВ₃. Прогнозирование коллекторских свойств на основе материалов сейсморазведки для этих пластов в данных геологичес-

ких условиях не даёт новой информации, поскольку принадлежащие указанным отложениям пласты достаточно детально охарактеризованы по промыслово-геофизическим исследованиям данными о коллекторах, большинство пластов имеет покровное распространение, а особенности изменения их толщин не значимы для сейсморазведки. По полученным данным скважинной сейсморазведки и материалам бурения для продуктивных пластов в отложениях верхней и средней юры были уточнены структурные карты. В сравнении с предыдущими построениями, северная периклиналь Варьёганского месторождения немного увеличилась в размерах, стало четче выражено её меридианальное простираие.

Перед детализационными работами скважинной сейсморазведки на севере Варьёганского месторождения была поставлена еще одна дополнительная задача - картирование залежи нефти в пласте алевролитов ЮВ₀ мощностью около 5 м, залегающем в «аномальном» разрезе отложений баженовской свиты.

Для выяснения характера распространения пласта ЮВ₀ была применена технология МДВС, основанная на геоакустическом моделировании, расчете вклада пластов в наблюденное волновое поле и прогнозировании литологических свойств разреза. После ее применения оказалось, что пропласток ЮВ₀ распространен локально, представляет собой песчано-алевролитовую линзу, обладает пониженными относительно нижезалегающих пластов коллекторскими свойствами. Впервые по разным пунктам взрыва НВСП проведено прогнозирование зоны распространения маломощного песчано-алевролитового пласта ЮВ₀, определена граница его замещения и закартирована залежь нефти.

Таким образом, показаны примеры прогнозирования зон развития коллекторов небольшой мощности, как на основе материалов отдельно скважинной сейсморазведки, так и при комплексировании ее с наземной сейсморазведкой и данными ГИС.

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ, ПОЛУЧАЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ, И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

О.И.Шкуратов, Л.В.Ячменева, Р.Ю.Копёнкин
ООО «НПК «Геопроект», г.Саратов

Основные особенности метода ВСППБ связаны с расширением и выравниванием спектра зарегистрированных колебаний, взаимной корреляцией записей опорного сигнала с сигналами, зарегистрированными наземными датчиками, ослаблением большего фона волн-помех, разделением волн на прямые, распространяемые непосредственно от долота, и отраженные от более глубоко залегающих границ и т.д.

В ООО «НПК «Геопроект» совместно с ЗАО «ЛУКойл-Саратов», НВНИИГГ и СГЭ разработана технология получения и обработки волновых полей ВСППБ (SDP), включающая регистрацию шумоподобного сигнала от долота бурящейся скважины, предварительную докорреляционную обработку исходных записей, корреляцию с сигналом опорного датчика, введение необходимых поправок, преобразование в записи «обращенного» ВСППБ, выделение отраженных волн и получение отображения околоскважинного пространства.

Обработка технологии проходила в процессе бурения скв. №1 Черная Падина (Карпенский лицензионный участок ЗАО «ЛУКойл-Саратов»). При этом использовался роторный способ бурения, который значительно усложняет реализацию технологии ВСППБ в сравнении с турбинным бурением.

Для получения необходимой параметрической информации использовались данные ГТИ.

Полевые сейсмические работы велись силами Саратовской геофизической экспедиции. Регистрация волнового поля ВСППБ проводилась непрерывно с глубины 540 до глубины 4800 м. Для регистрации использовалась наземная система профилей, расположенных крестообразно относительно скважины.

Обрабатываемая часть реализована в виде комплекса программ для персональных компьютеров, работающих под управлением операционных систем Windows 95/98/NT. Принципиальная схема обработки материалов, названная «предобработкой» и реализованная в комплексе SDP, т.е. обработка материалов до получения сейсмограмм «обращенного» ВСППБ, представлена на Рис. 1.



Рис. 1. Принципиальная схема обработки материалов ВСППБ в комплексе SDP.

Иллюстрации работы комплекса демонстрируются на Рис. 2 и 3. На Рис. 2 представлены исходная виброграмма ВСППБ (а), а также коррелограмма, полученная в результате корреляции исходной виброграммы с сигналом, зарегистрированным опорным вертлюговым датчиком. На Рис. 3 показана сейсмограмма обращенного ВСППБ, полученная путем выборки информации с одного из каналов приемной расстановки на конечном этапе обработки для всего интервала регистрации.

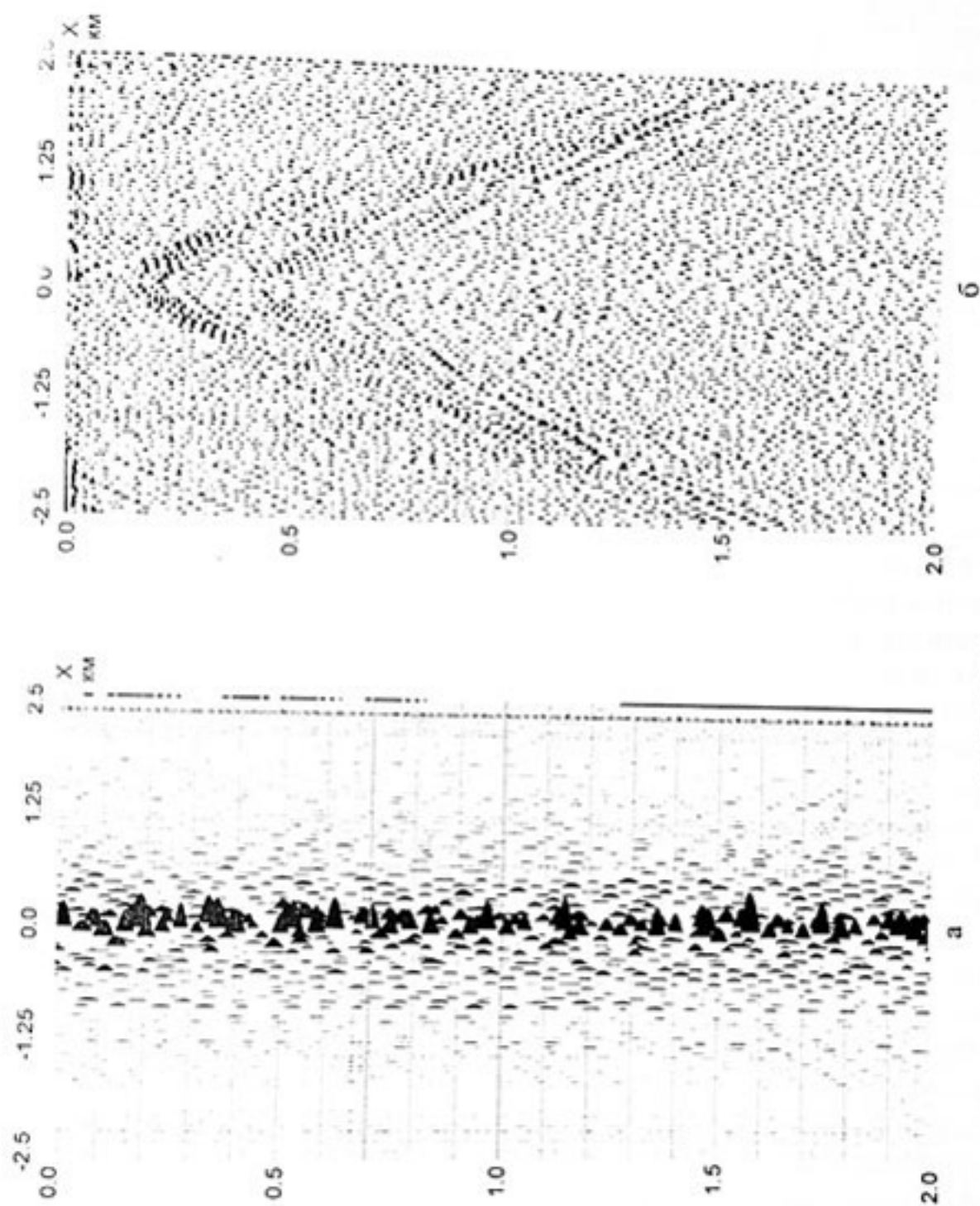
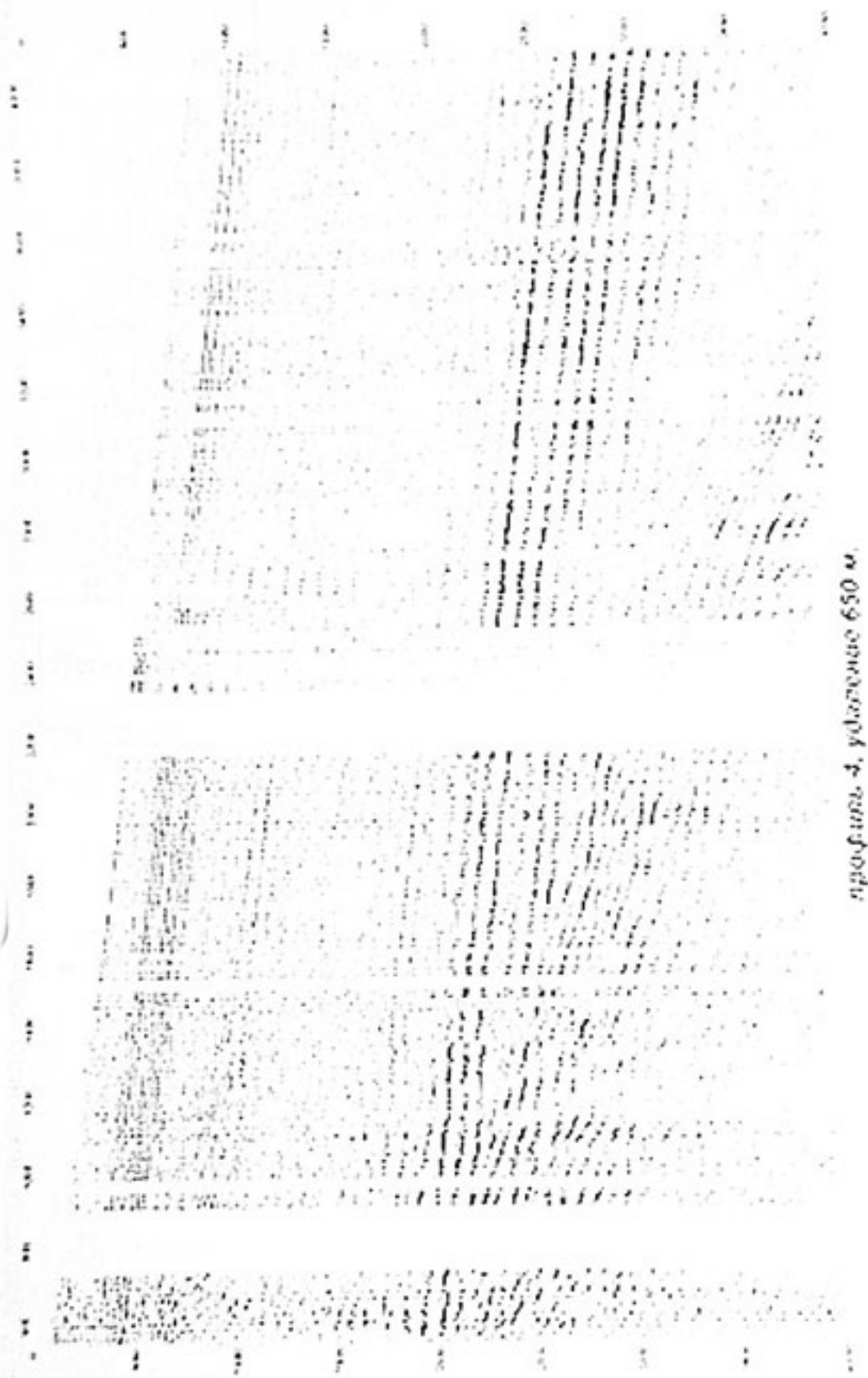


Рис. 2. Фрагмент исходного волнового поля ВСППБ (а) и сейсмограмма после проведения корреляции (б).



профиль 4, расстояние 650 м.

Рис. 3. Сейсмограмма обращенного ВСППБ.

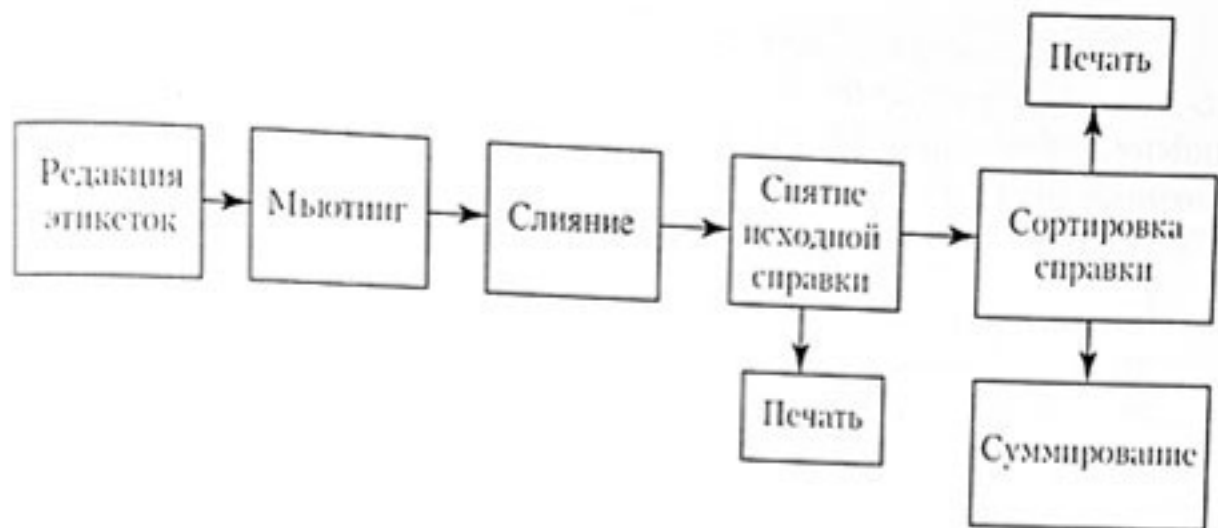


Рис. 4. Блок-схема комплекса программ VSTACKPB.

