ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

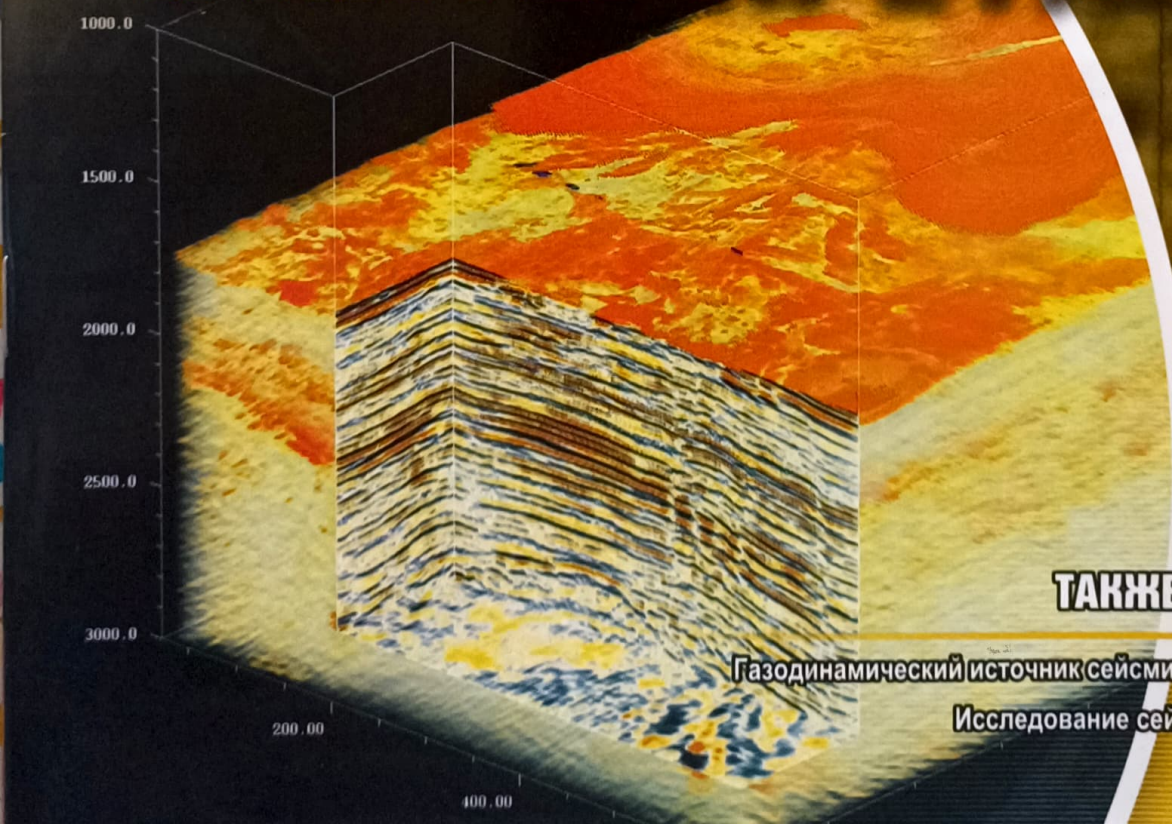
ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

02/2008

ТЕМА НОМЕРА:

ТОНКОСТИ ОБРАБОТКИ и ИНТЕРПРЕТАЦИИ



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Газодинамический источник сейсмических колебаний

Исследование сейсмического шума

www.intromarin.ru

Телеметрические системы XZone® для сейсморазведки без границ

СОДЕРЖАНИЕ

Колонка редактора

О теме номера
П.А. Турлов 4

Тема номера: Тонкости обработки и интерпретации

Мои университеты

Роль геофизических исследований в нефтегазовом сервисе при разведке и сопровождении разработки месторождений углеводородов
С.А. Кириллов, В.И. Горбунов 5

Геофизические технологии

К теоретико-экспериментальному обоснованию сейсмоэлектрических технологий геологоразведочных работ
С.И. Михеев, И.И. Хараз, В.П. Лепёшкин 9

Специальные дискретные вейвлеты для обработки сейсмических данных
К.А. Дунаева, О.М. Сагайдачная 16

Использование атрибутов кривизны для решения задач структурной интерпретации
А.Е. Артемьев, Р.А. Федорчук 21

Технология и результаты исследований сейсмического шума в зоне главного разрыва разрушительного Чуйского землетрясения 2003 года
В.А. Куликов , Е.А. Хогоев , Т.В. Нефедкина , О.М. Сагайдачная , К.А. Дунаева , А.С. Сальников 26

Обработка сейсмоданных в условиях резкопреломляющей кровли палеозоя
А.В. Шаманов 33

Опыт регистрации и обработки сейсмических данных, полученных в процессе производства гидравлического разрыва пласта
И.С. Муртаев , Б.К. Зоммер , В.Г. Савин , И.В. Брыксин , В.А. Кочнев , В.С. Поляков , И.В. Гоз 36

Вибросейсмическое отбеливание: воспоминания о будущем?
А.В. Череповский, А.Н. Бадейкин 41

Площадная съемка и обработка материалов, полученных при нестандартных поверхностных условиях выполнения работ
К.Н. Соснов , М.А. Заложных , Д.А. Барулин 47

Приборы и системы

Газодинамический источник сейсмических колебаний (ГИСК)
Г.В.Крылов, А.А.Болотов 14

Резонанс

Письмо в редакцию: Проще о мифах и парадоксах в вибросейсморазведке
Ф.И. Григоров 40

Главный редактор
Турлов П.А.

