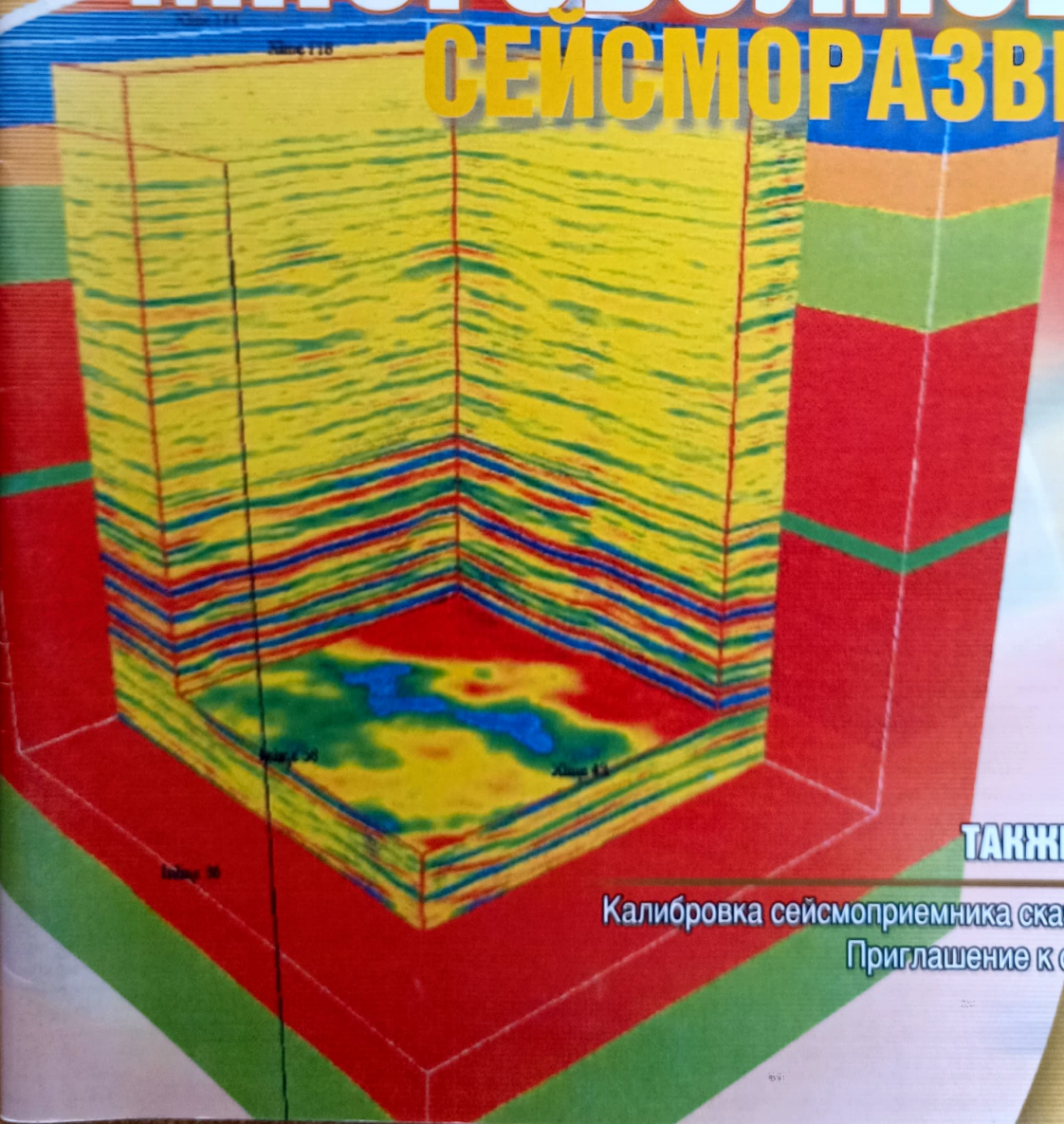
ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ИЮЛЬ-АВГУСТ
03/2003

ТЕМА НОМЕРА:

МНОГОВОЛНОВАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Калибровка сейсмоприемника скачком смещения

Приглашение к сотрудничеству

САРАТОВНЕФТЕГЕОФИЗИКА
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

поиск ваших открытий

ПЕРСОНАЛИЗИРОВАННЫЕ РЕШЕНИЯ
наземные и скважинные геофизические исследования

С 1946 года наша организация

ведет поиск и разведку месторождений нефти и газа в разнообразных геологических и геофизических условиях. Мы работали в Саратовской, Астраханской, Самарской, Волгоградской областях, Ставропольском крае, Татарии, Западной и Восточной Сибири, Казахстане, Киргизии, Таджикистане.

Более 100 месторождений открыто за годы работы, в том числе супергигант Тенгиз-Корольковское (Казахстан).

Наши возможности определяются

высококвалифицированными специалистами, работавшими в том числе и за рубежом (Индия, Ирак, Сирия, Алжир, ОАЭ и другие) и самым современным оборудованием:

- сейсмические станции SN-388 (Sersel, 720 каналов), Прогресс-Л (СКБ СП, 240 каналов), Прогресс-Л (СКБ СП, 120 каналов);
- сейсмические вибраторы СВ 27/150К на базе КАМАЗ-63500 и СВ 27/150-362 на базе МоАЗ 6910, гидравлика INPUT/OUTPUT, электроника Pelton;
- система спутниковой топографической привязки наблюдений;
- телеметрическая 24-канальная компьютеризированная электроразведочная станция ТЭС-24;
- компьютеризированные станции ГТИ;
- современные приборы для скважинных комплексных наблюдений; станции Блик-2
- телеметрическая компьютеризированная станция Прогресс-ВСП;
- системы проектирования площадных наблюдений MEZA и полевого вычислительного центра (Green Mountains, USA)



Высокое качество и производительность в обработке и интерпретации геофизических материалов обеспечивается полследними версиями комплексов Geovecteur Plus и Integral Plus (CGG, Франция) на базе компьютерных станций Sun Enterprise 3500, 4 процессора.

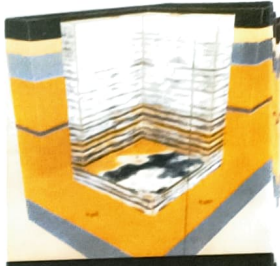
Высокое качество и производительность в обработке и интерпретации геофизических материалов обеспечивается последними версиями комплексов Geovecteur Plus и Integral Plus (CGG, Франция) на базе компьютерной 4-х процессорной станции Sun Enterprise 3500.

Мы рады сотрудничеству в проведении

- наземной линейной и площадной сейсморазведки в любых регионах и условиях;
- комплексных электроразведочных исследований;
- скважинных исследований, работ ГТИ;
- обработке, интерпретации сейсмических данных;
- комплексного геологического и геофизического исследования объекта, участка, территории.

Высокая производительность и технологичность позволяют поддерживать конкурентноспособные цены независимо от конкретных условий работ.

ОАО "САРАТОВНЕФТЕГЕОФИЗИКА", Россия, 410019, Саратов, у.1
факс: (7-8452) 69-26-59, E-mail: sng@san.ru



СОДЕРЖАНИЕ

Колонка редактора
Открытая трибуна 04

Мнение профессионала
Многоволновая сейсморазведка 05

Тематический обзор
Многоволновая сейсморазведка (краткий обзор зарубежных публикаций) 09

Теория
Многоволновая сейсморазведка - новые возможности и перспективы 11
Обоснование высоконаправленного приема волн по признаку поляризации 17

Приборы и системы
Новейшее оборудование INPUT/OUTPUT делает наземную 3-х компонентную сейсморазведку высокопроизводительной и надежной 21
3С Акселерометры на базе MEMS для Наземной Сейсмической Разведки. Пришло ли их время? 25

Геофизические технологии
От геологической задачи к конструированию методики МВС 31
К вопросу о промышленном стандарте промысловой сейсмики 36
Технология работ по высоконаправленной модификации ОГТ (ВП ОГТ) 40

Метрология
Алгоритмические аспекты калибровки сейсмоприемников скачком смещения 44

Образование
50 лет на службе отечественной геофизике 50

Главный редактор:
Туров П.А.

Выпускающий редактор:
Пинштейн И.Г.

Менеджер проекта:
Можоусова Е.И.

Ответственный секретарь:
Слонова Е.Г.

Дизайн, верстка:
Можоусов Д.В.

Адрес редакции:
Россия, 410019, г.Саратов,
ул. Крайняя 129

E-mail: sipgp@san.ru

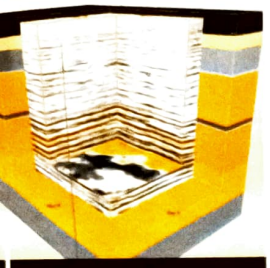
Тел. (8-452) 64-14-32
Fax. (8-452) 64-14-52

Тираж отпечатан
в типографии "КРОСС"
т.:(8452) 223-552, 223-881

Тираж: 500 экз

Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ №77-7906 от 27 апреля 2001г.

От редколлегии
Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редколлегия может публиковать статьи не разделяя точки зрения авторов.



КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Открытая трибуна

Турлов П.А., СО ЕАГО, г. Саратов

Принятая редакцией позиция в стратегии развития журнала подразумевала реализацию трёх обязательных его характеристик как деловой трибуны, а именно: актуальность, оперативность, открытость.

Читательский интерес и поступающие от авторов материалы свидетельствуют о том, что первые две характеристики уже реализуются в издании. В частности, возросший поток материалов позволил сформировать редакционный портфель. А это, в свою очередь, несмотря на некоторое уменьшение оперативности, позволяет улучшить подготовку статей к публикации.

Что касается открытости трибуны: то редакция столкнулась с большой осторожностью потенциальных авторов. Многие интересные, актуальные и содержательные материалы не были представлены авторами из-за опасения раскрытия информации в условиях конкуренции на рынке геофизических услуг.

В связи с этим редакция еще раз подтверждает свою позицию об открытости трибуны: с журнальных страниц должна звучать та информация, которая, не являясь конфиденциальной, призвана повышать конкурентоспособность технологий и технических средств организаций, представляющих к публикации материал. ***Заявить вовремя и широко о своем приоритете не менее важно, чем сохранить в тайне умелой публикацией "ноу-хау", которыми обладает та или иная технология.*** Редакторы нашего журнала всегда готовы помочь авторам в правильной подготовке таких материалов.

Тема этого номера оказалась интересной для авторов (надеемся, что она окажется интересной и для читателя), о чем свидетельствует большой объем поступивших статей, некоторые из которых не попали в номер из-за ограниченного пространства журнала. Поэтому редакция будет размещать поступившие материалы по это теме и в последующих номерах в соответствующих рубриках.

Не менее актуальной должна оказаться, по мнению редакции, и тематика следующего, декабрьского, номера: "Инструментарий геофизика-обработчика и интерпретатора". Материалы, надо сказать крайне интересные, уже поступают в наш электронный почтовый ящик (skbsp@san.ru). Однако свободные полосы еще есть, потому с нетерпеньем ожидаем появление заметок и статей от заинтересованных лиц и организаций.

Свободные (пока!) журнальные полосы ждут также рекламодателей, финансовые средства которых помогут выходу в свет очередного номера. И не страшно, что тираж у нас пока еще невелик, зато рассылка номера у нас адресная!

Хочу проинформировать также, что планируемые для ближайших последующих номеров темы это "Электронные архивы в геофизике" и "Техника и технологии разведки в тендерных зонах". Воспользуйтесь нашей открытой трибуной!

В завершение этого вступления к очередному номеру журнала хочется поздравить всех читателей, авторов, рекламодателей и спонсоров нашего издания с наступающим профессиональным праздником Днем нефтяника.

Здоровья, счастья и творческих Вам успехов, дорогие коллеги геофизики и приборостроители!

Главный редактор П.А.Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ЕАГО

СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

ОАО «Саратовнефтегеофизика»

sGs ООО «Специальные геофизические системы»

GEO IMPULSE

Sercel

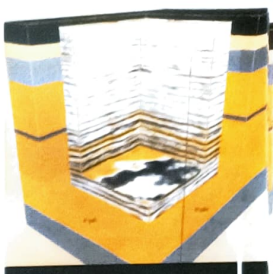
INGEO ИНГЕО

Краткий курс
для начальства

Многоволновая сейсморазведка (МВС)

Жгенти С.А., "ИНГЕО" - сервисный центр компании INPUT/OUTPUT, INC, г. Москва
Перегудов Ю.П., Petroleum Geology Research Institute, Ltd., Латвия
Кузнецов В.М., ВНИИгеофизика, г. Москва

Пока не поздно - это должен узнать каждый!!!



МНОГОВОЛНОВАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА
МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

Принятые сокращения:

P - продольная волна, волна сжатия, compression wave, - распространяется по матрице горной породы и по её флюиду.

Самая быстрая, приходит первой (отсюда индекс, **P**remier). Самая высокочастотная (как правило). Смещение частиц породы при её распространении - в направлении распространения. Преимущественно регистрируется вертикально ориентированным сейсмоприёмником (Z).

S - поперечная волна, волна сдвига, shear wave, распространяется только по матрице горной породы.

Скорости маленькие, приходит после волны **P** (отсюда индекс, **S**econd). Частоты низкие. Есть особенное свойство: поляризация. Смещение частиц породы при распространении этой волны перпендикулярно направлению распространения. Поскольку таких перпендикуляров к линии распространения (к сейсмическому лучу) в некоторой точке луча можно набрать целую плоскость - уточним:

волна **SV** (**V**ertical) луч и перпендикуляр к нему лежат в вертикальной плоскости **V**.

волна **SH** (**H**orizontal) перпендикуляр к лучу находится в горизонтальной плоскости **H**, ортогональной **V**.

Волна и её компоненты преимущественно регистрируются горизонтально ориентированными сейсмоприёмниками X и Y.

PS - обменная отраженная волна, результат смены типа при акте отражения: на границу падает P- волна, отражается вверх S- волна. Физически существует множество вариантов смены типа, и не только при отражении. Практически, т.е. для разведки, интереснее всего та схема, что указана здесь.

2D - двумерная сейсморазведка, оперирует линейными профилями, включая криволинейные, и сейсмические разрезы.

3D - трёхмерная, пространственная сейсморазведка, оперирует площадными съёмками и "кубами" данных.

4D - повтор 3D через некоторые интервалы времени, обычно - как мониторинг резервуара в ходе добычи.

1C - однокомпонентная регистрация, обычно, в стандарте с вертикально ориентированными сейсмоприёмниками (Z).

3C - трёхкомпонентная регистрация, обычно с XYZ ориентированными сейсмоприёмниками; здесь XY - ортогональные оси в горизонтальной плоскости.

X - радиальная компонента - направлена по профилю, от источника к приёмнику, для приёма волн **SV**.

Y - трансверсальная компонента - ортогональна к X, для приёма волн **SH**.

О чем речь

Многокомпонентная сейсмическая регистрация, т.е. измерения вертикальными и горизонтальными сейсмоприёмниками, более полно охватывает сейсмическое волновое поле, чем обычные одноэлементные (1C) методики. Здесь наилучшим образом регистрируются как продольные P- волны, так и поперечные S- волны различной поляризации. Специально регистрируется много волн различных типов и классов для последующей обработки и интерпретации - поэтому и **многоволновая сейсморазведка (МВС)**.

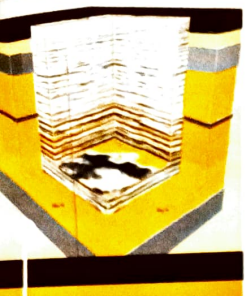
В последние годы МВС быстро развивалась, позволяя строить изображения (или отображения, ещё не установилась терминология - *это новый термин для того, что видим на временных или глубинных сейсмических разрезах*) обменных или PS- волн, которые используют идущую вниз продольную P- волну с обменом, со сменой типа - в самой глубокой точке проникновения - на восходящую поперечную (S-).

Проектирование PS- съёмки похоже на то, что делается для стандартных сегодня продольных волн, только следует принимать во внимание асимметрию пути луча PS- волны. Асимметрия эта есть результат различной скорости сейсмической волны: на пути вниз - скорость продольной волны, на пути вверх скорость поперечной волны. Кроме того, обменные волны лучше прослеживаются в другом диапазоне удалений и для них важны другие волны-помехи. Сейсмические источники в съёмках PS используются обычные, как в 1C съёмках на продольных P- волнах. Каналов регистрации с особыми сейсмоприёмниками - в три раза больше при регистрации XYZ. Для обработки МВС в составе стандартного матобеспечения (FOCUS, ProMax) существуют специальные программы. Получаемые при этом разрезы PP- аналогичны тем, что получаются в стандартных работах 1C на продольных волнах. Разрезы на обменных PS- волнах приближаются (иногда и превосходят) по качеству данные 1C на PP- волнах.

Интерпретация использует 3C наблюдения, как выполненные на поверхности (2D 3C, 3D 3C), так и в скважинах (3C ВСП), а также данные ГИС. Работа с разрезами и "кубами" PS обеспечена процедурами в стандартных пакетах матобеспечения и особыми пакетами, и вообще она, сравнительно с обычной интерпретацией PP, более сложная.

Разрезы и кубы на разных волнах отображают различающиеся свойства геологической среды, поэтому их облик в принципе различен, даже при оптимальных для каждого типа волн условиях наблюдения. На этих различиях и строится интерпретация. Важнейшими этапами интерпретации являются:

- отождествление и привязка волн разных



МНОГОВОЛНОВАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА
МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

типов к одним и тем же геологическим объектам на глубине,

- сравнение параметров (скоростей, частот, времен и т.п.) волн разных типов.

По результатам этих этапов

- разделяют песчанистую и глинистую компоненты,
- опознают карбонаты,
- картируют поверхности, которые слабо контрастны на продольных волнах,
- строят изображения в газонасыщенных зонах,
- осуществляют мониторинг резервуаров;
- обнаруживают трещиноватые и напряженные породы и оценивают структуру порового пространства.

Развитие метода PS в его сегодняшнем виде заняло около 15 лет, но теперь вошло в коммерческую фазу.

Обоснование: зачем это надо

На несколько лет вперёд главным методом исследования при поисках углеводородов останется съёмка на продольных отражённых Р-волнах и по очень важным причинам, как то: среди всех упругих волн волны сжатия приходят первыми, обычно имеют высокое отношение сигнал/помеха, направление смещения частиц близко к линейному; они легко генерируются множеством источников, распространяются также и в морской среде.

Ожидается, что съёмка на продольных отражённых волнах будет доминировать среди методов исследований. Но уже уместны некоторые вопросы:

- Можно ли улучшить изображения на продольных волнах?
- Можно ли генерировать дополняющие или наращивающие изображения, дающие новую информацию о геологическом разрезе?
- Что делать, когда съемка PP неинформативна?

Самый прямой ответ на эти вопросы: “попробуйте многокомпонентную регистрацию и анализ”. При этом ожидается весомое улучшение сравнительно с данными PP- волн.

Сегодня уже есть организации, занимающиеся проектированием, сбором, обработкой и интерпретацией данных МВС. По углеводородной тематике есть много примеров успешного построения изображений PS и интерпретации.

Можно сравнить это с развитием сейсмики 3D на продольных волнах:

- концепция и ранние опыты 3D сейсмики появились в 1960-е годы;
- теория и обработка в основном были разработаны в 70-е;
- приложения - в 80-е.

Т.е. от концепции до всеобщей практики прошло около 20 лет.

Съёмка PS:

- предложена и опробована где-то в ранние 80-е,
- основы обработки были разработаны в поздние 80-е ранние 90-е.

Предполагая, что эта методика "стоит на той же дороге", что и 3D, можно ожидать, что метод станет всеобщим в ближайшие несколько лет.

Можно поинтересоваться, почему многокомпонентные, и особенно PS, методологии не применялись широко в прошлом. Тому есть множество причин.

3С сейсмоприёмники несколько лет назад ещё не были доступны в большом количестве. Они были требовательны в установке и подсоединении.

При регистрации требовалось каналов в три раза большее, чем обычно. Напряжение аналогового сигнала падало в длинных сейсмических косах, к тому же они работали как антенны для приёма промышленных помех.

Проектирование съёмок обменных волн плохо понималось, а на практике не было доступно матобеспечение проектирования.

Обработка PS- волн также была проблематичной, многое из теории обработки данных ещё не было разработано. Искривлённая траектория луча относительно точки отражения PS- волны (из-за неравных углов падения и отражения) была главным камнем преткновения. Опять-таки не было разработано и доступно матобеспечение.

Интерпретация PS- данных была затруднена, т.к. мало проводилось скоростных каротажей на S- волнах и не было синтетических сейсмограмм. Сверх того, разрезы PP и PS изображали волновые события, относящиеся к одному и тому же отражателю, на различных временах! В конце концов, было ещё мало ясных примеров интерпретации. Иными словами, метод пребывал в его раннем детстве.

Однако теперь почти всё из этого изменилось. Появились в большом количестве цифровые 3С приборы (например, VectorSeis, производства Input/Output,Inc.). Сейсмический сигнал существует как цифровой от приёмника до записи на магнитный носитель в поле, ему не вредят аналоговые наводки и влияния, и реализуется недостижимая ранее точность регистрации. Канальность регистрирующих систем практически не ограничена. Материально-техническое обеспечение полевых работ стало более практичным, лёгким в применении. Одним словом, появилась промышленная технология 3-компонентной сейсморазведки. Есть программы проектирования съёмок PS. Обработку PS- данных осуществляют несколько коммерческих обработочных пакетов и подрядчиков как в России так и за рубежом. Трехкомпонентное ВСП и каротаж на S- волнах проводятся более широко, и стал доступен интерпретационный софт, т. е. строятся уже впечатляющие примеры успешной интерпретации.

Так вот, если целью сейсмических исследований - в широком смысле - является создание трёхмерного изображения литотипа пород, их структуры и насыщения, то нам необходима **вся информация**, доступная из сейсмических методов. Достичь этого только с Р- волнами нереально. На продольных волнах различные породы и типы насыщения могут иметь сходную реакцию отклика. Кроме того, некоторые поверхности просто могут иметь слабый коэффициент отражения на продольных волнах. Акустические свойства S- волн могут варьировать сильнее, и тогда становятся видны отражающие границы, невидимые для Р- волн. Записывая PP- и PS- волны от одного взрыва, т.е. регистрируя, в частности, S-отражённую волну, получаем возможность определить свойства S-волны и использовать их в интерпретации. В соединении со свойствами Р- волн становится возможным охарактеризовать строение пород, их тип и флюиды в них.



Как этого достичь

Можно попытаться применить информацию об S- волнах из МВС в давно практикуемой методике "прямых поисков" углеводородов: через анализ амплитуды в зависимости от удаления (AVO). Наши самые фундаментальные сейсмические измерения - времена сейсмических волн, но обычное AVO не даёт нам времён S- волн, а съёмки МВС дают. В обычном AVO надо делать сомнительные допущения об амплитуде и скорости S- волн, а в работах МВС мы их просто наблюдаем.

Есть и новые возможности анализа и интерпретации данных. Например, можно использовать изохроны PS- волн совместно с разрезом PP для получения отношения Vp/Vs - самого важного интерпретационного параметра в сейсморазведке. Само собой, всегда изучавшиеся соотношения частот, характеристики затухания увеличивают свою геологическую информативность при введении дополнительного сопоставления, по волнам разных типов (PP- и PS-). Совместное же использование данных по скоростям волн разных типов в разных направлениях позволяет определить коэффициенты анизотропии пластов.

Несколько слов об анизотропии. Следствием появления регулярных микронеоднородностей в породе (например, трещин) является проявление породой анизотропных свойств зависимости геологических свойств от направлений. Пример - проницаемость. Поэтому физические свойства породы становятся тоже анизотропными - появляется анизотропия скоростей, а именно их мы измеряем. Анизотропия характеризуется типом и степенью. Тип связан с ориентацией трещин, степень - с их количеством. Всю эту информацию можно извлечь из многокомпонентных многоволновых данных. А именно она сейчас жизненно необходима геологам.

Также возможны и исполняются "чисто сдвиговые" сейсмические съёмки с использованием монотипных SS- волн. Эти волны удобны в привязке к геологическим объектам, и по ним легко работать с поляризацией, а это атрибут, весьма продуктивный в интерпретации. Вообще в таких работах напрямую измеряются параметры S- волн. Здесь применяются специальные сейсмические "сдвиговые" источники. С такими источниками можно возбуждать сейсмические колебания последовательно по направлениям X, Y и Z и получать 9C результат. Но стоят такие работы дороже, чем съёмка PS, а качество данных зачастую ниже. Причём по той же причине, из-за свойств S- волн:

- Сильное поглощение в верхней разуплотнённой части разреза, которую S- волны проходят два раза: на пути вниз и вверх.
- Очень низкие скорости, присущие S- волнам, предопределяют "грандиозные" величины статических поправок, которые очень трудно определить с приемлемой точностью.

С этими работами получается пока что так:

♦ В экспериментальном режиме точно стоит попробовать.

♦ В производстве - не всякий справится.

В работах на обменных PS- волнах вниз распространяется P- волна с малым поглощением в верхней части разреза, и только на пути вверх отражённой S- волны происходит указанное сильное поглощение. И общая величина статических поправок несравнимо меньше. Т.е. PS- съёмка - относительно недорогой, широко применимый и эффективный путь получения информации об S- волнах. Хотя интерпретация PS "строга", приходится аккуратно разрешать неоднозначности.

Если знаем отражающие свойства PS, как можно их использовать? При этом получаем:

- Более детальные изображения на малых глубинах.
- Изображение промежуточных поверхностей со слабым акустическим контрастом на продольных P- волнах, но с существенными изменениями для S- волн.
- Построение изображений "сквозь" газовые "chimneys" (колонны газа, идущего с глубины), глинистые диапиры, грязевые вулканы.
- Помощь в интерпретации данных PP через анализ отношения Vp/Vs и корреляцию одноимённых горизонтов.
- Настройку обычного AVO анализа, а ещё лучше - построение алгоритмов "прямых поисков углеводородов" именно для многокомпонентных сейсмических записей.
- Исследование анизотропии, плотности и ориентации трещин.
- Калибровка "ярких пятен" на продольных волнах.
- Применение отношения Vp/Vs для прогноза литологии; например, чтобы определять соотношения глинистости и песчанистости.
- Построение изображений крутых разрывных нарушений.
- Мониторинг изменчивости резервуара.

За что платим

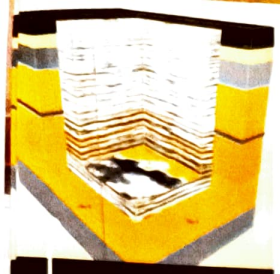
Самая дорогая часть процесса - **полевые работы** - удорожается незначительно:

- Точки взрыва и приёма распределены на профиле 2D или площади 3D практически так же, как и в обычной "сейсморазведке МОГТ", говоря языком сметно-проектной документации. Уточним: так же, как в стандартных работах хорошей детальности, где шаг источников и приёмников по профилю составляет обычно 25 м, а размер "бина" 3D 12.5x12.5 м.
- Стоимость топоработ соответственно не изменяется.
- Источники (например, дешёвые и производительные поверхностные источники Вибросейс) те же, хотя и работают более интенсивно.
- Хорошая современная система регистрации (например, производства фирмы Input-Output) практически не лимитирует количество регистрируемых каналов.
- Несколько особняком стоит проблема сейсмоприёмников.

- Обычно на приёме на один канал работает т.н. "линейная группа" из 10-20 электродинамических приёмников на базе 10-20 м. Их все надо расставить на местности и заглубить, обеспечить "хороший акустический контакт с почвой".

- Для МВС есть хорошая разработка Vector-Seis: три (X,Y,Z) цифровых (по 24 бита) датчика ускорения в одной конструкции. Её не надо выравнивать, чувствительность датчиков не пострадает, а только следует сориентировать по азимуту. Конструкция эта весьма мудрёная, в ней даже и технический вакуум есть: понижает собственные шумы, повышает чувствительность. Работы в поле с таким хитрым приёмником если "в сумме" не больше, чем раньше, но ... "как бы не полевая это работа, больно тонкая, рабочий разряд повыше надо".

На выходе съёмки PS получается утроенный



МНОГОВОЛНОВАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА — МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

объём данных, сравнительно со стандартной сегодняшней сейсморазведкой:

- Как обычно, наблюдения вертикально ориентированными сейсмоприёмниками (Z).
- Наблюдения горизонтально ориентированными приёмниками. Таких два в каждой точке приёма на профиле:
  - с ориентировкой "вдоль профиля", т.е. вдоль линии взрыв-прием, т.н. радиальная компонента **X**,
  - и под прямым углом к этой линии, т.н. трансверсальная компонента **Y**.

Из приведенного выше понятно, что **обработка** удорожается в процентном выражении более заметно. Здесь на входе - утроенный объём данных (X,Y,Z) против стандарта (Z). Их обработка не вполне независима, при обработке X,Y используются некоторые параметры из обработки Z. Поэтому не получится сразу взять высокий темп, работая с тремя массивами одновременно. Сначала надо получить окончательный результат Z обработки.

Из обработки X,Y,Z данные поступают на вход **интерпретации**. Качество материалов Y не всегда позволяет эффективно их использовать, зачастую работают только с двумя видами данных, X и Z. Т.е. интерпретация также удорожается сравнительно со стандартом.

Выполняется стандартная интерпретация Z, а затем - совместное рассмотрение X и Z, а желательно также и Y, с привлечением данных каротажа и керноотбора в скважинах на площади. Изучают анизотропию, оценивают трещиноватость. "*Совместное рассмотрение*" - *это комплекс операций, выполняемых компьютером под управлением интерпретатора, вовсе не "глазение" на временные разрезы и каротажки.* Смысл "рассмотрения" - дать заключение о коллекторских свойствах резервуара, о проницаемости и, в частности, о характере насыщающего флюида. В целом следует отметить, что обработчик и интерпретатор, работающие с материалами обменных волн, работают с большим количеством параметров и их взаимосвязей, нежели при стандартной методике ОГТ. Не так просто дать заключение о коллекторских свойствах и типе флюида.

Что предпочесть: 2D или 3D? 1С или 3С?

"У вас, у геофизиков, сам чёрт ногу сломит.
Понапридумывали всякой всячины.
А зачем? Только деньги выманиваете."
Представитель Заказчика

Никто не совершенен, геофизики - тоже.

Зачем автомобилестроители придумали сначала "Форд-Т", и только много лет спустя Мерседес 600? Зачем бурение было сначала ударно-канатным, и только потом роторным? Так же и у геофизиков: со временем всё больше **D**, всё больше **C**. Прогресс, однако. Становиться поперёк - себе дороже выйдет.

Посмотрим на изученность района. Стандартные работы 2D/1C уже были, наверняка. Стоит ли повторять? Скорее всего, структурная обстановка выяснена. И даже детально. Но с точностью 30 м. Значительные по амплитуде разрывные нарушения выявлены. И вообще... скважин прибавилось, сейсмическая структурная карта потеряла актуальность. Другие вопросы стали злободневными: разрывы сплошности малой амплитуды, фациальный состав и его изменения. Хорошо бы распространить хоть "по возможности", пусть и с меньшей детальностью - данные ГИС на площадь.

Чтобы найти "структурные мелочи", бестолку 2D/1C ставить, здесь 3D подавай: будет "полный обзор" всей площади интереса, ничего не будет пропущено. Прежде всего, не будут пропущены нарушения малой амплитуды и незначительной протяжённости: с этой идеи 3D и начиналось. другие достоинства проявились уже с опытом работ. Стали находить больше структур и ловушек, лучше их картировать, даже если они малы. В итоге возросла успешность бурения.

Ладно, 3D, но какой: 1С или 3С?

Ну...

• 3С "поглощает" 1С, содержит его в себе. 1С - всего лишь Z компонента трехкомпонентного приёма. Правда, 3С подороже будет, и не так скоро.

Но...

• Скорость полевых работ не снижается. 1С результат не замедлится. Ждать придется 3С обработку и интерпретацию. Но это уже будет "сейсмика коллекторов", а не ставшая привычной "геометрическая", структурная сейсморазведка.

Так почему же 3С?

3С технологии (например, VectorSeis от Input-Output, Inc.) в сочетании с методикой 3D реализуют еще больший экономический потенциал, т.к. дополняют 3D изображения сведениями о коллекторских свойствах пород и типе насыщения. Применение МВС резко повышает эффективность сейсмического мониторинга (4D/3С), где отслеживаются изменения характеристик коллекторов в пространстве и во времени, т.е. в ходе добычи. Благодаря этому, стратегия разработки месторождения планируется точнее, с опорой не только на точечные промысловые данные.

Вот и весь ответ:

♦ Нужен "полный обзор" площади, без изъятий? Требуется наилучшее отображение при разломной области? Надо ставить 3D/1C.

♦ Нужна "сейсмика коллекторов"? Требуются характеристики флюида? Надо ставить 3D/3C.

Заключение

Всюду отчётливо прослеживается определённая логика, которая - с некоторыми преувеличениями - формулируется так:

Среди новых предложений нет таких, чтобы "*за те же деньги больше информации*".