На Рис. 4 показана принципиальная схема обработки материалов обращенного ВСППБ с целью получения временных разрезов околоскважинного пространства, реализованная в комплексе программ VSTACKPB. Особенностью комплекса является возможность работы с огромным объемом информации, полученным в результате использования для регистрации длинных сейсмических кос и, как следствие, наличием большего числа сейсмограмм обращенного ВСППБ разных удалений. При этом используется математическое моделирование при определении фрагментов волнового поля, соответствующих общим глубинным точкам. Полученные с помощью комплекса VSTACKPB временные разрезы представлены на Рис. 5.

В процессе исследований большое внимание уделялось расшифровке волнового поля ВСППБ и определению природы волн с помощью моделирования. Было выделено и идентифицировано несколько типов полезных волн и волн-помех. К полезным волнам отнесены прямая волна от долота и отраженные волны от границ, расположенных ниже забоя скважины. К волнам-помехам отнесены звуковые волны, волны, возбуждаемые наземным буровым оборудованием, кратные волны, распространяющиеся в буровой колонне и т.д. Идентификация волн позволила более качественно усилить полезные волны и подавить волны-помехи.

В результате работ были получены временные разрезы околоскважинного пространства по линиям взаимопересекающихся профилей, проведено скоростное расчленение разреза вдоль ствола скважины.

Использование разработанной технологии позволит оперативно в процессе бурения получать дополнительную геологическую информацию о проходимой бурением толще и осуществлять прогнозирование геологического строения ниже забоя скважины с целью безаварийного процесса бурения.

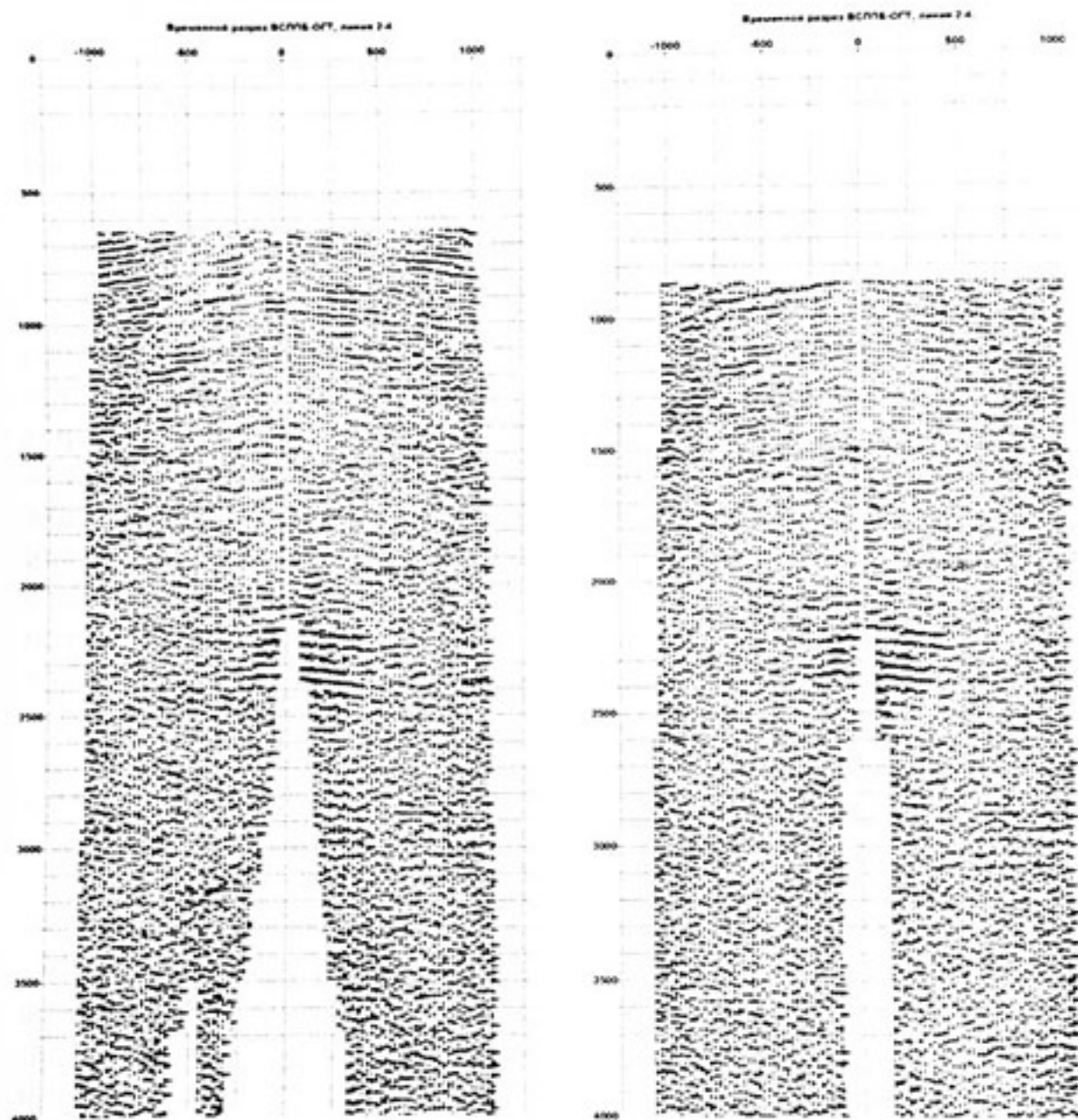


Рис. 5. Временные разрезы ВСППБ-ОГТ при различных параметрах расчетов.

ОПРОБОВАНИЕ ВОЛНОВОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

А.Ф. Косолапов*, В.П. Бандов**, Н. М. Ахметшин*,
Р.Л. Мухутдинов*

* ОАО НПП ВНИИГИС, г. Октябрьский, **ОАО «ЦГЭ», г. Москва

В условиях перехода многих нефтегазовых месторождений России в завершающую стадию разработки проблема повышения извлекаемости остаточных запасов нефти становится особо актуальной. В процессе разработки в нефтяной залежи всегда остаются застойные зоны - целики в межскважинном пространстве или запертые тупики в контуре нефтеносности. Образование их связано в основном с локально пониженными фильтрационными свойствами нефтеносных пластов, обусловленными латеральной литолого-фациальной неоднородностью и изменчивостью проницаемости пород, приводящей к обходным путям их дренирования в нефтяной залежи.

Современные промысловые (гидропрослушивание) и геофизические (сеймопросвечивание) методы исследования межскважинного пространства [1] не обеспечивают надёжного выявления таких целиков и тупиков на площади месторождения. Недостаточно надёжны технология контроля запасов методом ВСП [2] и технология 4D временного сейсмического мониторинга [3], предусматривающая выявление целиков по устойчивым зонам низкого акустического импеданса (волнового сопротивления) в неохваченных дренированием нефтенасыщенных частях пластов. Основные ограничения известных сейсмических технологий обусловлены недостаточным различием (дифференциацией) скоростных характеристик нефтенасыщенных и обводнённых частей продуктивных пластов, а также недостаточной точностью и разрешающей способностью применяемой сейсмической аппаратуры.

Более надёжное, на наш взгляд, выявление целиков может обеспечить волновой метод оценки проницаемости пластов [4,5] при межскважинном разноамплитудном сеймопросвечивании по обратной зависимости скорости продольных волн V_p от их амплитуды U_p , задаваемой сейсмоисточником. В проницаемых пластах с увеличением U_p скорость V_p уменьшается из-за возникающих перетоков флюида на фронте волны. Относительное уменьшение ΔV_p или увеличение интервального времени распространения Δt_p в проницаемых пластах по результатам проведённых нами (Косолапов А.Ф., Бандов В.П., устовит В.Н. Отчёт о НИР по теме 613, ВНИИГИС,

1998) петрофизических исследований керна в условиях, приближенных в гидробарокамере ИФЕС-1 к пластовым, достигает 2,3 %. Полученные нами достаточно надёжные зависимости $\Delta t_p = f(U_p)$ на 12-ти образцах терригенных и карбонатных пород с различных нефтегазовых месторождений РФ были положены в статью в обоснование использования сейсмоакустических методов для оценки проницаемости горных пород [6].

Опробование волнового метода проведено в паре смежных (на расстоянии 372 м) промысловых скважин №2466 и №2446 Туймазинского месторождения в продуктивных пластах девонских отложений. Литолого-акустический разрез этих отложений (рис. 1) представлен 4-мя пластами: кыновских аргиллитов (До), пашийских известняков (ВИ), алевролитов (Д1-а,б) и песчаников (Д1-в,г) соответственно со скоростями продольных волн V_p по АК 3000 м/с, 5900 м/с, 4500 м/с и 3800 м/с. Полностью нефтенасыщенным является пласт алевролита с пористостью $K_p=14\%$. Нижележащий пласт однородного песчаника с пористостью $K_p=22\%$ нефтенасыщен лишь в кровельной части (2-3 м), где отмечается уровень водонефтяного контакта (ВНК). Нижняя часть пласта песчаника обводнена в процессе его эксплуатации.

Межскважинное разноамплитудное сейсмодосвечивание проведено с помощью 4-х последовательных взрывов в скв. 2446 зарядов ВВ типа ДШВТ массой 41, 58, 76 и 93 г - в нефтенасыщенной и водонасыщенной частях пласта песчаника соответственно на абсолютных глубинах 1472 м и 1480 м, а также в пласте аргиллита-известняка -1455 м и регистрации принятых в скв. 2466 продольных волн против тех же пластов на глубинах -1479 м, -1485 м и -1465 м. Для обеспечения необходимой точности результатов сейсмодосвечивания была применена известная взрывнопетлевая система отметки момента возбуждения и цифровая скважинная сейсмическая аппаратура АМЦ ВСП-3-48 в широкополосном (до 1000 Гц) режиме с шагом дискретизации 0,125 мс.

Сейсмограммы продольных волн в приёмной скважине приведены на рис. 2. В каждом из пластов с увеличением заряда ВВ от 41 до 93 г (т.е. в 2,27 раза) амплитуды первых вступлений возрастают в ~2 раза. Волновое поле характеризуется высокочастотным спектром с доминирующими частотами в водонасыщенной части песчаника 400 Гц, в нефтенасыщенной – 560 Гц, а в непроницаемом аргиллите-известняке – 620 Гц. Абсолютная погрешность отчёта

времени с помощью программы обработки VSP-DOS составила $\delta_0 = 21$ мкс. Измерения времени t_p продольных волн в пластах проведены по переходам колебаний через ноль между первым и вторым полупериодами вступлений этих волн. При среднепластовом значении времени $t_p = 83$ мс относительная ошибка измерения $\delta \Delta t_p = 0,025\%$.

Время первых вступлений волн (рис. 2,а), прошедших вдоль границы непроницаемого аргиллита-известняка, соответствует скорости преломленных волн $V_p = 5900$ м/с. С увеличением амплитуды U_p их возбуждения среднее изменение $\Delta t_p = 0,022\%$ (рис. 3,а) не превышает относительной ошибки измерения $\delta \Delta t_p = 0,025\%$. В проницаемом пласте песчаника как в нефтенасыщенной (рис. 2,б), так и в водонасыщенной (рис. 2,в) его частях при том же увеличении амплитуды U_p время t_p увеличивается, а скорость V_p соответственно уменьшается. При этом, несмотря на однородность пласта песчаника по пористости ($K_p = 22 \pm 2\%$), в нефтенасыщенной его части приращение $\Delta t_p = 0,193\%$ (рис. 3,б) в 3 раза меньше, чем в водо-насыщенной (рис. 3,в), в которой $\Delta t_p = 0,58\%$. Эта разница Δt_p обусловлена меньшей фазовой проницаемостью пласта для нефти, чем для воды, что подтверждается промысловыми значениями изменчивости эффективной проницаемости этого пласта в пределах от 0,3 до 0,8 мкм². Характерно также, что 3-х кратная разница Δt_p соответствует 2-х кратной разнице значений вязкости нефти (2,55 сПз) и минерализованной пластовой воды (1,25 сПз). Сводные графики зависимостей относительного уменьшения скоростей ΔV_{p1} , ΔV_{p2} , ΔV_{p3} от увеличения амплитуды воздействия в исследованных пластах приведены на рис. 3, г.

Таким образом, эффективная проницаемость действительно является функцией $K_{пр} = f(\Delta t_p, \Delta U_p)$ приращения Δt_p (уменьшения ΔV_p) от разноамплитудного ΔU_p воздействия на пласт. Причём диапазон приращения Δt_p (ΔV_p) может быть расширен в 4 раза, т.е. доведён с 0,58 до 2,3 % (лабораторного значения) изменением заряда ВВ от 10 до 100 г. При погрешности измерений $\delta \Delta t_p = 0,025\%$ ошибки определения проницаемости не превысят 5-10%.