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер проекта
Мокроусова Е.И.

Верстка
Коваленко В.А.

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

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

E-mail: turlov@skbsp.ru

Тел: (845-2) 64-14-32
Факс: (845-2) 64-14-32

Тираж отпечатан в типографии ООО "Правильный вывод" тел: (845-2) 60-07-07
Тираж: 600 экз.
Подписано в печать 20.06.08
Дата выпуска: 01.07.08
Заказ № 221

Издание зарегестрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ №77-7906 от 27.04.2001 г.

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

О теме номера

Турлов П.А., СО ЕАГО, г. Саратов

По моему глубокому убеждению, к инструментарию геофизика-разведчика должны быть отнесены не только технические средства, аппаратура и оборудование, но и программные инструменты для выполнения обработки и интерпретации материалов полевой геофизики. А, значит, они имеют право на изучение, обсуждение на страницах нашего специализированного журнала. Собственно поэтому настоящий номер журнала и посвящен оценке результатов очередного среза программного инструментария геофизика. Для заинтересованных напомним, что несколько более ранних выпусков журнала уже были посвящены подобной проблематике, однако с момента последней оценки прошло более двух лет, и новое обращение к алгоритмическим, программным, техническим и методическим задачам следует признать актуальным.

Не буду анонсировать статьи, размещаемые в этом выпуске, так как труд этот достаточно неблагодарен, а читатель легко ознакомиться с содержанием публикуемых материалов самостоятельно. Хочу только отметить, что эксклюзивные особенности технологий, характеризующие найденные в том или ином геофизическом предприятии решения «не скроют за деревьями леса». Рубрика «Мои университеты» поможет читателю в этом статьей обзорного плана с интегральными оценками проблемы.

По сложившейся традиции не могу не упомянуть о приближающихся «Встречах на Волге» и пригласить всех желающих принять участие в этом форуме современных приборостроителей и пользователей новой техники, проведение, которого запланировано на 9-11 сентября сего года в городе Саратове. К этому моменту мы постараемся выпустить сентябрьский номер журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» номер 3(25) с темой: «Галерея новых инструментов геофизика-разведчика». Рассчитываю на получение от вас, дорогие читатели новых интересных материалов о созданных программно-аппаратных средствах для размещения их в журнальной рубрике ГАЛЕРЕЯ НОВИНОК, а также аналитические оценки эффективности применения последних в геофизическом производстве. Для возбуждения интереса к нашему изданию готов кратко проинформировать читателей о планируемых темах будущих выпусков журнала: ПОЛЕВОЙ СЕЗОН, МЕТРОЛОГИЯ И СЕРТИФИКАЦИЯ, ПЕРЕХОДНЫЕ ЗОНЫ, СВЯЗЬ НА ПРОФИЛЕ, ДАТЧИКИ ГЕОФИЗИЧСКИХ ПОЛЕЙ, ИСТОЧНИКИ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ и другие...

Очень рассчитываю, что скоро уже заработает сайт журнала, на котором читатели смогут найти архивные материалы, публиковавшиеся в журнале ранее и анонсы будущих публикаций.

В сентябре редакция журнала начинает подписку на комплект журналов 2009 года. Нюансы подписной компании, условия подписки и условия размещения рекламы будут помещены именно на этом сайте, адрес которого мы немедленно сообщим нашим читателям после его открытия.

До встречи на сайте и на страницах нашего журнала. Успехов и удачи!

Всегда Ваш
главный редактор

П.А. Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ГЕОПРОЕКТ

ОАО "Хантымансийскгеофизика"

S TECHNOLOGY I ®

СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

ОАО «Саратовнефтегеофизика»

СНИИГГиМС

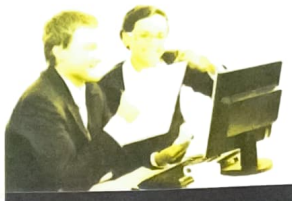
ФГУП НВНИИГГ

Центральная геофизическая экспедиция ЦГЭ

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
TYUMENNIIGIPROGAS

Роль геофизических исследований в нефтегазовом сервисе при разведке и сопровождении разработки месторождений углеводородов

Кириллов С.А., Горбунов В.И. ОАО "ЦГЭ", г. Москва



Введение.

Анализ состояния и качественной структуры запасов и ресурсов нефти показывает, что в «старых» нефтедобывающих регионах (Волго-Урал, Нижнее Поволжье, Северный Кавказ) ожидается снижение уровней добычи более чем в 2 раза. Вместе с тем существенные потенциальные возможности сырьевой базы, прежде всего большие запасы не введенных в разработку месторождений севера европейской части России, Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока и шельфа о-ва Сахалин, позволяют прогнозировать повышение годового уровня добычи нефти в России до 370-375 млн. т в 2010-2020 гг. (максимальный вариант) с последующим снижением примерно до 310 млн. т в 2030 г. [1]