Предлагается иное: *за полуторную цену информации в 2-3 раза больше.*

Если не соглашаться - просто очень надолго задержится реализация новой сейсмики с долгожданными свойствами коллекторов. Ну, действительно:

♦ **Глубинность** сейсморазведки давно уже не проблема, это достигнуто обычной 2D/1C. *А ведь были незабываемые споры: "зачем ОГТ аж на кратность 6, вполне бы 3-4 хватило". Сегодня оплачиваем кратность 48-96 без особых разговоров.*

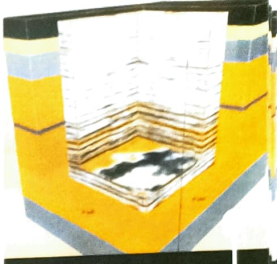
♦ **Детальность** структурного плана обеспечивает 3D/1C. *На переходе от 2D к 3D произошло существенное (около 3-х раз) удорожание работ. Но сегодня все заказывают 3D в больших количествах и без ропота по поводу цены: потому что есть толк. Хотя это все еще структурная сейсморазведка.*

♦ А вот с **коллекторами** ... увязли, и без многоволновой сейсмики 3D/3C не во всех районах "выбраться из болота" сможем. *Сейсморазведка коллекторов - следующий шаг, это уже многоволновая пространственная сейсморазведка, т.е. 3D/3C. Ожидаемое удорожание работ - 1,5-2,0 раза, а рост эффективности - на порядок: решаются принципиально новые задачи, фактически реализуются предельные возможности метода.*

Только 3D/3C позволяет получить 3-х мерное изображение структуры горных пород, определить их коллекторские свойства, оценить насыщение и тип флюида.

Многоволновая сейсморазведка (краткий обзор зарубежных публикаций)

Шнеерсон М.Б., ФГУ ЦГПП "Центргеофизика", г. Москва



МНОГОВОЛНОВАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА
ТЕМАТИЧЕСКИЙ ОБЗОР

Комплексное использование продольных, обменных и поперечных волн для решения поисковых, разведочных и промысловых задач стало одним из перспективных направлений современной сейсморазведки. Обусловлено это все возрастающими требованиями к качеству, полноте и достоверности материалов, получаемых при решении структурных, литолого-петрографических, разведочных и промысловых задач. Положительную роль сыграло и то, что к настоящему времени разработаны теоретические, методические и вычислительные основы многокомпонентных сейсмических съемок, а также созданы специальные аппаратура и оборудование для возбуждения и приема продольных, поперечных и обменных волн. Все это привело к заметному увеличению объемов многокомпонентных съемок, особенно в морской сейсморазведке. По данным [2] относительные объемы работ на PP и PS- волнах распределяются следующим образом : США - 42%, Европейские страны - 35%, Канада и Латинская Америка - 19% и другие страны - 4%. Наибольший интерес к этим работам проявляют подрядчики (42%), затем нефтяные компании (32%) и научные организации (26%).

В настоящее время в многоволновой сейсморазведке наметилось два направления, основанных на совместном использовании продольных PP- и обменных PS- волн и монотипных продольных и поперечных (SS) волн. Каждое из них имеет свои достоинства и недостатки. Преимуществом первого является применение стандартных способов возбуждения колебаний, расширение возможностей изучения отражающих границ раздела, определение петрофизических свойств отложений, включая, при благоприятных условиях, направление и уровень трещиноватости пород и др. Недостатком способа является некоторое усложнение методики и техники полевых работ и обработки материалов. Сейсморазведка на PP- и SS- и волнах требует применения специальных источников колебаний, схем наблюдений и способов обработки материалов, что ведет к заметному удорожанию работ. Но при этом появляется возможность получения существенно новой информации о разрезе, что и определяет перспективы этого способа сейсморазведки.

Кратко проанализируем имеющиеся материалы по каждому из этих направлений сейсморазведки.

1. Съемки на продольных и обменных волнах.

1.1 Методика полевых работ [1,2].

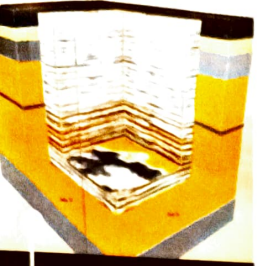
Методика полевых работ мало отличается от стандартных съемках на P-волнах. Основное отличие заключается в использовании трехкомпонентных приемных устройств, горизонтальные компоненты которых ориентируются, как правило, вдоль и поперек профиля (X и Y компоненты волнового поля). При трехмерных съемках направления горизонтальных приборов выбирают или в соответствии со странами света, или с направлением профилей, которые согласуются с данными о поведении целевых границ раздела. В процессе работ контролируются ориентация и чувствительность приборов, что необходимо для последующей обработки записей обменных волн. Для снижения уровня ветровых помех приборы часто помещают в неглубокие ямки, а для подавления регулярных используют группирование. При этом установлено, что короткие группы позволяют лучше сохранить форму сигналов обменных волн, а протяженные - более эффективно подавить мешающие колебания. Возбуждение колебаний на суше может быть взрывное или вибрационное, а на море - исключительно невзрывное. Используемые системы наблюдений предусматривают достаточно высокую кратность наблюдений с расстояниями между пунктами возбуждения и приема до пятидесяти - ста метров и размерами бина 50 x 50 м. Для более уверенного выделения обменных волн применяют системы наблюдений со значительными выносами. Кроме того, в последнее время наметилась тенденция применения сверх больших выносов (до 6 и более км.), особенно при морских съемках. Особое значение при работах на PS- волнах приобретают вопросы учета статических поправок. Наземные работы весьма частот дополняются наблюдениями ВСП с трехкомпонентной регистрацией колебаний, которые необходимы для отождествления продольных и обменных волн и определения скоростей S - волн. Определенное применение получили многоазимутальные системы наблюдений в ВСП, позволяющие выделять анизотропные свойства отложений.

1.2 Обработка PS данных [3]

При обработке материалов по PS - волнам приходится сталкиваться с нарушением симметрии падающих и отраженных волн. Величина смещения зависит от глубины границы обмена и отношения скоростей продольных и поперечных волн. К настоящему времени предложен ряд способов получения годографов по общим точкам обмена, позволяющих вести обработку полученных данных. При распространении поперечных волн в анизотропных средах наблюдается их расщепление на медленную и быструю компоненты, и для их разделения, учета и обработки предложен ряд способов и алгоритмов. Весьма детально разработаны вопросы определения скоростей волн и расчета нормальных кинематических поправок по скоростям суммирования PS - волн. Дополнительные возможности по определению кинематики S - волн могут быть реализованы при наличии записей волн с встречных пунктов возбуждения (положительные и отрицательные выносы). Разработаны и практически используются алгоритмы миграционных преобразований по временам регистрации обменных волн. Материалы по обменным волнам могут интерпретироваться самостоятельно, но чаще всего они анализируются совместно с данными по продольным волнам. Важным является отождествление записей PP и PS - волн от одних и тех же границ раздела. Для этого предложено несколько способов, основанных на анализе скоростей и времен регистрации отражений, синтетических сейсмограмм и других признаков волн разных типов.

1.3 Области применения обменных волн [3,4].

Практика сейсморазведочных работ на PP и



PS - волнах и анализ имеющихся материалов показывают, что они наиболее эффективны при решении следующих задач:

- отображение структур, перекрытых газовым облаком,
- повышение разрешенности получаемых материалов,
- разделение влияния флюидов и литологии,
- отображение резервуаров с низким акустическим импедансом,
- выделение нарушенных, трещиноватых зон, оценка направления и плотности трещин, а также величин напряжений внутри и вне резервуара.

Этим не ограничивается перечень решаемых задач. Очевидно, что по мере развития работ на обменных и продольных волнах он будет расширяться.

2. Наземные работы на поперечных и продольных волнах [5,6,7].

Сейсморазведочные работы с возбуждением поперечных и продольных волн носят пока исключительный характер, что обусловлено необходимостью использования специальных трехкомпонентных вибраторов, довольно сложной методики работ и обработки материалов и как следствие - высокой стоимостью таких съемок. Тем не менее, имеются примеры проведения многокомпонентных сейсмических наблюдений для решения конкретных разведочных и исследовательских задач. Одна из них была выполнена на нефтяном месторождении в Омане, которое характеризуется широким развитием трещиноватых пород, изучение которых имеет практическое значение. Заслуживает внимания подход к выбору площади исследования и методологии проведения работ.

При выборе объекта для первых работ исходили из необходимости выполнения следующих условий: наличие данных о системе трещин в породах резервуара и о строении вышележащих отложений, хорошее качество материалов по Р - волнам, приемлемые поверхностные условия для возбуждения колебаний вибрационными источниками колебаний и проезда транспорта.

Прежде чем начать дорогие многокомпонентные работы (9С3D) было решено провести предварительные, опытные исследования (9С2D) с минимальным использованием специального оборудования для выбора и обоснования оптимальной методики наблюдений, а также оценки качества получаемых материалов.

Опытные работы включали проведение профильных и скважинных наблюдений в специально пробуренной скважине.

На опытном профиле было отработано волновое зондирование с наибольшим выносом 1500 м и опробованы другие элементы методики работ. Было показано, что группа из 12 приборов позволяет ослабить поверхностные волны, а оптимальный интервал между пунктами возбуждения равен 25 м. при одновременной работе четырех вибраторов. Поперечные волны возбуждались соответствующими вибраторами по двум взаимно перпендикулярным направлениям и принимались горизонтальными сейсмоприемниками, что приводило к получению на каждом ПВ четырех сейсмограмм с ориентацией: ВВ (восток восток), ВС (восток север), СВ (север восток) и СС (север север). Обработка материалов предусматривала выделение полезных волн по каждой компоненте, построение разрезов, изучение расщепления S - волн и выделение трещиноватых пород. Скважинные наблюдения позволили определить скоростные параметры среды, времена прихода основных отраженных волн и выявить наличие анизотропии в разрезе отложений. В методическом плане основной результат опытных работ заключался в доказательстве возможности получения устойчивых записей поперечных волн и определении из скоростных и динамических параметров. Полученные результаты послужили основой для проектирования и проведения основных работ 9С3D.

Основные работы были выполнены на одном из месторождений в Омане на площади в 28,4 км², с возбуждением колебаний раздельно вибраторами продольных и поперечных волн и регистрацией волн трехкомпонентными сейсмоприемниками. Управляющие сигналы были выбраны для Р - волн -5-60 Гц при длительности 20 с и для S - волн - 5-48 Гц при той же длительности. Размер бина был выбран, равным 25Х25 м при расстояниях между линиями возбуждения ПВ - 100 м и линиями ПК - 200м, кратность наблюдений доходила до 65 - 70. Для снижения уровня ветровых помех приборы пришлось помещать в неглубокие, специально подготовленные ямки.

Обработка материалов предусматривала набор стандартных и специальных процедур для учета анизотропии S - волн и проводилась в три этапа: - стандартные процедуры, направленные на получение оптимальных временных и глубинных разрезов, - анализ анизотропии пород, залегающих выше целевого объекта, и - выявление и анализ анизотропии целевых отложений.

По заключению авторов работ сейсмические многокомпонентные исследования на месторождении Оман оказались весьма эффективными. Они заложили основы методики полевых работ и обработки материалов по РР и SS - волнам. Геологические результаты работ характеризуются тем, что они позволили установить наличие анизотропии скоростей и расщепления S - волн, сопоставить эти материалы с трещиноватостью пород и выделить перспективные участки для обнаружения новых зон скопления углеводородов. Одновременно отмечается высокая стоимость работ, которая в три раза больше стандартных. Перспективы ее снижения связаны с применением вибраторов поперечных волн с изменением направления воздействий, что исключает повороты установок на пунктах возбуждения, и использование методики "скользящего свипа", позволяющего повысить производительность полевых работ.

Литература

1. Converted-wave exploration: Methods, Stewart R.R., Gaiser J.E., Brown R.J., 2002, Geophysics vol.67, № 5.
2. Analyzing the effectiveness of receiver arrays for multicomponent seismic exploration, Hoffe B.N., Margrave G.F., Stewart R.R., 2002 Geophysics vol.67, № 6.
3. Advance in shear wave technology, 2001, The Leading Edge vol.20, № 10.
4. Converted wave seismic exploration: Applications, Stewart R.R., Gaiser J.E., Brown R.J., 2003, Geophysics vol.68, №1.
5. A shear experiment over Nathi field in Oman: pilot seismic and borehole data, Hake J.H., Gevers E.C.A., van der Kolk C.M., 1998, Geophysical Prospecting vol. 46, №6.
6. The 3D shear experiment over Nathi field in Oman, Potters J.H., Groenendaal H.J., Jastes S.J., 1999, Geophysical Prospecting vol. 47, №5.
7. The 3D shear experiment over Nathi field in Oman: the effect of fracture-filling fluids on shear propagation, van der Kolk C.M., Guest W.S., Potters J.h., 2001, Geophysical Prospecting vol. 49, № 2.

Многоволновая сейсморазведка - новые возможности и перспективы

Кузнецов В.М., ВНИИГеофизика, г. Москва

Название "Многоволновая Сейсморазведка (МВС)" в последнее время все чаще и чаще фигурирует в различных докладах на научно-практических конференциях, планах работ при решении конкретных геологических задач. Поэтому представляется интересным и актуальным разобраться, на какой физико-геологической основе построены ее принципы, рассмотреть круг геологических задач, которые наиболее успешно можно решать средствами МВС, и осмыслить возможные направления, по которым в ближайшем будущем будет развиваться метод.

Краткая история разработки.

В России работы по практическому использованию волн разных типов в разведочных целях начались на 5-10 лет раньше, чем на Западе [1]. Систематические исследования геологического разреза с помощью поперечных волн начали проводиться в 60 годах прошлого века. Практически в это же время проводились работы с использованием преломленных обменных волн. В 70-80 годы основные усилия значительных коллективов были сосредоточены на разработке способов генерации сдвиговых волн, исследовании условий оптимизации передачи энергии в среду для грунтов различных типов, разработке и опробованию вибрационного способа возбуждения поперечных волн. К этому времени относится внедрение способа селекции волн по направленности в источнике путем использования парных воздействий. Были получены данные по прослеживанию отражающих границ, залегающих на глубинах 5 - 6 км, по монотипным S-волнам, проведены первые эксперименты по изучению анизотропии скоростей волн разных типов. Таким образом, к 90-м годам в основном были разработаны физико-геологические основы технологии МВС и созданы все условия для решения разведочных задач по поиску перспективных ловушек не только по морфологическим (геометрическим) признакам, но и по изменению вещественного состава разреза, получению дополнительных сведений о внутренней структуре, слагающих разрез пород - трещиноватости, тонкослоистости, напряженном состоянии, исследуя поляризацию S (PS) волн и анизотропию измеряемых упругих параметров, затухание волн разных типов. Уровень разработки МВС достаточно высок [2,3] - в 1986 году она удостоена Государственной премии СССР. До 1991 г в МВС работало более 20 сейсморазведочных партий и целая экспедиция, что составляло около 15 % от общего объема сейсморазведочных работ в СССР, в то время как за рубежом эта цифра не превышала 5%. В настоящее время объемы выполняемых работ МВС за рубежом выросли до 20 - 40% от общего объема, в то время как в России они практически не проводятся. Технология МВС уже опробована во многих районах и на разных геологических объектах, получены убедительные результаты успешного решения широкого круга геологических задач. В настоящее время МВС нуждается в получении новых экспериментальных данных на основе современных технических средств и форсировании научно-производственных работ.

Физико-геологические основы.

Как известно из теории упругости, независимо от типа источника упругих колебаний в среде всегда распространяются два типа колебаний компрессионные и сдвиговые. Напомним хорошо известные формулы, позволяющие понять связь физических параметров и геологических характеристик. Малую деформацию можно охарактеризовать *симметричным тензором деформации*, где диагональные члены характеризуют растяжение-сжатие, а остальные - сдвиг

$$\varepsilon_{ij} = \begin{pmatrix} \frac{\partial u}{\partial x} & \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} & \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \\ \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} & \frac{\partial v}{\partial y} & \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \\ \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} & \frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} & \frac{\partial w}{\partial z} \end{pmatrix} \quad \{1\}$$

Напряженное состояние тела в данной точке определяется *симметричным тензором напряжений*.

$$\tau_{ij} = \begin{pmatrix} \tau_{xx}; & \tau_{yx}; & \tau_{zx} \\ \tau_{xy}; & \tau_{yy}; & \tau_{zy} \\ \tau_{xz}; & \tau_{yz}; & \tau_{zz} \end{pmatrix} \quad \{2\}$$

Закон Гука для однородной упругой среды связывает тензоры напряжения и деформаций

$$\tau_{ij} = \sum_{k=1}^{3}\sum_{l=1}^{3} C_{ijkl}\varepsilon_{kl} \quad \{3\}$$

где тензор модулей упругости C_{ijkl} полностью характеризует упругие свойства среды. Учитывая симметрию напряжения ($\sigma_{ij}=\sigma_{ji}$), только шесть из уравнений независимы, а с учетом симметрии деформаций ($\varepsilon_{ij}=\varepsilon_{ji}$), только шесть членов в этих уравнениях независимы. В силу этого общепринято от тензора C_{ijkl} переходить к тензору C_{ij} с учетом замены индексов 11⇒1, 22⇒2, 33⇒3, 32=23⇒4, 31=13⇒5, 12=21⇒6.

В общем случае для описания среды с произвольной симметрией и с учетом равенства $C_{ij} = C_{ji}$ необходимо задавать 21 константу:

$$\begin{vmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} \\ & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} \\ & & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} \\ & & & C_{44} & C_{45} & C_{46} \\ & & & & C_{55} & C_{56} \\ & & & & & C_{66} \end{vmatrix} \quad \{4\}$$

В случае изотропной среды достаточно двух констант C_{ij}:

$$\begin{vmatrix} C_{33} & (C_{33}-2C_{44}) & (C_{33}-2C_{44}) & & & \\ & C_{33} & (C_{33}-2C_{44}) & & & \\ & & C_{33} & & & \\ & & & C_{44} & & \\ & & & & C_{44} & \\ & & & & & C_{44} \end{vmatrix} \quad \{5\}$$

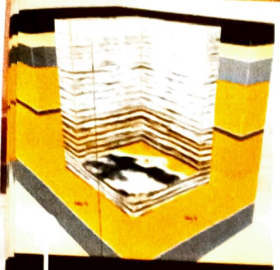
которые связаны с константами Ламе и, соответственно, со скоростями продольных и поперечных волн следующими соотношениями:

$$C_{11} = \lambda+2\mu=\rho V_p^2$$
$$C_{44} = \mu=\rho V_s^2 \quad \{6\}$$

Однородная упругая изотропная среда, подчиняющаяся закону Гука, характеризуется двумя модулями упругости. В качестве таковых используются либо модуль Юнга и коэффициент Пуассона (E, σ), либо константы Ламэ (λ, μ) (параметр μ называется модулем сдвига). Кроме указанных величин, иногда используется модуль всестороннего сжатия К.

$E=\mu(3\lambda+2\mu)/(\lambda+\mu)$; $\mu=\lambda/2(\lambda+\mu)$;

$\lambda=\sigma E/(1+\sigma)(1-2\sigma)$; $\mu=E/2(1+\sigma)$;



$$K = E/3(1-2\sigma) = \lambda + 2\mu/3 \qquad \{7\}$$

Для большинства горных пород:

$E = 3*10^{10} - 10^{11}$ Н/м; $\sigma = 0{,}1 - 0{,}48$

$\lambda = 4*10^{9} - 5*10^{10}$ Н/м; $\mu = 10^{9} - 5*10^{10}$ Н/м

$K = 5*10^{9} - 5*10^{10}$ Н/м;

В сейсморазведке достаточно часто используют соотношения параметров волн разных типов (продольных и поперечных). Под параметрами подразумевается скорости распространения, форма импульса и поляризация, а также производные от них частота, время регистрации, затухание и т.д. В частности

$$V_s/V_p = \sqrt{(1-2\sigma)/2(1-\sigma)} = \gamma \qquad \{8\}$$

зависит только от коэффициента Пуассона. В жидких и газообразных средах вращение частиц происходит без сопротивления, значит, модуль сдвига $\mu = 0$. Отсюда следует, что поперечные волны могут существовать только в средах, обладающих упругостью формы, тогда как продольные волны генерируются и распространяются в любых связных системах.

При косом падении на границу продольной волны в процессе отражения и прохождения одновременно возникают поперечные волны, получившие название обменных PS. Происходит и обратное явление - образование продольных волн SP из падающих поперечных, если при косом падении на границу имеется нормальная составляющая вектора смещения.

Таким образом, принципы совместного использования волн разных типов (продольных и поперечных) для решения задач геологической разведки базируются на независимости их распространения в геологических средах. Другими словами - измеряя параметры волн разных типов для одного и того же геологического объекта (породной формации) мы получаем более полную характеристику его упругих свойств. Последние неразрывно связаны с геологическими характеристиками породы - ее литологическим составом, внутренней структурой (т.е. наличием тонкослоистости, микровключений другого состава и т.д.). Кроме того, получая разные изображения геологической среды по разным упругим параметрам, можно уточнить конфигурацию геологических границ и различных объектов.

Решаемые геологические задачи.

Базируясь на физических и геологических принципах МВС, очертим круг основных геологических задач, которые целесообразно решать на основе комплексирования волн разных типов.

Условно их можно разделить на три группы:

I. Структурные - повышение точности и надёжности картирования пологих структур, выделение малоамплитудных разрывов, выклиниваний и т.п. Возможность решения основывается здесь на независимости данных, получаемых по продольным, обменным и поперечным волнам, и подчас большей точности результатов, получаемых по поперечным волнам в силу их меньшей длины.

II. Литологические - оценка изменений литологии, в частности, локальных литологических неоднородностей разреза. Задачи эти имеют большое значение в связи с поиском перспективных в нефтегазоносном отношении ловушек не только по морфологическим признакам, но и по изменению вещественного состава геологического разреза. Важными здесь являются данные о скоростях волн разных типов и их соотношениях (коэффициентах Пуассона).

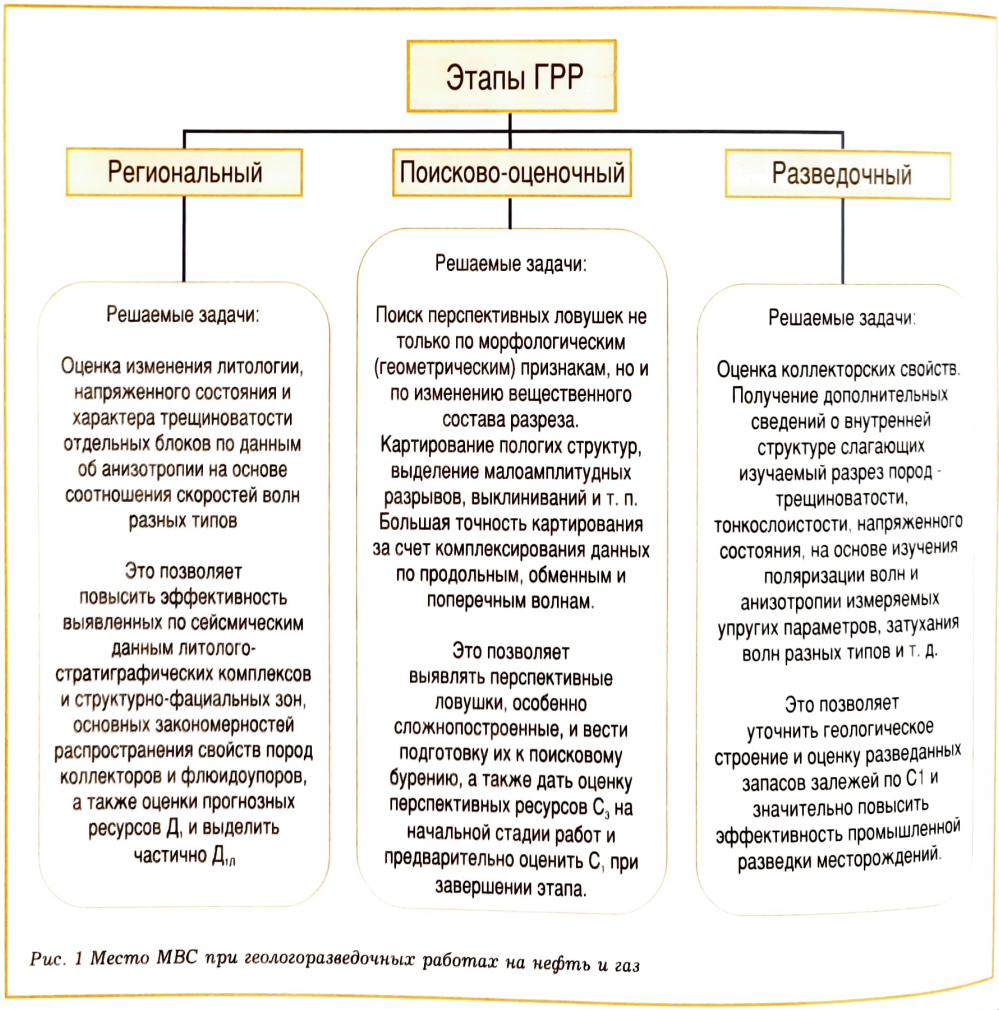


Рис. 1 Место МВС при геологоразведочных работах на нефть и газ

III. Получение дополнительных сведений о внутренней структуре слагающих изучаемый разрез пород - трещиноватости, тонкослоистости, напряженного состояния. Решение этого круга задач оказывается возможным на основе оценки характеристик поляризации волн разных типов и анизотропии измеряемых упругих параметров, их затухания и т. д.

Совершенно очевидно, что МВС не призвана (во всяком случае, на сегодняшний день) заменить сейсморазведку на продольных волнах. Она используется в тех случаях и районах, где традиционно используемые методы дают неоднозначные результаты, и постановка задач требует получения дополнительной информации об исследуемых объектах. МВС имеет свое место при геолого-разведочных работах на нефть и газ и позволяет создать новую геолого-геофизическую модель и на этой основе более корректно и эффективно планировать поисковое, разведочное и эксплуатационное бурение (рис.1). Исходя из вышесказанного, можно выделить ряд геологических задач, при решении которых МВС наиболее эффективно дополняет традиционно используемую сейсмическую информацию:

1. *Уточнение структурных особенностей разреза по волнам разных типов* - на основе разной разрешающей способности волн P и S для тех или иных объектов (различные длины волн, контраст по акустическим жесткостям и т.д.).

2. *Изучение изменений литологического состава* (глинизация, литологическое замещение и т.п.) целевых интервалов разреза на основе оценки изменений соотношения интервальных времен, скоростей, частот и т.д. волн разных типов.

3. *Обнаружение и локализация в разрезах различного литологического состава трещиноватых интервалов и оценка их ФЕС* с разделением интервалов, характеризующихся различной трещиноватостью и свойствами, *выделение по разрезу зон аномального пластового давления, отслеживание в режиме мониторинга характера изменений характеристик порово-трещинного пространства в процессе эксплуатации месторождений, хранилищ или при гидроразрывах пластов* - на основе оценки параметров анизотропии волн разного типа и поляризации;

Следует отметить, что для решения определенных задач методика наблюдений МВС подбирается и конструируется особым образом. В журнале этому посвящены отдельная работа.

Прогноз внутренней структуры породных комплексов между отражающими границами.

Вполне очевидно, что наиболее перспективное направление в рамках комплексирования волн различных типов и классов, это вовлечение в интерпретационный процесс анизотропных моделей различного типа симметрии и установление связей параметров этих моделей с геологическими параметрами различных объектов поиска. Применение задач на уточнение структурного плана объектов ограничено сейсмогеологическими условиями, не позволяющими повысить разрешенность по поперечным волнам, и возможностями повышения частотности поперечных волн при возбуждении - уменьшение длины продольных волн часто требует меньших затрат и усложнения методики. Решение литологических задач используется чаще, особенно в последнее время. Но по различным причинам большинство геофизиков предпочитает решать их через использование AVO или обратную динамическую задачу только по продольным волнам, хотя подобные подходы имеют свои ограничения и точность. Интенсивно развиваются в последнее время подходы к решению текстурных задач с помощью МВС. В силу того, что корректно решать подобные задачи можно только на основе комплексирования волн разных типов, это направление в ближайшее время будет наиболее выигрышно для МВС.

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 (для пор, в силу хаотичности их распределения в породе это не актуально), или характер распределения направлений их ориентации. Свойства пород при нулевой пористости и трещиноватости называют также параметрами матрицы. Матрица может быть как изотропной, так и анизотропной. При этом причина анизотропии матрицы для разных пород может быть разной. Для глинистых образований матрица исследуемых горных пород анизотропна в силу первичной анизотропности и вполне определенной ориентации породообразующих минералов. Для карбонатов анизотропия матрицы чаще всего связана с тонкой слоистостью формационных объектов, трещиноватость которых подлежит изучению. Свойства пород при нулевой пористости и трещиноватости называют также параметрами матрицы.

Вполне естественно, что геологическая анизотропия приводит к анизотропии физических свойств горной породы. Упругие свойства анизотропных сред в зависимости от присущей им симметрии характеризуется определенным количеством независимых констант. Для большинства пород-коллекторов их анизотропные свойства соответствуют гексагональной или орторомбической симметрии. В свою очередь каждый тип симметрии характеризуется также ориентацией плоскостей симметрии и осей симметрии, называемых главными элементами симметрии, и описывается определенным количеством параметров.

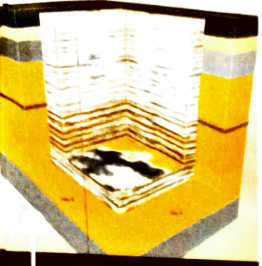
Анизотропия трещиноватых коллекторов с гексагональным типом симметрии характеризуется осью симметрии шестого порядка (вертикальной при горизонтальной трещиноватости, горизонтальной при вертикальной трещиноватости или наклонной) и перпендикулярной ей плоскости.

Для описания упругих свойств сред такого типа симметрии необходимо использовать пять независимых параметров C_{ij}:

$$\begin{vmatrix} C_{11} & C_{13} & C_{13} & & & \\ & C_{33} & (C_{33}-2C_{44}) & & & \\ & & C_{33} & & & \\ & & & C_{44} & & \\ & & & & C_{66} & \\ & & & & & C_{66} \end{vmatrix} \qquad \{9\}$$

или кинематических $V_{P(ij)}$, $V_{S(ij)}$, $K_{P(ij)}$, $K_{S(ij)}$ и $K_{PS(ij)}$ и плотность $\rho(V_{P(ij)}, V_{S(ij)}$ - скорости волн соответствующего типа по оси 3 (вертикали); $K_{A(ij)}$ - коэффициенты анизотропии волн соответствующего типа в плоскости (ij)). Звездочкой обозначены кажущиеся коэффициенты анизотропии, получаемые при эллиптической аппроксимации индикатрис скоростей в некотором диапазоне отклонения лучей от оси симметрии. Для наиболее распространенных горных пород это диапазон 0-25°. В случае горизонтальной плоскости симметрии (плоскость (12)) коэффициенты анизотропии можно определять и в плоскости (23). Для случая с вертикальной плоскостью симметрии коэффициенты анизотропии определяются в ортогональной ей вертикальной плоскости.

Среда с только одной доминирующей системой трещин является поперечно изотропной (гексагональной) с осью симметрии перпендику-



лярной плоскости, в которой расположены трещины. В силу действия геостатического и латерального горного давлений часто доминирует система вертикальных трещин. В этом случае ось симметрии горизонтальна, а плоскость вертикальна. Параметры анизотропной среды зависят от свойств матрицы, степени трещиноватости, заполнителя трещин и так далее.

Анизотропная среда с орторомбической симметрией характеризуется тремя взаимноперпендикулярными плоскостями симметрии и перпендикулярными им тремя осями симметрии второго порядка. Для ее описания необходимо девять независимых параметров C_{ij}

$$\begin{vmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & & & \\ & C_{22} & C_{23} & & & \\ & & C_{33} & & & \\ & & & C_{44} & & \\ & & & & C_{55} & \\ & & & & & C_{66} \end{vmatrix} \quad (10)$$

или кинематических $V_{P(1)}$, $V_{S(1)}$, KSH(1313), $K^{*}_{SH(23)}$, $K^{*}_{SH(123)}$, $K^{*}_{P(23)}$, $K^{*}_{P(123)}$ и плотность -ρ.

Параметры среды зависят от параметров слоистости, трещиноватости, литологии пород, составляющих матрицу, и материала, заполняющего трещины. Свойства анизотропных сред отображаются лучше всего индикатрисами скоростей (фазовых и групповых) волн разных типов, т.е. зависимостью скорости от направления в пространстве.