Полученные результаты опробования волнового метода подтверждают возможность оценки эффективной проницаемости продуктивных пластов по данным межскважинного разноамплитудного сейсмопросвечивания и последующего выявления целиков, тупиков и других застойных зон в нефтегазовых залежах на площади разрабатываемого месторождения.

ДП

ВН

ДП-а,б

ДП-в,г



Рис.1. Литолого-акустический разрез сейсмодосвечиваемых скважин 2466 и 2446

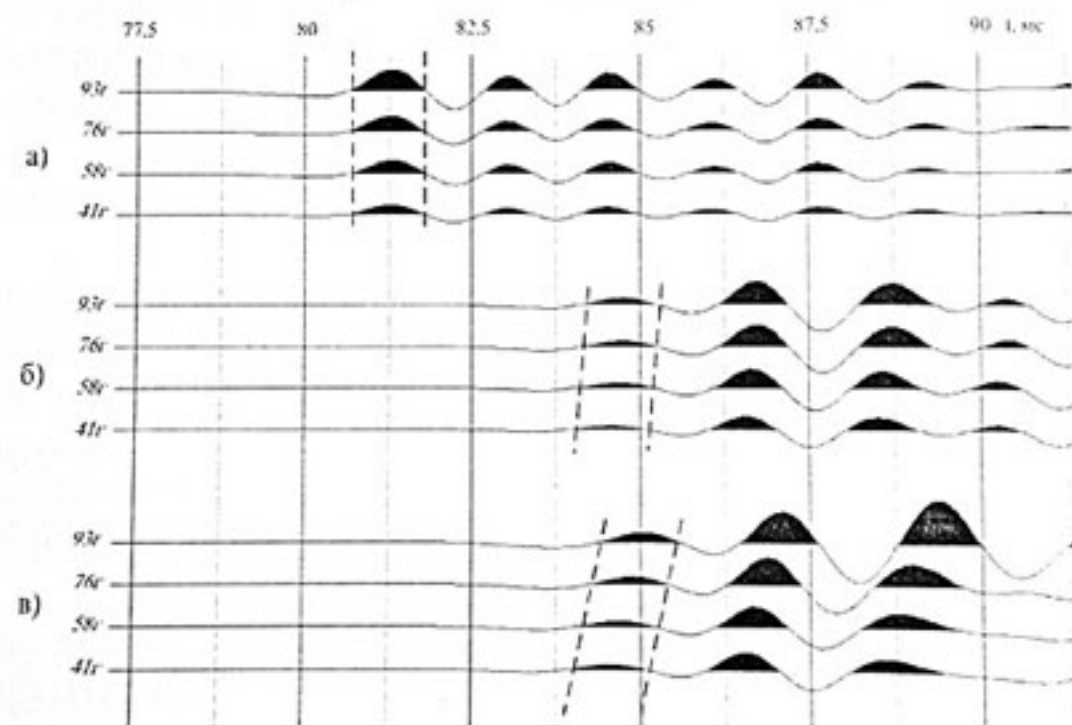


Рис.2 Сейсмограммы продольных волн в приемной скв. 2466 от взрыва зарядов ВВ массой 41, 58, 76 и 93 г в скв.2446 в пластах:
 а) – аргиллита-известняка,
 б) и в) – соответственно нефтенасыщенного и водонасыщенного песчаника.

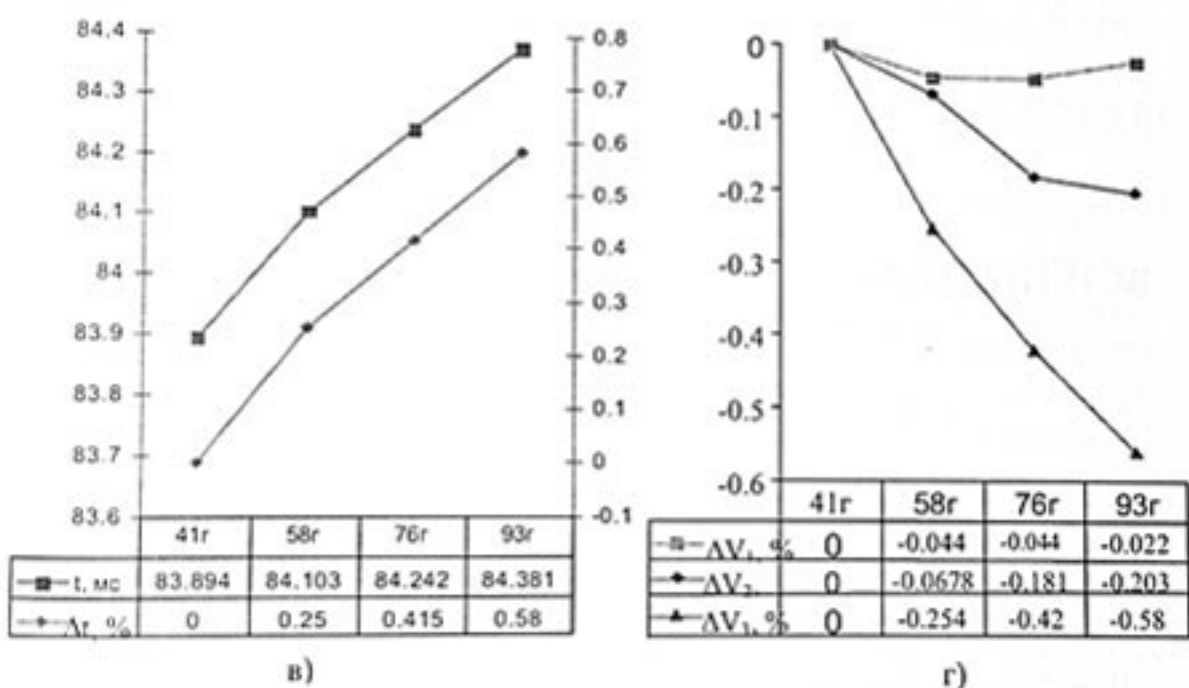
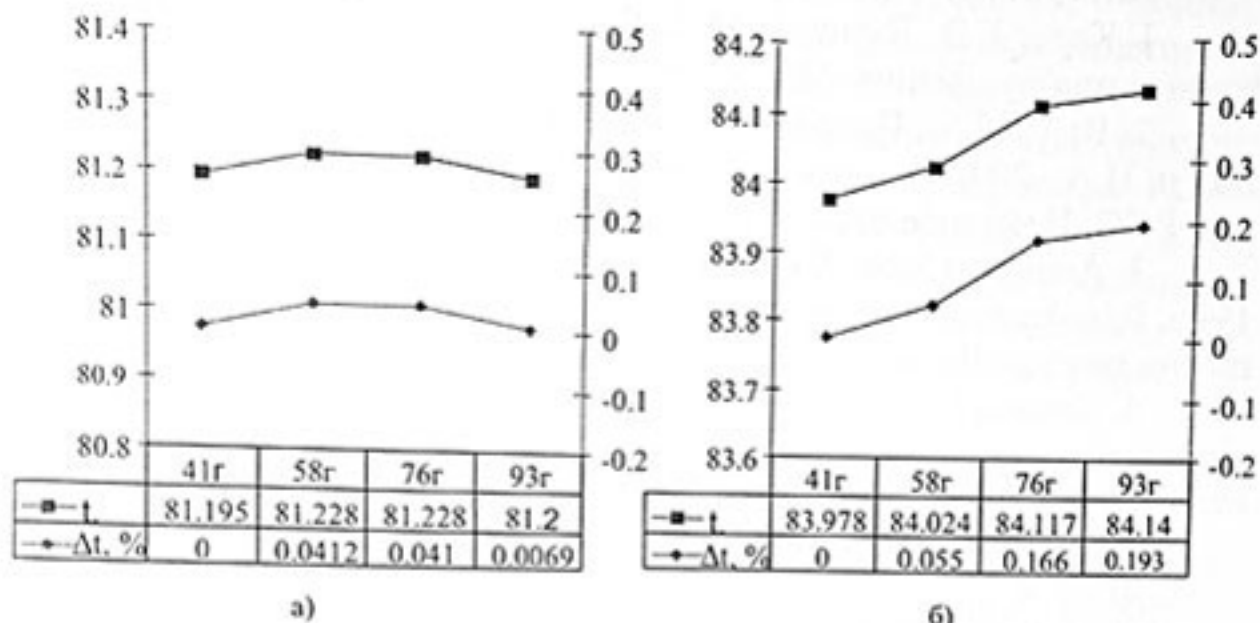


Рис. 3. Графики зависимости времени t_p и приращения Δt_p от массы заряда ВВ в пластах:

- а) – аргиллита-известняка;
- б) – нефтенасыщенного песчаника;
- в) – водо-насыщенного песчаника;
- г) – сводный график уменьшения скоростей ΔV_1 , ΔV_2 и ΔV_3 соответственно в пластах а), б) и в)

Литература:

1. Карус Е.В., Кузнецов О.Л., Файзуллин И.С., 1986, Межскважинное прозвучивание: М., Недра, 149 с.
2. Валеев Г.З., Пахомов В.Ф., Антипин Ю.Г., Гайнуллин К.Х., Ладин П.А., 2002, Технология контроля и выработки запасов методом ВСП: Нефтяное хозяйство, 2, 35-38.
3. Anderson R.N., Liqing Xu, Boulange A., Meadow B., Niel R., 1996, Развитие 4D сейсмического мониторинга как средства повышения нефтедобычи: Oil and Gas Special, Т. 94, №21, 41-46 р.
4. Бандов В.П., Халилов В.Ш., 1992, Микроструктурные особенности распространения волн в насыщенной пористой среде: Акустический журнал, Т. 38, №6, С. 975-983.
5. Халилов В.Ш., Гафуров Р.Р., Антонов К.В., Бандов В.П., Косолапов А.Ф., Халилов И.В., 1997, Способ оценки проницаемости горных пород: Патент РФ № 2132560.
6. Кузнецов О.Л., Халилов В.Ш., Гафуров Р.Р., Антонов К.В., Болгаров А.Г., 2001, Обоснование использования сейсмоакустических методов для оценки проницаемости горных пород: Геология нефти и газа, 6, 41-48.

ВСП ПРИ ИЗУЧЕНИИ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

А.Н. Амиров,

НПУ «Казаньгеофизика», г.Казань

Для эффективной разработки залежей углеводородов /УВ/ необходимо применять системы и способы воздействия на пласты, которые максимально учитывают особенности их строения. Однако на практике это нередко не выполняется.

В нефтегазопромысловой геологии определение положения зон с различными фильтрационно-емкостными свойствами /ФЕС/ и нефтегазонасыщением, а также контроль за результатами воздействия на пласты выполняется преимущественно методами, обладающими недостаточной глубиной /радиусом/ исследований /ГИС и геолого-промысловые исследования, в первую очередь, гидродинамические/. Это ограничивает возможности составления надежных геологических и гидродинамических моделей залежей, что снижает эффективность их освоения.

Распределение по площади пород с различными ФЕС и нефтегазонасыщением в значительной степени контролируется развитием в продуктивных толщах тектонических нарушений, зон литолого-фациальных изменений, областей с различной интенсивностью трещиноватости. ВСП и, особенно, его поляризационная модификация /1,2,3/ является мощным инструментом выявления и изучения особенностей строения вышесотмеченных неоднородностей. В докладе рассматриваются примеры их изучения на основе материалов, полученных преимущественно на нефтяных месторождениях Республики Татарстан /РТ/, а также на газовых месторождениях Крыма.

Изучение структурно-тектонических особенностей продуктивных отложений.

Результаты исследований ВСП, выполненных на нефтяных месторождениях Татарстана, свидетельствуют о широком развитии тектонических нарушений в продуктивных отложениях девона и карбона. Их выявление и изучение на этапе подготовки залежей к эксплуатации и в процессе разработки является актуальной задачей, т.к. они /нарушения/ обуславливают неоднородность разрабатываемых пластов по фильтрационным свойствам, и недоучет этого фактора приводит к снижению эффективности освоения залежей.

Наблюдения ВСП выполнены как на площадях, где ранее проведены сейсморазведочные работы МОГТ, так и на площадях, где сейсмические исследования не проводились. В первом случае они позволили существенно уточнить особенности структурно-тектонического строения продуктивных отложений, а во втором – получить ценную новую информацию. Рассматриваются результаты исследований на нескольких площадях. По материалам ВСП удастся детально изучать строение грабенов и горстов, визейских врезов, определять параметры разрывных нарушений.

По материалам, полученным на газовых месторождениях Крымского полуострова, рассмотрены результаты ВСП при изучении диапировой тектоники, в частности, при определении положения границы диапира. Подосные исследования могут помочь и в условиях Татарстана при изучении строения залежей, связанных с рифогенными постройками, где ВСП столкнулось с трудностями.

Изучение литолого-фациальных изменений в продуктивных породах и прогноз контуров залежей УВ.

Сильная литолого-фациальная изменчивость продуктивных отложений девона и карбона снижает эффективность освоения нефтяных залежей РТ. Привлечение ВСП для решения не только струк-

турных, но и литологических особенностей продуктивных пород вокруг скважин позволяет исключить /по крайней мере уменьшить/ объем непродуктивного бурения.

В докладе рассматриваются результаты исследований, выполненных с целью выявления зон повышенной глинизации в отложениях девона.