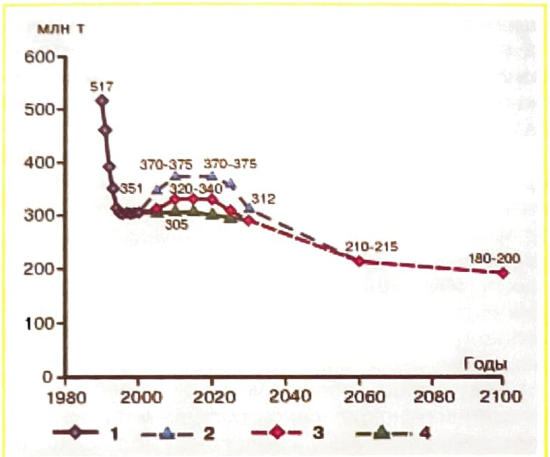


Рис. 1. Прогноз уровней добычи нефти с конденсатом в России в XXI в. 1 - фактическая добыча; прогнозируемая добыча: 2 - максимальный вариант; 3 - наиболее вероятный вариант; 4 - минимальный вариант

Так в нефтегазовой отрасли высокими темпами сокращаются легко доступные ресурсы сырья, усложняются горно-геологические условия добычи, и, как следствие, увеличиваются затраты и риски реализации соответствующих производственных программ.

В целом состояние нефтяной отрасли России характеризуется следующими проблемами:

- не удается изменить тенденцию отставания приростов разведанных геологических запасов углеводородов от объемов их добычи; прирост запасов нефти и конденсата составляет в 2007 году порядка 70% от добычи.
- в 2005 году сохраняется тенденция сокращения темпов роста добычи нефти с 102,45 в 2005 году до 101,8 % в 2008 году. Это обусловлено в первую очередь ухудшением качества сырьевой базы отрасли, и ослаблением стимулов к интенсивному наращиванию добычи у нефтяных компаний в условиях увеличения налоговой нагрузки.

В качестве перспективных направлений развития отрасли необходимо отметить увеличение объемов геолого-разведочных работ, что объясняется необходимостью поддержания собственных сырьевых баз нефтегазодобывающими предприятиями – в 2008 году объем ГРР прогнозируется на уровне 125% к 2004 году.

С момента возникновения первых промыслов и до сегодняшнего дня единственным инструментом выявления и освоения месторождений углеводородов считается бурение поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин.

Поэтому, освоение нефтегазового месторождения ассоциируется, прежде всего, с выполнением буровых работ, однако это не совсем верно. Бурение – это лишь одна из промежуточных операций в длинной технологической цепочке. Важную роль в нефтегазовом сервисе несут геофизические методы поисков, разведки и сопровождения разработкой месторождений углеводородов: бурению предшествует выбор точек бурения, для чего нужно определить местоположение скважины на залежах и обосновать ее координаты, определение внешних и внутренних контуров залежи, определение контактов ВНК и ГНК и т.д.

Кроме того, сам процесс бурения связан с различными параллельными работами в скважине: операции цементирования, перфорации, проведения капитального ремонта скважины (КРС), применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и пр. также тесно связанными с освоением месторождения. В широком смысле все виды работ по сооружению соответствующих объектов, проведению испытаний и исследований и т.д. можно отнести к сервисным услугам (и, таким образом, получить схематичное представление об основных видах сервисных услуг) (рис.2) [2].

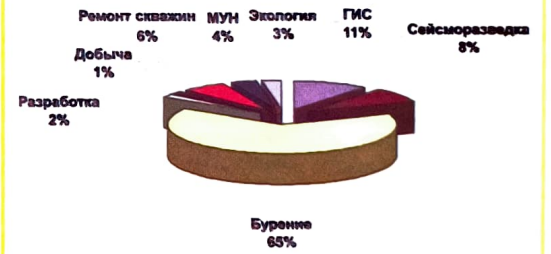


Рис. 1. Прогноз уровней добычи нефти с конденсатом в России в XXI в. 1 - фактическая добыча; прогнозируемая добыча: 2 - максимальный вариант; 3 - наиболее вероятный вариант; 4 - минимальный вариант

Определённый парадокс состоит в том, что уровень развития буровой техники и технологий, в принципе, соответствует сложности задач, подлежащих решению в процессе поисков залежей или их разработки. В то же время, ошибки при постановке задачи, например, приоритет валовых показателей в управлении, или «экономия» на геологических изысканиях, проектировании, а также научно-техническом сопровожде-

нии работ, приводят к тому, что этот уникальный (вместе с тем очень дорогой) инструмент зачастую работает неэффективно. По усреднённым мировым показателям успешность поискового бурения оценивается до 30%; разведочного в пределах 40-60%; а эксплуатационного - 80-95%. Таким образом, существуют значительные резервы в сокращении непродуктивных затрат времени и финансовых средств. Использование этих резервов, принципиально положительно повлияет как на базовые показатели производства, так и на инвестиционную привлекательность соответствующих проектов или предприятий.

В настоящее время пространственные сейсмические наблюдения становятся все более распространенным видом геологоразведочных работ. По всему миру существует тенденция увеличения объемов пространственной сейсморазведки. На этапе детализации и мониторинга разработки месторождений трехмерные сейсмические наблюдения не имеют аналогов по информативности среди других наземных геофизических методов.

Сегодня, очевидно, что влияние площадной 3D сейсморазведки на технологию разведки и разработки месторождений углеводородов превзошло самые оптимистичные прогнозы. Так, благодаря ее широкому применению увеличился процент успешного бурения, существенно возросла извлекаемость сырья и т.д. Все это в результате кардинально скорректировало экономические показатели добычных проектов, сделало их более привлекательными для недропользователей и инвесторов. Кроме того, 3D сейсморазведка впервые предоставила геологам, геофизикам и промысловикам возможность получать визуальную и количественную информацию о строении среды в межскважинном пространстве, формируемую по результатам кинематического и динамического анализа сейсмического поля и скважинной информации.