Через эффективные кинематические параметры [4] установлена взаимосвязь тензора упругих модулей C_{ij} с параметрами волн разных типов, измеряемых по зарегистрированным компонентам волнового поля. Далее, различные модели взаимосвязи Cij со структурой порово-трещинного пространства увязывают параметры коллектора с сейсмическими параметрами волнового поля [5]. Таким образом появляется возможность по измеренным характеристика волн разных типов решить обратную геологическую задачу, т.е. оценить параметры включений в целевом объекте.

Естественно, что возможность решения этих задач закладывается уже на этапе проектирования методики работ МВС (см. статью "От геологической задачи к конструированию методики МВС" настоящем журнале). Корректность получаемых результатов обеспечивается специальными техническими средствами - многоточечными трехкомпонентными скважинными зондами ВСП, трехкомпонентными сейсмоприемниками, сейсмостанциями с увеличенным числом каналов и т.д.

Что касается обработки и интерпретации трехкомпонентных многоволновых данных [6], то в настоящее время это наиболее быстро развивающееся направление. Во многих пакетах уже имеются основные процедуры, позволяющие учитывать специфику данных МВС и анизотропных моделей среды. Поскольку данные для ВСП уже продолжительное время получаются только с помощью трехкомпонентных зондов, программное обеспечение для обработки этих данных позволяет наиболее полно реализовать требования к обработке многоволновых данных с учетом анизотропии волн разных типов и выходом на решение задачи оценки ФЕС трещиноватых объектов по сейсмическим данным. В качестве примера можно привести известный пакет "3C-INTERAKT", который позволяет проводить анализ поляризации волн, включает процедуры расчета компонент волнового поля с использованием направленности I-го рода (в источнике и на приеме), определять параметров анизотропии, проводить миграцию (лучевую и Кирхгоффа) по волнам разных типов (включая обменные) и классов (включая проходящие) с учетом анизотропии.

Отдельные результаты работ МВС.

Чтобы не сложилось впечатление, что за приведенным выше обзором возможностей МВС ничего кроме слов не стоит, можно показать несколько примеров подобного рода работ. Следует отметить, что таких примеров множество. Достаточно внимательно изучить материалы последних конференций SEG, приблизительно 30% которых демонстрируют результаты комплексирования волн разных типов.

Наиболее полными по опробованным методическим приемам и схемам наблюдений, а также уникальными по сложности поставленной геологической задачи, являются работы в Ставропольском крае. Здесь была отработана технология поиска и локализации трещиноватого коллектора в глинистых (майкопских) отложениях. Глинистый коллектор является наиболее сложным типом коллектора для изучения геофизическими методами. По большинству физических характеристик он ничем не отличается от вмещающих пород, что не позволяет с достаточной степенью надежности выделять его даже по данным ГИС. Для него характерно всегда наличие АВПД, часто относительно пониженная температура, иногда некоторое уменьшение скоростей Р-волн. Современным структурным планом распределение глинистых коллекторов, как правило, не контролируется.

К сожалению в России эти работы не получили продолжения, и новые практические эксперименты по МВС после этого проводятся только в последние 2-3 года. По тем же временам даже в рамках мирового опыта это была уникальная работа по комплексированию монотипных поперечных, продольных и обменных волн, вовлечению в обработку и интерпретацию анизотропных моделей со сложным (ортотропным) типом симметрии, опробованию элементов пространственных схем наблюдения 3D-3C и выходом на решение обратной задачи с оценкой структуры порово-трещинного пространства и его параметров по данным МВС.

Результаты работ МВПС-ВСП, проводившемся на первом этапе работ, позволили выявить следующие закономерности (Рис. 2):

- скорости продольных волн практически не чувствительны к изменению свойств глинистых пород, перспективных для обнаружения нефти;
- скорость поперечных волн в глинистых породах, обогащенных твердой органикой (которые могут быть нефтематеринскими), на 10-15% больше, чем во вмещающих глинистых породах;
- все глины характеризуются высокой степенью аксиальной анизотропии, причем коэффициенты анизотропии в вертикальной плоскости

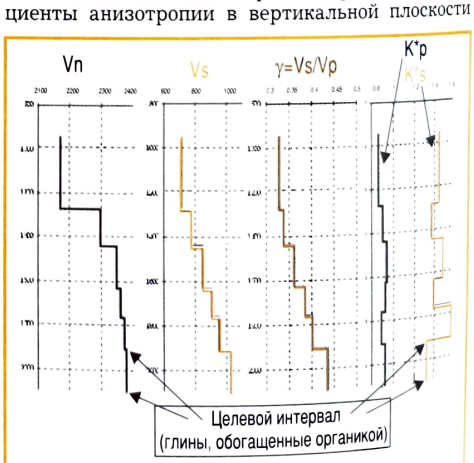


Рис. 2 Интервальные параметры для толстослоистой модели глинистых отложений Ставропольского края

могут различаться для разных глинистых слоев на 15-25%;

- для нефтематеринских пород степень аксиальной анизотропии уменьшается;
- для продуктивных интервалов (Рис. 3) скорость поперечных волн ниже, а степень аксиальной анизотропии выше по сравнению с вмещающими глинами. Изменение скоростей поперечных волн достигает 10-15%, тогда как изменение скоростей продольных волн находится в пределах ошибок измерения;

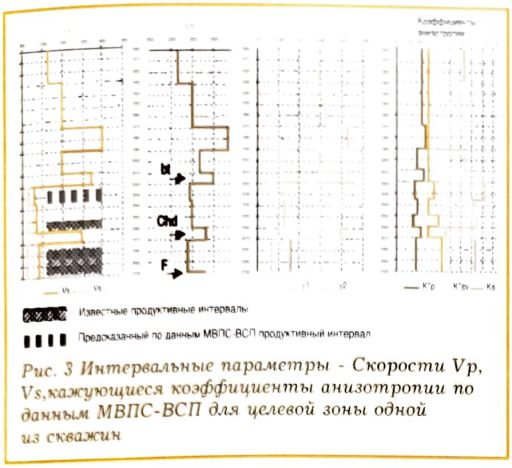


Рис. 3 Интервальные параметры - Скорости Vp, Vs,кажущиеся коэффициенты анизотропии по данным МВПС-ВСП для целевой зоны одной из скважин

- для продуктивных интервалов обнаружено наличие азимутальной анизотропии, что говорит о возможном наличии для данных отложений вертикальной трещиноватости.

Решение обратной геологической задачи - определение внутренней структуры порового пространства, для продуктивных глинистых интервалов в значительной степени осложнялось отсутствием данных о породной матрице. Поскольку глины сами по себе обладают достаточной анизотропией, параметры матрицы задавались анизотропные как в непродуктивных вмещающих глинах, для которых отсутствуют вертикальные трещины. Результат решения обратной задачи для продуктивных интервалов, приведенных на рис.3 получился следующий:

Слой 1 - горизонтальные включения Nch=0.096; вертикальные трещины Ncv=0.093; азимут трещиноватости θ=325° N.

Слой 2 - Nch=0.108; Ncv=0.068; θ=20° N.

Слой 3 - Nch=0.108; Ncv=0.071; θ=40° N

Слой 1, выделенный по данным МВПС, как перспективный, впоследствии был подвергнут повторным испытаниям. Из этого интервала были получены притоки нефти. Таким образом, специальные работы ВСП в данной ситуации могут дополнять комплекс ГИС и помогать в обнаружении и локализации по разрезу глинистых трещиноватых интервалов, перспективных для обнаружения запасов нефти.

Данные, полученные при работах ВСП, послужили основой для проведения наземных работ МВПС, их обработки и интерпретации. По ним осуществлялась стратиграфическая привязка отражений волн разных типов, их отождествление. После обработки профильных данных по временным разрезам волн разных типов для отождествленных интервалов проводилась оценка и анализ кинематических параметров ($V_{s,p,ps}$ эффективных и интервальных, $\gamma_{s,t}$, их соотношений и т.д (рис. 4). По профильным данным и работам 3D-3C были построены карты соотношений различных параметров волн разных типов. В частности, карта по параметру γ_t (рис. 5) построена для целевого интервала хадумских и баталпашинских глинистых отложений по данным МВПС. Оранжевый цвет соответствует низким значениям γ (что коррелируется с ослабленными трещиноватыми зонами в глинистых отложениях). Полученные данные хорошо согласуются с известной продуктивностью скважин. В тоже время был спрогнозирован ряд новых участков, для которых перспективы обнаружения залежи в глинистых отложениях значительны.

Подчеркнем, что этот пример не нов, технические компоненты выполненных работ не соответствуют современным требованиям, тем не менее, по кругу решенных задач и хорошему подтверждению результатов интерпретации он

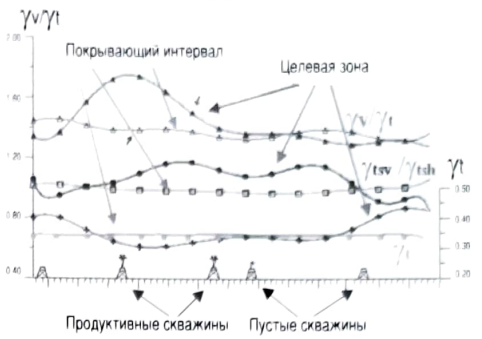


Рис. 4 Сравнение параметров, характеризующих анизотропию и коллекторские свойства по наземным данным

занимает достойное место среди результатов практического использования МВС.

Из последних примеров можно привести результаты работ МВС-ВСП на ЮТЗ [7]. Для оценки возможностей поиска и разведки трещиноватых карбонатных коллекторов в вендрифейских отложениях Восточной Сибири с помощью МВС и выработки разведочных критериев для данной технологии, в нескольких скважинах в пределах ЮТЗ были проведены работы МВС-ВСП по специальной методике. Кроме того, в целевых интервалах проводился отбор керна с выходом 80%, стандартный комплекс ГИС, пластовая наклонометрия (индукционным и контактным способом) и АКШ.

Результаты обработки и интерпретации данных МВС-ВСП выявили определенные особенности динамических (поляризация) и кинематических (скорости) характеристик волн

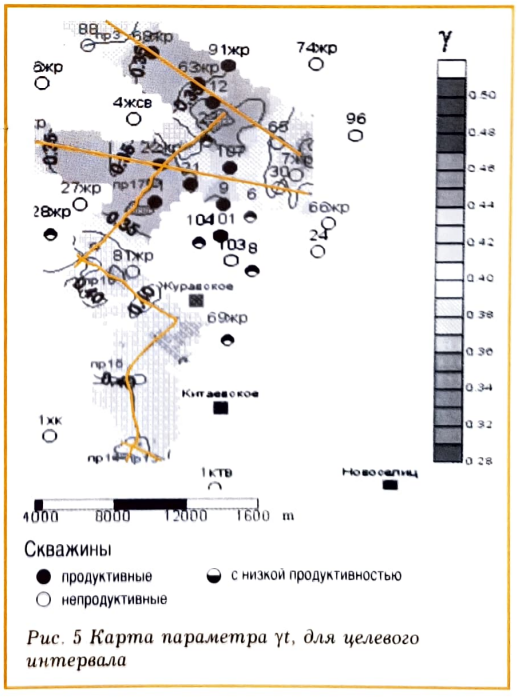


Рис. 5 Карта параметра γt, для целевого интервала

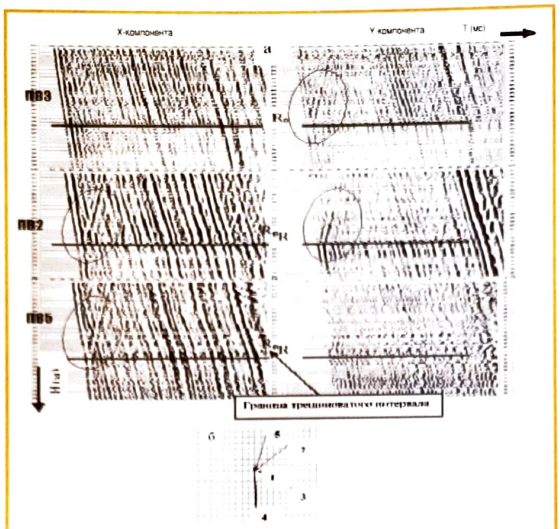


Рис. 6 Локализация по данным ВСП интервалов с субвертикальными трещинами в карбонатном разрезе ЮТЗ - а- сейсмограммы ВСП, б - схема размещения ПВ

разных типов (продольных и поперечных). Это позволило сделать вывод о значимых изменениях этих параметров при измерении их в различных направлениях (лучевых плоскостях и углах подхода волн). Полученные экспериментальные данные ВСП позволили выделить в разрезе трещиноватые объекты на качественном уровне уже на первом этапе обработки (Рис.6). На горизонтальных компонентах волнового поля четко проявляется азимутальная зависимость поляризации отраженной от трещиноватого объекта поперечной волны. При отсутствии азимутальной анизотропии, а значит, субвертикальной трещиноватости с определенной преимущественной ориентацией плоскостей трещин, эта волна была бы поляризована в плоскости ПП-ПВ для каждого ПВ (только на X компоненте). В данном же случае, не зависимо от ориентации ПВ, она поляризована в направлении ПВ5, что говорит о преимущественной ориентации в этом направлении плоскостей трещин. Анализ волнового поля показал, что при постановке наземных работ МВС на данном объекте, трещиноватость проявится только в определенных лучевых плоскостях (для направления на ПВ5 в плоскости ZX, на ПВ3 в плоскости ZY, на волнах SH). Таким образом, МВС-ВСП позволяет правильно спроектировать наземную систему наблюдений и отождествить трещиноватые объекты по ней.

По характеристикам поляризации проходя-

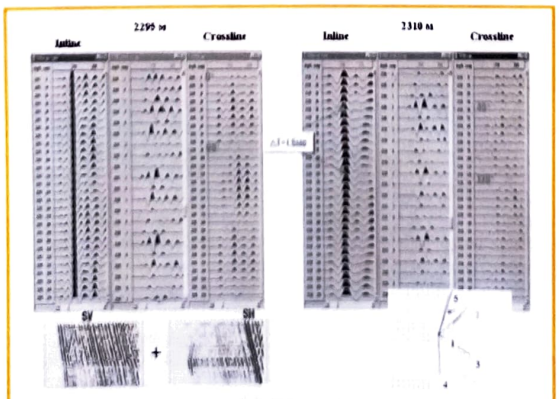


Рис. 7 Оценка ориентации преобладающей системы трещин в верхнем трещиноватом интервале по проходящим SV и SH волнам для ПВ2

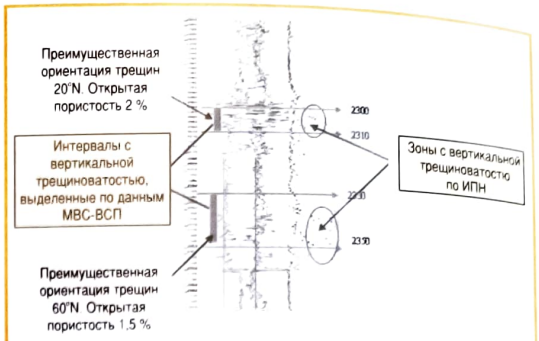


Рис. 8 Результаты локализации трещиноватых интервалов, оценки параметров трещиноватости и сопоставления с данными ИПН

щих поперечных волн, можно оценить преимущественную ориентацию систем трещин для различных интервалов (Рис.7), и прогнозируемых коллекторских свойств объекта. Совместный анализ разнополяризованных волн (волны SV и SH, изменение их поляризации и скорости в целевом интервале) с помощью специальных процедур обработки позволяет оценить ориентацию преобладающей системы трещин в каждом интервале и степень трещиноватости. Количественный анализ позволил выделить в едином на первый взгляд интервале два трещиноватых интервала с разными параметрами трещиноватости. В верхнем интервале ориентация преобладающей системы трещин практически совпала с азимутом на ПВ5 (отличие 10), в нижнем интервале отличается на 40 .

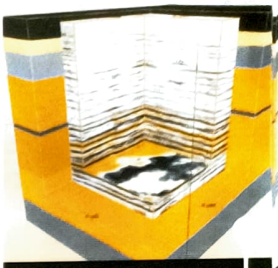
Полученный результат совпадает с данными индукционной пластовой наклонометрии (ИПН) и подтверждается результатами исследования керна (рис.8). На основе исследованных закономерностей можно вывести разведочный критерий обнаружения зон трещиноватости - изменение скоростей волн разных типов в различных направлениях, закономерно связанных с направлениями преимущественной ориентации систем трещин. Выявленные закономерности могут служить основой разрабатываемой методики обнаружения и локализации по разрезу трещиноватых карбонатных коллекторов ЮТЗ с использованием многоволновой сейсморазведки.

Литература

1. Пузырев Н.Н., Зарождение и развитие многоволновой сейсморазведки в России. Возбуждение и регистрация волн. Геология и геофизика, Новосибирск 2003, № 4,5 том 44, сс. 277-285, 465-473
2. Пузырев Н.Н., Бродов Л.Ю., Трегубов А.В. и др.,."Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн",Москва,"Недра",1985,с.274.
3. Бродов Л.Ю., Кузнецов В.М., Лебедева Т.Н. и др. "Рекомендации по методике проведения работ по изучению поляризации и анизотропии".Москва,1990, с.32.
4. Невский М.В. Квазианизотропия скоростей сейсмических волн, Москва, Наука, 1976,177с
5. 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.
6. L. Brodov,V. Kuznetsov,Interactive three component VSP processing and interpretation., Houston, 2000, Exp.Abstr., 9 Int. Workshop on Seismic Anisotropy
7. Г.А. Шехтман, В.М.Кузнецов, А.С.Ефимов и др., Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях Юрубченко-Тахомской зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой наклонометрии., "Гальперинские чтения-2001" научно-практическая конференция на тему: "ВСП,ГИС и наземная сейсмика совместные наблюдения, обработка и интерпретация" тезисы докладов,Москва 2002г,с 141-146.

Обоснование высоконаправленного приема волн по признаку поляризации

Куколенко О.В., ГУФП "НВНИИГГ", г. Саратов



Эффективность сейсморазведки при решении любых геологических задач в значительной степени определяют два важных показателя: входное (на первичных сейсмических записях) соотношение сигнал/помеха и разрешенность записи.

Для повышения этих показателей в практике сейсморазведки используются интерференционные системы 2-го, различные средства, обеспечивающие расширение спектра сигнала.

Использование интерференционных систем 2-го рода, осуществляющих селекцию волн по направлению фронта волны (по кажущейся скорости V*), с целью увеличения соотношения сигнал/помеха в настоящей момент достигло определенной степени предела. Более того, в силу своей ограниченности они практически не эффективны при разделении волн с близкими кинематическими характеристиками, способствуют повышению интерференционности волнового поля, а следовательно снижению его разрешения. Различные средства, применяемые в сейсморазведке для повышения разрешения волнового поля, в основном ориентированы на наполнение спектра сигнала высокочастотными составляющими и также не всегда достигают необходимого эффекта. Это связано с тем, что в значительной части случаев слабое разрешение волнового поля (его низкочастотность) объясняются не столько потерей высокочастотных составляющих спектра сигнала в процессе его распространения, сколько интерференций волн с близкими кинематическими характеристиками [1].

Вместе с тем, в массовой практике сейсморазведки слабо используются интерференционные системы I-го рода, осуществляющие селекцию волн по признаку поляризации (по направлению преобладающих векторов смещения частиц среды) т.е. практически опускается важнейший параметр волнового поля - поляризация волн.

Применение известных интерференционных систем I-го рода: вертикальных и горизонтальных сейсмоприемников [2,3] или трехкомпонентных симметричных азимутальных установок сейсмоприемников [3] для регистрации продольных и обменных (или поперечных) волн - не обеспечивает необходимого ослабления помех при выделении продольных волн, а также не дает существенного ослабления помех, в том числе остаточного фона продольных волн при выделении обменных (поперечных) волн.

Попытка исследователей под руководством Гальперина Е.И. [2] реализовать высоконаправленную систему I-го рода в наземном варианте РНП I рода к настоящему времени по ряду причин не позволила достичь желаемых результатов, и работы в этом направлении пошли на спад [3,4].

В то же время, само направление исследований по-прежнему представляется актуальным и перспективным. Исследовательские работы Нижне-Волжского НИИГГ по использованию поляризации волн подтвердили перспективность данного направления, позволили на базе теоретических и экспериментальных данных обосновать новый способ регистрации сейсмических колебаний (патент №1329410 [5]). Показана возможность эффективного высоконаправленного приема по признаку поляризации волн (ВП).

Известно, что диаграмма направленности одиночного (или группы в точке) электродинамического сейсмоприемника представляет собой две окружности соприкасающихся в начале координат (рис.1). Для вертикального сейсмоприемника максимальная чувствительность диаграммы соответствуют оси Z, для горизонтального - оси X.

В связи с этим одиночные сейсмоприемники (или их группа с нулевой базой) обладают невысокими направленными свойствами. Например, вертикальный (горизонтальный) сейсмоприемник регистрирует сейсмические колебания достаточной интенсивности с широким веером

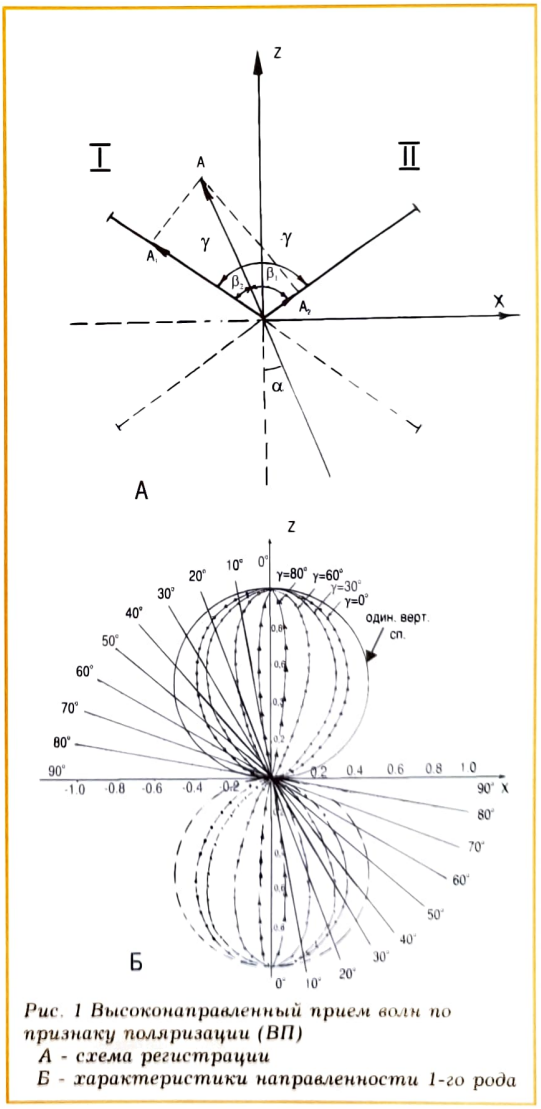
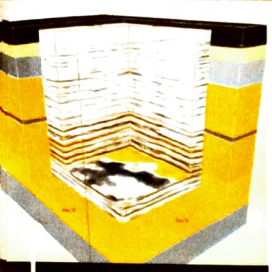


Рис. 1 Высоконаправленный прием волн по признаку поляризации (ВП)
А - схема регистрации
Б - характеристики направленности 1-го рода



векторов смещения* вплоть до направлений (α, рис.1а) близких к горизонтали (вертикали). В результате на сейсмозаписях Z-компоненты ,(X-компоненты) наблюдается значительный фон волн поперечного (продольного) типа, направления векторов которых существенно отличаются от вертикали (горизонтали).

Теоретические расчеты показывают, что одновременная регистрация сейсмических колебаний сейсмоприемниками на I и II компонентах под некоторым углом γ к вертикали (рис.1а) и соответствующее преобразования составляющих на этих компонентах позволяет реализовать высоконаправленный прием I рода и получить характеристику направленности I рода с более высокими направленными свойствами по сравнению с характеристикой одиночного сейсмоприемника (рис.1б).

На рис.1б представлена серия диаграмм направленности для одиночного сейсмоприемника и системы высоконаправленного приема при разных значениях γ. Характеристики направленности (рис.1Б) для разных углов γ рассчитаны по формуле:

$$H = \frac{A\alpha}{Amax} = \frac{\cos 2\gamma + \cos 2\alpha}{2\cos^2 \gamma}$$

для углов , удовлетворяющих неравенствам

$$-(90-\gamma) \le \alpha \ge (90-\gamma)$$

$$-(90+\gamma) \le \alpha \ge (90+\gamma), \text{ где}$$

α - угол, составленный вектором смещения и вертикалью,

γ - угол, составленный направлением компонент регистрации (I, II) и вертикалью,

A_α и A_{max} - амплитуды векторов смещения соответственно для текущего угла α и α = 0.

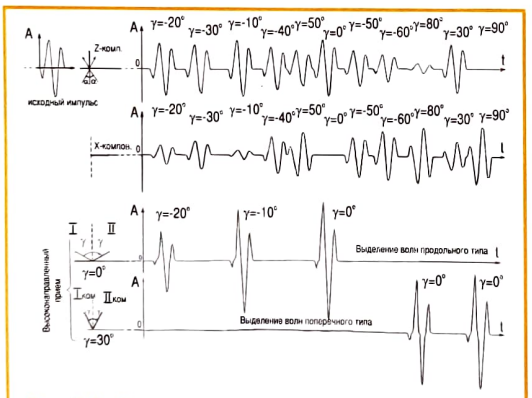


Рис. 2 Выделение полезных волн продольного и поперечного типа при высоконаправленном приеме (ВП)

Из рисунка 1б следует, чем больше величина γ, тем уже лепесток диаграммы направленности, тем больше векторов смещения не попадают в область максимальной чувствительности системы, а значит ослабляются, то есть осуществляются эффективная селекция волн по направлению векторов смещения (α). Для наилучшего выделения волн продольного типа система регистрации I, II должна быть ориентирована относительно оси Z (рис.1а), для наилучшего выделения волн поперечного типа система

*сейсмоприемник электродинамического типа регистрирует первую производную (скорость) смещения частиц среды, но для простоты последующего изложения будем употреблять просто слово "смещение"

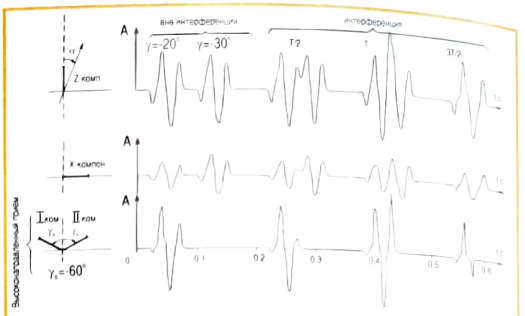


Рис. 3 Выделение полезного сигнала в условиях его интерференции с помехой при высоконаправленном приеме (ВП)

должна быть ориентирована относительно оси X, т.е. развернута на 90° по отношению к системе на рис. 1а.

Для оценки эффективности предлагаемого способа проведена серия теоретических расчетов на базе моделирования.

В качестве примера представлены результаты моделирования регистрации волн с разными направлениями векторов смещения на Z и X компонентах и по высоконаправленному приему в условиях отсутствия интерференции (по времени) импульсов разнотипных волн.

При моделировании предполагалось, что полезные волны продольного типа соответствуют α = 0°, -20°, -30°, поперечного типа -α =80°, 90° для всех остальных α волны рассматривались как помехи. Результаты расчетов представлены на рис.2.

Аналогичные расчеты проведены для более сложного случая - интерференции во времени соседних импульсов для α = -20° и -30° с наложением последнего на первый в полпериода (T/2), период (T), полтора периода (3T/2) для волн продольного типа. При этом предполагалось, что полезная волна соответствует α = -20°, помеха α = -30° (рис.3).

Рассмотрение данных на рис. 2,3 показывает следующее.

В первом случае на Z и X компонентах волны как продольного , так и поперечного типа имеют достаточную составляющую на обеих компонентах за исключением волн для α = 0° и α = 90°, имеющих нулевые составляющие, соответственно на X и Z компонентах. Импульсы для всех промежуточных α имеют достаточно большую составляющую и на Z, и на X компоненте как для волн продольного, так и поперечного типа, с некоторым превышением продольного типа волн на Z компоненте, поперечного типа - на X компоненте. В итоге, селекция волн по направлению вектора смещения недостаточно эффективна, как на Z, так и на X-компоненте.

При высоконаправленном приеме на трассе волн продольного типа выделяются только полезные продольные волны α =0°, -20°, -30°, на трассе волн поперечного типа выделяются только полезные поперечного типа волны α = 80° и 90°, при нулевых составляющих всех помех (рис.2).

Во втором случае, при интерференции импульсов (на примере продольных волн) ни на Z, ни на X-компонентах не представляется возможным ослабить помеху, выделить полезный сигнал как вне интерференции, так и при интерференции импульсов.

При высоконаправленном приеме надежно выделяется сигнал α = -20 как в условиях отсутствия его интерференции с помехой, так и при интерференции, причем даже при самой неблагоприятной ситуации интерференции в 3/2 Т.

Таким образом, теоретические расчеты показали, что высоконаправленный прием волн позволяет осуществлять высокоэффективную селекцию волн по признаку поляризации по сравнению с традиционными приемами. Наиболее важным преимуществом нового способа регистрации сейсмических колебаний является возможности выделения сигнала в условиях сильной интерференции с помехой незначительно отличающейся направлением вектора смещения.

Обоснование высоконаправленного приема, оценка его эффективности на базе теоретических расчетов и моделирования подтверждается экспериментальными материалами, полученными на зондированиях (при мощности ЗМС порядка 25м) в пределах Фадеевской площади (Ближнее Саратовское Повольжье).

В процессе экспериментальных исследований на разных участках площади осуществлено изучение поляризационных характеристик волн. Показано, что, во-первых, практически все реальные волны, регистрируемые на дневной поверхности интерференционны; во-вторых, диапазон изменения направлений преобладающих векторов смещения достаточно широк, то есть имеются предпосылки эффективного использования ВП для повышения соотношения сигнал /помеха и разрешения полезных волн на сейсмических записях [6].

На рис. 4-6 для разных площадей показаны волновые поля продольных (PP) и обменных (PS) волн, выделенных по высоконаправленному приему (ВП) для разных углов γ с одиночными приборами на I и II компонентах. Волновые поля получены на рис. 4 при возбуждении сейсмических колебаний взрывом из одиночной глубокой скважины (h =30м, Q = 0,8кг), на рис.6 при возбуждении поверхностным источником СИМ - 40 (свободнопадающий груз ВНИГНИ) при 48 накапливаниях.

Анализ волновых полей показывает следующее.

Сравнение сейсмограмм для одиночных сейсмоприемников (Z-комп.) и сейсмограмм продольных волн при ВП (рис.4а) показывает, что на Z компоненте отмечается повышенный фон помех с V* = 400-850 м/с и V * = 1600 - 1800 м/с, которые, интерферируя с основными отражениями, образуют интерференционное поле со слабой динамической выраженностью и неустойчивой прослеживаемостью отражений. На сейсмограммах ВП значительно лучше выделяются полезные волны с повышенным динамическим и частично временным разрешением, причем этот эффект усиливается с увеличением угла наклона γ. При значениях γ = 45 , 50 достигается наибольшее ослабление высоко- и низкоскоростных помех с сохранением достаточной интенсивности отражений. При значениях γ > 60 наряду с помехами заметно ослабляются полезные волны, что свидетельствует о существенном обострении характеристики направленности и попадании полезных волн в область гашения.

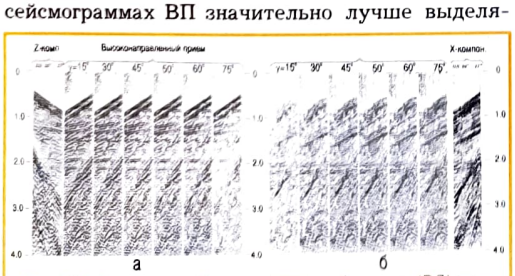


Рис. 4 Выделение продольных (PP) и обменных (PS) волн по высоконаправленному приему (ВП),источник возбуждения - взрыв из одиночной под ЗМС; ПВ - 34[оо], расстановка приборов ПК 20[оо] - 27[оо] , а - PP волны; б - PS - волны

На сейсмограммах ВП (рис.4б) выделяются динамически выраженные отражения обменных волн t=1.3, 2.0, 2.2с. Наблюдается отражение на временах t=3.1с, регистрируемое в зоне

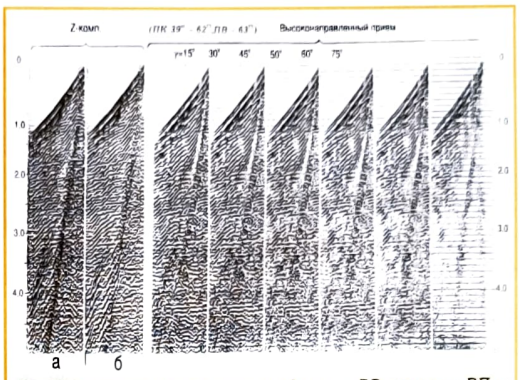


Рис. 5 Сравнительная оценка выделения PP волн при ВП и при вертикальных сейсмоприемниках (Zк); а - одиночные сейсмоприемники; б - группирование сейсмоприемников

интерференции с низкоскоростными помехами, которое на X-компоненте коррелировать невозможно. При ВП существенно ослабляется фон продольных волн по сравнению с X-компонентой, особенно это четко наблюдается в начальной части записи. Разрешенность волнового поля и степень ослабления помех возрастает по мере уменьшения γ.