Прогноз контуров залежей был всегда одной из приоритетных задач сейсмических исследований. Исследования ВСП позволяют решать ее более эффективно благодаря повышенной разрешающей способности.

Рассматриваются результаты прогноза контура газовой залежи на Крымском полуострове. Прогноз был подтвержден последующим бурением.

Изучение трещиноватости карбонатных пород.

Для успешной разработки залежей в карбонатных комплексах с помощью горизонтальных и наклонных скважин необходимо, как минимум, оценить целостность разбуриваемого пласта, определить его наклон и оценить параметры трещиноватости коллектора /направление субвертикальной трещиноватости и ее интенсивность/. Способы изучения трещиноватости и результаты их применения на нефтяных месторождениях РТ обсуждены в ряде публикаций /Амиров А.Н., Гальперин Е.И., 1990; Амиров А.Н., Семакин Б.В., Знатокова Г.Н., 1992; Амиров А.Н., Ишуев Т.Н., Знатокова Г.Н. и др., 1999/. В докладе подробно описана методика изучения трещиноватости, основанная на комплексировании ПМ ВСП и наземных наблюдений ПМ МПВ /поляризационная модификация метода преломленных волн/. Исследования ПМ МПВ базируются на оценках изменений поляризации головной поперечной волны SSS, образующейся на верхней жесткой границе. ПМ МПВ позволяет изучать и распределение обстановок сжатия и растяжения вдоль профилей наблюдения и тем самым оценивать изменение параметров трещиноватости. Важным обстоятельством является то, что трещиноватость карбонатных коллекторов может быть оценена на обширных площадях и до постановки бурения.

Имеющийся опыт и полученные результаты свидетельствуют о перспективности применения ВСП для изучения строения резервуаров УВ. Проведение таких исследований и вложение усилий в их развитие является оправданным и будет окупаться снижением затрат на дорогостоящее бурение. Для более широкого внедрения исследований ВСП целесообразно выполнять и развивать их также в

организациях, занимающихся промысловой геофизикой, что обеспечивает более тесный контакт с геологами-разработчиками газонефтяных месторождений.

Литература:

1. Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических исследований. М., Недра, 1978, 279с.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. М., Недра, 1982, 344с.
3. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. М., Наука, 1994, 320с.

ПРИРОДА АМПЛИТУДНЫХ АНОМАЛИЙ ВОЛН, СВЯЗАННЫХ С КОЛЛЕКТОРАМИ.

Г.В. Голикова, М.В. Чижова
НИИФизику СПбГУ, г. Санкт-Петербург

Как показали сообщения на "Гальперинских чтениях 2001" года, большинство геофизиков отмечают характерные признаки поля, зарегистрированного в скважинах, связанные с присутствием в разрезе насыщенных УВ коллекторов. Однако причины возникновения аномальных особенностей поля обсуждаются очень редко. Отличие наших работ состоит в том, что динамические свойства поля мы попытались увязать с особенностями строения среды.

Изучаются поля ВСП, зарегистрированные в глубокой скважине, проходящей в краевой части месторождения газа в верхнеюрских рифовых отложениях. Основное внимание уделяется рассмотрению глубинных волн (образованных на фундаменте), которые при распространении к дневной поверхности пересекают месторождение. Интерес к изучению глубинных волн обусловлен тем, что при их регистрации на дневной поверхности наблюдаются амплитудные аномалии, которые используются для оконтуривания месторождений. Аномалии понижения амплитуд объяснялись повышенным поглощением волн в залежи. Опыт использования данного метода показал, что аномалии амплитуд имеют сложную форму и не всегда соответствуют контуру газонасыщения.

Основной целью наших исследований являлось определение природы волн, прошедших через месторождение, изучение их поляризационно-динамических характеристик и рассмотрение факторов, оказывающих влияние на динамические особенности записи.

Поля изучались в точках регистрации внутри рифового разреза, а также вдоль осей синфазности фундаментных волн во всей покрывающей толще. Учитывая сейсмический снос, равный для фундаментных волн примерно 3 км, и наличие удаленных ПВ, расположенных со стороны краевых частей месторождения и со стороны максимальных мощностей газонасыщения, удалось рассмотреть диапазон расстояний максимально возможных изменений волнового поля.

К особенностям методики обработки можно отнести рассмотрение и интерпретацию сейсмограмм полного вектора смещения и широкое использование диаграмм поляризации волн, которые позволяют расчленивать суммарные поля на отдельные разнополяризованные волны и оценить их поляризационно-динамические параметры.

В результате выполненных исследований по интерпретации поляризационно-динамических характеристик было показано, что :

1. В газонасыщенном ангидрит-известняковом комплексе запись фундаментной волны обогащается обменными волнами, которые распространяются через коллектора со скоростью поперечных волн. В покрывающей среде вновь образованные обменные преломленные волны испытывают вторичный обмен (из S в P) и до дневной поверхности в подавляющем числе точек наблюдения сохраняют свою природу (как продольные) и гладкость своих характеристик.

2. В краевых частях месторождения отмечается затухание всех типов волн в 1.5- 2 раза по сравнению с уровнем поля в скважине. На поверхности формируется минимум амплитуд волн.

3. С возрастанием мощности газонасыщенной части разреза не происходит затухания всех типов волн (как ожидалось). При затухании "чистой" продольной и некоторых обменных волн отмечается возрастание амплитуды обменной волны вблизи ГВ контакта. Запись поля упрощается, возникает максимум амплитуд. Указанное свойство поля было подтверждено обработкой полей отраженных волн. Из всех волн, отраженных в рифовом разрезе в центральной части месторождения, остается лишь обменная волна, отраженная вблизи ГВ контакта.

4. Кинематика волн, слагающих импульс фундаментной волны, такова, что обменные волны обгоняют «чистую» продольную. Чем больше угол прохождения волны через среду, тем быстрее она выходит в первые вступления. На поверхности отмечаются смены волн.

Отмеченные особенности динамики волн получают свое объяснение в предположении существования во флюидонасыщенном раз-

резу «нежестких» контактов. Предполагается также, что нежесткие контакты существуют в тех случаях, когда одна из контактирующих сред является водонасыщенной.

Таким образом, динамические особенности записи фундаментальной волны, прошедшей месторождение, возникают в процессе регистрации группы волн, амплитуды и кинематика которых меняются при движении вдоль месторождения. Основные изменения амплитуд волн происходят (по нашему мнению) за счет изменения типов контактов внутри изучаемой толщи.

РЕШЕНИЕ ОБРАТНЫХ ЗАДАЧ ВСП И МОНИТОРИНГ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ ПОЛЕЙ

А.В. Баев*, А.А. Табаков**, И.Е. Солтан**, А.В. Копчиков**

* МГУ, г. Москва; ** ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Анализ корреляционных полей сейсмических трасс ВСП позволяет утверждать, что в них содержится полная информация о геологическом разрезе вдоль скважины [1]. При этом оказывается, что на основе корреляционных полей в схеме с поверхностным источником можно восстановить сейсмический разрез как ниже, так и выше уровня расположения регистрирующих датчиков.

Показано, что задачу прогнозирования геологической среды удастся решить также в случае источника, расположенного на глубине [2]. Таким источником может служить долото бура, что позволяет осуществить обработку данных ВСП в режиме мониторинга. При этом частотно-временные параметры источника колебаний для прогнозирования геологического разреза знать, вообще говоря, не требуется.

Методика опробована на модельных и реальных данных ВСП где показано, что качество прогнозирования на автокорреляциях сопоставимо с качеством прогнозирования по полным трассам ВСП.

На рис. 1 изображены полное модельное поле (1а) и поле автокорреляций (1б) ВСП. На рис. 2 прогнозные акустические импедансы по полным (2б) и автокорреляционным (2в) трассам ВСП сопоставлены с фактическим разрезом (2а). Различия наблюдаются только на высокочастотной компоненте и уровень шумов не превышает 10-20% от полезного сигнала.

В связи с полным отсутствием информации в интервале частот 0-1Гц отмечается дрейф абсолютных значений импедансов. Этот