Благодаря возможностям данного метода сейсморазведки значительно расширился и спектр решаемых геологических задач. Кроме создания трехмерной модели по всему изучаемому разрезу, перед пространственной сейсморазведкой ставится задача прогнозирования и изучение фильтрационно-емкостных свойств в широком целевом интервале глубин.

Развитие и внедрение за рубежом современных систем обработки и интерпретации сейсмических материалов, позволяющих решать подобные задачи, привело к повышенному спросу на данные услуги и в России. В кратчайшие сроки произошло техническое перевооружение геофизических организаций, и в настоящее время все ведущие компании отрасли предлагают свои услуги по выполнению трехмерных сейсморазведочных исследований.

Геологическое и гидродинамическое моделирование

В качестве одного из возможных путей решения непростой проблемы поиска и разработки залежей в сложных горно-геологических условиях можно предложить развитие и совершенствование принципов и компьютерных методических приемов моделирования залежей углеводородов (геологическая модель) и моделирования протекающих в залежи процессов (фильтрационная модель).

Наличие длительной истории разработки месторождения также способствует уточнению геологического строения. Увязка геологической модели и истории разработки является важнейшим элементом технологии моделирования месторождения. Это связано с существенно б льшим набором геофизических и промысловых данных и с необходимостью учета фактической работы пластов и отдельных прослоев.

Практический выход из результатов пространственного геологического моделирования очевиден – это более детальное и адекватное представление геологических объектов для выполнения гидродинамических расчетов и выбора оптимальных режимов эксплуатации объекта. Увязка геологической модели и истории разработки является важнейшим элементом технологии моделирования месторождения (резервуара). В свою очередь это обуславливает необходимость использования существенно б льшего набора геофизических и промысловых данных, учета фактической работы пластов и отдельных прослоев уже на этапе геологического моделирования.

В более узком смысле, с точки зрения геофизики, к сервисным услугам относят проведение комплекса геологических, геофизических и промысловых работ в скважинах на месторождениях углеводородов для построения геолого-технологических моделей, а значит и уменьшение экономических рисков при бурении и разработке залежи.

Геологическая модель является основой для проектирования технологических показателей разработки и расчета уровней добычи по годам, то есть в конечном итоге определяет эффективность инвестиций и уровень дохода от вложенных в обустройство месторождения средств. Точность прогноза этих показателей зависит от степени соответствия геологической модели реальному строению месторождения.

Построение геологических моделей месторождений одновременно с бурением новых скважин, проведением геолого-технологических мероприятий в существующем эксплуатационном фонде показывает, что процесс построения и, что более существенно, сопровождения геологической модели должен проводиться на всех этапах эксплуатации месторождения.

Как показывает опыт моделирования, степень несоответствия модели и действительного строения месторождения, определяемая сопоставлением с вновь полученными данными, в общем случае зависит от сложности геологического строения залежи. В простых геологических условиях строение залежей и запасы подтверждаются с погрешностью в диапазоне 15%, а на месторождениях со сложным геологическим строением - в диапазоне 50%. Здесь для оценки качества геологических моделей необходимы программные средства для экспертизы качества построения моделей.

Цифровая геологическая модель должна быть единой для всего месторождения или для всего продуктивного пласта на определенный момент времени и использоваться на всех уровнях геологических служб добывающих предприятий, также как ранее использовались карты параметров месторождения, с целью:

- проектирования геологоразведочных работ;
- корректировки ковра бурения;
- подготовки и технико-экономического обоснования инвестиционных проектов;

- планирования прироста запасов;
- планирования изменения категорийности запасов.

При построении геологических моделей крупных длительно разрабатываемых месторождений особенно актуальной является задача увязки разнородной и разномасштабной по своей природе информации. Кроме сейсмических и первичных геолого-геофизических данных, необходимо использовать широкий набор промысловой информации, данные ГИС-контроля и другие сведения для возможно более полного учета влияния разработки. Сюда входят сведения о перфорации в скважинах, детальная информация по добыче и закачке, результаты гидродинамических исследований добывающих и нагнетательных скважин, сведения о пластовых давлениях, данные по капиллярным давлениям пластовых флюидов в различных средах. Необходимо также обобщать такие изменения начального состояния залежи, как подъем ВНК, движение положения внешнего и внутреннего контуров, уменьшение коэффициента насыщения, техногенные искажения структуры коллектора (после ГРП), чаще всего выражающиеся в изменении коэффициента проницаемости отдельных прослоев.

Указанная информация ранее привлекалась только на этапе фильтрационного моделирования.

Теперь для корректного картирования продуктивных тел сложной конфигурации и различного фациального состава в трехмерном пространстве необходимо учитывать фактическую работу пластов и прослоев, время прохождения фронта и направление движения нагнетаемых вод, объемы добычи и закачки для сопоставления их с размерами отдельных продуктивных пропластков. Так как фильтрационно-емкостные свойства связаны с эффективной толщиной пластов, то карты эффективных толщин необходимо строить с учетом приемистости скважин, дебита, обводненности. Необходимо также сопоставлять карты или кубы, характеризующие неоднородность пласта (песчанистость, пористость, проницаемость и т.д.), с данными добычи на разный момент времени разработки месторождения.