Представляет интерес волновое поле PP волн, выделенное по ВП (рис.5) в сравнении с волновыми полями для одиночного вертикального приемника и традиционного группирования вертикальных сейсмоприемников (n=12, D=50м). Сравнительная оценка показывает, что волновое поле для одиночного вертикального сейсмоприемника (рис.5а) сильно искажено наложением фона низко и высокоскоростных помех. На сейсмограмме отмечается слабое выделение отражений с низкой динамической разрешенностью. При группировании вертикальных сейсмоприемников (рис.5б) несколько улучшается прослеживаемость отражений, но интерференционность записи не снижается, ее динамическая разрешенность не возрастает.

При высоконаправленном приеме γ =15 - 75 существенно возрастает динамическая разрешенность отражений за счет ослабления низко и высокоскоростных помех, а следовательно, снижения интерференционности волнового поля.

Динамическая разрешенность возрастает по мере увеличения угла γ, свидетельствуя о повышении направленности системы. При угле γ =75 характеристика направленности системы регистрации становиться настолько острой, что приводит к ослаблению не только помех, но и полезных отражений. Наиболее оптимальным углом наклона для данных сейсмогеологических условий является γ =45 - 50 .

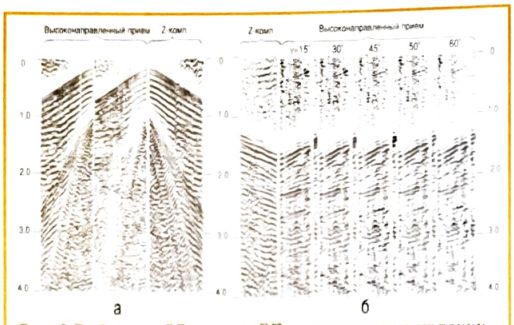


Рис. 6 Выделение PP волн по ВП в условиях регистрации интенсивных высокоскоростных помех; источник возбуждения - свободнопадающий груз (СИМ - 40);
а - ПВ - 13^{75} расстановка приборов ПК 0^{00} - 11^{75},
б - ПВ - 32^{00} расстановка приборов ПК 0^{00} - 7^{75}

Выполненная оценка с одной стороны, свидетельствует об эффективности регистрации по ВП в сравнении с традиционной регистрацией продольных волн при группировании вертикальных сейсмоприемников. С другой стороны, о необходим выбор оптимального угла наклона сейсмоприемников поляризационной установки в зависимости от сейсмогеологических условий, характера волнового поля, желаемой степени ослабления помех при сохранении надежного прослеживания отражений и динамической разрешенности записи.

Важным результатам при опробовании ВП является оценка его эффективности при использовании поверхностного типа источника возбуждения и выделения сигнала в условиях близости его кинематических признаков волнам помехам (рис.6).

В качестве поверхностного источника использован невзрывной источник - свободнопадающий груз (СИМ-40, разработка ВНИГНИ) с выносом пункта возбуждения (ПВ) на 200м (ближний ПВ, рис.6а) и на 2425м (дальний ПВ, рис.6б). Для обоих пунктов возбуждения количество накоплений - 48.

Система регистрации по ВП настроена на выделение продольных волн с перебором углов $\gamma = 15 - 75$.

На сейсмограммах Z-компоненты для ближнего и дальнего пунктов возбуждения (рис.6) волновое поле характеризуется низкочастотной квазигармонической записью в интервале регистрации полезных отражений, где их выделение невозможно ни по динамическим, ни по кинематическим признакам. Это вызвано регистрацией Z-компонентой интенсивных кратных преломленно-отраженных волн, превышающих уровень полезных волн и поля низкоскоростных помех при наблюдениях вблизи ПВ.

При применении ВП, ориентированного на выделение PP волн, волновое поле существенно упрощается за счет снижения уровня помех, выделяются устойчивые динамически выраженные отражения.

Так, при $\gamma = 75$ (рис.6а) отмечается предельное ослабление низко и высокоскоростных помех, на фоне которых выделяются устойчивые динамически выраженные отражения.

Аналогичный результат виден на рис. 6б. Здесь на Z-компоненте полезные волны практически не выделяются из-за близости кинематических признаков высокоскоростных помех и целевых отражений. На сейсмограммах ВП выделяется серия динамически выраженных отражений на временах $t = 2.1 - 2.2, 2.5 - 2.7, 2.8 - 3.1$с, полекратных высокоскоростных волн существенно ослаблено при $\gamma = 45, 50$.

Таким образом, на базе теоретических (модельных) и экспериментальных данных показана эффективность нового способа высоконаправленного приема сейсмических колебаний по признаку поляризации по повышению соотношения сигнал/помеха и динамической разрешенности на первичных сейсмических записях при выделении PP и PS волн. Высоконаправленный прием волн по признаку поляризации может быть реализован как при двухкомпонентной (I, II), так и трехкомпонентной (I , II, III) регистрации сейсмических колебаний (I , II, III - симметричная трехкомпонентная установка Гальперина Е.П.). Способ не противопоставляется направлениям сейсморазведки, связываемым с приемами, обеспечивающими наполнение спектра исходного сигнала высокочастотными составляющими, с ориентацией на временное разрешение, а эффективно дополняет их. Он может найти широкое применение в различных системах наблюдения и областях сейсморазведки.

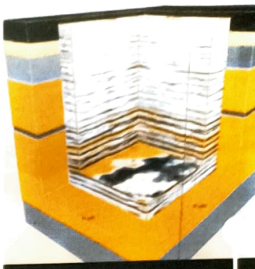
Использование способа должно осуществляться в сочетании с интерференционными системами 2-го рода, но в основном как статистических, для сглаживания неидентичности частотных и фазовых характеристик сейсмоприемников, установки и ориентации платформ сейсмоприемников и др. Наиболее важным является включение ВП в систему наблюдения по ОГТ.

Высоконаправленный прием волн по признаку поляризации, реализованный в системе ОГТ, позволит сделать заметный шаг в повышении эффективности сейсморазведки при решении различных задач, в частности:

- достоверное и детальное освещение геологического разреза на продольных волнах в широком диапазоне глубин залегания отражающих горизонтов в условиях регистрации интенсивных волн кратного типа;
- изучение вещественного состава отдельных литолого-стратиграфических комплексов на базе совместного использования продольных и обменных волн.

Литература

1. Куколенко О.В. Возможности повышения разрешения волнового поля при регистрации волн на значительных удалениях от пункта взрыва // Обработка и комплексная интерпретация геофизических данных в условиях Прикаспийской впадины. 4.1 Саратов: Нижне-Волжский НИИ геологии и геофизики,1990,-с.56-66.
2. Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн/ Н.Н. Пузырев, А.В. Тригубов, Л.Ю. Бродов и др. М.: Недра,1985.
3. Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических исследований. М.: Недра,1977.
4. Гальперин Е.И. , Иванов Л.И., Мирзоян Ю.Д. Применение поляризационного метода (МП) сейсморазведки для поисков нефти и газа // Обзор / ВНИИОЭНТ,сер. "Нефтегазовая геология и геофизика",1981. Вып.2.
5. Патент СССР №1329410. Способ регистрации сейсмических колебаний/ Куколенко О.В. Бюл. №29,1987.
6. Куколенко О.В. Высоконаправленный прием сейсмических волн по признаку поляризации / Недра Поволжья и Прикаспия, региональный научно-технический журнал, Нижне-Волжский НИИГГ,четвертый выпуск,февраль 1993.



Новейшее оборудование INPUT/OUTPUT делает наземную 3-х компонентную сейсморазведку высокопроизводительной и надежной

Жгенти С.А., Смирнов Д.Н., "ИНГЕО" - сервисный центр компании INPUT/OUTPUT, INC, СНГ
Перегудов Ю.П., Petroleum Geology Research Institute, Ltd., Латвия

Очевидно, что потенциал сейсморазведки как метода изучения геологического разреза наиболее полно реализуется при совместном использовании продольных и поперечных волн. В России этот метод получил название многоволновая сейсморазведка (МВС) [1]. В результате обработки и интерпретации синхронных наблюдений волн разного типа продольных, поперечных и обменных становится возможным не только подтверждать и уточнять традиционные структурные построения, но и перейти к прогнозу физических свойств горных пород через упругие модули среды. В силу сдвиговой природы у поперечных волн есть свойство поляризуемости на границах анизотропных зон. Это позволяет успешно выделять пористые, кавернозные или трещиноватые интервалы разреза и получать количественные характеристики их коллекторских свойств.

Исследования МВС, не касаясь других очень важных и необходимых элементов метода, базируются на синхронной 3х-компонентной регистрации колебаний в каждом пункте приема. Ранее для этих целей на каждом ПП устанавливались три отдельных сейсмоприемника, образующие собой декартовую систему координат (X - по направлению профиля, Y - перпендикулярно профилю и Z - вертикальное направление).

Разумеется, при таких синхронных наблюдениях по координатам X, Y, Z регистрируются волны, преимущественно продольные и поперечные, с преимущественной поляризацией вдоль профиля и перпендикулярно к нему. Но кроме того, становится возможным восстановить векторы смещения частиц в регистрируемых волнах в любой интересующий нас момент времени. Такая возможность существенна для определения направления истинной поляризации поперечных волн и последующего исследования анизотропных объектов. Среди них есть и наши "целевые объекты": пласты-коллекторы, выделяющиеся по физическим свойствам относительно вмещающих слоёв. Естественно, что точность системы координат, которая реализуется установкой одного вертикального и двух горизонтальных сейсмоприемников, определяет точность геологических результатов. Все 3-х компонентные системы приема, основанные на использовании электродинамических сейсмоприемников, обладают рядом существенных недостатков: как в части точности измерений, так и в обеспечении необходимой производительности полевых работ. Рассмотрим их.

Горизонтальные и вертикальные сейсмоприемники обладали различающимися частотными характеристиками с большим разбросом по чувствительности и сильной их зависимостью от "правильности" установки. Подготовить к работе 3х-компонентную расстановку крайне трудоемкий процесс, т.к. допуск "правильности" установки по компонентам сейсмоприемника составлял:

≤10 для регистрации вертикальной составляющей,

≤ 2 для горизонтальных составляющих.

Но даже если обеспечить такие допуски, мы не получали точную реализацию системы координат по следующим причинам:

- Чувствительность по разным направлениям могла быть различной и изменчивой от ПП к ПП.
- Флуктуации внутри допусков установки приводили к смещению осей наблюдений (нарушали их ортогональность), и появлялись взаимные влияния между осями.
- Аналоговый сигнал терял амплитуду (падение напряжения) при прохождении протяжённых кос, что ухудшало соотношение сигнал/помеха.
- Сейсмические косы действовали как антенны для улавливания шумов и наводок ухудшалось соотношение сигнал/помеха.
- Ноль" осей координат был условным, если работали 3 отдельных сейсмоприемника
- Кроме того, амплитудная и фазово-частотная характеристики электродинамических датчиков значительно и случайно изменялись в диапазоне регистрируемых частот и вносили существенные искажения в форму регистрируемых импульсов.

Практическая реализация таких полевых наблюдений требовала тройного комплекта кос и утроенной канальности системы регистрации, а "правильная" установка сейсмоприемников поглощала много времени.

Справедливости ради надо заметить, что ранее 3х-компонентные приборы изготавливались и в едином корпусе, но это решало только проблему сведения начала системы координат "в точку". В остальном, - у таких комбинированных электродинамических сейсмоприемников были такие же существенные недостатки.

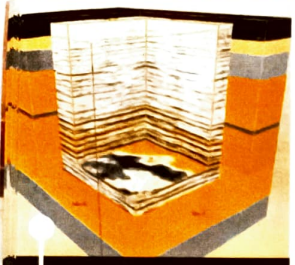
По вышеперечисленным причинам необходимое качество регистрируемого материала далеко не всегда достигалось, что - в свою очередь - снижало качество получаемых результатов.

Таким образом, отсутствие надлежащего оборудования препятствовало промышленному применению МВС. А при отсутствии спроса слабо развивалось программное обеспечение по обработке и интерпретации данных МВС.

Разработка специального оборудования, позволяющего сделать 3х-компонентные наблюдения высокопроизводительными и прецизионными, заняла у компании Input/Output (США) около 10 лет.

При создании сейсмических датчиков нового поколения впервые была применена передовая технология Микро Электро Механических Систем (МЭМС).

Сам датчик МЭМС - это микроэлектромеханическое устройство, изготовленное в техническом вакууме. По физической сути это акселерометр. Чувствительным элементом является подвижная пластина конденсатора, связанная с инертными массами, которые смещаются при приеме колебаний, вызывая изменение емкости конденсатора. Для обеспечения широкого динамического диапазона прини-



маемых колебаний использован компенсационный принцип измерения. Он хорошо зарекомендовал себя в геофизике, начиная с полуавтоматических потенциометров в каротаже и электроразведке. На конденсатор, подается компенсирующее напряжение с частотой 128 кГц, удерживающее пластину в неподвижном состоянии, причем величина напряжения пропорциональна вектору силы смещения пластины. Компенсирующее напряжение, соответствующее принимаемому сейсмическому сигналу, подается на аналого-цифровой преобразователь по 24х-разрядной Дельта-Сигма технологии. Таким образом, еще на этапе приема получается цифровой сейсмический сигнал.

МЭМС технологии позволили получить амплитудно-частотные и фазово-частотные характеристики приема принципиально нового качества (рис. 1). В этом случае они постоянны и линейны для всего используемого в сейсморазведке диапазона частот.

На основе применения описанных датчиков МЭМС, смонтированных в едином корпусе на трех ортогонально расположенных платформах, компанией Input/Output в настоящее время производится цифровой 3-компонентный сейсмический датчик, получивший название VectorSeis™ (рис 2). VectorSeis™ обеспечивает цифровую 24-х разрядую регистрацию одной вертикальной и двух взаимоперпендикулярных горизонтальных компонент волнового поля.

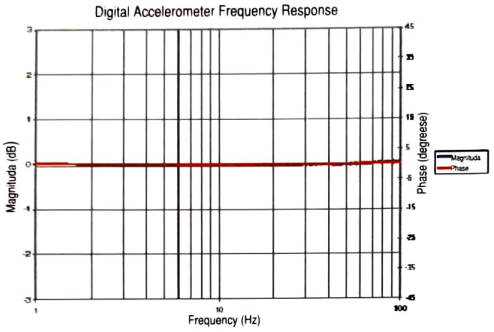


Рис 1. Амплитудно-частотная и фазово-частотная характеристики датчиков VectorSeis™

В таблице 1 приведено сравнение характеристик новых датчиков VectorSeis™ и традиционных электродинамических сейсмоприемников. Сейсмические датчики нового поколения позволяют кардинально улучшить все характеристики приема.

Впервые чувствительность наземного сейсмического датчика VectorSeis не зависит от "правильности" установки. В датчике реализован



Рис. 2 Внешний вид и внутреннее устройство датчика VectorSeis™

алгоритм самостоятельного определения угла его отклонения от вертикали, а в заголовок трассы заносится поправка, которая записывается на магнитный носитель. Это революционное свойство датчиков нового поколения не только снижает трудоемкость расстановки их в поле, но и обеспечивает одинаковую чувствительность всех пунктов приема на площади работ всегда "идеальную" установку сейсмоприемника. Кроме того, в датчиках VectorSeis, в отличие от всех применявшихся ранее систем 3х-компонентного приема, идеально реализована декартова система координат, позволяющая точно восстанавливать векторы смещения частиц. Ортогональность установки датчиков обеспечивается "по условиям производства", с точностью до 0,5°. У датчиков высокая идентичность чувствительности, а взаимные влияния между осями не превышают -46 дБ. Ориентация датчиков VectorSeis по профилю реализуется быстро и просто ориентацией по профилю выходного кабеля датчика, выполненного в виде "стрелки-указателя" (рис.2). При необходимости азимутальной ориентации предлагается использовать специальную буссоль.

Необходимо отметить, что компания I/O предлагает полностью отказаться от группирования и применять для приема колебаний одиночные датчики VectorSeis. При этом в регистрируемые сигналы не вносятся никакие искажения, а для подавления низкоскоростных поверхностных помех можно применять более прогрессивные способы: например, поляризационную адаптивную фильтрацию, оператор которой рассчитывается с использованием записей двух зарегистрированных горизонтальных компонент [2]. Такой подход представляется целесообразным, особенно с учётом того, что в 3D съёмках линейное группирование неэффективно "по определению", а площадное группирование (типа "звезда") не применяется из-за

Таблица 1 Сравнение характеристик электродинамических сейсмоприемников и VectorSeis™

Характеристики	VektorSeis	Аналоговые системы
Уровень искажений	0,002%	0,10%
Амплитудная неиндентичность	0,30%	2,50%
Взаимное влияние по осям	Константа (-46 дБ)	Меняется с наклоном
Динамический диапазон (1,5 - 187 Гц)	110 дБ	110 дБ
Температурная стабильность	Константа	Меняется
TrueDigital™ - Промышленные наводки	Не влияют	Наводки
TrueDigital™ - Утечки	Не влияют	Чувствительны
Амплитудно-фазовая характеристика	Линейная (0 - 500 Гц)	Нелинейная (спад)

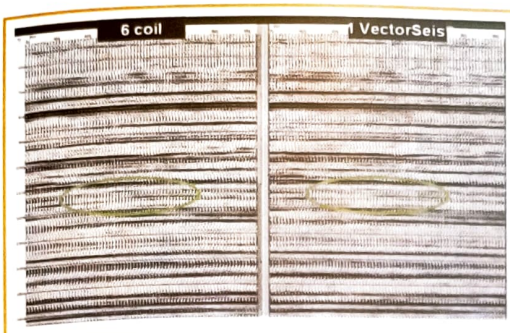


Рис. 4 Временные разрезы,полученные с группой из 6-ти сейсмоприемников и с одиночными датчиками VectorSeis™

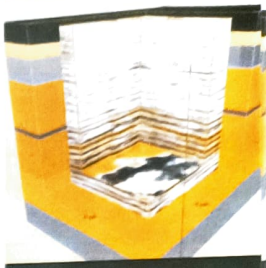
трудоемкости практической реализации.

На рис. 4 приведены временные разрезы, полученные с применением группирования и одиночных датчиков VectorSeis. Сравниваемые волновые картины практически идентичны. В то же время применение одиночных датчиков, легко ориентируемых по профилю и не требующих тщательной установки, позволяет на 25% (по данным компании Veritas/DGC,Inc.) повысить производительность полевых 3D3C наблюдений по сравнению с применением традиционных электродинамических приборов.

Для наиболее полной реализации преимуществ, заложенных в датчиках нового поколения, компания Input/Output разработала и предлагает к промышленному применению принципиально новую регистрирующую систему VECTORSEIS SYSTEM FOUR, в вариантах кабельной телеметрии (VC) или радиотелеметрии (VR). Регистрирующая система использует в качестве датчиков сейсмических колебаний только датчики VectorSeis. Сконструированная по принципу избыточной кабельной телеметрии SMARTNET™ и избыточного сетевого питания SMARTPOWER™, с удобными "помощниками" и макрокомандами, регистрирующая система VECTORSEIS SYSTEM FOUR, позволяет быстро настраивать полевую расстановку.

Необходимо отметить, что VECTORSEIS SYSTEM FOUR по желанию заказчика может быть поставлена и без лицензии на проведение 3-компонентной съемки, что позволяет использовать все технические и технологические преимущества датчиков VectorSeis™ для регистрации только поля продольных сейсмических волн.

К настоящему времени в различных сейсмогеологических условиях и различными пользователями в мире выполнено более 60 проектов с применением описанного новейшего оборудования компании Input/Output, Inc.[3] В том числе исследования проведены в Калининградской области, Литве, Башкирии и Татарии. Во всех случаях доказана его высокая экономическая рентабельность и информационная эффективность.



Литература

1.Многоволновые сейсмические исследования. Сборник статей под редакцией Пузырева Н.Н. "Наука",Новосибирск,1987г.

2. MEMS for Geophysicists.
Jon Tessman,Output Input,Inc ,MIOGE-2002.

3. Adaptive Vector Filters for Ground Roll Reduction.
Russell Kappius, IO Green Mountain, Inc., Gary Crews, Input/Output,Inc.-CSEG Geophysics 2002.

4.Next Generation Multicomponet Seismic Solutions.
Jon Tessman,Output Input,Inc ,SEG-2002.



INPUT/OUTPUT, INC.



VectorSeis®

System Four™ VR & VC

3С Акселерометры на базе MEMS для Наземной Сейсмической Разведки. Пришло ли их время?

Denis MOUGENOT и др., SERSEL, Франция

Электродинамические геофоны являются испытанной технологией, давно используемой в геофизической отрасли. Последние достижения в области микро-электромеханических систем (MEMS) позволяют получить датчики с необходимой чувствительностью, низким уровнем шумов и динамическим диапазоном, достаточными для применения при регистрации сейсмических данных. MEMS акселерометры потенциально могут обеспечить более широкий частотный диапазон, более точную амплитуду и меньшую чувствительность к отклонению от вертикальной установки. С учетом возросшего интереса к 3С регистрации, вызванного успехами при донных наблюдениях, эти тенденции побудили производителей начать разработку и продажу новых цифровых датчиков.

В ряде последних статей (J.Tessman и др., EAGE, 2002; R.R.Kendal и др., EAGE, 2002) были указаны преимущества трехкомпонентных наблюдений с одиночными цифровыми датчиками на базе MEMS, а внедрение этих датчиков было представлено как новый значительный успех в области наземных сейсмических наблюдений, сравнимый с переходом десять лет назад к 24-х разрядной регистрации. Действительно ли данная технология достигла в своем развитии того момента, когда она может или должна использоваться в обычной практике наземных сейсмических наблюдений? В данной статье рассмотрены преимущества и недостатки общего применения одиночных 3С цифровых датчиков.

Зачем для цифровых датчиков - акселерометры?

Движение земли может быть измерено в единицах перемещения, скорости или ускорения. При всех этих измерениях используется схема масса/пружина. При мягкой пружине масса (катушка геофона) не перемещается и является базисным элементом при измерении перемещения или скорости. В случае жесткой пружины масса перемещается вместе с корпусом, но с незначительным запаздывающим смещением, связанным с ускорением. Это ускорение может быть измерено либо как натяжение пружины (низкая стоимость, малое потребление энергии, большие искажения из-за активных потерь), либо как усилие обратной связи, приложенное к массе для компенсации смещения (цифровые датчики с хорошими техническими характеристиками, требующие внешнего питания).

В данном случае датчик, выполненный на базе MEMS, является аналоговым, в то время как управляющая цепь обратной связи и выходной каскад, представляющие собой Специализированную Цифровую Интегральную Микросхему (ASIC) - цифровые. Такой "цифровой" датчик имеет малые размеры. MEMS акселерометр представляет собой тонкую кремниевую пластинку размером около 1 см и весом менее 1г., что значительно меньше размера и веса датчика на базе катушки индуктивности (длина 3 см и вес блока 76 г.). В микросхеме остаточное смещение между инертной массой и корпусом составляет порядка нескольких нанометров. Производство датчика дорого из-за стоимости MEMS + ASIC. Поэтому для записи выхода каждой ASIC будет использован только один датчик на активный канал (т.е. будет всегда использоваться конфигурация с одним датчиком).

MEMS акселерометры обеспечивают более высокие технические характеристики сейсмического приемного устройства по сравнению с электродинамическими датчиками. Они обеспечивают также преимущество полной цифровой передачи данных от датчика в Центральную Регистрирующую Систему (ЦРС).

Как это выглядит в сравнении с электродинамическим геофоном?

С точки зрения параметров, существенным преимуществом MEMS акселерометров является их линейные амплитудная и фазовая характеристики в широком диапазоне от 0 (постоянный ток) до 800 Гц, с отклонением в пределах 1 дБ. При использовании MEMS регистрация низких частот (менее 10 Гц) не ограничивается резонансной частотой (Рис. 1), которая значительно выше полосы пропускания (1 кГц). Это обеспечивает возможность регистрации постоянного тока (DC), связанного с ускорением силы тяжести и его использование для калибровки чувствительности и измерения наклона. Поскольку ускорение увеличивается с частотой (при постоянной скорости), акселерометры также удобны для высокочастотных измерений. В этой области (выше 50 Гц) собственный шум MEMS становится меньше, чем у эквивалентной электроники геофон/телеметрический модуль.

Широкополосные возможности датчика могут обеспечить существенное улучшение вертикальной разрешенности сейсмических данных, зависящей от соотношения n между максимальной и минимальной частотами сигнала (Fmax/Fmin $=2^n$, где n равно числу октав). MEMS акселерометр особенно удобен для регистрации низкочастотных сигналов (менее 5 Гц), таких как отражения от основных границ между литологическими формациями, или даже при землетрясениях. В этом частотном диапазоне больше проблем, связанных с источником возбуждения, поскольку низкочастотные сигналы не могут быть возбуждены с достаточным соотношением сигнал/шум. Регистрация высоких частот ограничивается их сильным поглощением в процессе

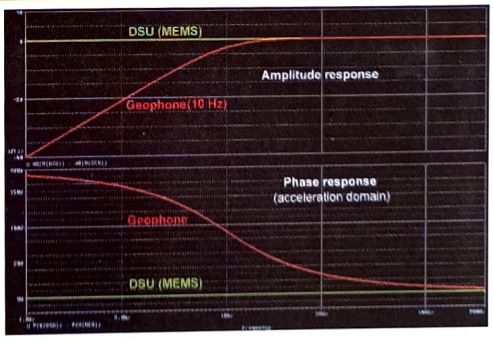


Рис. 1 Линейная фазовая и амплитудная характеристика Блока Цифрового Датчика (DSU) с MEMS в сравнении с 10 Гц геофоном, Амплитудная характеристика в скоростной области для геофона и в области ускорения для DSU. Фазовая характеристика как для DSU, так и для геофона представлены в области ускорения

распространения. Однако с помощью MEMS датчиков, если они размещены достаточно близко, можно прослушивать микросейсмы (приблизительно 500 Гц), вызванные движением жидкости в коллекторе в процессе добычи нефти/газа.

Общий динамический диапазон 24-х разрядной регистрирующей системы с использованием MEMS (120 дБ, верхнее значение, соответствующее КНИ - 90 дБ) кажется меньше динамического диапазона той же системы, использующей одиночные геофоны (135 дБ, верхнее значение, соответствующее КНИ - 65 дБ). Это кажущееся ограничение MEMS датчиков связано с различными уровнями КНИ, принимаемыми к рассмотрению, а также с собственным шумом цифрового акселерометра, который выше, чем у эквивалентной электроники геофон/телеметрический модуль (по крайней мере, ниже 50 Гц). На практике (включая КНИ) MEMS датчик более удобен для записи слабых сигналов в присутствии сильных помех (ближние выносы), в то время как геофон (и даже больше - группа геофонов) более эффективен при записи слабых/глубоких отражений в присутствии слабых помех (дальние выносы).

Амплитудная калибровка MEMS датчика и его стабильность во времени и при температурных изменениях лучше, чем у геофонов. В целом, при сравнительных наблюдениях, исполнение цифрового датчика, когда MEMS интегрированы с электроникой телеметрического модуля в едином корпусе, лучше, обычной электроники телеметрического модуля, подключенной к различным группам геофонов с изменяющимися характеристиками.

Полная цифровая передача.

В ранние 70-е аналого-цифровой преобразователь первых цифровых регистрирующих систем находился в ЦРС. При передаче в ЦРС данных от группы геофонов для каждого канала использовалась аналоговая пара (Рис. 2). Шум, вызванный электромагнитными наводками, взаимными влияниями и утечкой был обычным делом. Спустя 30 лет электроника, распределенная по профилю, сделала возможным преобразование данных в цифровую форму непосредственно рядом с группами геофонов. Для телеметрической передачи в реальном времени

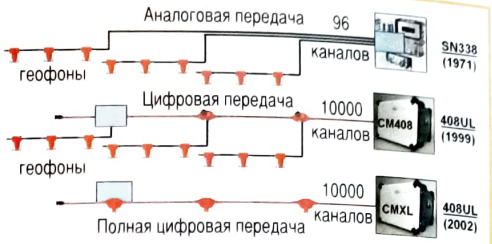


Рис. 2 У первых цифровых регистрирующих систем передача информации между группами геофонов и ЦРС, включая Аналого-цифровой преобразователь,была еще аналоговой. 30 лет спустя аналоговой была только передача между группами геофонов и Полевым Телеметрическим Модулем (FDU). Сегодня Блок Цифрового Датчика обеспечивает возможность полной цифровой передачи

данных, поступающих с 10000 и более каналов, необходима только одна пара проводов. Чувствительность к утечкам минимальна, цифровые данные контролируются каждым узлом сейсмической сети и, в случае необходимости, передача данных может быть повторена. Однако наводки на группы геофонов еще могут иметь место. Сегодня сделан существенный шаг на пути интегрирования датчика с электроникой телеметрического модуля. В принципе, возможно установить и геофон в единый корпус с электроникой телеметрического модуля. На самом же деле, интеграция MEMS акселерометра с соответствующей ASIC и электроники телеметрического модуля более эффективна, особенно для 3С датчиков.

Преимущества полной цифровой передачи уже проверены. В процессе полевых испытаний записи групп геофонов были сравнены с записями MEMS датчиков, сделанными в том же месте (Рис. 3). На записи, полученной с помощью группы геофонов, четко видна наводка 50 Гц от высоковольтной линии. На соответствующей частотно-волновой диаграмме электромагнитный шум сильно интерферирует с сигналом (К=0). Благодаря полной цифровой передаче этот шум отсутствует на любой из трех компонент MEMS датчиков.

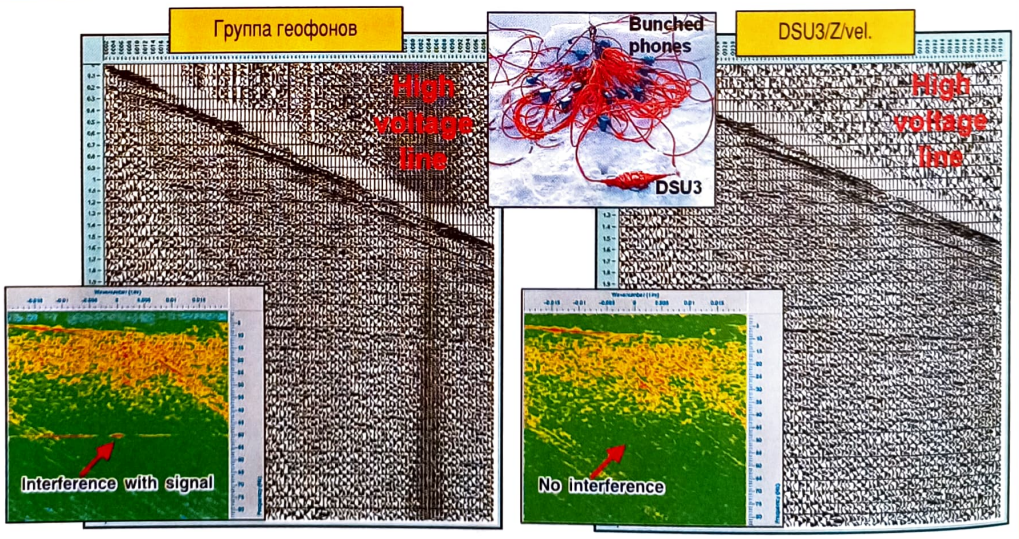


Рис.3 Сравнение между вертикальной компонентой DSU3 и группой геофонов,размещенных в одном и том же месте для одного пункта возбуждения (фото). Сильная наводка высоковольтной линии объясняется аналоговой передачей информации в электронику телеметрического модуля. Частотно-волновая диаграмма показывает,что шум 50 Гц интерферирует с сигналом. Данные DSU совершенно не осложнены этим шумом. (С разрешения BatchNeftGeofisika)

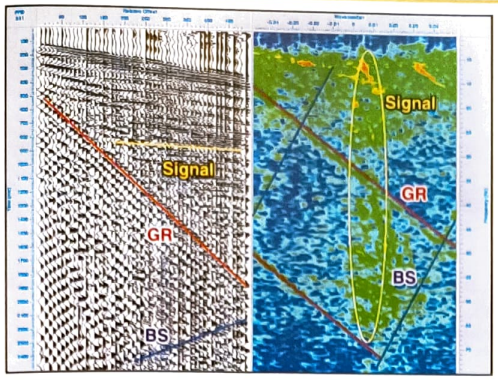


Рис. 4 Запись (GR, поверхностная волна, BS, обратное рассеивание) с расстоянием между одиночными цифровыми датчиками 10 м. На частотно-волновой диаграмме GR дает зеркальную частоту, интерферирующую с сигналом. (С разрешения CGG)

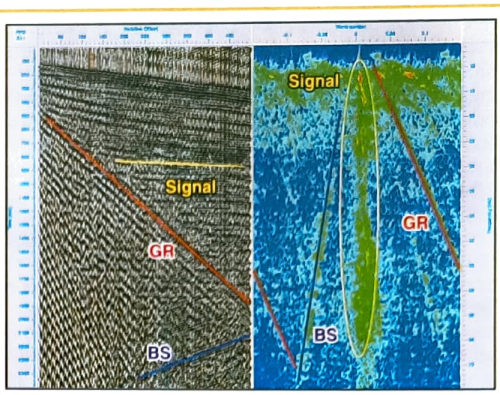


Рис. 5 Запись с шагом 3.3 м между одиночными цифровыми датчиками. На частотно-волновой диаграмме GR еще дает зеркальную частоту, но уже не интерферирующую с сигналом. (С разрешения CGG)

Цифровые датчики на замену групп геофонов?