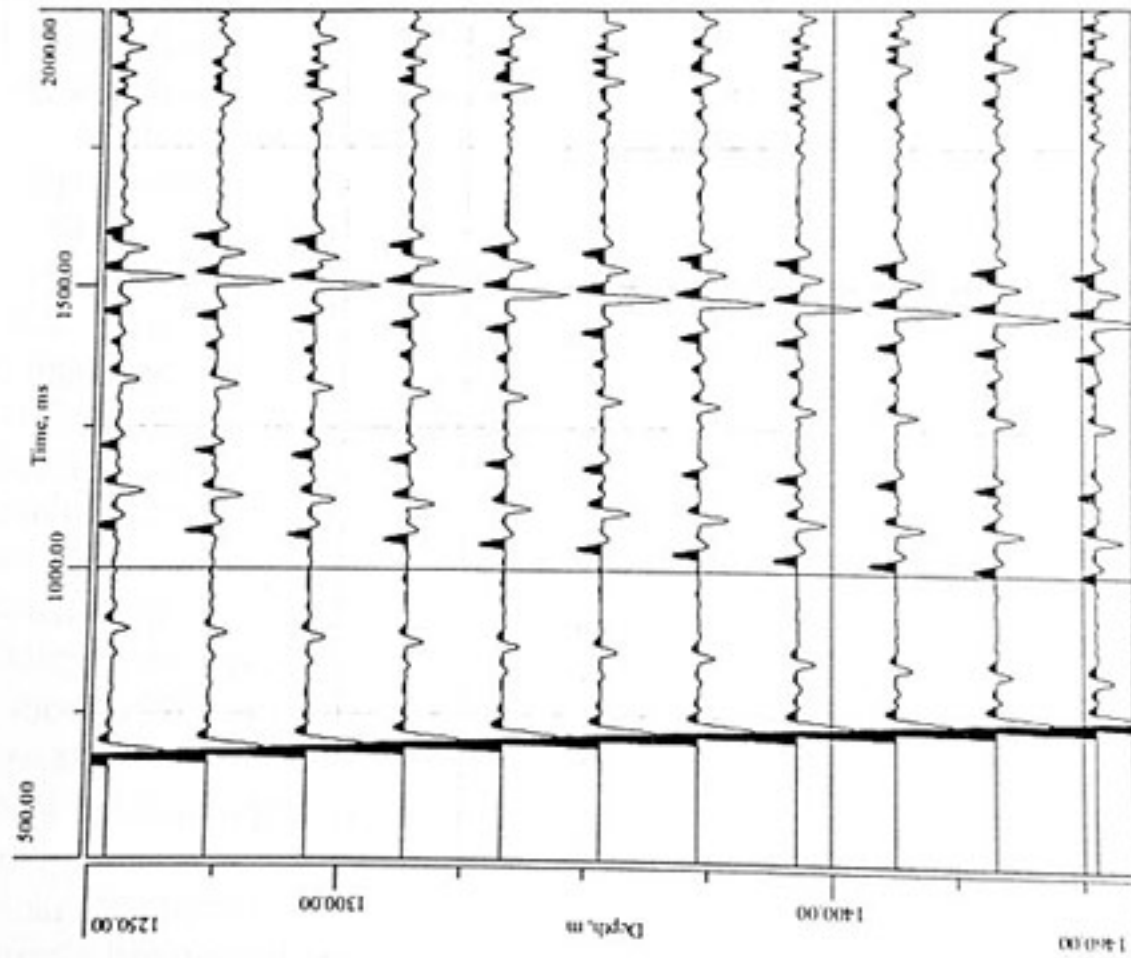


Рис. 1а Модельное поле ВСП для модели на рис.2а

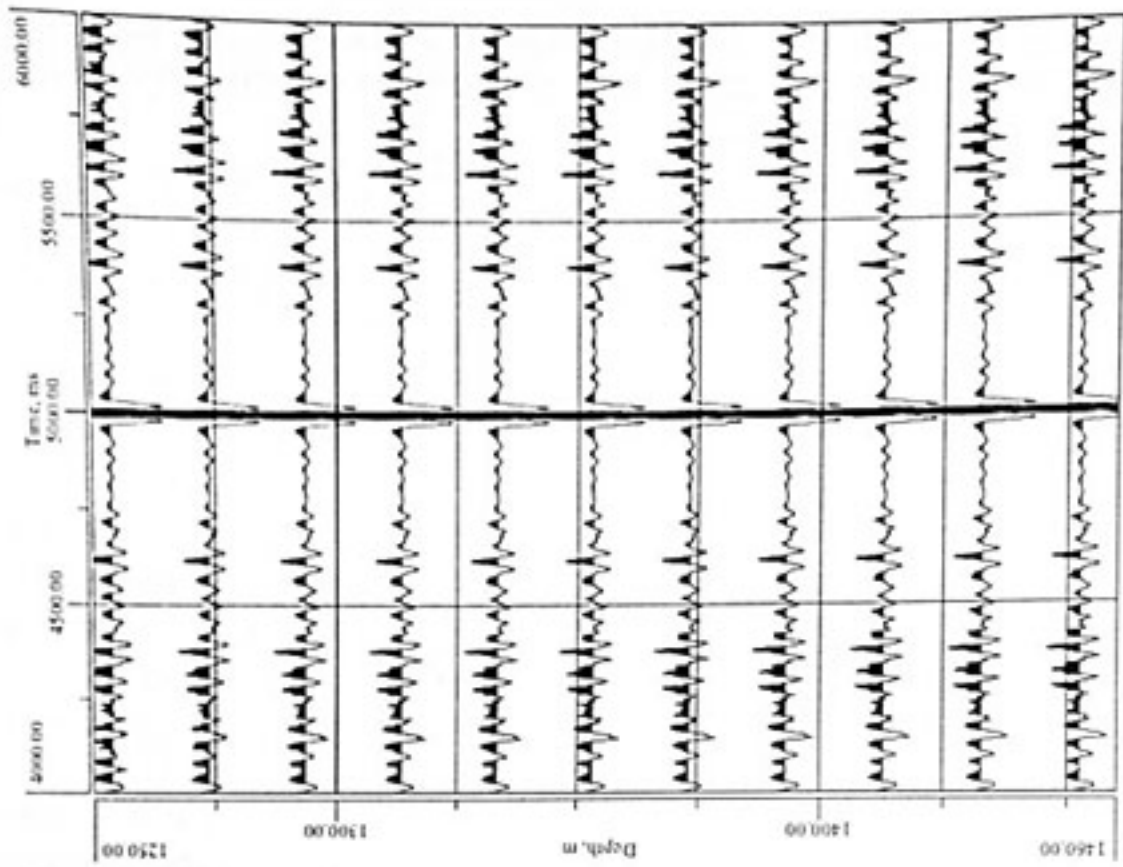


Рис. 1б Автокорреляция модельного поле ВСП для модели на рис. 2а

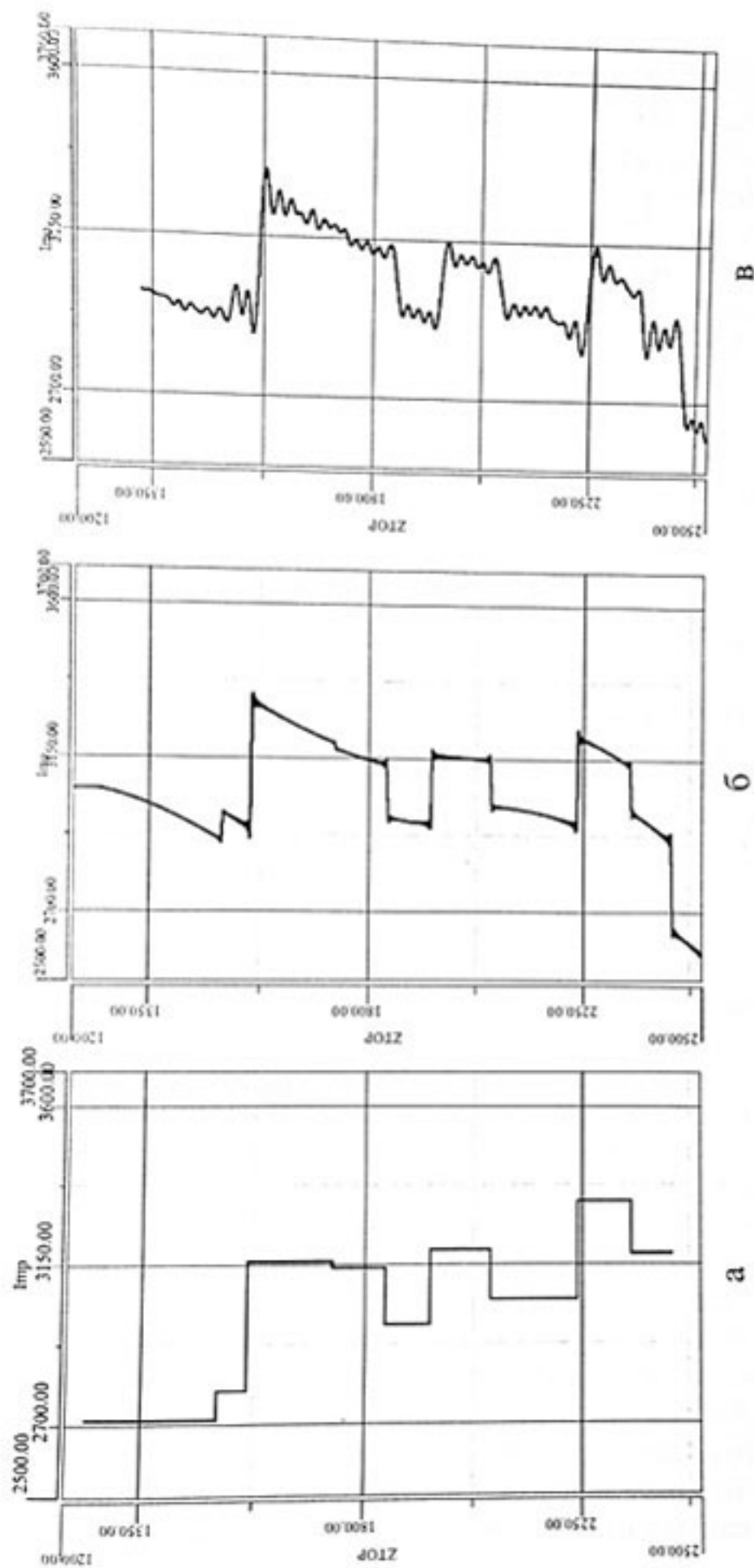


Рис.2. Акустические импедансы ниже интервала наблюдений в масштабе глубин:

- (2а) - модельный,
- (2б) - прогноз по ВСП,
- (2в) - прогноз по автокорреляциям ВСП.

недостаток может быть легко устранен, так как низкочастотная компонента хорошо известна априорно.

Предложенная методика позволяет существенно повысить перспективы высокоразрешенного прогнозирования разреза ниже забоя скважины по шумам долота, так как при этом отпадает необходимость регистрации сигнала на буровом инструменте.

Литература:

1. Табаков А.А., Везденев Е.М., Зарипова Д.М. Возможности прогнозирования разреза вверх и вниз по автокорреляциям трасс ВСП. В сб.: Геофизические исследования на нефть и газ в Узбекистане. Ташкент. Изд-во САИГИМС. 1978. Вып. 34. С. 78–84.

2. Басев А.В., Табаков А.А. Решения обратных задач сейсмопрофилирования и мониторинг при бурении скважин. Докл. РАН. 1992. Т. 324. № 1. С. 73–76.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ТРЕХКОМПОНЕНТНЫХ СКВАЖИННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В.Л.Трофимов, Ф.Ф.Хазиев

ОАО «ЦГЭ», г.Москва

Изучение напряженного состояния массивов горных пород в зонах развития очагов и возможных проявлений естественных и «искусственных» (техногенных) землетрясений весьма актуально в связи с острой необходимостью предотвращения серьезных катастрофических последствий от их возникновения. При этом особое внимание уделяется тем областям возможных землетрясений, которые обусловлены нарушением экологического равновесия геологической среды за счет инженерной деятельности, в том числе связанной с добычей полезных ископаемых. Это, как известно, приводит к перераспределению энергии упругой деформации и напряженного состояния в массивах горных пород.

Существующие подходы к контролю за напряженным состоянием пород базируются в основном на изучении и анализе параметров различных геофизических и геохимических полей. В частности, применительно к широкополосному акустическому каротажу используются такие изменения информационных параметров, которые мо-

гут свидетельствовать о начальном этапе подготовки землетрясения: увеличение отношения акустических скоростей распространения продольных и поперечных волн; уменьшение упруго-деформационных модулей; увеличение коэффициента бокового распора и горизонтальной составляющей геодинамического напряжения и т.п. [5]. При этом отмечается (на основании проведенных лабораторных и скважинных экспериментов), что изменения указанных акустических характеристик в процессе подготовки землетрясения могут составлять несколько десятков или сотен процентов.

В работе [6] предложена методика изучения напряженного состояния горных пород в областях возможных землетрясений, которая основана на использовании информационных кинематических и динамических параметров сейсмического волнового поля, получаемого с применением одной из модификаций поляризационного метода (ПМ) сейсморазведки – его скважинной модификации вертикального сейсмического профилирования (ВСП). При этом методика наблюдений ПМ ВСП дополняется специальными режимными (мониторинговыми) измерениями в скважине и специализированной обработкой и интерпретацией получаемых материалов наблюдений.

Полевая методика предусматривает регистрацию (в предварительно разбуренных глубоких скважинах, в которых стационарно установлены трехкомпонентные ортогональные X, Y, Z или однородные I, II, III установки сейсмоприемников) сейсмического волнового поля, периодически возбуждаемого источником (в течение достаточно длительного времени). Ориентация компонент сейсмической записи в пространстве по соответствующим направлениям выполняется либо с принудительной («физической», непосредственно в скважине) [3,4], либо с предварительной лабораторной ориентировкой (предусматривающей использование специальных программных средств) [1,2].

Основой для цифровой обработки данных трехкомпонентных сейсмических наблюдений в скважинах является разработанный авторами комплекс программ SKOR, с применением которого рассчитываются эффективные упруго-деформационные параметры и напряженное состояние в условиях естественного залегания изучаемого разреза [7]. Исходными данными для программ комплекса являются вертикальные годографы продольных $t_p(z)$ и поперечных $t_s(z)$ волн, которые предварительно исправлены за разбросы наблюдаемых времен по контрольному сейсмоприемнику способом «вертикальных графиков», за вертикальное время и отметку момента взрыва для каждой точки наблюдения, а также распределение плотности пород

по разрезу. Одним из основных программных модулей является блок, в котором определяются оптимальные параметры сглаживания вертикальных годографов продольных и поперечных волн скользящим многочленом произвольной степени n по произвольному числу m точек годографа. При этом коэффициенты аппроксимирующего многочлена определяются по методу наименьших квадратов из системы $n+1$ линейных уравнений [7]:

$$\sum_{i=1}^{n+1} a_i \sum_{k=1}^m z_k^{i-i_1-2} = \sum_{k=1}^m t(z_k) z_k^{i_1-1}, \quad (i_1 = 1, 2, \dots, n+1).$$

Найденный таким образом многочлен дифференцируется в средней из m точек вертикального годографа, через которые он проводится, и на такой основе определяется интервальная скорость распространения сейсмических волн в точках z_k вертикального профиля как величина обратная производной сглаженного годографа. Физические параметры разреза рассчитываются с оптимальными параметрами сглаживания вертикальных годографов продольных и поперечных волн. Для приведения к оптимальной базе (интервалу) сглаживания вертикальных годографов и соответствующих им скоростных кривых базы анализа кривой распределения плотности пород используется аппроксимация последней функцией гиперболического тангенса по глубине. В результате расчетов в вертикальном сечении разреза непосредственно определяются: средние, пластовые и интервальные скорости распространения продольных и поперечных волн, их отношения и погрешности вычислений; кривые модуля Юнга, коэффициента Пуассона, констант Ламэ, коэффициентов объемного расширения и бокового распора; вертикальное геодинамическое и эффективное горизонтальное напряжения; отношения коэффициентов поглощения поперечных и продольных волн и др. [7]. Наряду с отмеченными скоростными и упругими параметрами разреза, определяемыми по кинематическим характеристикам волн, также могут рассчитываться и динамические параметры векторного волнового поля. Непосредственно могут быть вычислены поляризационные характеристики полного вектора колебаний и следящей составляющей, в частности: поляризация волн разных типов, эллиптичность траектории движения частиц среды, амплитудные и угловые параметры нисходящих и восходящих волн, спектрально-поляризационные параметры и т.п. [2].

На завершающем этапе обработки с использованием программ статистического анализа по результатам многократных, периодичес-

ких измерений для всех определяемых параметров находятся статистические оценки (стандартное отклонение, коэффициент вариации, асимметрия, эксцесс и др.) и их отношения. Заключение о подготовке исследуемой области к возможному землетрясению делается на основании анализа изменений статистических оценок во времени, комплекса кинематических и динамических параметров сейсмического волнового поля и их отношений. На такой основе прогнозируется и время его проявления.

Опробование разработанных авторами методики и комплекса программ для сейсмического мониторинга выполнено на материалах одной из глубоких скважин, расположенной в пределах Тенгизского нефтяного месторождения. По существу скважина была предварительно подготовлена для выполнения этих уникальных работ по сейсмическому мониторингу под методическим и научным руководством Е.И.Гальперина. *(В скважину глубиной более 1600 м был помещен специально изготовленный сейсмический кабель, к которому были подключены с неравномерным шагом по глубине однородные четырехкомпонентные I, II, III, Z установки сейсмоприемников. Такая «сейсмическая гирлянда» была зафиксирована в глубокой скважине цементным раствором. Техническая отработка скважины выполнялась примерно в течение 1,5 лет силами треста «Саратов-нефтегеофизика». Разработка соответствующего комплекса программ, методики обработки и интерпретации получаемых при этом материалов наблюдений была возложена на авторов настоящих тезисов.)* К этому следует заметить, что Е.И.Гальпериним была также разработана достаточно сложная технологическая схема отработки исследуемого вертикального профиля из стационарно закрепленных на местности пунктов возбуждения упругих колебаний (циклы периодической отработки были специально «вложенными», начиная с периода измерений от 4-х часов в течение недели, до 15-ти дней в течение года).

При опробовании методики и техники проводимых исследований в целом авторы воспользовались материалами, которые к тому времени характеризовали цикл исследований в полном объеме. Был выбран, таким образом, «недельный цикл» с периодом «отработки» (возбуждения и регистрации волнового поля во внутренних точках среды) в 4 часа, начиная с момента 14³⁰ 17.03.91г., до 10³⁰ 24.03.91г. Для исключения случайной составляющей при «отработке» каждый акт возбуждения и регистрации упругих колебаний из одного и того же пункта взрыва повторялся 10-кратно. Это учитывалось при пос-

ледующей обработке материалов наблюдений: из данных 10-кратной «отработки» в каждой точке наблюдений находились среднеарифметические значения (при условии их нормального распределения), а полученные при этом результаты принимались в целом как от единичного акта возбуждения и регистрации колебаний.