На практике широко используются геолого-технологические модели (ГТМ) месторождений, залежей, объектов разработки. Принципиально, методические положения построения и использования цифровых ГТМ сформированы за последние 5-7 лет ЦКР и развиваются передовыми добывающими и сервисными компаниями мира в направлениях совершенствования вычислительных технологий анализа геолого-геофизической и промысловой информации, геологического и гидродинамического моделирования, а также технологических процессов разработки и эксплуатации залежей.

Постоянно действующие ГТМ нефтегазопромыслового объекта объединяют функции геолого-геофизического и гидродинамического моделирования на всех этапах и стадиях поисков, разведки, разработки и эксплуатации месторождений углеводородного сырья и определяет:

- содержательные параметры естественного резервуара (геологические характеристики, петрофизические свойства пород и флюидов, ресурсы углеводородов);
- структурные и количественные характеристики технологических схем и процессов добычи (технические, гидродинамические, определяющие производительность и т.д.).

В ГТМ сохраняется унификация формы представления всего комплекса геолого-геофизических и промысловых данных об объекте разработки с операционной поддержкой современными информационно-вычислительными средствами. Сохраняются также функции сопровождения (мониторинга) комплекса моделирования производственных и технологических процессов разработки залежей углеводородов.

Кроме сейсмических и первичных геолого-геофизических данных в моделировании используется широкий набор промысловой информации, данные ГИС-контроля и другие сведения для более полного учета влияния разработки залежи. Сюда входят сведения о перфорации в скважинах, детальная информация по добыче и закачке, результаты гидродинамических исследований добывающих и нагнетательных скважин, сведения о пластовых давлениях и т.д.

В результате создается объемная геологическая модель современного строения нижнего геологического полупространства, в том числе и продуктивных пластов. Модели, полученные по совокупности информации 3D сейсморазведки и ковра разведочных скважин, являются основой подсчета запасов – заключительной стадии разведки.

Информационная база геолого-геофизических и промысловых данных

Процесс всестороннего моделирования месторождений является информационной базой, позволяющей решить основную проблему нефтедобычи – выбор обоснованных решений по бурению конкретной скважины, проведению конкретного геолого-технологического мероприятия. Цифровые геологическая и гидродинамическая модели залежи должны всегда существовать, постоянно обновляться на основе геолого-геофизических и промысловых данных и использоваться на всех этапах разработки месторождения.

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» базируясь на накопленном опыте и новых идеях комплексного использования всех имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных, выполнила разработку производственного математического обеспечения технологии ДВ (Динамического Видения) для построения 2D/3D сейсмогеологической модели, геологического 2D/3D моделирования нефтегазовых залежей и подсчета запасов и моделирования нефтегазовых залежей и процессов разработки, в том числе в 4-х-мерной метрике.

Необходимым элементом технологии ДВ является визуализация и протоколирование исходных данных и результатов расчета на любом этапе моделирования и обеспечение вывода табличной и графической информации в соответствии с утвержденными РД.

Информационно-аналитическая система построения моделей нефтяных месторождений создана специалистами ЦГЭ. Ключевыми особенностями системы является возможности интеграции информации, получаемой из различных источников, компьютерная технология обработки информации, создание динамических визуальных образов для принятия решений.

В отличие от технологий, предлагаемых при традиционном подходе к построению ПДГМ, технология, реализованная в системе, направлена

на оперативное решение практических задач с использованием данных реального качества и полноты, существующих в России.

В составе интегрированного программного комплекса ДВ предусмотрены также технологические элементы, ориентированные на новые методы исследований, которые разрабатываются сегодня и будут внедряться в практику геофизических работ в ближайшее время.

В частности, применение методов трёхмерной электрометрии и сейсмоэлектрометрии высокого разрешения [3] потребует не только совершенных средств визуализации распределения в нижнем полупространстве измеряемых величин (например, комплексного волнового сопротивления) но и построения аппарата автоматизированного анализа данных в комплексе с сейсморазведкой и ГИС.

Ещё более перспективным направлением является развитие пространственной сейсморазведки [4] с регистрацией (а в перспективе и с возбуждением) упругих волн во внутренних точках среды. Особенно актуальными такие исследования являются для изучения нефтегазоносных объектов в процессе их разработки.

DV поддерживает проектную базу данных, реализующую различные варианты взаимодействия с внешними информационными структурами. Варианты выбираются геологом исходя из достоверности исходной геолого-промысловой информации. Внутренняя структура базы данных позволяет вносить коррективы в данные по скважинам, имеющим неправильные замеры кривизны ствола, отбивки ВНК, а также проверять правильность отбивок положения кровли и подошвы ствола, другие характеристики. Это дает возможность интегрировать и проверять информацию, получаемую из различных структурных подразделений НГДУ и сервисных организаций (цеха добыча нефти и газа, ЦНИПРа, геофизической партии, АСУ и т.п.).

База данных интегрирует в себя все операции с данными выполняемых при эксплуатации системы. Она содержит набор возможностей, обеспечивающих движение информации от исходных данных через последовательную обработку до конечного результата. База обеспечивает согласование разнообразных потоков данных в системе в целом, ведение версий информационных ресурсов, преобразование форматов информации, контроль доступа к информации и ряд других операций.

Информация в системе претерпевает в целом качественные изменения и включает возможности приема данных каротажа, инклинометрии, сейсморазведки, промысловых данных по закачке, добыче и результатам исследования скважин, информацию по датам и видам геолого-технических мероприятий и т.п.