Расстановки с геофонами могут существенно улучшить динамику в пункте приема уменьшением нерегулярных и регулярных помех. При последовательном или параллельном соединении N геофонов динамический диапазон данной группы улучшается на 10*logN дБ, в то время как отношение сигнал/помеха увеличивается в корень квадратный из N. Для подавления регулярных помех геофоны размещаются таким образом, чтобы обеспечить пространственную фильтрацию. Размер группы и число подключен-ных геофонов должны быть достаточно большими, чтобы обеспечить правильное квантование максимально возможной длины поверхностных волн.

Несмотря на такие преимущества групп геофонов, полевые геофизики предпочли бы избавиться от этого большого и тяжелого оборудования, которое снижает производительность работ партии, требует затрат на перевозку, искажает первые вступления и снижает частотный диапазон сигналов. На первый взгляд, использование одиночных цифровых датчиков имело бы много производственных и геофизических преимуществ по сравнению с группами геофонов. Значительно легче расстановка и позиционирование, особенно в случае 3С пунктов приема. Запись - изотропная (нет азимутально зависимой фильтрации группы), а высокочастотные составляющие сигнала не подавляются. Однако эти преимущества являются таковыми только в идеальном случае, когда отраженный сигнал не осложнен помехами, то есть в ситуации, когда был бы достаточен и одиночный геофон.

Практически, шаг размещения одиночных датчиков должен уменьшиться по сравнению с базой группы геофонов. Это уменьшенное пространственное размещение не будет подав-лять сейсмические шумы в процессе записи. Оно обеспечит достаточное число трасс, использу-емых для построения одной глубинной точки при ОГТ (кратность перекрытия) для уменьшения регулярных и нерегулярных помех при суммировании данных. Еще более плотное пространственное размещение предотвратит также появление зеркальных частот регулярного шума для эффективного применения волновой фильтрации. Таким образом, при записи одиночным цифровым датчиком мы не сможем получить более качественное изображение полевой сейсмограммы. Преимущества (больший частотный диапазон, точная амплитуда) станут видны только после обработки данных на конечных разрезах.

Новые требования к геометрии расстановки.

Сколько таких MEMS датчиков понадобится, чтобы заменить группу из N геофонов? Сомнительно, чтобы кто-нибудь стал использовать при регистрации то же количество одиночных цифровых датчиков, что и геофонов. Это, возможно, и не требуется, несмотря на то, что обеспечило бы отличное подавление шума.

Если мы рассмотрим Поверхностную Волну (ПВ), часто самая сильная помеха, расстояние между цифровыми датчиками D должно быть таким, чтобы длина волны ПВ $L=V_a/F_a$ (V_a, кажущаяся скорость; F_a, кажущаяся частота) была проквантована, по крайней мере, два раза, то есть $D=V_a/2F_a$. Это, как правило, обеспечивается интервалами в диапазоне от 3 до 30 м. На рис. 4 и 5 дано сравнение двух полевых записей в одном и том же месте с различным шагом расстановки приборов. При шаге 10 м поверхностная волна с очень низкой скоростью (330 м/с, т.е. со скоростью воздушной волны) создает зеркальную частоту, которая интерферирует с сигналом. При шаге 3.33 м поверхностная волна еще дает зеркальную частоту, но она исчезает на высоких частотах (70 Гц), не пересекаясь с сигналом.

Принимая во внимание эту максимальную частотную границу помехи, в соответствии с рекомендациями G.J.M. Baeten и др. (SEG, 2000), возможно использование шага (адекватное квантование, D') немного большего половины волны ПВ (квантование Найквиста, D).

До сих пор мы считали, что волны распространялись в двухмерном пространстве (2D). Для случая 3D наблюдений или сложного около- поверхностного образования, генерирующего отраженный шум рассеяния, его необходимо будет квантовать как вдоль профиля, так и в ортогональном направлении. Такое пространственное квантование потребует размещения

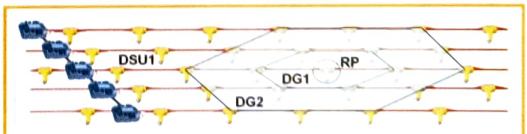
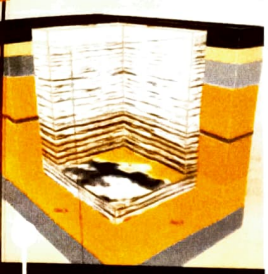


Рис. 6 Нереализованная система наблюдения 2D с полосой 1С одиночных цифровых датчиков (DSU1), подключенных к параллельным телеметрическим кабелям. Для уменьшения окружающего шума и фильтрации поверхностной волны для заданного пункта приема (PR) могут использоваться различные типы цифровых групп (DG1, Dg2)



одиночных цифровых датчиков в полосе, эквивалентной большой группе геофонов, размещаемой на площади и подключаемой к одному каналу. Поскольку цифровые датчики подключаются непосредственно к телеметрическому кабелю, развертывание такой приемной линии потребует развертывания нескольких параллельных кабелей (Рис.6) вместо лишь одного телеметрического кабеля для всех геофонов. Быстрый расчет необходимого количества каналов для 3D площади 4x4 км с расстоянием между приемными линиями 100 м, каждая из которых включает 5 кабелей с одиночными цифровыми датчиками, подключенными с интервалом 10 м дает число равное 80000 активным каналам. Для шага квантования 2 мс это число превышает реальные возможности всех известных регистрирующих систем. Сегодня подобная расстановка одиночных цифровых датчиков реальна только для 2D наблюдений.

Благодаря непрерывному пространственному квантования, эта полоса одиночных датчиков обеспечивает своего рода универсальную систему сбора данных, поскольку она не привязана ни к какому конкретному виду помехи. Различные комбинации одиночных датчиков, зачастую рассматриваемые как цифровые группы, могут быть использованы для подавления помех после регистрации данных со всех одиночных цифровых датчиков. Поскольку группы перекрываются от пункта к пункту, каждый отдельный датчик может быть использован в различных цифровых группах. В заданном пункте приема эта сформированная группа может даже включать значительно большие цифровые расстановки с увеличением при этом времени пробега волны и уменьшением соотношения сигнал/помеха.

Новая эра для 3С регистрации.

Подключение групп трехкомпонентных геофонов к телеметрическому кабелю является сложной задачей, поскольку приходится иметь дело с тяжелым оборудованием, множеством проводов и большим количеством разъемов. Размещение, установка по уровню и тщательная ориентация всех этих трехкомпонентных геофонов тяжелая, но обязательная процедура: конечный результат - электрическая сумма всех трехкомпонентных геофонов подключенных к электронике телеметрического модуля, на последнем этапе любая корректировка невозможна. Интеграция датчиков и электроники модуля в едином корпусе, как это сделано в 408UL 3C Digital Sensor Unit (DSU3), уменьшит общий вес, ошибки электрических соединений и позволит выполнить многокомпонентные наблюдения быстрее, лучше и дешевле.

Конечно, размещение 3С цифрового датчика потребует некоторого внимания для обеспечения правильных соединений, но обеспечение точной вертикальности установки больше не требуется. Это связано с уникальным свойством 3С

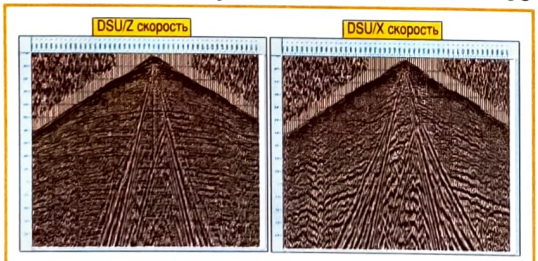


Рис. 7 Отображение в реальном времени записей DSU3 (Z&X компоненты) на дисплее Центральной Регистрирующей Системы после преобразования скоростей и ФВЧ фильтрации (10 Гц) (С разрешения Veritas DGC&Devon)

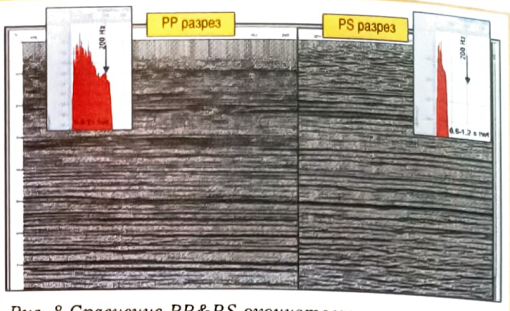


Рис. 8 Сравнение PP&PS окончательных разрезов, соответствующих предыдущим записям. PS разрез сжат ко времени PP, принятием Vp/Vs=3 Частотное содержание PP разреза свыше 200 Гц, в то время, как на PS разрезе частоты выше 70 Гц были подавлены. Коэффициенты отражения двух разрезов, зарегистрированных в породах песчаник/глина совершенно различны. (С разрешения Veritas DGC&Devon)

цифрового датчика, созданного на базе MEMS - возможностью измерения вектора силы тяжести и его использования в качестве опорного для автоматического вычисления с высокой точностью (+/-0.5 град.) наклона каждого горизонтального датчика. Значения наклона записываются в расширениях заголовка трассы, и данные могут быть даже скорректированы в реальном времени в ЦРС. Таким же образом ориентация датчика, если она неправильная, может быть скорректирована в процессе обработки в предположении радиального распространения волн между источником и одиночным датчиком (только для 3D наблюдений).

Измерение наклона только одно из преимуществ, касающееся точности векторов, обеспечиваемых 3D цифровыми датчиками на базе MEMS. Помимо их возможностей, касающихся частотного диапазона (линейная характеристика от 0 до 800 Гц), можно отметить очень точную ортогональность датчиков (точность +/-0.25°) и их точную и стабильную калибровку амплитуды (точность +/-0.25%).

Технология с использованием 3С цифровых датчиков уже испытана в процессе проведения многих сейсмических наблюдений. Данные, приведенные на рис. 7 и 8 иллюстрируют 2D наблюдения с использованием взрывных источников и сейсморегистрирующей системы 408UL, выполненные в Северной Америке. Они свидетельствуют о частотных возможностях 3С цифровых датчиков на базе MEMS (DSU3). Сохранение высоких частот в процессе суммирования потребовало очень точного определения статических поправок и эффективной деконволюции после подавления помех. На конечном PP разрезе частотный спектр сигнала в окне 0.4 - 1.0 с свыше 200 Гц, а сигнал свыше 300 Гц наблюдается до 0.2 с.

Производительность партии с одиночными 3С цифровыми датчиками.

Сейсмические наблюдения с высокоплотной расстановкой одиночных цифровых датчиков требуют регистрации большого числа каналов. Малые расстояния между пунктами приема, необходимые для обеспечения адекватного квантования помех, приводят к удвоению (и более) числа каналов. Три компоненты вместо одной увеличивают число каналов втрое. Для 3D наблюдений это может вылиться в несколько десятков тысяч каналов. Для обеспечения производительности при таком большом количестве каналов наземное оборудование должно быть легким, а регистрирующая система должна быть мало потребляющей. Надежность передачи данных должна быть обеспечена использованием сетевой телеметрии, а для быстрой диагностики необходим контроль

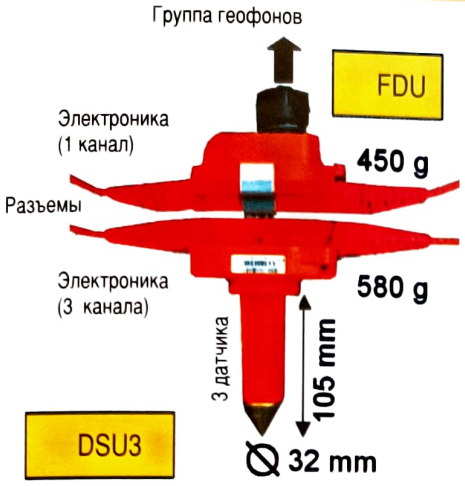


Рис. 9 Непосредственное сравнение электроники телеметрического модуля 408UL (FDU), которая должна подключаться к группе геофонов с 408UL 3С цифровым датчиком (DSU3),который включает 3 датчика с соответствующей электроникой. Разъемы одни и те же, чтобы иметь возможность легкого перехода от аналоговых датчиков к цифровым

качества расстановки и сейсмических данных в реальном времени.

Достигнутый в сейсморегистрирующей системе 408UL (Рис.9) вес 3С Блока Цифрового Датчика, равный 580 г, (DSU3, включающий базовую сборку с телеметрическим кабелем, всю электронику блока на три канала и три MEMS датчика) выглядит неплохо в сравнении с 450 г 1С Полевого Цифрового Блока (FDU, включающий ту же базовую сборку с телеметрическим кабелем и электронику только для одного канала, подключаемую к группе геофонов). Это сравнение иллюстрирует высокий уровень интеграции датчик/электроника, что и позволяет использовать MEMS акселерометры.

Принимая во внимание затраты, связанные с рабочей силой и с использованием машин, сейсмопартия должна использовать минимальное количество аккумуляторов с максимальным сроком службы (т.е сейсморегистрирующая система должна быть мало потребляющей). Даже тот факт, что для MEMS, в отличие от геофонов, требуется питание, уже не является недостатком регистрации с цифровым датчиком. По крайней мере, для регистрирующей системы 408UL общее потребление DSU3 (400 мВатт) меньше эквивалентного потребления трех FDU, подключенных к трехкомпонентным геофонам (420 мВатт).

Распределенная электроника с возможностями процессорной обработки и буферизации, используемая в большинстве современных кабельных телеметрических систем, обеспечивает возможность сохранения данных при их передаче. В случае повреждения кабеля использование множества поперечных соединений между приемными линиями и центральной системой регистрации обеспечит возможность передачи данных по другому пути.

При увеличении числа каналов свыше 10000, ручная или визуальная проверка всей системы и качества данных становится невозможной. Это объясняет важность автоматизированного контроля качества в реальном времени, как это уже реализовано для одиночного цифрового датчика. Например, в системе 408UL наклон, измеряемый по разности постоянной составляющей горизонтальных компонент, может контролироваться непрерывно. Результат не только запоминается в цифровом виде, но также отображается в графической форме для визуального контроля с отображением соответствующим цветом случая, когда наклон превышает заданный порог. Дополнительно, каждый из MEMS включает встроенный референтный акселерометр, который обеспечивает непрерывный контроль приборов, включая КНИ, усиление, фазу и взаимные влияния. По окончании регистрации поток данных может быть просмотрен раздельно по компонентам, а некоторые атрибуты (сигнал, шум, частотное содержание, сбойная трасса...) для непрерывного контроля процесса регистрации можно просматривать последовательно либо трасса за трассой, либо взрыв за взрывом.

Поскольку MEMS датчики регистрируют ускорение, а не скорость, как обычные геофоны, обеспечена возможность перевода данных в реальном времени из одной размерности в другую. Для того чтобы обеспечить возможность сравнения аналогового и цифрового датчиков и приведения данных к единому виду, широкодиапазонные сейсмические данные MEMS датчиков могут быть подвергнуты дополнительной фильтрации, как это делает геофон (10 Гц ФВЧ и затухание, Рис.10).

Заключение: наступило ли время использования датчиков?

Одиночные цифровые датчики на базе MEMS обеспечивают новые возможности по сравнению с обычными группами геофонов. Сам датчик (MEMS + ASIC) должен обеспечить

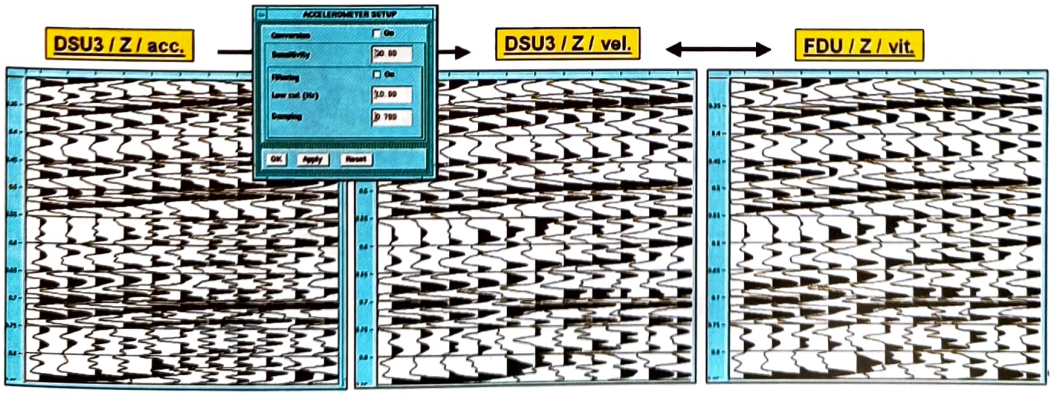


Рис.10 Контроль качества записей в реальном времени (Z компонента),полученных с использованием DSU3 и обычных групп геофонов (FDU), размещенных на одном и том же месте и зарегистрированных одной и той же Центральной Сейсморегистрирующей Системой 408UL. Для визуального сравнения можно перевести в реальном времени данные ускорения в скоростную область и применить к полученным имитированным данным геофона ФВЧ фильтрацию

большую векторную точность благодаря его точной и стабильной калибровке (амплитуда и ортогональность) и его широкодиапазонной линейной характеристике (от 0 до 800 Гц). Высокая интеграция датчика с электроникой телеметрического модуля обеспечивает снижение не только размера/веса, но и потребления энергии. Впервые он обеспечивает полную цифровую передачу данных от датчика в ЦРС, менее чувствительную к электромагнитным наводкам, взаимным влияниям, утечкам. В конечном счете технология MEMS имеет потенциал для уменьшения затрат на выполнение работ при более высоком качестве данных. Однако, есть два вида ограничений на использование MEMS датчиков: одно из них геофизическое и связано с тем фактом, что цифровые датчики используются для регистрации как одиночные; другое - экономическое и связано со стоимостью производства цифровых датчиков.

Если регистрация данных одиночным датчиком обеспечивает очевидные преимущества при развертывании системы и сохранении сигнала, то эти преимущества в значительной степени уравниваются неспособностью одиночных датчиков подавлять любую нерегулярную/регулярную помеху. Записи одиночного цифрового датчика будут осложнены шумами и это осложнение будет еще большим, если мы принимаем, что пункт приема должен быть связан с пунктом возбуждения (т.е без какой-либо пространственной фильтрации источника возбуждения). В зашумленных районах с сильной, дисперсионной и обратно рассеянной поверхностной волной и с высоким уровнем нерегулярного шума это может воспрепятствовать записи любого полезного сигнала.

Для сохранения сигнала весь этот шум должен быть подавлен в процессе обработки. Для уменьшения нерегулярных помех должна быть увеличена кратность ОГТ. Это можно сделать путем уменьшения шага расстановки и увеличения числа одиночных цифровых датчиков в сравнении с обычными группами геофонов. Для подавления регулярных помех расстояние между пунктами приема должно быть также уменьшено, возможно не так как в случае геофонов, но, по крайней мере, как можно ближе к расстоянию Найквиста, для того, чтобы избежать появления зеркальных частот поверхностной волны. Как для нерегулярных, так и для регулярных помех это потребует увеличения количества пунктов приема и канальности (т.е. к простому увеличению стоимости регистрации данных). Таким образом, возникает вопрос: имеет ли смысл вкладывать средства и работать с одиночным цифровым датчиком вместо обычных расстановок с геофонами?

Чтобы ответить на этот вопрос, давайте рассмотрим приемную расстановку для районов с низким уровнем помех (группа из шести геофонов на 30 м) и примем, что один цифровой датчик (1С или 3С) может заменить два геофона или трехкомпонентные геофоны (т.е. 5 м интервал между геофонами заменяется 10 м интервалом между DSU). Мы рассмотрим три различные конфигурации, эквивалентные этой 30 м аналоговой 1С приемной расстановке (Рис.11): такая же расстановка, где геофоны заменены трехкомпонентными геофонами (Аналоговая 3С); линия из DSU3 с 10 м шагом (цифровая 3С); такая же линия с DSU1 (цифровая 1С).

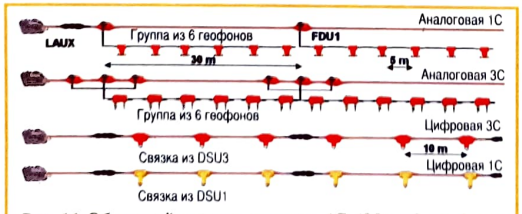


Рис.11 Обычный пункт приема 1С/30м/6 геофонов группа (Аналоговая 1С) в сравнении с соответствующим Аналоговым 3С пунктом приема. Предположено, что один цифровой датчик (каждые 10 м) может заменить 2 геофона (каждые 30 м). Соответственно показаны Цифровой 3С и Цифровой 1С пункты приема

В качестве показателя капитальных затрат (CAPEX) мы будем рассматривать стоимость 30 м приемной линии, эквивалентной Аналоговой 1С расстановке (принимается за 1). В качестве показателя операционных затрат (OPEX) мы примем вес таких же 30 м приемных линий в сравнении с весом трех других конфигураций. Затраты/вес ЦРС, кросс-блоков, линейных блоков и соответствующих аккумуляторов в расчет не берутся.

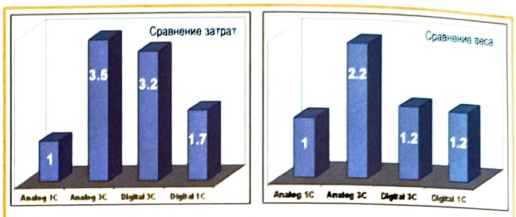


Рис. 12 Сравнение затрат (для CAPEX) и веса (для OPEX) для 4-х конфигураций, представленных на Рис.11. Цифры даны относительно обычной аналоговой конфигурации 1С (база=1)

Из сравнения затраты/вес на гистограммах (рис.12) вытекают два очевидных вывода:

- выполнение многокомпонентного наблюдения и для CAPEX и для OPEX дешевле с использованием Цифровой 3С расстановки;
- в цифровую расстановку (1С или 3С) еще требуется больше вложений, чем в аналоговую 1С, но операционные затраты близки.

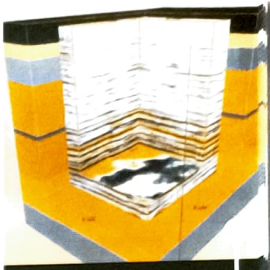
Однако, если рассматривать в качестве базы общую стоимость проекта полевых работ (она значительно больше CAPEX амортизации), то дополнительные затраты на использование цифровой 3С линии, вместо аналоговой 1С, могут быть малы и составлять от 5 до 10% (J.Gibson и др., TLE, 2003). PP данные могут быть лучше, благодаря лучшему пространственному квантованию и более широкому частотному диапазону, обеспечиваемым MEMS датчиками. PS данные не будут немедленно использоваться, но дадут возможность решать специфические проблемы описания коллектора, при возникновении такой необходимости на поздних стадиях разработки месторождения. Таким образом, нам представляется, что в долгосрочном плане использование цифровых 3С линий дает весомую потенциальную выгоду по сравнению с небольшими дополнительными затратами этой технологии в случае обычных 2D или 3D наблюдений, с использованием коротких линейных расстановок.

Благодарности

Авторы выражают признательность CGG, Veritas DGC, DEVON и BatchNefteGeofisika за предоставление зарегистрированных и обработанных данных, полученных с помощью цифровых датчиков, которые с их разрешения использованы в данной статье. Они также благодарны Sercel R&DDept., занимающемуся разработкой цифровых датчиков, за их полезную информацию, а также Sercel AS Dept., который выполнял тестирования в поле.

От геологической задачи к конструированию методики МВС

Кузнецов В. М. ВНИИГеофизика, г. Москва



Выбор методики полевых работ МВС для решения различных геологических задач определяется спецификой этих задач, геологическими условиями проведения работ, особенностями волновых полей и основанных на них разведочных критериев, характерных для конкретного района исследований (рис. 1).

Очевидно, что для успешного решения структурных задач необходимо максимальным образом повысить разрешающую способность поперечных (обменных) волн. В основном это достигается оптимизацией условий возбуждения, хотя определенная доля успешного решения заключена в графе обработки. Для каждого района работ подбор этих компонент строго индивидуален и зависит от многих факторов.



Рис. 1 Общие принципы построения методики МВС

Корректность решения литологических задач в значительной степени зависит от оптимального подбора комплекса скважинной и наземной сейсмики. В этом случае необходимо особое внимание уделить отождествлению волн разных типов одним и тем же геологическим объектам. Как и для структурных задач, для литологических также возможна двухкомпонентная регистрация (XZ или YZ).

Наиболее сложный подбор методических и технических средств характерен для текстурных задач. Исходя из особенностей волновых полей в анизотропных средах и разведочных критериев для конкретного района работ следует ориентироваться на основные критерии выбора методики МВС при изучении анизотропных (трещиноватых) объектов сводятся к следующему:

1) Вследствие необходимости изучения поляризации регистрируемых волн в пространстве сама регистрация должна быть **трехкомпонентной**.

2) Методика должна учитывать возможность управления направленностью при возбуждении и регистрации поскольку только на этой основе возможно изучение поляризации волн разных типов и параметров анизотропии (главных элементов симметрии) для конкретных объектов и решение по ним обратной задачи оценки ФЕС. Управление направленностью при возбуждении осуществляется на основе использования источников поперечных волн с заданной характеристикой направленности или подбором данных, получаемых в ортогональных лучевых плоскостях. В последнем случае приходится значительно усложнять системы наблюдений, снижается точность решения задач и усложняется обработка и интерпретация данных. Но это часто оправдано из-за дороговизны направленных источников или их отсутствия. Управление направленностью при возбуждении возможно осуществлять как в пространственном варианте - возбуждение в трех направлениях на каждом ПВ, так и в горизонтальной плоскости при возбуждении поперечных волн во взаимно перпендикулярных направлениях.

3) Использование в схемах наблюдений различной ориентации лучевых плоскостей и, на этой основе, определение пространственного в зависимости от угла подхода распределения скоростей, положения геологических объектов в пространстве и ориентации главных элементов симметрии среды. Методика может включать как отдельные точки подобных схем на площади

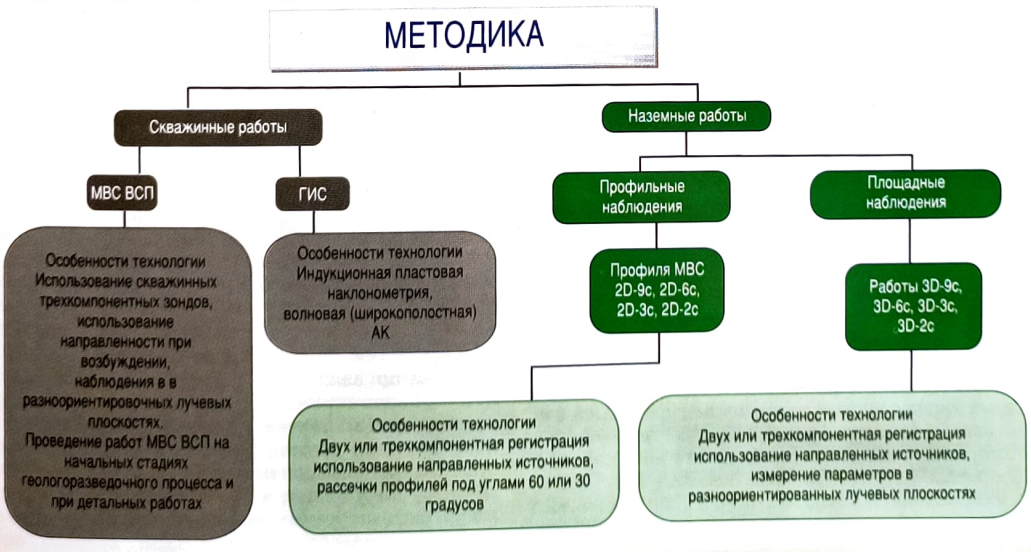
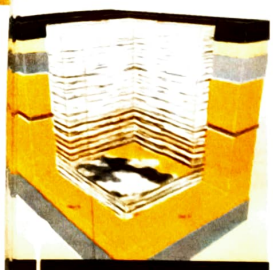


Рис. 2 Основные элементы методики изучения трещинных коллекторов Многоволновой Сейсморазведкой (МВС)



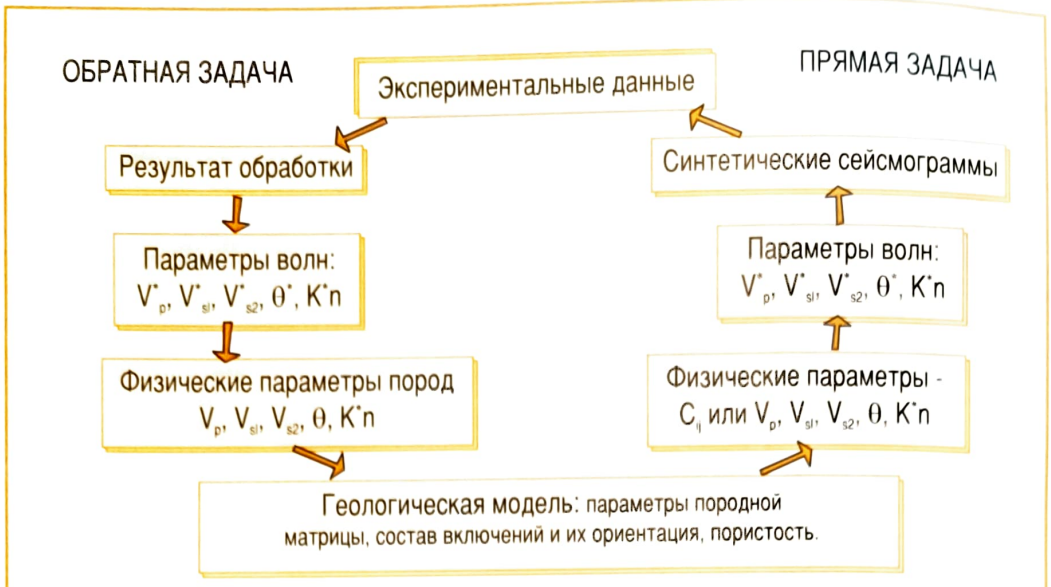


Рис. 3 Общая схема обработки и интерпретации данных МВС при решении задач оценки внутренней структуры геологических объектов

работ при слабых вариациях геологических факторов по латерали, так и равномерное распределение наблюдений в разно ориентированных лучевых плоскостях по площади.

При составлении технического проекта работ МВС следует учитывать особенности технических средств, которые могут быть использованы при данных работах (увеличение канальности станции, многокомпонентные регистрирующие системы, источники упругих колебаний и т.д.). Конкретная реализация методики определяет количество получаемой полезной информации, достоверность и надежность получаемых данных, поэтому главная задача выбора конкретной методики состоит в оптимизации соотношения возможности решения поставленных геологических задач и соответствующих расходов.

В частности, на основе факторов, которые вытекают из особенностей волновых полей волн разных типов в трещиноватых, а значит, анизотропных средах, строится методика изучения трещиноватых сред, основанная на комплексировании волн разных типов и оценке параметров сейсмической анизотропии (Рис. 2). Методика обнаружения и локализации по разрезу анизотропных (трещиноватых) интервалов, определения их физических свойств предполагает измерение скоростей распространения и динамических (включая поляризацию) характеристик продольных, обменных и разнополяризованных поперечных волн в различных направлениях в пространстве.

Важным моментом построения методики МВС является сочетание скважинных и наземных наблюдений. При этом рекомендуется на первом этапе работ проводить именно скважинные работы, чтобы на последующих этапах методика наземных наблюдений опиралась на результаты скважинных исследований.

Другой особенностью построения методики МВС является учет при проектировании работ результатов моделирования волновых полей волн разных типов с учетом разведочных критериев для целевых объектов разведки по имеющейся априорной геологической и геофизической информации. При этом, как показал наш опыт, моделирование должно быть пространственным с учетом анизотропии среды и реализовывать широкий круг схем наблюдений (ВСП, НВСП, круговые и криволинейные профили и т.д.). Впоследствии, на всех этапах обработки и интерпретации, заложенная геологическая модель модифицируется и дополняется - параллельно осуществляется решение прямой и обратной задачи с сопоставлением их результатов. В этом заключается структурно-формационный подход, используемый нами в МВПС (рис. 3).