По результатам обработки данных периодических измерений «недельного цикла» была построена целая совокупность «исходных» графиков $\Psi_i(z,t)$ (выбрано было только их минимально необходимое количество). В частности, построены совокупности кривых в виде: годографов $t_p(z)$ и соответствующих им интервальных скоростей распространения $V_p(z)$ продольных волн, эффективных горизонтальных напряжений $\sigma_{x,y}(z)$, констант Ламэ $\lambda(z)$ и модуля Юнга $E(z)$. *(Исполнителям работ, к сожалению, не удалось выполнить «лабораторной» ориентации компонент сейсмической записи по соответствующим направлениям каждой из погруженных в скважину однородных I, II, III установок сейсмоприемников прежде всего из-за значительного объема такой обработки. В связи с этим при расчетах использовались приблизительные, но вполне приемлемые значения годографа $t_s(z)$ поперечных волн, которые были предварительно найдены из уравнения регрессии вида: $t_s(z) = a_j \cdot t_p(z) + b_j$ с установленными приближенно значениями коэффициентов a_j и b_j этого уравнения. Распределение плотности пород в вертикальном сечении разреза по стволу скважины также было принято фиксированным с предварительным его вычислением на основе использования известного приближенного пересчетного уравнения вида $\rho(z) = f[V_p(z)]$.)* Каждая из отмеченных совокупностей геофизических параметров при этом изображена 42 графиками, которые «отстоят» друг от друга через временной интервал «отработки» в 4 часа.

В целом полученные таким образом совокупности указанных графиков $\Psi_i(z,t)$ имеет свои характерные формы изменения переменных функций по вертикальной (глубине) и горизонтальной (времени) координатам. Однако использование только «исходных» графиков не позволяет просто оценить характер их изменений по этим координатам. С целью наиболее уверенного прослеживания таких изменений для каждой из совокупностей исследуемых переменных $\Psi_i(z,t)$ были построены их разностные значения по горизонтальной (временной) координате относительно самого первого из рассматриваемых графиков. На таких разностных графиках уже четко просматривается характер изменений практически каждого из исследуемых геофизических параметров по координатам z и t .

Наиболее уверенно в течение недельного срока исследований над Тенгизским нефтяным месторождением просматриваются следующие изменения изучаемых параметров. Прежде всего, наблюдается тенденция постепенного изменения (уменьшение) значений графика $t_p(z)$ продольных волн по времени. При этом фиксируется несколько линий (осей) максимумов изменения значений этого параметра на глубинах 750, 1100, 1450, 1500, 1600 и 1650 м. Наибольшие изменения отмечаются в интервале глубин 600-1000 м в период с момента 18³⁰ 23.03.91г., до 10³⁰ 24.03.91г. Наиболее значительные изменения параметров $V_p(z)$, $\sigma_{xy}(z)$, $\lambda(z)$ и $E(z)$ наблюдаются в интервале глубин 1400-1650 м. Такие изменения имеют знакопеременный характер с точками смены знака на глубинах 1450, 1600 и, очевидно, 1650 м. На этих графиках также отмечаются и ряд локальных областей с повышенными областями изменения параметров. Генетические предпосылки изменений рассмотренных параметров представляют из себя особую проблему и в работе они не анализируются.

Таким образом, можно констатировать, что заложенные Е.И.Гальпериним идеи были реализованы и показали на весьма высокую чувствительность в целом разработанных измерительной и обрабатывающей систем для прогнозирования динамики напряженного состояния реальной среды в условиях естественного залегания массива горных пород. Представляется, что такая или аналогичные системы исследований могут быть эффективно использованы для прямого прогноза изменений напряженного состояния пород в областях возможных проявлений искусственных (техногенных) или естественных землетрясений.

Литература:

1. Гальперин Е.И., 1977, Поляризационный метод сейсмических исследований. М., Недра, 137с.
2. Гальперин Е.И., Фролова А.В., Гальперина Р.М. и др., 1984, Методические рекомендации по применению поляризационного метода сейсмической разведки. Алма-Ата, КазВИРГ, 184 с.
3. Клушин С.В., Трофимов В.Л., Исаенко М.Н. и др., 1984, Основные результаты и перспективы развития поляризационного метода сейсморазведки в БССР. В сб.: "Геофизические исследования на нефть в Белорусской ССР. Результаты. Направления". Минск, Наука и техника, 105-120.
4. Клушин С.В., Трофимов В.Л., Исаенко М.Н. и др., 1987, Трехкомпонентные скважинные исследования на территории Белоруссии. В сб.: «Многоволновые сейсмические исследования». Новосибирск, Наука, 112-119.

5. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., 1990, Преобразование и взаимодействие геофизических полей в литосфере. М., Недра, 270 с.

6. Трофимов В.Л., Абулашвили В.У., Хазиев Ф.Ф., 1990, Методика изучения напряженного состояния горных пород в областях возможных землетрясений. Тезисы докладов республиканского научно-технического семинара «Оценка влияния хозяйственной деятельности на геологическую среду». Минск, БелНИГРИ, 97-99.

7. Трофимов В.Л., Лисица А.И., 1986, Определение скоростных характеристик продольных и поперечных волн и связанных с ними параметров разреза по данным ПМ ВСП. В сб.: «Новые результаты геофизических исследований в Белоруссии». Минск, БелНИГРИ, 82-93.

**ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ СКВАЖИННЫЙ
ИСТОЧНИК СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ
ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ДЕТАЛЬНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

А.Я.Картелев
ООО "Геокарт"

В современной обстановке ограниченных запасов нефти и газа и возрастающего их потребления многие компании фокусируют свое внимание на уточнении запасов нефти и газа путем повышения детальности и точности изучения уже известных месторождений.

В 1961 г. трестом "Куйбышевнефтегеофизика" совместно с Куйбышевским авиационным институтом была установлена принципиальная возможность применения электрогидравлического эффекта для возбуждения упругих колебаний и ведения сейсморазведки. Оказалось, что искровой источник генерирует более широкий и более высокочастотный спектр колебаний и дает лучшее пространственное разрешение, чем взрывной источник. Кроме того, он легко автоматизируется и синхронизируется с приемной сейсморазведочной станцией. Однако в первых искровых источниках сейсмоакустических волн в скважину (на глубину 5-8 метров) опускалась лишь электродная система, а емкостной накопитель энергии, системы его зарядки и управления находились на поверхности земли. Дальнейшее погружение излучателя приводило к уменьшению разрядного тока и энергии акустического сигнала.

В 1995-98 гг. сотрудниками ООО "Геокарт" (ведущими специалистами Российского Федерального Ядерного Центра по импульсным системам большой мощности) был разработан и изготовлен скважинный электрогидравлический источник ЭГИС-5. Назначение аппарата - интенсификация добычи нефти и газа и ведение детальной сейсморазведки.

Скважинный электрогидравлический источник ЭГИС-5 имеет диаметр 102 мм, регулируемую энергетику от 1 до 5 кДж и длину от 2,7 до 7,5 м. Термостойкость 100° С и баростойкость 50 МПа.

В состав погружной части источника входят зарядное устройство, от 1 до 5-ти конденсаторных модулей, газонаполненный разрядник и излучатель ударных и акустических волн.

На поверхности земли находится только небольшой пульт питания и управления мощностью 1 кВт. Спуск источника ЭГИС-5 на

Уровень исследуемого пласта и подъем осуществляются на стандартном геофизическом кабеле КГЗ-67-180. Источник имеет выход (выдает отметку "удар" амплитудой 70 В и длительностью 10 мкс) для синхронного запуска измерительной станции и измерения времени пробега (первых вступлений) сейсмических волн.

Запасаемая энергия источника ЭГИС-5 достигает 5 кДж, рабочее напряжение 35 кВ. Электрическая мощность, выделяемая на искровом промежутке в жидкости, превышает 360 МВт. Частота повторения разрядов 6-10 имп./мин.

Бризантный эффект электрического разряда в скважинной жидкости эквивалентен взрыву 1 г тротила. Амплитуда ударной волны на расстоянии 100 мм от канала разряда составляет не менее 900 атм. Для аппарата с сейсмоакустической головкой, спектр излучаемого акустического сигнала широкополосный: от нуля до 20 кГц с локальным максимумом на частоте 10 кГц.

При соответствующей комплектации ЭГИС-5 может применяться для глубинной сейсморазведки нефтяных и газовых залежей по методу ВСП и методу сверхмалых воздействий; морской сейсморазведки на шельфе арктических морей; многоволновой сейсморазведки на малых глубинах от 5 до 200 м. При этом детальность расчленения геологического разреза ожидается выше, чем по стандартным материалам геофизического исследования скважин.

Источник ЭГИС-5 также может быть укомплектован излучателем для целей электромагнитного сканирования нефтяных и газовых месторождений.

ТРЕХКОМПОНЕНТНЫЙ СКВАЖИННЫЙ ЗОНД С ГИРОСКОПИЧЕСКОЙ ОРИЕНТАЦИЕЙ

К.А.Лебедев*, В.Т.Лаврухов*, А.В.Михеев**, А.Н.Белянин***

* ИГФ СО РАН, г.Новосибирск; ** ОАО «Сибнефтегеофизика»,
г.Новосибирск; *** ТПУ, г.Томск

При проведении исследований методом ВСП как в России, так и за рубежом преимущественно используются многоточечные неориентируемые трехкомпонентные зонды различного принципа действия и конструкции. Определение ориентации горизонтальных компонент сейсмоприемников по азимуту осуществляется в них по углу подхода падающей продольной волны, регистрируемой в первых

вступлениях и возбуждаемой из ПВ, удаленных на расстояние 600-1200 м от устья исследуемой скважины [1].

Однако многочисленные исследования по изучению поляризации поперечных и обменных волн в анизотропных средах показали, что в ряде случаев погрешности определения ориентации скважинных приборов таким способом становятся недопустимо большими, особенно при решении задач определения азимута доминирующего направления вертикальных трещин в нефтегазовых коллекторах. Специально проведенными экспериментами было установлено, что основной причиной этих погрешностей является интерференция продольных волн в области первых вступлений с обменными волнами, имеющими в некоторых средах интенсивную тангенциальную компоненту [2]. В большинстве случаев они образуются на кровле и подошве анизотропных интервалов разреза при наблюдениях на направлениях выноса удаленных ПВ, не совпадающими с направлениями главных элементов симметрии среды – плоскости или оси симметрии.

Для исключения таких погрешностей в 60-80 годы во ВНИИ-Геофизике, БелНИГРИ и ИГФ СО РАН были созданы макетные и экспериментальные образцы скважинной трехкомпонентной аппаратуры с гироскопической ориентацией сейсмоприемников по азимуту. Они успешно использовались в различных регионах страны при многоволновых сейсмических исследованиях и показали хорошие результаты. На основании этих исследований Институтом геофизики СО РАН и СНИИГГиМСом в последние годы были проведены при участии Томского политехнического университета и СОМГЭИС ОАО «Сибнефтегеофизика» работы по созданию многолучевого трехкомпонентного зонда с гироскопическими датчиками азимута ориентации с использованием современной элементной базы и новых технологий. Финансирование этих работ осуществлялось Министерством природных ресурсов РФ.

Структурная схема разработанной аппаратуры, в дальнейшем условно именуемой аппаратурой «ЗОНД», представлена на рис.1. Аппаратура состоит из наземной и скважинной частей, соединенных между собой трехжильным каротажным кабелем.