Развитие отечественных информационных технологий, разрабатываемых в государственных или частных компаниях, должно быть поддержано и нефтяными компаниями и государством. Это важнейший момент поддержки собственного интеллектуального производителя, совершенных программно-математических продуктов, сопровождающих одно из главных направлений развития российской экономики. Необходимо создавать базу данных сервисных нефтегазовых работ на российских месторождениях, с целью ознакомления государственных органов с развитием, наращением работ ГРР на российских месторождениях (использованием российских или зарубежных компаний, государственных или частных и т.д.), т.е. желателен мониторинг по всему комплексу сервисных нефтегазовых работ.

Заключение.

Что нового можно ожидать в нефтегазовой сфере в ближайшее время.

Развитие аппаратуры, методики и вычислительных технологий сейсморазведочных работ 2D/3D высокого разрешения с целью оценки новых источников ресурсов на основе выделения малоамплитудных разломов, элементов сдвиговой тектоники и т.д.

Внедрение новых методов комплексных геофизических исследований для изучения деталей структуры, строения, свойств и насыщенности геологических образований с целью достоверного прогноза ресурсов сырья, выбора и сопровождения оптимальных схем их освоения.

Использование сетевых информационных технологий в совокупности с универсальными средствами динамического видения для реализации систем распределённого оборота данных между сервисными и добывающими структурами., включая В том числе - сегментирования системы данных геологотехнологической модели месторождения в целом по отдельным лицензионным территориям, участкам работ отдельных предприятий и т.д.

Создание средств контроля эффективности технологий повышения извлекаемости продукции, в первую очередь – гидроразрывов, параметры включая раскрытия и ориентации трещин (пассивная сейсморазведка).

Режимный контроль (мониторинг) состояния объекта в процессе разработки, включая положение контактов флюидов и характеристик насыщенности пластов.

Изучение динамики изменения свойств продуктивных образований в процессе эксплуатации (нефтенасыщенности, ВНК, прорывов воды и т.д.) при помощи с использованием электрического, термо-и барокаротажа, использующих с измерением высших производных потенциала.

Изучение полей нефтенасыщенности с целью выявления «целиков» по объектам в пределах объектов разработки и гидродинамических связей между ними.

Изучение свойств вязких нефтей в естественном их залегании с целью выбора оптимальных, рентабельных режимов добычи.

Литература:

1. Гриценко А.И. (ОАО "Газпром"), Крылов Н.А., Аленин В.В., Ступаков В.П. (ВНИИгаз). Нефть и газ России В XXI в.: Прогноз добычи и развития сырьевой базы., 2001.
2. Лаптев В.В. Проблемы государственной политики России в сфере нефтегазового сервиса. Геофизика, №3, 2007, с. 40-51.
3. Высокоразрешающая электроразведка: Монография.- Новороссийск: МГА им. Ф.Ф. Ушакова, 2006. - 40 с.
4. К.В. Баранов, В.С. Бикеев, Н.В. Стариков, А.А. Табаков. Результаты применения методик «3D+ВСП локальный проект» и «2D+ВСП локальный проект» в условиях Западной Сибири. Технологии сейсморазведки. 2004. 1. С. 19-22.

К теоретико-экспериментальному обоснованию сейсмоэлектрических технологий геологоразведочных работ

Михеев С.И., Хараз И.И., Лепёшкин В.П., ФГУП "НВНИГГ", г. Саратов

Одно из перспективных направлений развития технологий геологоразведочных работ связано с разработкой новых способов, основанных на взаимодействии геофизических полей. Такие способы позволяют получить дополнительную информацию о строении геологического разреза, не доступную при раздельном применении каждого геофизического метода в отдельности. Наибольшее внимание при изучении взаимодействия геофизических полей уделяется сейсмоэлектрическим явлениям и процессам, возникающим при одновременном возбуждении упругих и электрических полей. На настоящий момент соответствующие технологии не вышли из стадии отдельных экспериментов, что можно объяснить, в том числе, с недостаточным развитием их теоретико-экспериментальных основ. Приводимые далее информация и сделанные на ее основе заключения, по нашему мнению, частично решают данную проблему.

1. Начальный этап изучения сейсмоэлектрических явлений

В 1939 г. А.Г. Иванов обнаружил, что распространение упругих волн в верхней части геологического разреза сопровождается появлением разности потенциалов между точками, расположенными на различных расстояниях от источника излучения. Это явление он назвал сейсмоэлектрический эффект второго рода Е – эффект [12], в отличии от эффекта первого рода J–эффект, открытого ранее Блау и Стэхемом [16]. Эффект первого рода (J- эффект) проявляется в изменении силы тока I, проходящего через среду при наличии постоянной разности потенциалов между двумя электродами, под действием упругих колебаний [13]. J-эффект, по мнению Иванова, обусловлен изменением электрического сопротивления пород под влиянием (действием) упругих колебаний, распространяющихся в среде. Е-эффект им объяснялся электрофильтрационным процессом в дисперсной среде. При этом поверхность раздела между частицами породы и водой являются средоточением двойных электрических слоев (Д.э.с.), обводненная сторона, которых имеет диффузное строение. Изучая это явление, Френкель Я.И. отметил [14], что согласно теории Гельмгольца и Смолуховского наблюдаемая разность электрических потенциалов для произвольных двух точек должна быть равна:

$$\Delta V = \frac{\varepsilon \zeta}{4\pi\mu\sigma} \cdot \Delta P \quad , (1)$$

где: ζ - скачек потенциала в двойном поверхностном слое, μ - коэффициент вязкости дисперсной среды (воды), σ - ее электропроводность и ε - диэлектрическая проницаемость;

ΔP - разность гидростатических давлений между точками.