Как видно, уже на этапе проектирования работ МВС следует учитывать отдельные особенности этого метода и именно на этом этапе закладывается возможность корректного решения поставленной геологической задачи.

Остановимся подробнее на отдельных элементах методики.

Многокомпонентная регистрация.

Многокомпонентная регистрация помимо возможности регистрировать информацию о всей совокупности волн позволяет управлять направленностью приемной установки на основе направленности I-го рода и, таким образом, оптимизировать изучение характеристик волн с той или иной поляризацией. Действительно, анизотропные среды характеризуются отклонением вектора поляризации волн P и SV от лучевой плоскости, поляризация поперечных и обменных волн в горизонтальной плоскости достаточно сложна - существуют как радиальные так и тангенциальные компоненты поля независимо от направленности используемых источников. Соответственно, чтобы оценить параметры изменения поляризации в пространстве, необходима трехкомпонентная регистрация.

В настоящее время используются различные виды многокомпонентной регистрации. Это регистрация двух- и трехкомпонентными установками XY и XYZ, связанными с декартовой системой координат, а также трех или четырехкомпонентная (четвертая компонента - контрольная) симметричная азимутальная установка I II III, предложенная Е.И. Гальпериным, с углами наклона осей максимальной чувствительности сейсмоприемников с вертикалью 54 40′ и шагом по азимуту между компонентами 120°, что обеспечивает ортогональность между компонентами. Реже в отдельных работах используются другие установки с той или иной ориентацией компонент. Следует отметить, что данные, полученные с любым типом установки, могут быть пересчитаны в любую другую путем несложных преобразований:

$$\mathbf{F(t)} = \alpha \mathbf{A_I(t)} + \beta \mathbf{A_{II}(t)} + \gamma \mathbf{A_{III}(t)} \qquad (1)$$

где $A_{I,II,III}$ - амплитуда соответствующей компоненты, α, β, и γ -направляющие косинусы углов между направлениями I, II, III, соответственно и направлением в пространстве.

Важным моментом здесь является идентичность отдельных компонент установки по всем характеристикам сейсмического канала и точное знание их ориентации. Волновое поле должно быть максимально точно зарегистрировано по всем пространственным компонентам без подавления и искажения каких либо составляющих. Любые виды селекции и подавления могут применяться только на этапе обработки, поскольку заранее не известна ориентация поляризации полезных компонент и она может меняться по латерали.

С точки зрения возможностей последующей количественной интерпритации принципиального преимущества одного типа регистрации над другим нет. Единственно, что более привычны для анализа компоненты, привязанные к глобальной или локальной декартовой системе координат. В этом смысле очевидно преимущество установок XYZ (при условии идентичности их компонент). В то же время пока недостаточно изучены в реальных условиях частотные и фазовые искажения всего тракта, включающего корпус прибора, его контакт со средой и многое другое. В связи с этим нельзя все компоненты считать абсолютно идентичными. В этих условиях пересчет компонент также может являться источником некоторых дополнительных ошибок. Учитывая, что широко используемые в МВС поперечные волны поляризованы преимущественно в горизонтальной плоскости, можно отдать предпочтение установке X, Y, Z. Это, в частности, помогает оперативному контролю качества получаемых материалов, оперативному анализу волновых полей и принятию решения о коррекции системы наблюдений непосредственно в ходе полевых работ.

Особенности возбуждения упругих колебаний при работах МВПС.

Методика возбуждения волн при работах МВПС, по большей части, основана на принципах управления направленностью в источнике (направленность I рода) и оптимизации возбуждения волн разных типов.

В основе методики многоволновой сейсморазведки лежит оптимальное для каждого из используемых типов волн возбуждение колебаний - использование ненаправленных источников при возбуждении продольных волн, и источников с искусственной управляемой направленностью при возбуждении монотипных поперечных волн. Среди первых доминируют взрывные и вибрационные источники. Горизонтальные вибраторы в силу их хорошей стабильности и технологичности изменения направленности, при работах ВСП использовать предпочтительней. Взрывные направленные источники (взрывы с предварительно созданными камуфлетами и др.) при работах ВСП менее предпочтительны в силу изменения условий возбуждения и характеристики направленности при многократном использовании одной скважины, хотя при наземных работах при соответствующих условиях они успешно могут применяться для направленного возбуждения.

Использование направленности источников различных типов нашло широкое применение для решения различных геологических задач. Многочисленные исследования, посвященные этой проблеме, подтвердили достаточную эффективность возбуждения поперечных волн заданной поляризации при достаточно высоком соотношении сигнал/помеха. В настоящее время при работах ВСП и 2D или 3D используют возбуждение поперечных волн с поляризацией, лежащей в лучевой плоскости (X- возбуждение) и ортогонально лучевой плоскости (У- возбуждение). При изучении анизотропных свойств разреза используются также "косые" воздействия, обладающие направленностью под углом, отличным от 90 (как правило, 45) к лучевой плоскости.

Изменение направления действия силы приводит к соответствующему повороту характеристики направленности. В случае действия в точке ряда сил характеристика направленности согласуется с равнодействующей этой системы сил. Это позволяет сделать вывод о том, что, манипулируя направлением равнодействующей силы, можно получать требуемые характеристики направленности, управляя тем самым поляризацией излучаемых колебаний.

Комбинация волновых полей, полученных при ортогонально направленных источниках, позволяет реализовать источник с любой заданной направленностью:

$$\mathbf{A}_{\delta}^{\gamma} = \mathbf{A}_{\delta}^{\beta}\cos(\gamma-\beta) - \mathbf{A}_{\delta}^{\beta-90}\sin(\gamma-\beta) \qquad (2)$$

где $\mathbf{A}_{\delta}^{\beta}$ и $\mathbf{A}_{\delta}^{\beta-90}$ - горизонтальная компонента регистрации волнового поля с азимутом δ, полученная при воздействии горизонтальной силы в азимуте β и ортогональном ему азимуте соответственно, A_{δ}^{γ} - горизонтальная компонента регистрации волнового поля с азимутом δ, полученная при воздействии горизонтальной силы в азимуте γ.

В случае отсутствия возможности использовать специальные направленные источники, соответствующие характеристики волнового поля оцениваются по обменным и монотипным поперечным волнам, образующимся за счет естественной направленности среды в области источника (волны ЕН). Для надежной регистрации обменных волн достаточной интенсивности обычно следует использовать источники повышенной (в 2-2.5 раза) мощности, чем при регистрации только продольных волн.

Дальнейшая интеграция систем наблюдений волн разных типов делает желательной и интеграцию систем возбуждения. Таким интегрированным источником мог бы быть источник, реализующий наклонные воздействия в трех разных азимутах, которые при обработке могли бы быть пересчитаны в три любые другие воздействия, например Z, X, Y. Первые разработки таких источников уже существуют. Угол с горизонталью таких наклонных источников в принципе не имеет большого значения. Наиболее удобно для пересчета иметь ортогональную установку с углами наклона от горизонтали около 35 от горизонтали. В то же время конструктивно и по передаче энергии поперечных составляющих возможно более удобно иметь угол в 45 , однако такая схема пока не проверена экспериментально.

При работах на акваториях естественно применение ненаправленных воздействий. Однако для более эффективного использования поперечных волн, формирующихся в придонных слоях, целесообразно регулировать частотный спектр возбуждающихся колебаний так, чтобы в нем заведомо присутствовали относительно низкие частоты, соответствующие спектру поперечных волн от ЕН. Для этого, в частности, возможно группирование источников с временными задержками, а также группирование источников на базах, соответствующих параметрам поперечных волн.

Схемы наблюдений.

На основании особенностей волновых полей волн разных типов в типичных трещиноватых средах рекомендуется строить методику наблюдений таким образом, чтобы регистрировались данные по вертикальному направлению и разноориентированным по азимуту наклонным направлениям.

Для МВПС-ВСП, (МВПС - поляризационная

модификация МВС) поскольку изучаемые модели характеризуются анизотропией, элементы симметрии которой всегда ортогональны, предпочтение следует отдавать ориентации выносных ПВ в азимутах, отличающихся друг от друга не на 90°, как это часто практикуется, а на 60 или 120°. Это связано с тем, что наблюдения в ортогональных лучевых плоскостях, которые при выборе системы наблюдений в районе, где симметрия среды заранее не известна, могут случайно совпасть по ориентации с главными элементами симметрии. В этом случае ортогональная система наблюдений не позволит оценить тип и степень анизотропии среды, а также получить волны, претерпевающие акт обмена на границах анизотропного интервала в лучевой плоскости, не содержащей главных элементов симметрии среды. Поскольку ориентация главных элементов симметрии заранее не известна, требуется такая ориентация лучевых плоскостей, которая позволила хотя бы одной из них отличаться от ориентации главного элемента. С другой стороны, в отсутствии при работах направленных источников, следует предусматривать в схеме один выносной ПВ, ортогональный по азимуту любому другому выносному ПВ. Это необходимо для последующей реализации лабораторного управления направленностью возбуждения.

Обобщенная схема наблюдений, реализующая регистрацию данных МВПС-ВСП на вертикальном и наклонных лучах при скважинных работах, приведена на рис. 4.

Параметры систем наблюдений могут упрощаться или усложняться в зависимости от решаемой задачи и условий работ. Полную схему наблюдений, изображенную на рисунке, целесообразно использовать лишь в случае достаточно сложных сред с орторомбической симметрией (наложение различно ориентированных систем включений) и наличием углов наклона границ. В случае предположения о наличии только вертикальных трещин рекомендуется использовать ортогональные направленные воздействия только на ближнем ПВ. Для сред с ортотропным типом симметрии при значительных мощностях анизотропных покрывающих интервалов (например - глинистый разрез) на выносных ПВ можно использовать так называемые "косые" воздействия (под 45° к лучевым плоскостям), так как в этом случае разно поляризованные волны при подходе к точке регистрации имеют уже значительную разрешенность.

Приведенная схема позволяет реализовать наблюдения разно поляризованных волн разных типов на вертикальном луче (ближний ПВ) и наклонных разно ориентированных по азимуту лучах. Выносные ПВ дают возможность корректно провести ориентацию скважинного прибора по первой проходящей продольной волне в области ее линейной поляризации, так как на них горизонтальные компоненты Р- волны имеют уже значительные амплитуды. При этом контроль над качеством ориентации осуществляется путем сопоставления углов ориентации, полученных с разных ПВ. Когда поляризация уже в первых вступлениях приобретает значительную эллиптичность, ошибки при последующей реориентации компонент могут достигать 30° и более. В этом случае выбирается угол ориентации по ПВ с меньшей эллиптичностью первой продольной волны. Контроль за правильностью ориентации приборов в скважине может делаться также по поляризации регистрируемых на вертикальном профиле поперечных и обменных волн. Это может позволить исключить грубые ошибки в ориентации. Кроме того, для выносных ПВ характерно наличие более интенсивных обменных волн и волн ЕН, которые впоследствии также могут быть использованы для оценки

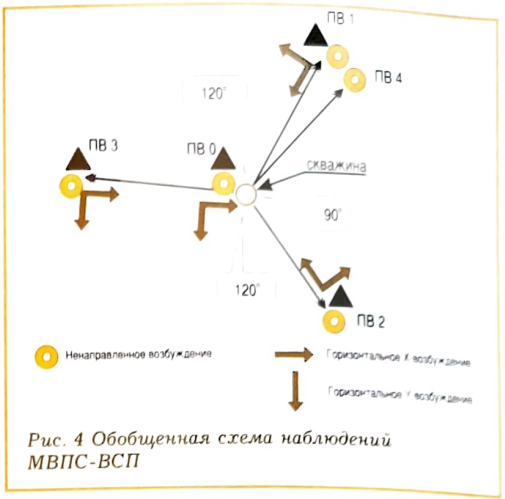


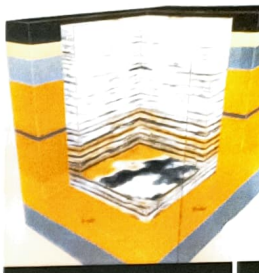
Рис. 4 Обобщенная схема наблюдений МВПС-ВСП

параметров анизотропии. Наблюдения с выносных ПВ необходимы также для определения коэффициентов анизотропии по волнам разных типов в разных лучевых плоскостях.

При работах по изучению азимутальной анизотропии (объект исследований характеризуется вертикальной трещиноватостью) пункты возбуждения с источниками, обладающими управляемой горизонтальной направленностью, целесообразно располагать вблизи устья вертикальной скважины или проекции предполагаемого анизотропного интервала на дневную поверхность при наклонной скважине. Таким образом, распространение поперечных волн заданной поляризации осуществляется по вертикальному лучу.

Выносные пункты возбуждения располагаются на удалении от скважины достаточном для получения на исследуемом интервале интенсивных горизонтальных компонент первой продольной волны, что важно для последующей ориентации компонент скважинного зонда. При этом следует исходить из того, что углы подхода первой проходящей продольной волны составляют 10°-40°. Большие выносы приводят к тому, что значительная часть энергии продольной волны переходит на горизонтальные компоненты, что осложняет корректную ориентацию, и для верхних интервалов в первые вступления выходят преломленные волны, что делает для них ориентировку невозможной. Мы рекомендуем в зависимости от типа разреза использовать удаления выносных ПВ от 1/3 до 2/3 глубины исследований.

Для изучения скорости распространения волн разных типов на наклонных лучах и коэффициентов анизотропии иногда целесообразно проводить работы методом обращенного годографа (МОГ) и НВСП с источниками, обладающими горизонтальной направленностью. При этом, в зависимости от мощности исследуемого объекта, следует выбирать несколько уровней МОГ в исследуемом интервале и один уровень на его кровле. Шаг между пунктами возбуждения рекомендуется таким, чтобы обеспечить прирост угла подхода волны 5°-10°. Возбуждение разнонаправленное взаимно ортогональное с целью последующей реализации любой требуемой направленности. Ориентацию профилей МОГ целесообразно делать под углом 60°, но только не 90°, чтобы избежать совпадения азимутов хотя бы одной из лучевых плоскостей с элементами симметрии. Если имеются сведения об ориентации главных элементов среды, обладающей азимутальной анизотропией, один из профилей рекомендуется ориентировать в азимуте, совпадающем с одним из главных элементов, что в значительной степени упрощает решение задачи и повышает точность результата.



При наземных наблюдениях схемы для реализации методики МВС предусматривают профильную (2D- 2C, 3C, 6C или 9C) и пространственную систему при двух- или трехкомпонентной регистрации и одно-трехкомпонентном возбуждении (3D-2C, 3C, 6C или 9C).

Конкретные параметры данных систем - расстояние между линиями возбуждения и приема, параметры группирования многокомпонентных регистраторов и источников упругих колебаний разных типов и т.д., зависят от требований детальности исследований, формулируемых геологической задачей, геологических и геофизических особенностей района работ, его орогидрографией и агропромышленной ситуацией и т.д. Наиболее полные схемы позволяют помимо задач пространственных структурных построений по волнам разных типов и оценки изменения литологического состава исследуемых геологических объектов получать информацию о пространственном распределении скоростей волн разных типов за счет выборок трасс для заданного бина при различной ориентации лучевых плоскостей с реализацией управления направленностью как в источнике, так и на приеме.

Схема 3D-9C достаточно сложна как при проектировании, так и при проведении полевых работ в силу сложности организации взаимодействия источников разных типов, многоканальности регистрирующей аппаратуры и т.д. Поэтому использование ее целесообразно лишь в случаях требования высокой детальности и достоверности изучения трещинных коллекторов на стадиях доразведки на уже открытых месторождениях.

При решении более простых геологических задач, связанных, например, только с обнаружением существования трещиноватых интервалов в изучаемом геологическом разрезе, локализацией их существования в разрезе и по площади, или только определения преимущественной ориентации систем трещин на изучаемой площади и так далее, системы наземных наблюдений могут быть существенно упрощены.

Упрощение схемы возможно как за счет отказа от систем пространственных систем наблюдений, так и путем отказа от использования некоторых типов источников на отдельных (или даже на всех) профилях например, наблюдения только на продольных и обменных волнах с ненаправленным источником при трехкомпонентной регистрации - 3D-3C. В этом случае отсутствует возможность управлять поляризацией волн в источнике.

Такие же упрощенные схемы соответствуют методике использования направленных источников либо только SV (X-возбуждение), либо только SH(Y-возбуждение). В случае использования только монотипных поперечных волн и волн P_{EH} (EH - естественная направленность) при двухкомпонентном ортогональном (X,Y) горизонтальном возбуждении получается схема 3D-6C. В этом варианте есть возможность управлять направленностью при возбуждении в горизонтальной плоскости, но информацию о характеристиках продольных волн можно получить (при условии их достаточной интенсивности) только по волнам P_{EH} и обменным типа SP.

Другим вариантом упрощения схемы может быть отказ от отдельных компонент регистрации. Однако следует заметить, что при изучении анизотропных сред поляризация поперечных и обменных волн в горизонтальной плоскости достаточно сложна - существуют как радиальные, так и тангенциальные компоненты поля независимо от направленности используемых источников. В соответствии с этим для задачи изучения трещиноватых сред можно считать обязательной как минимум двухкомпонентную в горизонтальной плоскости регистрацию.

Двухкомпонентная в горизонтальной плоскости регистрации также оказывается наиболее целесообразной из-за того, что пересчеты компонент в лучевые и трансверсальные плоскости в этом случае наиболее просты. Наибольшие проблемы в этом случае возникают с изменениями базы группирования при существенных изменениях направлений лучевых плоскостей.

В случае пространственных систем наблюдений следует учитывать особенности волновых полей для источников с поперечным выносом и лучевых плоскостей, не совпадающих с плоскостью профиля. При значительных поперечных выносах наблюдаются существенные изменения поляризации регистрируемых волн: у отраженных продольных волн появляется заметная тангенциальная компонента, а у обменных такая компонента появляется даже при малых расстояниях ПП-ПВ. Тангенциальная компонента может быть в данном случае иногда даже доминирующей. В связи с этим необходимой процедурой обработки данных пространственных многоволновых наблюдений является пересчет компонент регистрируемых волн.

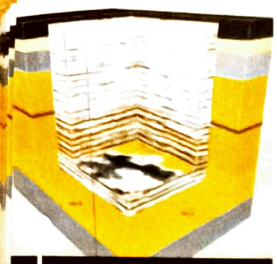
В качестве более простых систем пространственных многоволновых наблюдений можно предложить сочетание площадных систем для продольных волн (3D) и профильных наблюдений поперечных, продольных и обменных волн (2D-9C, 2D-6C, 2D-3C). При этом наиболее эффективно, чтобы профили 2D были бы ориентированы в нескольких направлениях и не были ортогональными (как уже отмечалось, углы между ними должны различаться в 60 или 120). Регистрация при таких работах 2D рекомендуется как правило трехкомпонентная.

При рекогносцировочных работах могут применяться и более простые системы наблюдений волн разных типов. Главное при этом состоит в том, что для выявления наличия анизотропии в разрезе обязательно нужно изучать поляризацию волн, которые приходят к дневной поверхности как поперечные. Возможно сочетание на единой площади различных систем наблюдений, когда более полные системы используются в качестве опорных для более простых.

Как один из вариантов применения МВПС для изучения трещиноватых коллекторов на локальных площадях может рассматриваться, в частности, сочетание площадных систем наблюдений 3D только с регистрацией продольных волн с наблюдениями волн разных типов в одной или нескольких глубоких скважинах (МВПС-ВСП) на данной площади. В этом случае основные проявления трещиноватости изучаются по скважинным наблюдениям, а затем прослеживаются по площади по продольным волнам. Такая система наблюдений может позволить существенно упростить весь цикл работ и может затем усложняться по мере решения поставленных геологических задач.

При работах с использованием обменных волн рекомендуется предусмотреть увеличение кратности суммирования, так как при оптимизации суммирования для обменных волн выборки трасс СГТ предусматривают учет не симметрии луча для них, что может привести к снижению кратности. Максимальный вынос по сравнению со стандартными для данного района работами может быть увеличен, поскольку коэффициенты обмена для отраженных волн могут достигать значимых величин при больших удалениях ПВ-ПП.

Опыт показывает, что время регистрации при работах МВПС должно учитывать максимально возможное время регистрации отраженных от целевых горизонтов монотипных поперечных или обменных (если работы ведутся с комплексированием только продольных и обменных) волн с учетом выноса, углов наклона и возможной анизотропии.



К вопросу о промышленном стандарте промысловой сейсмики

Феоктистов А.В., Феоктистов В.А., ЗАО "Геофизсервис", г. Саратов

Появление новейших мультиканальных средств ведения наземной сейсмической разведки, ориентированных на 3D-технологии, несомненные успехи технологии МВС делают актуальным обсуждение в том же направлении и возможностей ВСП.

Современная методика интеграции наземной сейсморазведки МОГТ 2D/3D, 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 детального представления 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 приложения 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 интерпретация разнородной геолого-геофизической информации (керн, 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, песчанистости, трещиноватости, характера насыщения, напряженного 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

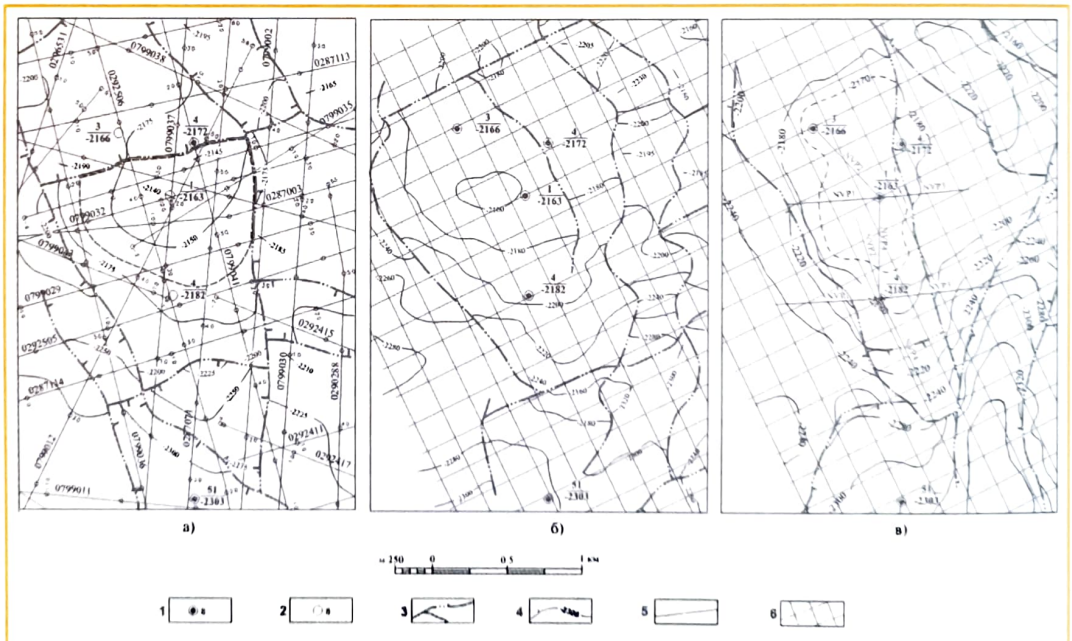


Рис. 1 Заречное месторождение. Структурная карта по подошве воробьёвских отложений:
а) по данным сейсморазведки 2D (ОАО "Саратовнефтегеофизика");
б) по данным сейсморазведки 3D (ОАО "Саратовнефтегеофизика");
в) по данным сейсморазведки 3D и ПМ ВСП-НВП скважин 1 и 4- Заречных (ЗАО "Геофизсервис")

Гальперина Е.И. в 1980-1982 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.

Экономический эффект промысловой сейсмики определяется возможностью существенного сокращения числа дорогостоящих глубоких скважин, необходимого для разведки и разработки каждого месторождения. В до-рыночную эпоху, когда нефтегазодобывающие объединения сами и бурили скважины, не было заинтересованности в такой экономии. Сейчас для нефтяных компаний снижение затрат весьма актуально. Однако, научно-практическая конференция "Гальперинские Чтения-2001" (29-31 октября 2001 г., г. Москва) показала, что одновременное планирование буровых и сейсмических работ с промысловыми задачами имеет производственный характер лишь в стародобывающих районах Украины, Белоруссии, Татарстана [6]. В большинстве регионов России выполняются только отдельные элементы промысловой сейсмики. Основной упор делается на решении структурных задач, которые определяют поисковый этап и почти не задействуют огромный потенциал ПМ ВСП.

На рисунках 1-5 показан пример комплексного использования наземной и скважинной сейсморазведки при разведке малоразмерных, сложно построенных месторождений, захороненных в девоне, характерных для Волго-Уральской НГП.

В 2000 году сейсморазведкой 2D (ОАО "Саратовнефтегеофизика") подготовлено под бурение Заречное поднятие в терригенных отложениях среднего девона (отражающий горизонт nD2vb рис.1а и 2а). Поисково-оценочная скважина №1-Заречная дала промышленные притоки нефти и газа из песчаников воробьёвского горизонта, несмотря на расхождение данных сейсморазведки и бурения в - 23 м, сопоставимое с амплитудой сбросов, осложняющих структуру. Заложение следующей скважины №3 проводилось уже по структурной модели трёхмерной сейсморазведки 3D, построенной в той же организации, но принципиально отличающейся в местоположении приподнятых участков и тектонических нарушений (рис.1б и 2б).

Для проверки структурных моделей были проведены независимые исследования ПМ ВСП-НВП в скважине № 1, показавшие более пологое южное погружение структуры, что позволило заложить скважину №4 с сохранением межскважинного интервала. Аналогичные наблюдения ПМ ВСП-НВП были проведены АООТ "Волгограднефтегеофизика" и в скважине № 4-Заречной (рис.3, 4).

По данным поляризационной модификации ВСП была построена толстослоистая скоростная модель для двух типов волн, но получить параметры анизотропии (трещиноватости), сведения о вещественном составе среды и глубинный разрез на обменных волнах исполнителям не удалось. Все три скважины продуктивны по результатам опробования в открытом стволе и колонне. Для устранения многовариантности структурных моделей на площади 3D съёмки

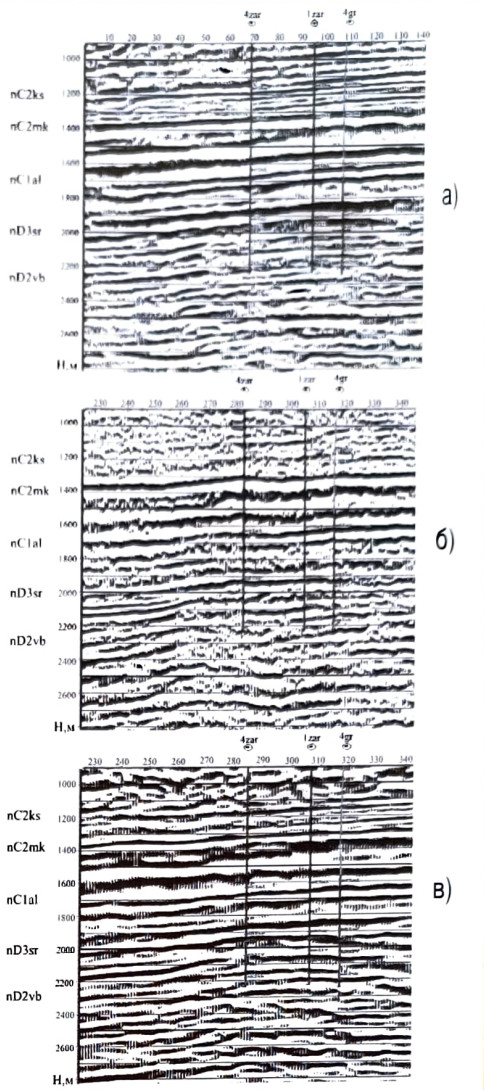
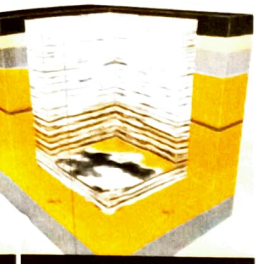


Рис. 2 Глубинный динамический разрез по линии профиля 0799037:
а) линейный профиль 2D (среднескоростная миграция после суммирования ОАО "Саратовнефтегеофизика");
б) сечение куба 3D (среднескоростная миграция после суммирования ОАО "Саратовнефтегеофизика");
в) сечение куба 3D (глубинная миграция до суммирования "Парадайм Геофизикал Сервисиз, Лимитед")

ЗАО "Геофизсервис" были проведены тематические работы по обобщению и переинтерпретации всех имеющихся материалов с привлечением услуг и технологий углубленной интерпретационной обработки компании "Парадайм Геофизикал Сервисиз, Лимитед". Предполагалось достижение качественно новых данных за счёт применения трёхмерной глубинной миграции (Pre-stack Depth Migration, PSDM) и AVO-анализа. Ожидаемый результат был достигнут лишь по решению структурной задачи (рис.1в, 2в и 5). За счёт достаточной параметрики (обобщения скоростных моделей ВСП по 14 скважинам на площади 80 км^2.) и выбора правильного инструмента удалось получить более контрастные признаки тектонических нарушений и уточнить структурный план терригенных отложений девонского возраста. По AVO-



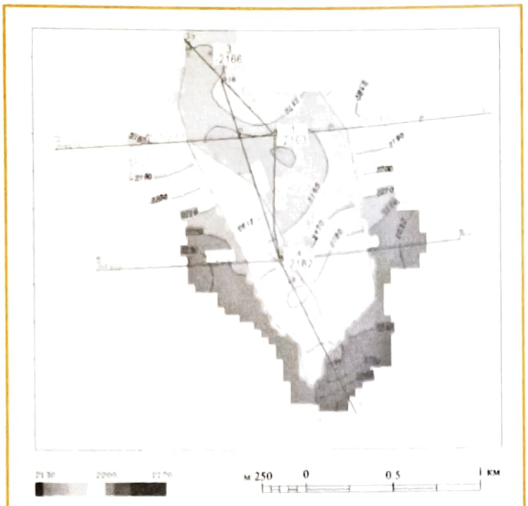


Рис. 3 Заречное месторождение. Структурная карта по подошве воробьёвских отложений построений по данным ПМ ВСП-НВП скважин 1 и 4- Заречных (АООТ "Волгограднефтегеофизика")

анализу геологическая задача не была выполнена.

Для успешного и достоверного прогноза изменения вещественного состава среды в околоскважинном пространстве по данным сейсморазведки необходимо определение связей с параметрами керна и ГИС на каждом месторождении (залежи). Это достигается с наименьшими затратами только при одновременном планировании буровых и сейсмических работ с промысловыми задачами и безусловном выполнении отраслевых регламентов и руководящих документов (стандартов).

На этапах разведки и эксплуатации месторождений фактическое лидерство в промысловой сейсмике перешло к сейсморазведке МОГТ-3Д, ставшей 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" специалистами "Парадайм Геофизикал Сервисиз, Лимитед" 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 - оценку степени 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 [РД 153-39.0-047-00], 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-емкостных свойств по данным сейсморазведки была не ниже, чем 1 скважина на 8-10 кв.км 3D. Рекомендуется также выполнение ВСП во всех поисковых и в 1-2 разведочных скважинах, на крупных месторождениях сложного строения - в 3-4 скважинах. В регламенте, к сожалению, не сказано о необходимости поляризационной модификации работ АК и ВСП, но это определено производственным стандартом промысловой сейсмики. Требования регламента 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 3D/3C, которые без опорной информации скважинной сейсморазведки менее достоверны и многовариантны.

Ситуация может измениться при условии решения промысловых задач с помощью ПМ ВСП в комплексе с ГГК-п, многоволновым АК, сейсмоакустическим телевизором, пластовой наклонометрией, специальным анализом керна и переинтерпретацией наземной сейсморазведки в околоскважинном пространстве. Успешное применение скважинного комплекса доказано компанией Schlumberger, которая считает ВСП одним из методов ГИС. К сожалению, геофизики-сейсморазведчики пока мало знакомы с проблемами промысловой геологии и не могут доказать отечественным нефтяным компаниям выгоду от применения ПМ ВСП.