В состав наземного комплекса входят персональный компьютер (ПК), контроллер, источник питания (ИПН), контрольный сейсмоприемник (КСП) и система синхронизации возбуждения (ССВ). Скважинная часть включает в себя три идентичных скважинных прибора, соединенных последовательно отрезками трехжильного

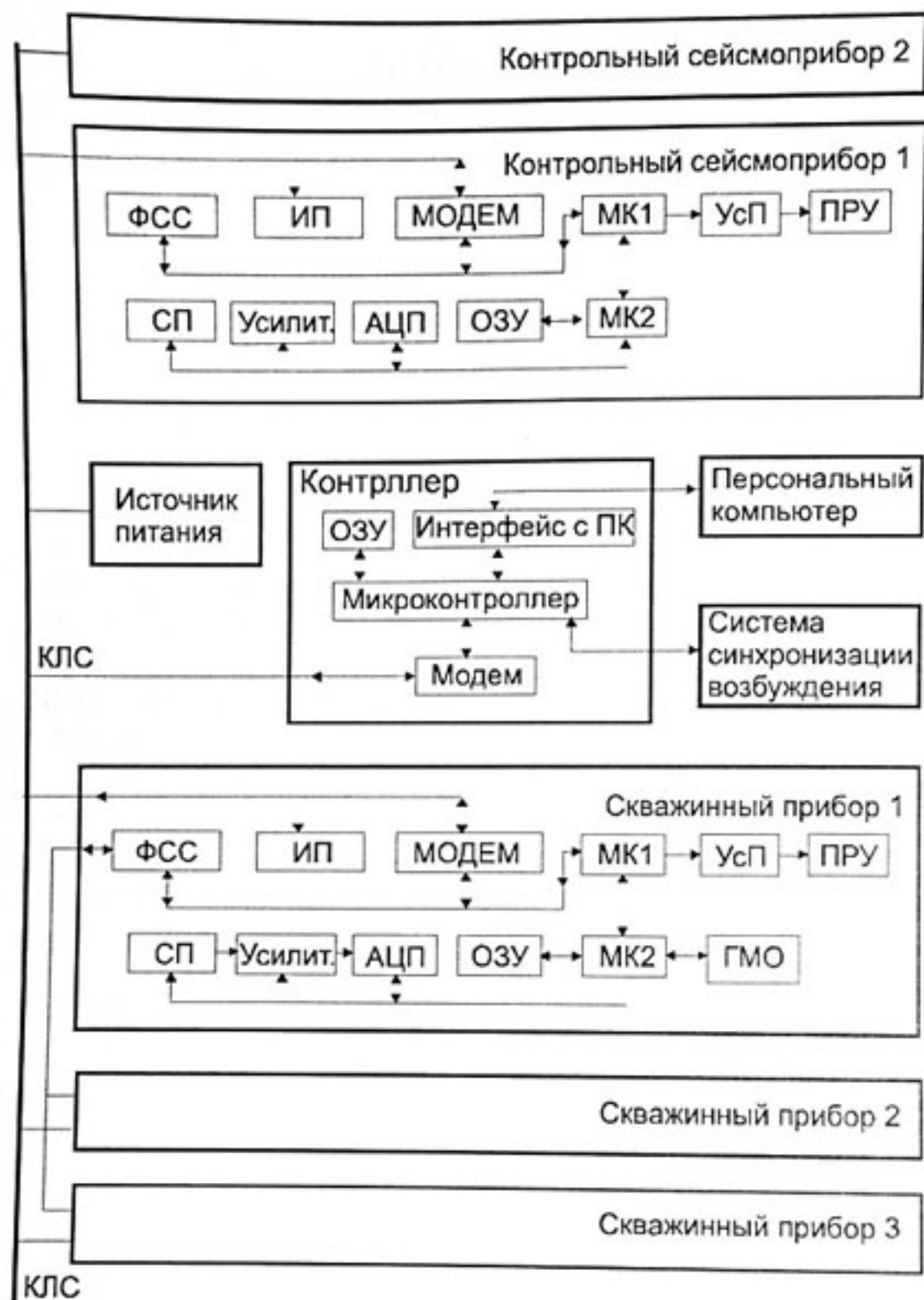


Рис. 1. Структурная схема аппаратуры ЗОНД

кабеля и содержащих модем, микропроцессор (МК), блок преобразования информации (АЦП), гироскопический модуль ориентации (ГМО), электромеханическое прижимное устройство (ПРУ) и скважинный источник питания (ИП).

В наземном комплексе персональная ЭВМ осуществляет общее управление режимами и синхронизацией работы скважинных приборов, блока контрольных сейсмоприемников и ССВ, записывает принятую от них цифровую информацию на магнитный носитель, осуществляет экспресс-обработку принятой информации и визуализацию ее в том или ином виде либо на экране монитора, либо на принтере. Контроллер осуществляет двунаправленную связь между ПК, скважинными приборами и КСП. Система синхронизации возбуждения служит для осуществления связи между регистрирующей станцией и пунктом возбуждения по телефону или радиоканалу, для синхронизации начала записи и момента возбуждения, формирования сигналов отметки момента и вертикального времени и передачи их в ПК. Блок контрольных СП преобразует сигналы от контрольных сейсмоприемников в цифровой код и передает их в контроллер, а наземный источник питания обеспечивает необходимыми напряжениями скважинные приборы и блоки КСП.

Контроллер состоит из микропроцессора, осуществляющего общее управление узлом на микроуровне, модема для связи со скважинной аппаратурой и блоками КСП, ОЗУ и интерфейса для сопряжения с ПК. Источник питания включает восемь источников вторичного питания и плату индикации, которая обеспечивает индицирование в цифровой форме значений напряжений и тока, поступающих в кабельную линию связи.

Скважинный прибор состоит из двух функциональных частей – управления и измерения. *Узел управления* осуществляет двунаправленную связь с наземными контроллером и ПК через кабельную линию связи (КЛС), управление прижимом, передачу команд и измерительный узел и прием данных от него. В его состав входят микроконтроллер МК1, модем, формирователь сигналов синхронизации ФСС, усилитель сигналов прижимного устройства УсП, прижимное устройство ПРУ и источник питания ИП.

Модем служит для двухсторонней связи с наземной аппаратурой через трехжильный каротажный кабель КЛС. ФСС предназначен для взаимной синхронизации скважинных приборов во время передачи данных в наземную аппаратуру. Усилитель сигналов прижимного устройства выдает в устройство прижима сигналы управления электродвигателем «прижать» или «отжать» в соответствии с поступающими от МК сигналами. Устройства прижима обеспечивают прижим скважинного прибора к стенке обсаженной скважины с усилием в 3-5 раз больше веса прибора. Источник питания форми-

рует необходимый ряд напряжений для всего устройства из входного напряжения постоянного тока +140 вольт.

Узел измерения служит для измерения аналоговых сигналов от сейсмоприемников СП и гироскопического модуля ориентации ГМО и передачи их в узел управления. Он содержит: микроконтроллер МК2 для общего управления устройством; трехкомпонентный сейсмоприемник СП (x, y, z); усилители сигналов сейсмоприемников U_c для усиления и предварительной фильтрации сигналов; коммутатор К; аналого-цифровой преобразователь АЦП для преобразования сигналов каждой из компонент сейсмоприемника и ГМО в цифровой код; гироскопический модуль ориентации ГМО для определения азимутального направления горизонтальных компонент сейсмоприемников.

Гироскопический модуль ориентации построен на принципе аналитического гироскопирования. Последний заключается в измерении проекций вектора угловой скорости вращения Земли и проекций вектора ускорений силы тяжести на оси приборной системы координат $oxuz$ неподвижных относительно Земли скважинных приборов и последующем вычислении параметров ориентации по специальным алгоритмам на ПК. Так как оси чувствительности сейсмоприемников совпадают с осями приборной системы координат, то рассчитанные параметры ориентации будут характеризовать и азимутальное положение осей чувствительности сейсмоприемников. Для измерения проекций вектора угловой скорости вращения Земли w_x и w_y используется динамически настраиваемый гироскоп (ДНГ) типа ГВК-6, а определение проекций вектора ускорения силы тяжести g_x и g_y производится маятниковыми акселерометрами ДА-11 с порогом чувствительности порядка $5 \cdot 10^{-6} g$.

Для выполнения требуемой при ВСП технологической последовательности операций в аппаратуре ЗОНД предусмотрены следующие режимы работы:

- прижим/отжим скважинных приборов к стенке скважины;
- определение азимута ориентировки осей чувствительности горизонтальных датчиков;
- тестирование электрических параметров тракта регистрации сигналов;
- регистрация сейсмических сигналов;
- визуализация и экспресс-обработка полученных данных.

Все управление работой скважинной и наземной частей аппаратуры происходит под управлением ПК, посредством взаимодей-

ствия оператора через программный интерфейс прикладной программы регистрации. Выбирая соответствующие режимы работы, оператор общается с контроллером на уровне макрокоманд, которые последний преобразует в последовательность управляющих микрокоманд для каждого отдельного узла.

Программа регистрации имеет графический интерфейс, имитирующий приборную панель, на которой отражаются в привычном для оператора виде состояние аппаратуры, текущие параметры каротажа, регистрируемые данные, включая служебные каналы. Предусмотрена возможность удобного просмотра регистрируемых данных (смена масштабов, усиления, числа выводимых каналов и т.п.).

Взаимодействие между контроллером, с одной стороны, КСП и скважинными приборами, с другой стороны, осуществляется по двухпроводной линии связи по принципу запрос-ответ с разделением сигналов запроса и ответа во времени. Со стороны контроллера генерируются импульсные сигналы запроса (кадровой синхронизации и команды управления). Со стороны КСП и скважинных приборов формируется ответ (сигналы подтверждения и регистрируемые данные) в фазоманипулированном коде с несущей 200 кГц.

К настоящему времени разработаны и изготовлены: контроллер в виде печатной платы к ПК типа IBM-484 или Pentium, наземный источник питания, система синхронизации возбуждения, контрольный сейсмоприбор, три скважинных прибора, программное обеспечение к ПК для управления режимами работы аппаратуры и регистрации сейсмических сигналов, а также для экспресс-обработки данных ВСП.

Полевые испытания аппаратуры «ЗОНД» в скважине показали удовлетворительную ее работоспособность и правильность большинства реализованных технических решений.

Литература:

1. Гальперин Е.И. Поляризонный метод сейсмических исследований. М., Недра, 1977, 379с.
2. Бродов Л.Ю., Лебедев К.А., Кузнецов В.М. и др. О природе некоторых ошибок при определении ориентации скважинных трехкомпонентных установок по поляризации первых волн // Геология и геофизика, 1992, № 8, с.127-136.

О ПРОБЛЕМАХ АППАРАТУРЫ ДЛЯ ПМ ВСП

В.А.Багмут*, М.Г.Герасимов*, А.Э.Сайганов*, В.А.Рюмин**

* КГФЭ «Крымгеофизика» г.Симферополь,

** МП «Геофизприбор» г.Симферополь

В докладе [1] авторы выделяют следующие проблемы применения аппаратуры для ВСП:

1. Необходимость сертификации.

2. Отсутствие цифровой аппаратуры для работы при температурах, превышающих 100°C и оснащенной 24-разрядными преобразователями.

Очевидно следует добавить: неидентичность АЧХ и ФЧХ сквозных трактов при выполнении наблюдений ПМ ВСП.

Рассмотрим эти проблемы, исходя из нашего опыта разработки и изменения аппаратуры для ПМ ВСП и компьютеризированных регистраторов, приведенные в таблице 1.

Точность определения полного вектора и вектора поляризации – важнейших параметров ПМ ВСП - зависит от идентичности сквозных трактов аппаратуры (цепочка сейсмоприемник — вход АЦП) и, как следует из таблицы, определяется характеристиками сейсмоприемников. При этом требования к их идентичности были определены в [2], а необходимость подбора в [3]. Наилучшие результаты дает подбор их в установки сравнением АЧХ и ФЧХ в диапазоне рабочих температур и контроль в аппаратуре способами, описанными в [2]. Из таблицы следует, что АПМ1-7 не вносит в канал шумов преобразования, но известно, что уступает ЦПМЗ-1 по уровню взаимных влияний, производительности и помехозащищенности.

АПМ4-3, оснащенный системой передачи с ВИМ, которая на протяжении многих лет используется в образцах нашей разработки [4,5] при температуре до 150°C, уступает ЦПМЗ-1 только по уровню взаимных влияний, степень влияния которых на качество регистрируемой информации не изучена (динамический диапазон регулируется управлением источниками возбуждения, числом накоплений, например).

Оснащение АПМ1-7 и АПМ4-3 компьютеризированными регистраторами (в таблице 1 сейсмостанция «Прогресс» или УКР-32) обеспечивает их практически теми же возможностями, что и цифровой зонд по контролю, и, при необходимости, коррекции АЧХ сквозных трактов и т.д.

Установка в цифровые зонды 24-разрядных АЦП сдерживается следующими обстоятельствами:

1. Производители практически не реализуют АЦП, в том числе и 24-разрядные, предназначенные для работы при температуре до 125°C (только 85°C).

2. 24-разрядные дельта-сигма АЦП рассчитаны на преобразование сигналов до 60 Гц, при превышении этой частоты уменьшается число разрядов, участвующих в преобразовании.

3. При преобразовании сигналов, занимающих нижнюю часть разрядной сетки, возрастает коэффициент нелинейных искажений этих преобразований, поскольку он зависит от числа разрядов, участвующих в преобразовании [6].

Выводы:

1. То обстоятельство, что цифровые зонды не работают при температурах выше 100°C (пусть даже до 125°C) не является проблемой. При этих температурах успешно работают зонды, оснащенные другими системами информации.

2. По некоторым характеристикам цифровые зонды потенциально превосходят аналоговые, а применение многоразрядных, например 24-х разрядных дельта-сигма АЦП, предпочтительнее. Сертификация и должна ответить на вопрос о реальных преимуществах различных АЦП и систем передачи информации.

3. При подготовке к сертификации, на наш взгляд, необходимо:

1) определиться с некоторыми понятиями, например динамического диапазона.

2) научно обосновать на современном уровне развития ВСП и компьютеризации техники степень влияния на достоверность получаемой информации таких параметров как неидентичность сквозных трактов, уровень взаимных влияний, коэффициент нелинейных искажений и т.д.

3) определиться со способами, а возможно и разработать устройство для определения и контроля параметров сейсмоприемников, например, коэффициента преобразования, на современном уровне.

Литература:

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

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

3. Ю.С. Исаев. «О необходимости подбора сейсмоприемников для шахтной внутрипластовой сейсморазведки.» Сборник «Геофизическая аппаратура», выпуск 74. Ленинград, Недра 1983.

4. А.П. Сорокин, Г.В. Мегедь. «Петрофизические свойства резервуаров углеводородов в гетерогенной анизотропной среде по данным ПМ ВСП и ГИС». Гальперинские чтения 2001.