Так как распространение упругих продольных волн в почве сопровождается изменением давления, то оно также должно сопровождаться изменением электрического потенциала (Е–эффект). Экспериментальными работами А.Г. Иванова установлено, что электрод, расположенный ближе к месту возбуждения колебаний, приобретает в начальный момент при прохождении через него фронта упругой волны отрицательный потенциал по отношению более удаленному от места расположения излучателя электроду. Это подтвердило перспективность построения теории Е- эффекта на основе представлений Гельмгольца и Смолуховского [16].

2. Механо - электрические преобразования в гетерогенных породах

Гетерогенность пород обусловлена их неоднородным строением. При этом имеются в виду не только различия по составу скелета породы (твердая фаза), но и неоднородность заполняющих поры жидкостей, как по составу флюидов, так и по особенностям взаимодействия последних с твердым скелетом.

Гетерогенные породы характеризуются изменчивостью свойств, связанных с обменом энергией с внешней окружающей средой. При изменении условий, в которых находятся породы, нарушаются установившиеся равновесные связи, что вызывает процессы стабилизации равновесного состояния в новых условиях приводящих к минимуму свободной энергии. При одновременном воздействии несколькими геофизическими полями на геологическую среду в гетерогенных породах наблюдаются вторичные, в частности, электрокинетические эффекты [1]. Под ними понимаются эффекты, связанные с относительным движением твердой и жидкой фаз (в поровом пространстве) друг относительно друга. Механизм электрокинетических явлений основан на идее существования двойного электрического слоя (Д.Э.С.) на границе раздела твердой и жидкой фаз. Такой механизм был предложен Квинке еще в 1850 г. Общая теория Д.Э.С. разработана О.Штерном в 1936 г.[4] и хорошо соответствует результатам экспериментальных исследований.

Теория Д.Э.С. предусматривает, что на поверхности твердой фазы существует потенциал, определяющий слой с сформированными одноименно заряженными ионами, представляющий собой, как бы «внешнюю оболочку конденсатора». Ионы жидкой фазы, притянутые электрическими и адсорбционными силами к твердой поверхности, образуют «внутреннюю обкладку конденсатора»- слой Штерна [4]. Часть ионов «внешней оболочки», обладающие большей кинетической энергией, преодолевают потенциальную энергию поля поверхности и благодаря тепловому движению проникают в раствор. Устанавливается равновесие, в котором скорость диффузии ионов из поверхностного слоя в раствор равна скорости обратного процесса, обусловленного полем электрических сил. Такое распределение ионов аналогично распределению молекул газа в гравитационном поле и подчиняется закону Больцмана. Слой жидкости, в котором заряд распределен диффузно, называется диффузным слоем или слоем Гуи. Система внешне остается электрически нейтральной. Фазовый или термодинамический потенциал равняется сумме потенциалов Гуи и Штерна.

Двойной электрический слой (Д.э.с.) является пространственно распределенным электрическим зарядом на границе соприкосновения различных фаз, приводящий к возникновению

разности электрических потенциалов между ними. Наибольшие значения имеют ЭДС, возникающие на поверхности металлических электродов, погруженных в раствор электролита. Разделение зарядов вызывается разными причинами:

- переходом ионов из электродов в раствор или наоборот - ионный двойной электрический слой; заряд одного знака образуют перешедшие ионы, а другого знака - ионы (либо электроны) оставшиеся в электроде;
- специфической адсорбцией концентрации веществ из газа или раствора, происходящей на поверхности электрода ионов одного знака - адсорбированный двойной электрический слой; заряд Д.э.с. противоположного знака образуют ионы, находящиеся в растворе;
- ориентацией полярных молекул у поверхности электрода, в результате чего все молекулы оказываются обращенными одним и тем же концом к электроду - ориентированный двойной электрический слой.

Особенностью строения гетерогенных пород является сложность внутренней структуры, связанной с ее пористостью и трещиноватостью. Структурные дефекты приобретают свободную электрическую энергию (активные центры) и способствуют протеканию поверхностных реакций с наименьшей энергией активации, которой должны обладать сталкивающиеся или расходящиеся частицы при геохимических превращениях. Различие по типу и знаку заряда активных центров приводит к появлению различных по природе поверхностных сил взаимодействия.
Под влиянием электрически активных центров скелета породы в жидкой (диффузной фазе) возникают процессы по перестройке ее структуры: изменение ориентации однородных связей и дипольных моментов воды, начиная со слоя, контактирующего непосредственно со скелетом. Формируются слои с упорядоченной структурой и аномальными свойствами жидкости в капиллярах (порах, трещинах) в сравнении со свойствами свободной жидкости. Толщина такого слоя зависит от пористости, трещиноватости и проницаемости пород.