Результатом работ промысловой сейсмики должна быть детальная согласованная трёхмерная модель околоскважинного пространства в виде единой совокупности структурных, стратиграфических, структурно-формационных, литофациальных, емкостных и фильтрационных моделей. Наличие полного набора таких моделей

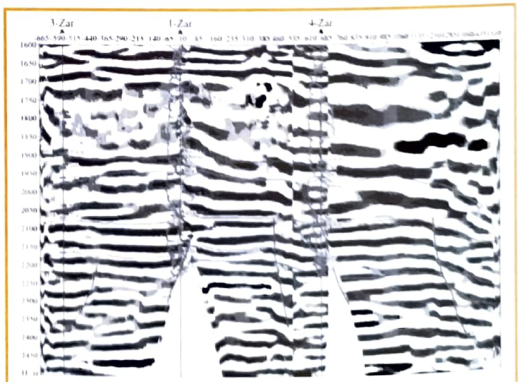


Рис. 4 Глубинный динамический разрез по линии НВП2-4 (скв.1-Заречная),ВСП-НВП4 (скв.4-Заречная) (АООТ "Волгограднефтегеофизика")

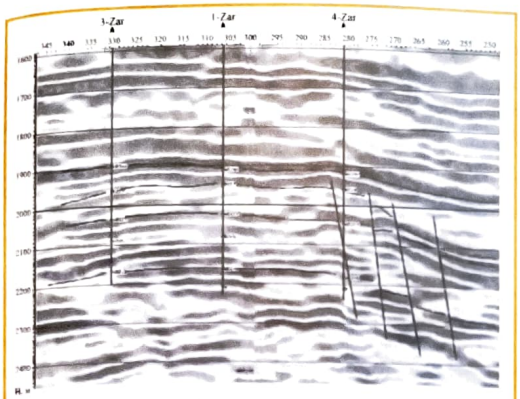


Рис. 5 Сечение глубинного куба 3Д- PSDM по линии скважин 3,1,4. (ЗАО "Геофизсервис")

(без пропусков) позволит решать практически все конкретные промысловые задачи: геологические, методические и технологические [10]. Размеры моделей по латерали и по глубине определяются в каждом конкретном случае методикой и качеством полевых работ ПМ ВСП-НВП, а также объёмом переобработки материалов наземной сейсморазведки. Следует иметь в виду, что прогнозирование разреза глубже забоя скважины по данным ВСП относится к успешно решаемым задачам промысловой сейсмики.

В настоящее время наблюдается снижение качества неразведанных ресурсов и подготовленных запасов [11]. Это обусловлено повсеместным уменьшением размеров и увеличением глубинности подготавливаемых под бурение объектов, значительной выработанностью высокопродуктивных пластов, ростом доли трудно извлекаемых запасов, снижением дебитов вновь открываемых и разведуемых месторождений. Уменьшение размеров объектов увеличивает риски 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 доведение промысловой сейсмики до промышленного стандарта необходимо уже сегодня для всех регионов России. Это сулит выгоду и нефтяным и геофизическим сервисным компаниям.

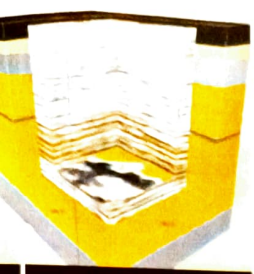
Опыт работы ЗАО "Геофизсервис" в качестве супервайзера подрядных конкурсных геолого-геофизических работ позволил установить, что потеря качества решения промысловых задач отечественными сервисными компаниями связана с разделением обработки и интерпретации на отдельные этапы и с интеграцией результатов работ различных элементов промысловой сейсмики, вместо реализации интегрального проекта [12-14].

Внедрение производственного стандарта промысловой сейсмики позволит нефтегазодобывающим предприятиям:

- снизить риски и неопределённости на стадии поиска и оценки месторождений (залежей), а также разведочном этапе;
- отказаться от бурения "лишних" скважин на этапе разведки и при разработке каждого месторождения;
- 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 нефтепромысловой 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. Нолета.-М.: Мир,1990.
3. Авчян Г.М., Матвеенко А.А., Стефанкевич З.Б. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях. М.: Недра,1979.4.
4. Амиров А.Н., Гальперин Е.И. и др. Промысловая сейсмика-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. Мушин И.А. Нефтегазовая сейсморазведка и сейсморазведчики в начале XXIвека. // Геофизика. - 1999. - № 1.
11. Крылов Н.А. Ресурсы нефти и газа и их добыча. // Геология и геофизика,т.42,№11-12,2001.
12. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. Параметрическое обеспечение структурно-формационной интерпретации. Тезисы докладов 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 детального изучения месторождений нефти и газа", М., 2002.



Технология работ по высоконаправленной модификации ОГТ (ВП ОГТ)

Куколенко О.В., ГУФП "НВНИИГГ", г. Саратов
Живодров В.А., Селезнев В.А., Резепова О.П., ГУФП "Саратовская геофизическая экспедиция", г. Саратов

Для реализации высоконаправленного приема волн по признаку поляризации (см. в этом журнале статью Куколенко О.В.) в системе наблюдения по общей глубинной точке (ОГТ) НВ НИИГГ совместно с Саратовской ГЭ выполнен большой цикл экспериментальных и опытных работ для обоснования оптимальной технологии ведения полевых работ по ВП ОГТ.

На ранней стадии реализации высоконаправленного приема волн по признаку поляризации (ВП) опробовались разные конструкционные варианты платформ, но все они имели ряд конструкционных недостатков. К ним можно отнести ненадежность контакта с почвой и крепежа сейсмоприемников, некачественные записи компонент, ограничение по использованию разных схем регистрации и др.

Отметим, что реализация ВП возможна как при двухкомпонентной, так и трехкомпонентной регистрации волн. К тому же, для изучения поляризации волн в конкретных сейсмогеологических условиях и выбора оптимальных углов наклона сейсмоприемников необходимы наблюдения трехкомпонентными установками.

В связи с этим, при создании конструкции платформы исходили в определенной степени из ее универсальности, которая бы удовлетворяла ряду основных требований:

- обеспечению регистрации как двухкомпонентными, так и трехкомпонентными установками сейсмоприемников;
- возможности использования азимутального группирования сейсмоприемников;
- возможности установки сейсмоприемников разных типов и под разными углами к вертикали;
- надежности контакта с почвой и устойчивости;
- минимальности воздействия ветровых нагрузок (максимальная приземистость).

Этим условиям удовлетворяет азимутальная многокомпонентная установка, которая представляет собой горизонтальную плиту из немагнитного материала в виде круга, на которой установлены пять сегментов через 30° по азимуту и формируют сектор 120°, соответствующий I-ой компоненте, и точно такой же противоположный сектор сегментов, соответствующий II-ой компоненте.

В сегментах несколько резьбовых отверстий для установки сейсмоприемников под разными углами к вертикали (γ), включая и $\gamma = 55°$.

На этой платформе могут быть сформированы следующие виды поляризационной установки сейсмоприемников: двухкомпонентная установка I, Iк с одиночными сейсмоприемниками; двухкомпонентная установка I, Iк с азимутальным группированием сейсмоприемников 3-5 на каждую компоненту; симметричную трехкомпонентную установку I, II, III с одиночными сейсмоприемниками ($\gamma = 55°$).

Для выработки технологии работ по ВП в системе ОГТ требовалось решить ряд вопросов, связанных технико-методическими приемами в системе регистрации и возбуждения сейсмических колебаний.

Нужно было выбрать:

- тип электродинамического сейсмоприемника,
- приоритет двух или трехкомпонентной регистрации,
- угол наклона сейсмоприемников,
- вид группирования сейсмоприемников,
- вид источника возбуждения сейсмических колебаний, его параметры.

Эти вопросы решались на разных этапах обоснования и реализации высоконаправленного приема волн. Решался также и вопрос о возможность применения пьезоэлектрических сейсмоприемников.

По выбору типа электродинамического сейсмоприемника проведен цикл проверок работоспособности нескольких типов сейсмоприемников: СВ2-10Ц, СВ-20П, СГ-10 для разных углов γ.

Установлено, что СВ2-10Ц непригоден для работы при больших углах наклона. При углах γ=45 -55 наиболее работоспособны сейсмоприемники СВ-20П и СГ-10, которые хорошо выдерживаются по идентичности и демонстрируют стабильность в работе.

Вместе с тем, более высокую чувствительность показал сейсмоприемник СГ-10, что и определило его выбор в качестве базового электродинамического сейсмоприемника, который использовался во всех последующих экспериментальных работах. В процессе экспериментов был оценен и пьезоэлектрический сейсмоприемник. При всех положительных показателях он не нашел должного применения из-за сложностей, возникающих при обеспечении его электропитанием. Выполнена большая серия экспериментов по опробованию разных вариантов группирования при двух и трехком-понентной регистрации. Оценивалось влияние величин углов наклона сейсмоприемников на эффективность выделения сигнала, что позво-лило определиться с оптимальным углом. Как базовая величина принят γ=55°. Реализация ВП при трехкомпонентной регистрации осуществляется путем пересчета компонент I, II, III в компоненты I, II в процессе обработки и последующем преобразовании этих компонент по ВП.

С целью снижения шумовых помех при двух и трехкомпонентной регистрации опробовано группирование платформ на продольных и поперечных базах и установлено, что существенного эффекта такой вид группирования не дает.

Трехкомпонентная регистрация усложняет технологию полевых работ, требует увеличения и усложнения оборудования. В связи выбор пал на двухкомпонентную регистрацию I, II и на группирование сейсмоприемников в пределах поляризационной установки. Среди разных вариантов группирования наиболее обоснованным представляется азимутальное группирование от 3 до 5 приборов на одну компоненту с одним углом γ, при этом сектор охвата принимаемых волн вдоль профиля составляет 60 - 120°.

При азимутальном группировании повы-

шается чувствительность канала, достигается в определенной степени ослабление уровня микросейсм, боковых волн, система регистрации менее восприимчива к ошибкам ориентации поляризационной платформы вдоль профиля (несовпадение центральных сегментов - I , - II компонент с линией профиля). Отметим, что в настоящее время поляризационные платформы оснащены современными электродинамическими сейсмоприемниками GS - 20X - I работающих под углом к горизонту 35 20′ (или к вертикали 54 40′) которые с 2000 г. начал выпускать Уфимское СП "ОЙО-ГЕОИМПУЛЬС". Эти приборы опробованы при опытных работах и показали результаты сопоставимые с сейсмоприемниками СГ-10.

Фиксированный угол γ=55 удобен для ведения полевых работ по ВП ОГТ, поскольку не требует перенастройки углов наклона в процессе их выполнения. В процессе обработки варьирование углами наклона осуществляется именно от этого базового угла.

Выбор источника возбуждения для высоконаправленной поляризационной модификации ОГТ (ВП ОГТ) в значительной степени определяется конкретными задачами при постановке работ по ВП ОГТ, экономическими, технологическими, организационными и другими соображениями. На начальных стадиях работ по ВП опробованы и оценены импульсные источники взрывного и невзрывного типа: одиночные взрывы из глубоких скважин, ГСК, ИКИ, СИМ-40. Все импульсные источники в методическом плане продемонстрировали свою применимость. В 1995г. при опытных работах опробован вибрационный тип источника. Этот невзрывной тип источника подвергался наибольшим сомнениям относительно применимости при ВП, ввиду опасения существенного искажения поляризационных характеристик волн коррелящионными шумами. В одном из экспериментов была проведена сравнительная оценка волновых картин PP и PS волн при ВП, получаемых при использовании ГСК-6 и Вибратора СВ 5-150.

В результате показано, что вибрационный источник не вносит существенных искажений в поляризационные характеристики волн и позволяет осуществить надежное выделение PP и PS волн по высоконаправленному приему.

Вместе с тем, было показано, что при больших базах группирования поверхностных источниках (100м и более) ухудшается поляризационные характеристики полезных волн, особенно обменных.

Подводя итог обоснования источника возбуждения сейсмических колебаний для ВП ОГТ, отметим следующее.

Во-первых, должен применяться источник невзрывного типа, ввиду его высокой технологичности, безопасности, экологической чистоты, а также ввиду сложностей экономического и организационного плана при выполнении буровзрывных работ в современных условиях.

Во-вторых, может быть использован источник как импульсного, так вибрационного воздействия при минимально возможных базах возбуждения при группировании установок (учитывая их габариты).

Системы наблюдения по ВП ОГТ не имеют принципиальных отличий от систем наблюдения при стандартных работах ОГТ, и ВП ОГТ логически вписывается в широко используемые общепринятые системы многократного профилирования.

Выбор системы наблюдения определяется в основном задачами работ, сейсмогеологическими условиями исследуемой территории, и наличия аппаратурно-технических средств.

При ВП ОГТ могут быть использованы в основном четыре вида систем наблюдения: фланговая, встречная, симметричная, асимметрично-выносная.

Отличительные технологические особенности ВП ОГТ по системе наблюдения в основном связаны с использованием двух компонент на один пункт приема.

При наличии многоканальной сейсмостанции (192 канала и более) или двух 96 канальных сейсмостанций целесообразно использование симметричной (асимметричной) системы наблюдения.

При наличии 96 канальной станции возможно применение фланговой или встречной систем наблюдения, в зависимости от необходимой кратности профилирования соответственно к=24 или к=48.

Асимметрично-выносная система наблюдения предусматривает применение многоканальной сейсмостанции (не менее 192 каналов) или двух 96 канальных станций, обеспечивая кратность профилирования по горизонтам, регистрируемым до 2-3с, равную к=48, а по горизонтам от 3 до 20с равную к=96.

Такая система наблюдения предназначена для региональных работ при глубинном изучении среды.

Высоконаправленную поляризационную модификацию ОГТ предусматривается использовать для решения широкого круга задач: от задач инженерной геологии и экологии до региональных исследований по изучению глубинного строения земной коры, включая региональные и поисковые работы на нефть и газ и другие полезные ископаемые осадочного чехла. В зависимости от конкретных задач выбирается система наблюдения и технологический вариант работ.

К настоящему моменту в опытно-промышленном режиме опробовано две системы наблюдения фланговая и встречная.

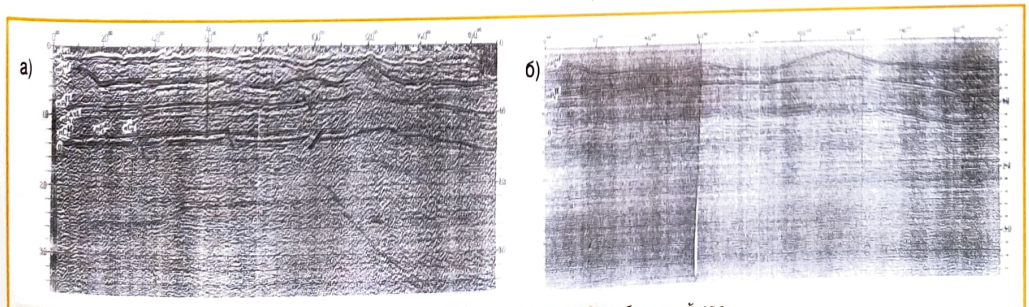
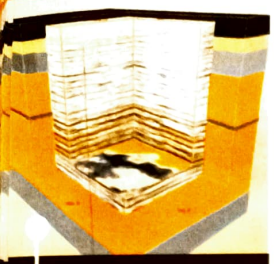


Рис. 1 Временной разрез ВП ОГТ, Σ_{24}, PP-волны, профиль 012594 ОГЭ, Оренбургский вал



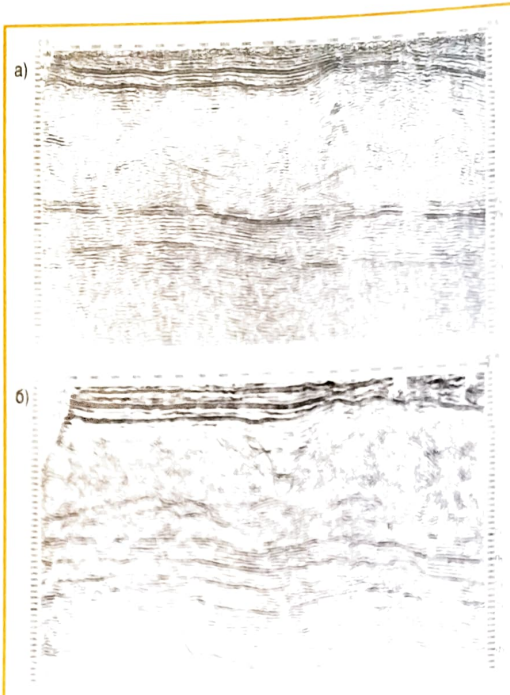


Рис. 2 Алтатинская зона
а) временной разрез,полученный по стандартному МОГТ
б) Временной разрез ВП ОГТ

Фланговой системой с длинной приемной расстановки 2350м и кратностью профилирования к = 24, отработан профиль 012594, Оренбургский вал, 1995г., с использованием источника ГСК-6 (рис.1).

Фланговой системой с длиной приемной расстановки 3150м и кратностью профилирования к=32, отработан профиль 109920П, 1999г, Артинская зона с использованием вибраторов СВ5-150 (рис.2).

Встречной системой наблюдения с длиной приемной расстановки 2350м и кратностью профилирования К=48 отработан профиль 029501, Саратовское Правобережье, 1996г, с использованием источника ГСК-6 (рис.3).

При профильных работах поляризационная установка располагается на профиле так, чтобы линия профиля совпадала с центральными сегментами (компонентами I_r - II_r) и сохранялась постоянная ориентация I_r - компоненты (в сторону нарастания или уменьшения пикетов профиля) при отработке всего профиля. Компоненты I, II (сектора I, II) при группировании приборов или I_r - II_r без группирования на каждом пункте приема должны подсоединяться к двум соседним каналам сейсмостанции, т.е. I компонента всегда к нечетному каналу, II компонента к четному каналу (например, 1пп - 1,2 каналы, 2пп - 3,4 каналы и т.д.).

Для такого соединения сейсмостанции с компонентами платформы используются стандартные косы для МОГТ, осуществляя подмотку косы на каждом ПП для подключения текущего соседнего канала. Вариант подключения без подмотки может быть реализован при использовании двух параллельных кос: одна на нечетные, другая на четные каналы, но подключаемых к сейсмостанции через специальный коммутатор или при изготовлении специальных кос с выводами двух соседних каналов в одном месте.

Способы обработки материалов ВП ОГТ имеют много общего с обработкой материалов стандартной модификации ОГТ. Отличительной особенностью обработки материалов ВП ОГТ связана с исходными двухкомпонентными записями, со спецификой обработки PS волн, с динамикой волн.

Специализированный пакет программ для обработки и интерпретации материалов ВП ОГТ состоит из 12 программ.

Две основные программы: селекция PP и PS волн (POLSEC) и пересчета I и II компонент на новый (оптимальный) угол наклона, отличающийся от γ=55 (NEWCOMP) используются как обязательные на начальной стадии обработки. Все остальные программы связаны с особенностями обработки PS волн и составления по ним временных разрезов PS, а также для совместной интерпретации временных разрезов PP и PS волн вплоть до получения глубинных разрезов и $\gamma = \frac{V_s}{V_p}$ - соотношение скоростей поперечных и продольных волн.

При составлении временных разрезов продольных (PP) волн, программы POLSEC и NEWCOMP используются только на начальном этапе формирования сейсмограмм PP волн; дальнейшая обработка осуществляется с использованием всех известных процедур, применяемых при обработке стандартных материалов ОГТ.

При составлении временных разрезов обменных (PS волн), также на начальном этапе используются программы POLSEC и NEWCOMP; дальнейшая обработка осуществляется как по специализированным, так и по стандартным программам.

Результаты реализации технологии ВП ОГТ проиллюстрированы на рис. 1-3.

На представленных рисунках при различных технологических схемах и в разных сейсмогеологических условиях продемонстрировано преимущество ВП ОГТ на продольных (PP) волнах по сравнению со стандартной модификацией ОГТ, показана возможность получения помимо временных разрезов PP волн разрезов PS волн и осуществления их комплексной интерпретации.

На рис.1 представлены временные разрезы стандартного ОГТ, Σ_r (рис. 1а) и ВП ОГТ, PP волны, Σ_{rr} (рис.1б) по профилю в пределах

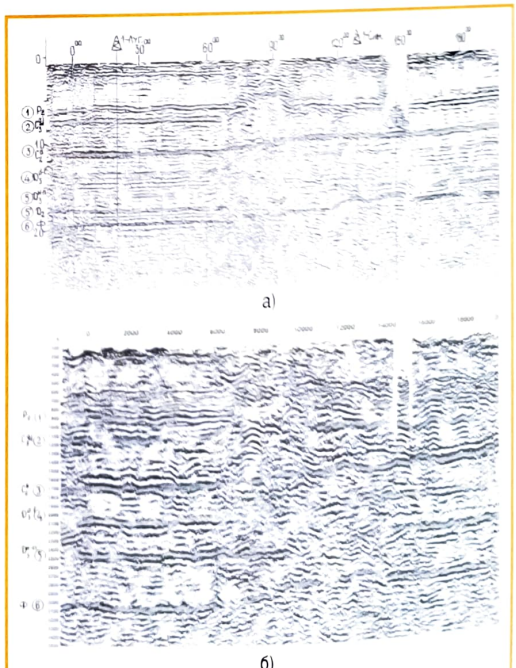


Рис. 3 Временной разрез ВП ОГТ, Σ_{rr}, PP-волны, профиль 029501,Саратовское правобережье

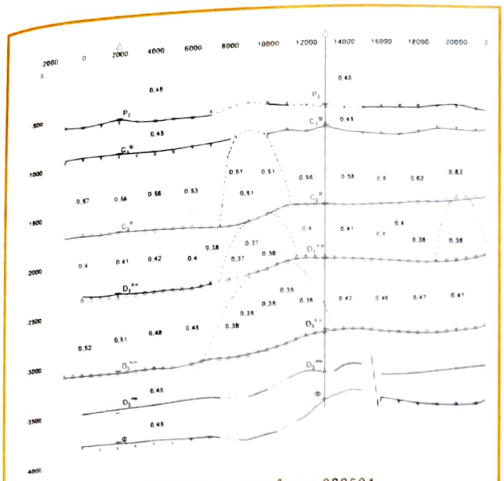


Рис. 4 Глубинный разрез по профилю 029501, 0,4- $\gamma = \frac{V_s}{V_p}$

Оренбургского вала. На разрезе ВП ОГТ: детально отображена эрозионная поверхность казанских отложений, дана иная конфигурация поверхности соли, подтвержденная скважинами; выделены отражения от турнейских отложений; более четко отображена поверхность отложений ордовика (О) по сравнению со стандартным разрезом, выделены нарушения. На разрезе стандартного ОГТ отражения от казанских и турнейских отложений не выделены; за счет интерференционных затяжек в процессе суммирования на разрезе получена грубая форма соляного купола не соответствующая данным бурения.

Сравнивая волновые поля обоих разрезов (рис. 1а, б) на временах регистрации, превышающих горизонт-0 (t01,4c) можно отметить следующее.

На стандартном разрезе отмечается обилие осей синфазности подобных горизонту О(ордовик), что свидетельствует о присутствии на этом разрезе остаточного фона кратных волн, не ослабленных в процессе суммирования. На разрезе ВП ОГТ такое регулярное поле остаточного фона кратных волн отсутствует и по динамике можно выделить горизонты (элементы) глубинного строения разреза.

На рис. 2 приведены временные разрезы стандартного ОГТ, $\Sigma_{..}$ (рис.2а) и ВП ОГТ, PP волны, $\Sigma_{..}$ (рис.2б) для условий солянокупольной тектоники в северной части Прикаспия (Алтатинская зона). Отмечается существенный прирост информации по разрезу ВП ОГТ по сравнению с разрезом стандартного ОГТ. За счет повышения соотношения сигнал/помеха и снижения интерференционности волнового поля на разрезе ВП ОГТ высвечены ряд деталей геологического разреза в надсолевой и соляной толщах, а по подсолевым отложениям предоставилось возможным сформировать иную (более перспективную) модель строения геологической среды с выделением неоднородностей рифоподобного типа.

Сочетание качественных временных разрезов PP и PS позволяет не только повысить достоверность формируемой геологической модели, но и использовать количественные оценки, характеризующие коллекторские свойства исследуемых толщ.

На рис. 3 проиллюстрированы временные разрезы ВП ОГТ для произвольных волн (рис.3а), для обменных волн (рис.3б) и глубинный разрез с интервальным параметром γ (рис. 4). Профиль работ соответствует Каменско-Золотовской зоне Саратовского Правобережья. Выделенные неоднородности рифоподобного типа, представленные волновыми аномалиями на разрезах PP и PS волн, подкрепляются количественным параметром γ, что повышает достоверность выделения объектов. В пределах волновых аномалий отмечается локальное понижение γ, соответствующее изменению литологического состава карбонатных толщ или их состояния, то есть увеличению порового пространства или их трещиноватости и др.

Таким образом, обоснована в целом эффективность технологии ВП ОГТ и целесообразность более широкого ее применения при сейсморазведочных работах.

ПОДПИШИСЬ

Персональная информация о подписчике/Почтовый адрес организации

ФАМИЛИЯ | ИМЯ | ОТЧЕСТВО

ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ

ОТДЕЛ/ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ | ДОЛЖНОСТЬ

ИНДЕКС | СТРАНА | ГОРОД | ОБЛАСТЬ/РАЙОН

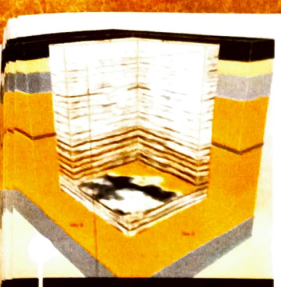
АДРЕС

КОД ГОРОДА | ТЕЛЕФОН | ФАКС | E-MAIL

Россия, 410019, г. Саратов, ул. Крайняя 129, СО «ЕАГО» - - - в редакцию «Приборы и системы разведочной геофизики»

Стоимость годовой подписки (с почтовой пересылкой и НДС - 10%)

Наименование издания	1 комплект	2 комплекта	3 комплекта	4 комплекта
Журнал "Приборы и системы разведочной геофизики"	1200 руб.	2300 руб.	3350 руб.	4400 руб



Алгоритмические аспекты калибровки сейсмоприемников скачком смещения

Юшин В.И., СО РАН, г. Новосибирск

Основным типом первичного датчика для сейсморазведки является магнитоэлектрический (индукционный) сейсмоприемник инерционного типа. В рабочей полосе частот такой датчик выступает как велосиметр, вырабатывающий выходной сигнал, примерно пропорциональный колебательной скорости его корпуса. С высокой степенью точности современный сейсмоприемник является линейной системой. Это дает право характеризовать его в терминах теории линейных динамических систем комплексной частотной характеристикой (КЧХ) или ее наглядным эквивалентом амплитудно-частотной и фазо-частотной характеристиками (АЧХ и ФЧХ, соответственно). Кроме того, сейсмоприемник является минимально-фазовой системой, благодаря чему ФЧХ однозначно зависит от АЧХ. Аналитические выражения этих характеристик в идеализированном представлении /1, 2/ зависят всего от трех динамических параметров датчика собственной частоты, коэффициента демпфирования и чувствительности.

В общем случае, откалибровать сейсмоприемник, значит, определить в абсолютных единицах движения его корпуса комплексную частотную характеристику, в простейшем определить экспериментально лишь три вышеупомянутых параметра. Для этой цели существуют специальные калибровочные вибростенды сложные и дорогостоящие устройства. Высокоразрешающая цифровая регистрация и персональный компьютер позволяют значительно проще и быстрее решать эту задачу без вибростенда в самых обычных лабораторных, камеральных и даже полевых условиях.

Для выполнения абсолютной калибровки требуется обеспечить измеримость первичного тестового воздействия в единицах движения и его достаточную широкополосность в частотной области. Этим требованиям вполне отвечает метод калибровки скачком смещения корпуса датчика одна из разновидностей импульсных методов калибровки /3/. Тестовым воздействием является однократное перемещение сейсмоприемника из одной точки покоя в другую, а результатом калибровки частотная характеристика по скорости. Физически это объясняется тем, что скачок смещения эквивалентен воздействию в виде дельта-функции скорости.

Настоящая статья посвящена методам преобразования цифровой записи реакции сейсмоприемника на ступенчатое тестовое воздействие, в результате которого находятся и все его параметры и полная частотная характеристика. Вопрос конструкции калибровочного стенда остается за рамками статьи. Отметим только, что такой стенд значительно проще измерительного вибростенда и может быть построен на самых различных принципах, начиная от простейшего смещения датчика вручную "от упора до упора". Регистратором может служить либо цифровой осциллограф, либо регистрирующий тракт сейсмостанции. В первом случае мы имеем дело только с самим датчиком, во втором необходима еще и калибровка аппаратурного тракта, которая также может выполняться методом подачи ступени напряжения без использования генератора синусоидальных сигналов.

Технология калибровки

Процесс калибровки состоит из трех основных этапов: калибровка стенда, запись реакции на тестовое воздействие и обработка полученной записи.

Калибровка стенда заключается в измерении в статике линейного перемещения платформы, которое она совершит при создании механического ступенчатого тестового воздействия. В точном машиностроении для этой цели имеется большой арсенал измерительных средств субмикронной точности, которые могут быть применены и в данном случае. Учитывая, что во время резкого смещения корпуса сейсмоприемника катушка сместится в магнитном зазоре примерно на эту же величину, надо выбрать амплитуду ступени максимальной, но не превышающей допустимого диапазона смещений катушки (по рекомендации производителя). Обычно это десятые доли мм.

При записи на цифровой осциллограф между датчиком и входом осциллографа необходимо включить хотя бы простейший ФНЧ для подавления алайсинг-эффекта, а если длина записи позволяет, то выбрать повышенную частоту дискретизации. При записи на сейсмостанцию, возможно, придется подключить датчик через дополнительный аттенюатор, чтобы избежать перегрузки аналогового тракта. Разумеется, длительность записи должна гарантировать полное затухание переходного процесса (обычно, это 3 5 периодов собственной частоты).

Остановимся теперь подробнее на основной цели статьи, третьем этапе процедуре обработки полученной реакции.

Чтобы из экспериментальной записи реакции сейсмоприемника на ступенчатый тестовый сигнал получить параметры соответствующей линейной системы, необходимо подвергнуть полученную запись трем операциям нормализации, преобразованию Фурье и линеаризации, или подбору параметров. Все эти операции проводятся в интерактивном режиме с оперативным графическим контролем (автор пользовался программой Excel).

Нормализация состоит в центровке записи по уровню, выбору окна записи и центровке последнего по времени.

Центровка (удаление постоянной составляющей) проводится по среднему значению записи на интервале около одного периода собственной частоты на досигнальном участке записи отклика.

Окно (фрагмент, подвергаемый спектральному анализу) выбирается, исходя из следующих соображений. Начало окна выбирается в зависимости от типа регистратора. Если запись получена на цифровом осциллографе и не подвергалась в дальнейшем цифровой КИХ-фильтрации, то начало следует установить за один отсчет до первого визуально различимого движения. Этот первый отсчет можно вообще обнулить. Когда в тракте использованы нульфазовые КИХ-фильтры (что характерно для

современных сейсмостанций), импульсные реакции которых имеют "предвестники", начало следует выбирать с опережением относительно главного выброса, равным половине длины соответствующего КИХ-фильтра. Если не учесть эту особенность цифровых фильтров и "обрезать" предшественник, то высокочастотная ветвь частотной характеристики сейсмического тракта будет резко искажена.

Конец окна привязывается к моменту исчезновения переходного процесса под шумом. На этом моменте следует остановиться подробнее. Дело в том, что визуальное погружение сигнала в шум не соответствует его фактическому исчезновению. Чтобы убедиться в этом, достаточно сгладить отклик скользящим усреднением на интервале в четверть собственного периода и просмотреть его модуль в логарифмическом масштабе по оси ординат. На рис.1 представлены логарифмы модулей отклика несглаженного и сглаженного. Видно, как сглаживание "вытаскивает" сигнал из-под шума, и в данном случае можно ограничить окно на 0.7 с, где логарифмически линейное снижение амплитуды сглаженного отклика переходит в равномерный шум.

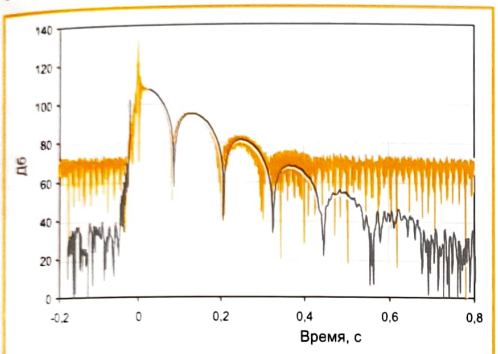


Рис.1 Оценка эффективной длительности реакции сейсмоприемника с помощью скользящего сглаживания его модуля на интервале в четверть собственного периода и просмотра в логарифмическом масштабе

Ориентироваться на поведение именно сглаженного отклика целесообразно, если учесть, что основной операцией при последующей обработке будет преобразование Фурье, которое обладает не менее сильной фильтрующей способностью, чем скользящее усреднение. Таким образом, вспомогательная процедура сглаживания позволяет не потерять полезную информацию в той части отклика, которая визуально лежит под шумом. Разумеется, после выбора окна на дальнейшие процедуры передается несглаженный отклик.

Иногда по соображениям повышения точности полезно просуммировать и усреднить несколько откликов. Это следует делать также на данном этапе нормализации. Естественно, что все усредняемые отклики должны быть выровнены по длительности.