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

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

Таблица 1

Наименование образца Параметры назначение	АПМ 1-7	АПМ 4-3	ЦПМ 3-1	АМЦ ВСП 3-48	Прог- ресс – 96	УКР- 32
Макс. рабочая температура, °С	180	150	125	120		
Частотный диапазон каналов, Гц	5-250	8-125, 250	8-125, 250		3-250	8-125, 250
Шаг дискретизации, мс		2(1)	2(1)	0,25;1:2	1;2;4	2;1
Динамич. диапазон полный, Db			156		168	156
Динамич. диапазон рабочий, Db			114			114
Динамич. диапазон каналов, мгновенный, Db ≤		80		90		
Динамич. диапазон преобразования				150		
Коэффициент нелинейных искажений, % ≤		0,2	0,1		0,1	0,1
Уровень шумов, приведен- ных ко входу, мкф. Эф ≤		0,2	0,2	0,05-0,1	0,15	0,2
Взаимные влияния каналов, Дб	≤40	≤40	-80		-80	-80
Амплитудная неидентич. каналов, %	≤ 1	≤ 1	≤1		≤ 2	≤ 1
Фазовая неидентичность каналов, %	≤ 1	≤ 1	≤1		≤ 2	≤ 1
Амплитудная неидентич. скв. трактов, %	≤ ±2,5	≤ ±2,5	≤ ±2,5			
Фазовая неидентичность скв. трактов, %	≤ ±2	≤ ±2	≤ ±2			
Коэф. нелин. искажений сейсмоприемн., % ≤	0,2	0,2	0,2			

НЕВЗРЫВНЫЕ СПОСОБЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ПРИ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Г.В. Волков, В.З. Кокшаров, В.И. Резвов,
ОАО «Тюменнефтегеофизика», г. Тюмень

Невзрывные способы возбуждения сейсмических колебаний имеют определённые преимущества по сравнению с взрывами в скважинах. Практика работ показала, что проведение сейсморазведки с использованием невзрывных источников позволяет упростить полевые работы, снизить их стоимость и повысить безопасность за счет отказа от использования взрывчатых веществ, исключить или свести к минимуму ущерб, наносимый окружающей среде.

В сейсморазведке используется множество модификаций различных невзрывных источников. По характеру посылок сигналов в среду эти источники делятся на импульсные и вибрационные.

С точки зрения передачи энергии в грунт (через площадку определенных размеров) импульсные и вибрационные используют одни и те же физические принципы. Основное различие заключается в форме передаваемого механического импульса. Первые генерируют и передают грунту кратковременные импульсные усилия, продолжительность которых намного меньше периода возбуждаемых волн. Вторые характеризуются тем, что возбуждают и передают грунту квазигармонические нагрузки переменной частоты и большой длительности.

Из импульсных источников наиболее распространены электродинамические источники сейсмических колебаний. Принцип работы электродинамических источников основан на силовом взаимодействии электромагнитных полей, вызванных протеканием токов в обмотках (катушках) электромеханических преобразователей. В отличие от вибрационных источников импульсные источники характеризуются малыми габаритами, низкой стоимостью и надёжностью работы при отрицательных температурах.

ОАО «Тюменнефтегеофизика» выполняет сейсморазведочные работы методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП), при этом возбуждение упругих колебаний проводится невзрывными источниками «ГЕОТОН». Данный импульсный источник прошел полную сертификацию, с его помощью получен сейсмический материал по нескольким скважинам, отработанным по методике ВСП. По сейсмическому эффекту используемые импульсные источники близки к взрывам, и, как показал опыт их примене-

ния в различных сейсмогеологических условиях, обладают высокой надежностью, стабильностью условий возбуждения при большом количестве воздействий и существенно сокращают время на производство сейсморазведочных работ.

Опыт работ с импульсными источниками «ГЕОТОН» показывает, что их можно с успехом использовать при проведении 2-D и 3-D сейсморазведки, изучении зоны ВЧР и работах ВСП.

Авторский указатель

		стр.			стр.
А	Амиров А.Н.	162	З	Загуменнова Н.С.	101
	Антоненко М.Н.	25		Земцова Д.П.	36
	Афанасьев В.С.	88	К	Касимов А.Н.	13, 73, 107
	Афанасьев Вл.С.	88		Карнаухов С.М.	40
	Афанасьев С.В.	157		Карасевич А.М.,	36
	Ахметшин Н.М.		Карстен В.В.	118	
Б	Багмут В.А.	184	Картелев А.Я.	177	
	Баев А.В.	15, 16	Кашик А.С.	9	
	Бандов В.П.	30, 157	Каширских М.Ф.	40	
	Баранов К.В.	17, 69	Кащук Е.П.	30	
	Барков А.Ю.	17, 37	Козлов В.Г.	78	
	Бартонь Р.	65	Кокшаров В.З.	187	
	Белянин А.Н.	178	Копёнкин Р.Ю.	151	
	Бикеев В.С.	69	Копчиков А.В.	167	
	Бондарева Н.В.	146	Косолапов А.Ф.	30, 157	
	Болгаров А.Г.	103	Кравцова М.М.	151	
	Бэйл Р.	123	Кузнецов В.М.	30, 141	
В	Волков Г.В.	187	Кривицкий А.Б.	146	
			Купцова Т.Н.	109	
Г	Газарян З.И.	113	Л	Лаврухов В.Т.	178
	Герасимов М.Г.	184		Лебедев К.А.	118, 178
	Гогоненков Г.Н.	9		Линей С.	123
	Голикова Г.В.	165		Ленский В.А.	21
	Горшкалев С.Б.	118		Липатников В.А.	101
	Громыко В.М.	138		Лукьянов Р.Ф.	78
Д	Давыдов Н.Г.	75	М	Макеева Е.А.	146
	Добрынин С.В.	13		Межвинска Э.	65
	Долинин А.Н.	36		Милецкий М.А.	53
	Душутин А.К.	17		Миндель И.Г.	96
Е	Енджейовска-Тычковска Х.	65	Михеев А.В.	178	
	Елманов М.И.	40	Мухтаров Т.Э.	116	
	Ерофеев В.М.	60, 146	Мухутдинов Р. Л.	157	
	Ефимов А.С.	30	О	Овчаренко Ю.В.	113

		стр.			стр.	
П	Пак А.Г.	75, 124	Ч	Черкашнев С	123	
	Пономарева Н.В.	113		Чиждова М.В.	165	
	Прежденева Л.Л.	126, 128		Чиковани С.Н.	88	
	Прежденева А.А.	126, 128		Чудинов Ю.В.	78, 108	
Р	Рагозин Н.А.	96	Чулкин Д.С.	124		
	Редекон В.А.	40, 45	Ш	Шехтман Г.А.	30, 141	
	Резвов В.И.	187		Шкирман Н.П.	36	
	Решетников В.В.	12		Шкуратов О.И.	53, 151	
	Решетников А.В.	12		Шляпников А.И.	108	
	Риле Д.Г.	60	У	Уилер М	123	
	Рослов Ю.В.	103		Я	Яковлев И.В.	15, 16
	Рыждков В.И.	116			Ячменева Л.В.	53, 151
	Рюмин В.А.	185				
С	Сайганов А.Э.	185				
	Сафиуллин Г.Г.	30				
	Селезнев И.А.	60				
	Солтан И.Е.	12, 15, 16 124, 167				
	Стариков Н.В.	69				
	Стенин В.П.	73				
	Сурцуков Г.В.	146				
Т	Табакон А.А.	9, 12, 15, 16 17, 37, 69, 75, 124, 167				
	Тихонов А.А.	13, 45, 73, 107, 116, 131				
	Тригубов А.В.	118				
	Трифонов Б.А.	96				
	Трофимов В.Л.	170				
	Тюрин А.М.	83				
Ф	Феоктистов А.В.	133				
	Феоктистов В. А.	133				
	Ференци В.Н.	17, 124				
Х	Хазиев Ф.Ф.	170				

Перечень организаций - докладчиков и содокладчиков

- А** ОАО «Азимут ЭнерджиСервисез», г. Алматы T: 8 10 7 (3272) 50 3379, Ф: 50 3407,
aazh@azimut.kz
- Б** ООО «Бургеосервис», г. Тверь T: (0822) 33 3792, burgoe@tvcom.ru
РУП «ПО Белоруснефть», Управление геолого- T: (10-375232) 79 3359, Ф: 79 3435,
разведочных работ на нефть и газ, г. Гомель. 57 9274 s.khlyaba@beloil.gomel.by
- В** ООО «Волго-УралНИПИгаз», г. Оренбург T: (3532) 73 3361, Ф: 73 3361,
ATurin@vunipigaz.ru
ООО «ВимСейсТехнология», г. Москва T: (095)273-28-81, redekor@orc.ru
ОАО НПП «ВНИИГИС», г. Октябрьский T: (34767) 5 8990 Ф: 5 8990,
vniigis@poikc.bashnet.ru
ВНИИГеофизика, г.Москва T: (095) 925 4513, Ф: 956 3938,
vniigeof@rol.ru
ВНИГНИ, г. Москва T: (095) 273 2651, Ф: 273 4721,
vnigni@dol.ru
- Г** ООО «Геоверс», г. Москва T: (095) 3325535, Ф: (095) 192 8135
ООО «Геокарт», г. Саратов T: (831-30) 37120, geocart@rol.ru
ЗАО «Геофизсервис», г. Саратов T: (8452) 78 3860, Ф: 78 3861,
AVFeokt@renet.ru
ООО НПК «Геопроект», г. Саратов. T: (8452) 52 4756, Ф: 73 4030,
geoproekt@overta.ru
МП «Геофизприбор», г. Симферополь T: 38 0652 232179
ООО «ГИФТС», г. Москва T: (095) 718 9271, Ф: 232 8903,
afgs@orc.ru
ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский T: (34767) 5 7958, Ф: 5 7958,
gitas@poikc.bashnet.ru
- И** ИГФ СО РАН, г. Новосибирск T: (3832) 333417 Ф: 332513,
kapcteh@uiggm.nsc.ru
Институт Автоматизации проектирования T: (095) 250 9630, Ф: 250 8928,
РАН, г. Москва m.antonenko@icad.org.ru
Институт Нефти и Газа, г. Краков T: 48 12 421 0686, Ф: 48 12 430 3885,
office@igng.krakow.pl
- К** НПУ «Казаньгеофизика», г. Казань T:(8432)93-1538
ООО «КогалымНИПИнефть», г. Когалым T: (34667) 24 521, 26 433 (Приемная),
Ф: 27 822
КОМЭ ГУП ПО «Союзморгео», г. Краснодар T/Ф: (8612) 31 9603, kome@gtwmail.ru
КГФЭ «КрымГеофизика», г. Симферополь. T: 38 0652 232179,
geophys@crimea.com
Красноярскгеофизика, г. Красноярск T: (3912) 23 1744, T/Ф: 23 7773,
root@kgf.ru

- М** МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва
МГГРУ, г. Москва
Т: (095) 470 4194, baev@cs.msu.su
Т/Ф: (095) 433 6256
- Н** ОАО «НПО НАФТАКОМ», г. Москва
Т: (095) 177 8314 Ф: 177-80-14,
naftacom@online.ru
НИИ Физики СПбГУ, г. С-Петербург
Т: (812) 428 7220, Ф: 428 7240,
apver@paloma.spbu.ru
- О** ООО «Оренбурггазпром», г. Оренбург
Т: (3532) 332 002, Ф: 412 589
ООО «Оренбурггеофизика», г. Оренбург
Т: (3532) 73 3384, Ф: 73 3384,
geo@mail.esso.ru
- П** ОАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь
Т: (3422) 69 4423, Ф: 69 2989,
png@perm.raid.ru
СК «ПетроАльянс», г. Москва
Т: (095) 797 9382, Ф: 797 9386,
pas@petroal.ru
ОАО «Промгаз», г. Москва
Т: (095) 504 4270, Ф: 504 4380,
promgaz@gazprom.ru
ФГУП ПНИИС (Госстрой России),
г. Москва
Т: (095) 366 3189, 366 3789,
Ф: 366 3189, pniiisgs@mtu-net.ru
- Р** РГУ Нефти и Газа им. И. М. Губкина,
г. Москва
Т: (095) 135 7576, Ф: 135 7576,
ryjkov@getek.ru
- С** ЗАО «СейсмоСетСервис», г. Октябрьский
Т/Ф: (34767) 58 990,
seismoset@bashnet.ru
С.-Петербургский Государственный
Т: (812)
Университет, г. Санкт-Петербург
428 4629, Ф: 428 7240
ОАО «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск
Т: (3832) 24 7388, Ф: 24 7388,
sibngf@online.nsk.su
ГНПП «Севморгео», г. С-Петербург
Т: (812) 252 6767, Ф: 252 4416,
info@sevmorgeo.com
«СОМГЭИС», г. Новосибирск
Т: (3832) 11 8321, Ф: 24 6292
somgeis@online.sinor.ru
- Т** АО «Татнефтегеофизика», г. Бугульма.
Т/Ф: (85514) 307 55, gainanov@tng.ru
ОАО «Тюменнефтегеофизика», г. Тюмень
Т: (3452) 32 1794 Ф: 32 3080,
oilgeo@tmn.ru
ТПУ, г. Томск
Т: (3822) 42 0345, Ф: 42 0136,
koshovkinin@hw.tpu.ru
- Ш** Шлюмберже, г. Москва
Т: (095) 937 95 11, Ф: 937 95 12,
IBorodin@slb.com
- Ц** ОАО «ЦГЭ», г. Москва
Т: (095) 192 6415, Ф: 192 8088,
cge@cge.ru