Третья и последняя процедура нормализации отклика состоит в правильном размещении его на временной оси. Она сводится к установке нулевого времени непосредственно перед главным выбросом сигнала. При этом "предшественники", обусловленные КИХ-фильтром, должны оказаться на отрицательных временах и, в случае создания массива для последующего БПФ, перенестись "по кольцу" в хвост массива (ниже мы это проиллюстрируем). Следует оговориться, что эта процедура необходима только в том случае, если нужно восстановить экспериментально не только амплитудную, но и фазовую характеристику. В большинстве практических случаев этого не требуется, поскольку все необходимые параметры датчика находятся только из АЧХ, фазовая характеристика однозначно определяется из последней, а положение нуля времени не имеет значения.

Преобразование Фурье и вычисление экспериментального спектра

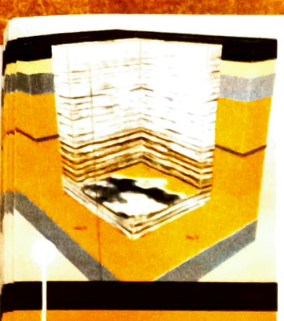
Переходим к главной фазе калибровочного эксперимента, в результате которой мы должны получить три параметра датчика, а также его экспериментальную и идеализированную (линеаризованную) АЧХ. Идея этой процедуры состоит в следующем. С помощью преобразования Фурье экспериментального отклика мы найдем его амплитудный спектр. Он, очевидно, будет выражен некоторой фиксированной числовой последовательностью таблицей значений. Зная также теоретическую форму этого спектра, сопоставим каждому из экспериментальных отсчетов формулу, зависящую от искомых параметров датчика. Далее построим функционал близости критерий, который затем будем минимизировать путем подбора коэффициентов теоретической функции спектра. Добившись минимума критерия, получим тем самым искомые параметры.

Чтобы получить амплитудный спектр экспериментального отклика сейсмоприемника на ступенчатую функцию смещения, преобразование Фурье можно выполнять либо по классическому алгоритму, либо по алгоритму БПФ. Для нахождения параметров датчика предпочтительно классическое преобразование на логарифмической оси частот по следующей причине.

Информативная значимость различных частотных компонент в спектре сейсмического сигнала (впрочем, как и звуковых сигналов, воспринимаемых ухом) подчиняется экспоненциальному закону. Образно говоря, важна не разность граничных частот, а их отношение, или "октавность". Поэтому, например, частотные характеристики сейсмических датчиков, равно как и аудиоаппаратуры, принято отображать на логарифмической оси частот. БПФ вычисляет эквидистантные по частоте отсчеты спектра, и при выборе критерия близости спектров необходимо было бы учитывать указанную неравнозначность. Если вычислять спектр по ряду частот, подчиняющихся показательной прогрессии (это можно сделать только, используя классическое преобразование Фурье), то необходимость в использовании весовой функции отпадает, а объем вычислений оказывается небольшим за счет значительно меньшего количества вычисляемых отсчетов, чем при БПФ.

Рассмотрим подробнее способ классического преобразования Фурье. Обозначим модуль Фурье-спектра нормализованного экспериментального отклика, как $|U_n(f)|$. Получить логарифмический масштаб по оси частот, можно задавая дискретные значения частоты по экспоненциальной сетке и расставляя полученные отсчеты спектра на оси абсцисс графика равномерно. Чтобы создать экспоненциальную сетку, заменим непрерывную переменную частоты f показательным рядом

$$f_n = f_1 \gamma^n \qquad n = 0, 1, 2, \ldots, n_{max}, \quad (1)$$



где f_0 некоторая произвольно выбранная начальная частота, большая нуля, γ основание ряда (коэффициент относительного приращения частоты), n порядковый номер дискретного отсчета спектра, n_{max} номер отсчета, соответствующий конечной частоте представления спектра, не превышающей частоты Найквиста (половина частоты дискретизации). Классическое преобразование Фурье будем вычислять только при этих значениях частоты. Например, если нужно представить спектр или частотную характеристику дискретным рядом значений в функции логарифма истинной частоты, начиная с частоты $f_0 = 0{,}1$ Гц, с детальностью в 1/20 декады, то необходимо положить основание ряда (1) равным $\gamma = 10^{1/20}$. Если частота дискретизации отклика составляла, скажем, 1000 Гц, то верхняя частота дискретного представления спектра не должна превышать половины этой величины, то есть, 500 Гц.

Логарифмируя сетку частот (1), находим, что для отображения выбранного диапазона $[f_0 = 0{,}1,\ f_{n_{max}} = 500]$ с шагом по частоте $\gamma = 10^{1/20}$ на логарифмической оси потребуется всего

$$n_{max} = \frac{\lg f_{n_{max}} - \lg f_1}{\lg g} = 20(\lg 500 - \lg 0.1) = 74 \text{ отсчета.}$$

Эти дискретные значения спектра придется вычислять по классическому алгоритму:

$$|U_n(f_n)| = \Delta t \sqrt{\left[\sum_{m=m_0}^{m_{max}} v_m \cos 2\pi f_n \Delta t m\right]^2 + \left[\sum_{m=m_0}^{m_{max}} v_m \sin 2\pi f_n \Delta t m\right]^2}$$

$$n = 0,\ 1,\ 2,\ \ldots,\ n_{max}, \quad (2)$$

где v_m - дискретные отсчеты отклика на ступеньку смещения (m - номер отсчета во временной области), Δt - интервал дискретизации по времени, f_n - экспоненциальный ряд частот согласно формуле (1), n - номер отсчета в частотной области на логарифмической оси частот.

Фазовую характеристику на этой же сетке частот находим через табулированную функцию полного арктангенса ATAN2 как

$$\phi_n(f_n) = \arctan\left(\sum_{m=m_0}^{m_{max}} v_m \cos 2\pi f_n \Delta t m;\ \sum_{m=m_0}^{m_{max}} v_m \sin 2\pi f_n \Delta t m\right) \quad (3)$$

Напомним, что формула (2) дает пока еще не АЧХ, а только модуль спектра отклика, причем в правильной физической размерности В с или код с в зависимости от того, в каких единицах был представлен исходный отклик в Вольтах или кодах АЦП. Размерность фазы - радиан.

Далее, как уже упоминалось, полученный экспериментальный спектр необходимо сопоставить с теоретическим и подобрать параметры последнего, обеспечивающие максимальную близость того и другого. Теоретический амплитудный спектр зарегистрированного цифровым регистратором отклика сейсмоприемника на скачок смещения высотой x0 (размерность м) выражается формулой /2/:

$$|U(f)| = \frac{K f^2}{\sqrt{(f_0^2 - f^2)^2 + (2\zeta f_0 f)^2}} \quad (4)$$

где через K обозначен общий амплитудный коэффициент, имеющий размерность код с (размерность амплитудного спектра числовой последовательности, привязанной к оси времени), равный

$$K = x_0 K_c K_t \quad (5)$$

где K_t - чувствительность сейсмоприемника (размерность В с/м), K_c - коэффициент усиления и преобразования аналого-цифрового регистратора (размерность код/В).

Если на время выполнения калибровочного эксперимента для предотвращения перегрузки аппаратурного тракта между датчиком и регистратором был включен аттенюатор с коэффициентом ослабления K_{att}, то это необходимо учесть соответствующей коррекцией величины K, а именно, принять:

$$K = \frac{x_0 K_c K_t}{K_{att}} \quad (6)$$

Чтобы далее "подогнать" теоретическую модель амплитудного спектра (4) под экспериментально полученный спектр (2), формулу (4) необходимо запрограммировать при тех же значениях частотного ряда (1) таким образом, чтобы ввод новых параметров (коэффициента усиления K, собственной частоты f_0 и демпфирования ς) менял сразу все ее дискретные значения.

Построение критерия близости и его минимизация подбором параметров.

Сопоставление экспериментального и теоретического спектров целесообразно выполнять в билогарифмическом масштабе, пользуясь среднеквадратическим критерием близости:

$$\Lambda(K, f_0, \varsigma) = \sum_{n=n_1}^{n_{max}} \left[\lg|U(f_n)| - \lg|U_n(f_n)|\right] \quad (7)$$

где n_1 и n_{max} индексы эвристически выбранных граничных частот полосы наибольшей достоверности экспериментального отклика. Другими словами, сравнение и подбор параметров следует проводить не по всем вычисленным значениям спектра, а только по наиболее интенсивной, и, значит, наиболее достоверной его части.

На рис.2 показан результат сравнения логарифмических амплитудных спектров экспериментального и теоретического откликов после минимизации функционала близости (7) путем подбора трех параметров: коэффициента усиления K, собственной частоты f_0 и демпфирования ς. В данном примере функционал был определен на интервале 4-50 Гц, то есть, в области максимальных значений спектра. В этот частотный диапазон попало всего 23 отсчета

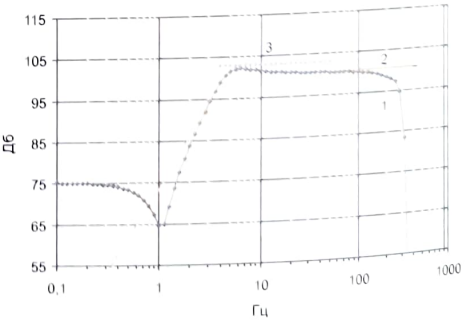


Рис.2 Сравнение спектров экспериментального и теоретического откликов после минимизации среднеквадратичного критерия близости.
1 - логарифмический амплитудный спектр экспериментальный;
2 - логарифмический амплитудный спектр теоретический;
3 - частотная область определения функционала близости

каждого спектра (очевидно, столько же слагаемых вошло и в состав функционала (7)).

Отметим, что резкий подъем экспериментального спектра в области низких частот объясняется неточностью удаления постоянной составляющей отклика. Он не представляет опасности, если хотя бы на 20 дБ ниже уровня спектра в рабочей полосе частот.

Отсчеты обоих спектров, участвующие в функционале (7) помечены на графике рис.2 верхним рядом 3 точек. От рационального выбора граничных частот n_1 и n_2 функционала (7) зависит эффективность процедуры подбора параметров. Здесь успех во многом определяется опытом и интуицией (опыт, впрочем, приобретается очень быстро). Методы минимизации таких функционалов известны и реализованы в виде стандартных программ в некоторых математических пакетах, например, в Excel (надстройка "Поиск решения"). Поэтому рядовой пользователь может и не разбираться в их математическом наполнении, подобно тому, как мы пользуемся БПФ, часто не понимая сложных ходов этого алгоритма. Как показывает тот же опыт, простой ручной подбор параметров теоретической кривой, с визуальным контролем по общему "живому" графику на мониторе и численным по формуле (7), также дает вполне удовлетворительные результаты.

Теперь, чтобы найти коэффициент передачи системы "датчик регистратор", достаточно учесть амплитуду калибровочного смещения x_0 и ослабление электрической реакции сейсмоприемника на это воздействие, внесенное внешним вспомогательным аттенюатором:

$$K_G K_V = \frac{K K_{att}}{x_0} \qquad (8)$$

Отдельно чувствительность K_V сейсмоприемника, выражаемая в В с/м, если это необходимо, рассчитывается после измерения коэффициента K_G усиления аппаратурного тракта:

$$K_V = \frac{K K_{att}}{x_0 K_G} \qquad (9)$$

Таким образом, найдены важнейшие параметры системы "датчик регистратор", определяющие низко- и среднечастотную часть его комплексной частотной характеристики. Данными параметрами определяются также и главные комплексно- сопряженные полюса датчика

$$p_{1,2} = -2\pi\varsigma f_0 \pm j 2\pi f_0 \sqrt{1-\varsigma^2} \qquad (10)$$

Во многих случаях на этом важнейший этап калибровки (определение основных параметров сейсмоприемника) можно считать завершенным. Однако если требуется отобразить графически всю АЧХ системы "датчик регистратор", калибровочную процедуру можно продолжить.

Снятие частотной характеристики цифрового регистратора импульсным методом

Главный недостаток импульсного метода чаще связан с не идеальностью крутизны механического тестового ступенчатого воздействия, из-за чего спектр отклика обедняется на верхних частотах. Это заметно на форме экспериментального спектра рис.2, где плавный завал верхних частот начинается раньше, чем вступает в действие крутой антиалайсинг-фильтр регистратора. Если диапазон критерия (7) выбран удачно, то завал не препятствует нахождению основных параметров датчика, однако общий вид частотной характеристики тракта искажается.

Получить более правильную АЧХ всего тракта, включая область правого излома, используя неидеальный по крутизне механический тест, можно, комбинируя результат механического теста с импульсным или ступенчатым тестированием аппаратурного тракта, где проблем с крутизной фронта не возникает.

Методика снятия частотной характеристики аналого-цифрового тракта импульсными методами заслуживает и самостоятельного рассмотрения.

Для получения комплексной частотной характеристики аналого-цифрового тракта достаточно зарегистрировать его отклик на узкий импульс или ступеньку напряжения. Импульс следует применять только в том случае, когда можно ограничиться нормированной характеристикой. Абсолютное ее значение находится другим способом: либо с помощью калиброванной по амплитуде ступени, либо гармоническим тестированием. Достоинство импульсного теста состоит в том, что полученный отклик можно сразу подвергнуть спектральному анализу.

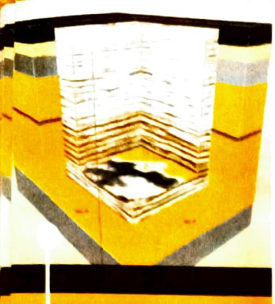
Импульс должен быть узким (не более половины интервала дискретизации), зато его амплитуда "имеет право" значительно превышать расчетный динамический диапазон. Если амплитуду импульса взять строго по расчетному диапазону, отклик получится слабым, тонущим в собственных шумах аппаратуры.

Подобрать подходящую амплитуду импульса можно, только анализируя его прохождение по всем звеньям тракта, что для рядового пользователя обычно недоступно. Поэтому к широкому применения рекомендуется ступенчатый тест. Амплитуда ступени входного напряжения в таком случае задается как обычно, в соответствии с общим усилением тракта, а необходимая для получения АЧХ реакция на импульс вычисляется цифровым дифференцированием отклика на ступеньку. Затем выполняется преобразование Фурье, как описано выше. Полученная АЧХ нормируется по максимальному значению и умножается (в логарифмическом масштабе суммируется) с ранее вычисленной аналитической АЧХ системы "датчик регистратор".

Использование БПФ и линеаризация отклика сейсмоприемника на тестовый сигнал

Автор полагает, что у читателя, привыкшего пользоваться эффективным алгоритмом БПФ, несомненно, возникло чувство неудовлетворенности от предложения вернуться к классическому алгоритму, да еще по неравномерной сетке частот. Мы, однако, рассмотрим особенности применения БПФ к данной задаче, главным образом, по другой причине.

Хотя классический алгоритм на экспоненциальной сетке частот почти не уступает БПФ по быстродействию, а ресурсов оперативной памяти требует значительно меньше, его основной недостаток необратимость: выполнить обратное преобразование по данным, полученным прямым преобразованием, уже невозможно. Между тем, одна из актуальных задач калибровки и тестирования сейсмических датчиков исследование их нелинейностей. В статье /2/ мы проиллюстрировали пример проявления нелинейности сейсмоприемника при его тестировании скачком смещения. Чтобы локализовать источник этой нелинейности, необходимо сопоставлять в



деталях реальный отклик с его линеаризованной моделью во временной области. Такую модель мы пока что получили только в частотной области. Для возвращения на ось времени, необходимо выполнить обратное преобразование Фурье линеаризованного полуаналитического амплитудного спектра. В этом случае прямое и обратное преобразование придется выполнять с помощью дискретного преобразования Фурье, для чего и служит алгоритм БПФ. Точнее говоря, прямое БПФ обязательно только при электрическом тестировании аппаратурного тракта отдельно от датчика. Для механического теста, результатом которого являются лишь три константы, входящие в аналитическую модель, с точки зрения последующих преобразований не имеет значения, каким способом они найдены. Все же заметим, что если в силу субъективных предпочтений или по другим причинам для анализа механического теста использовался алгоритм БПФ, то критерий близости, соответствующий (7), должен быть несколько изменен:

$$\Lambda(K, f_0, \varsigma) = \sum_{n=n_L}^{n_H} f_n^{-1} \left[\lg|U(f_n)| - \lg|U_*(f_n)| \right]^2 \qquad (11)$$

где f_n равномерный ряд частот БПФ-спектра, но в таком же, как и в (7), частотном диапазоне $[n_L, n_H]$.

Очевидно, что при формировании массива БПФ все рассмотренные выше операции нормализации откликов сохраняются. При этом важно уяснить, что длина окна записи, определяемая эффективной длительностью реакции, и размер массива для БПФ почти не взаимосвязаны. Так, если аппаратурный тракт содержит ФВЧ, подавляющий постоянную составляющую и низкие частоты, то длительность записанной реакции (окно) должна быть увеличена по сравнению с длиной реакции датчика, тем больше, чем ниже частота левого среза аппаратурного тракта. А вот в случае отсутствия ФВЧ (тракт постоянного тока) длительность окна записи отклика может быть, наоборот, значительно сокращена. Тем не менее, размер массива для БПФ может потребоваться во втором случае даже большим, поскольку он определяется не только длительностью отклика, но еще и требуемой детальностью отображения спектра: чем круче срез антиалайсинг-фильтра, тем большим должен быть временной массив за счет добавления нулевых отсчетов.

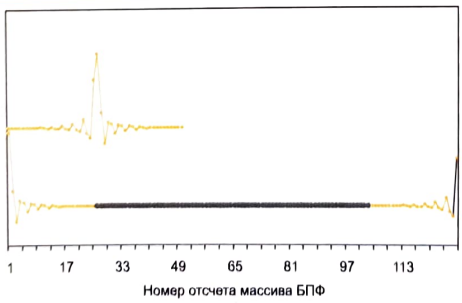


Рис. 3 Исходный отклик цифрового регистратора и его правильное размещение в массиве для прямого БПФ. Красным цветом выделены дополнительные нулевые отсчеты.

На рис. 3 проиллюстрирован пример минимально-фазового размещения нормализованного отклика импульсного теста (верхний график) в массиве чисел, подготовленном для БПФ (нижний график). Размер массива для наглядности выбран небольшим - 128. В действительности, этот размер должен составлять не менее 2К. Красным цветом на нижней кривой помечены дополнительные нулевые отсчеты.

Рассмотрим измерение частотной характеристики аналого-цифрового аппаратурного тракта с помощью ступени напряжения и БПФ. Пусть $\{u_m\}$ числовая последовательность, представляющая собой запись реакции аппаратурного тракта на скачок входного напряжения амплитудой U_0 В. Найдем последовательность первых разностей $b_m = u_m - u_{m-1}$, подвергнем ее нормализации, как описано выше, сформируем массив размером М для БПФ и выполним прямое преобразование:

$$B(n) = \left[\sum_{m=0}^{M-1} b_m e^{-j\frac{2\pi}{M} nm} \right] \quad n = 0, 1, 2, \ldots, M\text{-}1, \qquad (12)$$

Квадратными скобками выделена процедура прямого БПФ, принятая в известных математических пакетах (например, Excel /"Пакет анализа"). Комплексная функция

$$G(n) = \frac{B(n)}{U_0} \quad n = 0, 1, 2, \ldots, M\text{-}1, \qquad (13)$$

представляет собой комплексную частотную характеристику цифрового регистратора в правильной физической размерности код/В в зависимости от порядкового номера n спектрального отсчета. Соответствующая переменная частоты в Гц находится как $f(n) = n\Delta f$, где $\Delta f = (\Delta t\, M)^{-1}$ - интервал дискретизации частоты, причем $f_M = \Delta t^{-1}$ - частота дискретизации, $f_{M/2}$ - частота Найквиста. Модуль и фаза функции (13) и есть АЧХ и ФЧХ аппаратурного тракта, соответственно.

Для совмещения с механическим тестом нам потребуется характеристика, нормированная модулем ее максимального значения

$$G_0(n) = \frac{G(n)}{|G_{\max}|} \quad n = 0, 1, 2, \ldots, M\text{-}1, \qquad (14)$$

Синтез полной частотной характеристики сквозного тракта путем совмещения результатов механического и электрического тестов

В результате механической калибровки скачком смещения и последующей линеаризации мы получили три основных параметра датчика собственную частоту, затухание и чувствительность. Соответствующее аналитическое выражение для КЧХ сейсмоприемника по скорости имеет вид:

$$V_V(jf) = K_V \left(\frac{-f^2(f_0^2 - f^2)}{(f_0^2 - f^2)^2 + (2\varsigma f_0 f)^2} + j\frac{2\varsigma f_0 f^3}{(f_0^2 - f^2)^2 + (2\varsigma f_0 f)^2} \right) \qquad (15)$$

С другой стороны, в результате импульсной электрической калибровки аппаратурного тракта получена нормированная КЧХ последнего в форме последовательности комплексных чисел, упорядоченных в виде М-точечного спектрального БПФ-массива (14). Кроме того, в результате второго эксперимента найден коэффициент усиления аппаратурного тракта KG. Чтобы получить полную КЧХ всей системы, эти разнородно представленные функции нужно перемножить в комплексной форме. Предварительно следует преобразовать выражение (15) в форму последовательности комплексных чисел, адекватной M - точечному БПФ-спектру, где M - то же самое, что и в преобразовании (12) и вытекающей из него формулы (14). Первая

половина БПФ-массива $V_v(n)$, где $n = 0,1,\ldots,\frac{M}{2}-1$ составляется в соответствии с выражением:

$$V_v(n) = \frac{K_V\,(n\Delta f)^2\left[(n\Delta f)^2 - f_0^2\right]}{\left[(n\Delta f)^2 - f_0^2\right]^2 + 4\varsigma^2 f_0^2\,(n\Delta f)^2} + \frac{j\,K_V\,2\varsigma\,f_0^2\,(n\Delta f)^3}{\left[(n\Delta f)^2 - f_0^2\right]^2 + 4\varsigma^2 f_0^2\,(n\Delta f)^2} \qquad (16)$$

а вторая половина при $n = \frac{M}{2}, \frac{M}{2}+1,\ldots,M-1$ имеет относительно первой "зеркальный" четный по вещественной части и нечетный по мнимой части вид:

$$V_v(n) = \frac{K_V\,((M-n)\Delta f)^2\left[((M-n)\Delta f)^2 - f_0^2\right]}{\left[((M-n)\Delta f)^2 - f_0^2\right]^2 + 4\varsigma^2 f_0^2\,((M-n)\Delta f)^2} - \frac{j\,K_V\,2\varsigma\,f_0^2\,((M-n)\Delta f)^3}{\left[((M-n)\Delta f)^2 - f_0^2\right]^2 + 4\varsigma^2 f_0^2\,((M-n)\Delta f)^2} \qquad (17)$$

где $\Delta f = \frac{f_M}{M}$ - интервал дискретизации по частоте, f_s - частота дискретизации, f_0 - собственная частота сейсмоприемника.

Теперь можно совместить оба калибровочных эксперимента, перемножив в форме комплексных чисел линеаризованную КЧХ (16 - 17) сейсмоприемника и нормированную экспериментальную КЧХ (14) аппаратурного тракта. В результате получим синтетическую линеаризованную КЧХ системы "датчик-регистратор", во всем частотном диапазоне:

$$W_V(n) = V_V(n)\,G_0(n)\,K_G \quad n = 0,\ 1,\ 2,\ \ldots,\ M\text{-}1, \qquad (18)$$

Размерность этой функции код с/м, причем *n-ному* отсчету соответствует частота $f(n) = \Delta f\,n$ Вычисляя по первой половине массива (18) модули и аргументы комплексных чисел, получаем в численном виде АЧХ по колебательной скорости в размерности код с/м и ФЧХ в рад. На рис. 4 показан результат этой процедуры амплитудный спектр линеаризованного отклика сейсмоприемника, который с точностью до коэффициента соответствует АЧХ системы "сейсмоприемник регистратор".

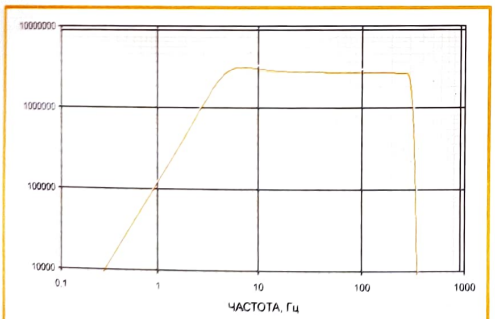


Рис. 4 Линеаризованный амплитудный спектр отклика системы "сейсмоприемник - цифровой регистратор" на скачок смещения. Размерность спектра код/Гц = код с.

Применяя к массиву (18) обратное М-точечное БПФ, получим в численном виде линеаризованный отклик велосиметра на единичный скачок смещения корпуса

$$l(\Delta t\,m) = \Delta f\left[\frac{1}{M}\sum_{n=0}^{M-1} W_V(n)\,e^{j\frac{2\pi}{M}mn}\right]$$

m = 0, 1, 2, ..., *M-1*, (19)

где квадратными скобками выделена стандартная процедура обратного БПФ.

Учитывая действительную (или кажущуюся с учетом аттенюатора) величину ступени смещения в калибровочном эксперименте, найдем линеаризованную реакцию калибруемой системы как вещественную составляющую результата обратного преобразования Фурье (19):

$$p(\Delta t\,m) = \frac{x_0}{K_{att}}\,\mathrm{Re}\,l(\Delta t\,m)$$

m = 0, 1, 2, ..., *M-1*, (20)

Полученный отклик может существенно отличаться от исходного теста только в области первого выброса, отображающего дельта-функцию (см. формулы (32) и (36) в статье [2]). Это обусловлено тем, что механический тест не всегда может быть достаточно крутым, тогда как синтезированный отклик (20) отображает реакцию системы на скачок с идеально крутым фронтом. Возможна и вполне допустима ситуация, когда значения кодов в первом выбросе синтезированного отклика превысят предельно возможные значения выходных кодов АЦП регистрирующего тракта. Здесь нет ошибки сравнивать с исходным откликом надо лишь свободные колебания по окончанию скачка или отклики, подвергнутые интегрированию [2].

Литература

1. Гик Л.Д. Измерение вибраций. Изд-во "Наука", Сибирское отделение,Новосибирск,1972,291 с.
2. Юшин В.И. Теория и цифровая модель сейсмоприемника с точки зрения геофизика-инженера и программиста. (Этот журнал, предыдущий выпуск)
3. Импульсная калибровка сейсмометри-ческих каналов./ Под ред. З.И. Аранович и А.Я. Меламуда. Изд. ИФЗ АН СССР,М,1976 г.

Вниманию авторов

Материалы, представляемые для опубликования в журнале должны отвечать следующим требованиям.

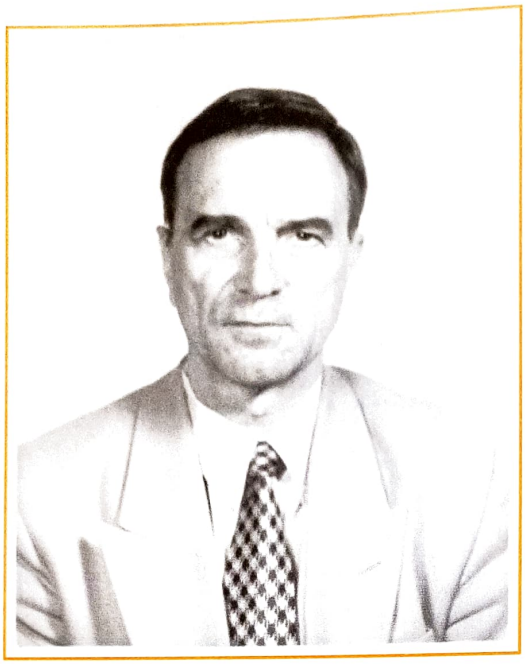
Статья представляется в электронной версии на компакт-дисках емокстью 640-700 Мб. Форматы текстового файла должны быть в виде Microsoft Word for Windows (версии 6.0 или выше). Графические приложения и таблицы, выполненные электронным образом, представляются в отдельных файлах формата MS Excel (версии 4.0 или выше) или в формате CorelDRAW версии 7.0 и выше. Все контуры и графики на рисунках, а также все цифры и надписи должны быть выполнены четко, чтобы при уменьшении они легко читались. Рисунки присылаются в виде растровых файлов форматов: *.TIF, с разрешением не менее 250 точек на дюйм (допускается LZW-сжатие), *.JPG с качеством не менее 12-ти Максимально допустимый размер иллюстраций - А4. Подрисуночные подписи представляются в виде отдельного списка. Математические уравнения должны быть выделены четким и ясным шрифтом. Все математические символы скалярных величин набираются курсивом, а векторные - жирной прямой заглавной буквой. Вместе со статьей в редакцию направляются краткие сведения об авторах, необходимо указать город, место работы и должность, научную степень.

От редколлегии

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редколлегия может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов.

50 лет на службе отечественной геофизике

Шигаев Ю.Г., зам. декана геологического факультета, доцент кафедры геофизики СГУ, Саратов
Шестаков Э.С., доцент кафедры геофизики СГУ, Саратов



28 июня 2003 года исполнилось 70 лет со дня рождения доктора геолого-минералогических наук, профессора, член-корреспондента РАЕН РФ, действительного члена международной академии минеральных ресурсов, заслуженного геолога РФ, заведующего кафедрой геофизики и декана геологического факультета Саратовского государственного университета Конценебина Юрия Петровича. В этом же, 2003 году, исполняется пятьдесят лет трудовой деятельности юбиляра.

С геологией Ю.П. Конценебин связал свою судьбу в 1949 году, поступив в Краснодарский нефтяной техникум. После его окончания, с 1953 по 1956 год, работал техником, а позже инженером, отдела разведочной геофизики треста "Краснодарнефтегеофизика"

По окончании в 1961 году университета Ю.П. Конценебин был направлен на работу в трест "Нижволгонефтегеофизика".(в последствии "Саратовнефтегеофизика"), где работал инженером, старшим геофизиком, начальником гравиметрических партий вплоть до 1966 года. В 1966 году он по конкурсу поступил на работу заведующим лабораторией гравимагниторазведки в Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики.

Именно на годы работы в тресте и институте приходится расцвет его научно-производственной деятельности. С именем юбиляра связано внедрение и становление высокоточной гравиразведки в Нижнем Поволжье, получение новых фундаментальных данных о геологическом строении этой территории. Это позволило Ю.П. Конценебину уже в 1970 году защитить кандидатскую диссертацию, а в 1988 году - докторскую, где он выдвинул и обосновал новый взгляд на строение Прикаспийской впадины, не побоявшись бросить вызов господствовавшей гипотезе о сверхглубоком залегании фундамента в её центральных частях.

В 1975 году Ю.П. Конценебин был избран по конкурсу на должность доцента кафедры геофизических методов разведки месторождений полезных ископаемых (в последствии - кафедра геофизики) Саратовского университета, а в 1985 году возглавил её. За время его руководства в корне изменилось лицо кафедры. Она стала компьютеризированной, оснастилась передовой техникой. В число последней входит и малоканальная компьютеризированная сейсмостанция "Прогресс-Л", к разработке концепции которой Ю.П. Конценебин имел непосредственное отношение. В 1994 Году Юрий Петрович был избран деканом геологического факультета СГУ, а в 1999 переизбран на новый срок подавляющим большинством голосов. Заслуги Юрия Петровича перед высшей школой Российской Федерации весьма велики. Он является членом президиума учебно-методического объединения Министерства образования РФ по геологическому образованию. При его активном участии открыта новая специальность и создана кафедра геофизики в Кубанском государственном университете, где он, несмотря на огромную загруженность, читает курс гравимагниторазведки. Под его руководством защищены 2 докторские и 12 кандидатских диссертаций. Именно его усилиями в 1996 году был создан Диссертационный Совет по защите докторских диссертаций по геолого-минералогическим наукам.

Под руководством Юрия Петровича Конценебина выполнены и выполняются большие объемы научно-исследовательских работ, в том числе по грантам РФФИ, Университеты России, Министерства образования РФ. Им опубликовано более 120 научных работ, в том числе 4 монографии и 10 учебно-методических пособий для студентов.

В 1998 году Юрий Петрович был избран членкорреспондентом РАЕН РФ, а в 1999 ему было присвоено звание заслуженного геолога Российской Федерации

И в настоящее время Юрий Петрович Конценебин ведет активную работу на учебном, научном, организационно-практическом поприщах. Он заслуженно пользуется уважением и любовью своих коллег и студентов.

Пожелаем же многоуважаемому Юрию Петровичу крепкого здоровья и многих лет жизни и деятельности на благо высшей школы и геологической науки.

408 DSU

The 408UL System moves further ahead with Integrated Digital Accelerometers

Link our reputation to your line

- Full integration to the 408UL
- Real time data QC and integrated sensor test capabilities
- Low operating and maintenance cost
- High productivity



Come to see the new DSU on the Sercel stand at SEG Moscow 2003

For further information please browse @ www.sercel.com/408dsu

Nantes: (33) 2 40 30 11 81 e-mail: sales@sercel.fr Houston: (1) 281 492 6688 e-mail: sales.hou@sercelus.com

Sercel

discover the advantage