3. Математическое моделирование сейсмоэлектрических процессов

Наиболее системно методика и результаты математического моделирования сейсмоэлектрических процессов изложены в работах Б.С. Светова и В.П. Губатенко [6, 7].. Ими рассмотрены вопросы:

1) возбуждения и распространения колебаний в сплошной среде, включающей границы, разделяющие области с различными акустическими свойствами;

2) флюодинамики в пористой влагонасыщенной среде;

3) электрокинетики, т.е. определения характеристик электромагнитного поля, порождаемого течением флюидов в пористой среде;

4) электродинамики (определение электромагнитного поля в самой пористой среде и на поверхности зондируемой среды).

Остановимся далее на обсуждении каждого из перечисленных вопросов по раздельности.

1. Решение прямой задачи сейсморазведки для сплошной среды. В общем виде движение твердой фазы горной породы описывается уравнением Ламе:

$$(\lambda + 2\mu)\cdot grad\, div\vec{u} - \mu \cdot rot\, rot\, \vec{u} + \rho\cdot\omega^2\cdot\vec{u} + \vec{F} = 0 \quad , (2)$$

где: $\vec{u}$ - вектор смещения твердой фазы;

λ и μ - параметры Ламе; $\vec{F}$ - вектор плотности внешних объёмных сил, создаваемых источником упругих колебаний.

Решение задачи в рассматриваемом случае ищется в виде векторов смещений падающих и отраженных волн (продольных и поперечных). Составление математических моделей и программ расчета принципиальных проблем не вызывает, но является при описанном подходе сложным и трудоёмким.

По нашему мнению, можно использовать более простой по сравнению с изложенным подход к решения прямой задачи. Рассмотрим сферический источник колебаний типа центра расширений [8]. На сферической поверхности радиуса r действует радиально направленное давление d(t), создающее продольное смещение:

$$\vec{U}_p(t,R) = \left[\frac{f(\tau)}{R^2} + \frac{f'(\tau)}{V_p\cdot R}\right]\cdot\frac{r}{\rho}\cdot\vec{r}_p \quad , (3)$$

где: $\vec{r}_p$ - единичный вектор в направлении радиуса от источника колебаний к точке приема;

V_p - скорость продольной волны;

$\tau = t - \frac{(R-r)}{V_p}$ - время прихода возмущения в точку приёма; значения $f(\tau)$ определяются по спектру давления в источнике колебаний:

$$D(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} d(t)\cdot e^{i\omega t}dt \quad , (4)$$

$$f(\tau) = \frac{1}{2\pi}\cdot\int_{-\infty}^{\infty}\frac{D(\omega)\cdot e^{i\omega\tau}d\omega}{\omega_{0p}^2 - \omega^2 + 2i\omega\alpha_p} \quad , (5)$$

$\omega_{0p} = \frac{2V_s}{r}$ - частота собственных колебаний источника; V_s - скорость поперечной волны (в области среды, близкой к источнику);

$\alpha_p = 2V_s^2/(r\cdot V_p)$ - коэффициент затухания очага.

Спектр смещения можно вычислить по простой формуле:

$$S_U(\omega) = (r/R)\cdot M(\omega)\cdot D(\omega) \quad , (6)$$

где $M(\omega)$ - частотная характеристика очага излучения:

$$M(\omega) = \frac{1/R + i\omega/V_p}{\rho\cdot(\omega_{0P}^2 - \omega^2 + 2i\omega\cdot\alpha_p} \quad , (7)$$

ρ - плотность среды в области возбуждения колебаний.

С увеличением глубины фронт падающей волны выполаживается и становится близким к плоскому. Тогда для задания граничных условий вектора смещения, можно использовать систему уравнений Нотта-Цёппритца [8] в виде:

$$\begin{aligned}
&(1 - A_{PP})\cdot\sin\alpha_{P1} + A_{PS}\cdot\cos\alpha_{PS1} - \\
&- B_{PP}\cdot\sin\beta_{PP} + B_{PS}\cdot\cos\beta_{PS} = 0, \\
&(1 + A_{PP})\cdot\cos\alpha_{P1} + A_{PS}\cdot\sin\alpha_{PS} - \\
&- B_{PP}\cdot\cos\beta_{PP} - B_{PS}\cdot\sin\beta_{PS} = 0,
\end{aligned} \quad (7)$$

$$-(1+A_{PP})\cdot\sin 2\alpha_P + A_{PS}\cdot(V_{P1}/V_{S1})\cdot\cos 2\alpha_{PS} +$$
$$+B_{PP}\cdot(\rho_2/\rho_1)\cdot(V_{S2}/V_{S1})^2\cdot(V_{P2}/V_{P1})\sin\beta_{PP} -$$
$$-B_{PS}\cdot(\rho_2/\rho_1)\cdot(V_{S2}/V_{S1})^2\cdot(V_{P1}/V_{S2})\cdot\cos 2\beta_{PS} = 0$$
$$(A_{PP}-1)\cdot\cos 2\alpha_{PS} + A_{PS}\cdot(V_{S1}/V_{P1})\cdot\sin 2\alpha_{PS} +$$
$$+B_{PP}\cdot(\rho_2/\rho_1)\cdot(V_{P2}/V_{P1})\cdot\cos 2\alpha_{PS} +$$
$$+B_{SP}\cdot(\rho_2/\rho_1)\cdot(V_{S2}/V_{P1})\cdot\sin 2\beta_{PS} = 0$$

где: A - коэффициенты отражения, B - коэффициенты прохождения соответствующих волн; α и β - углы падения и преломления, соответственно. Индексы соответствующих коэффициентов формируются по правилам, приведенным в [8]. Заметим, что для пористых насыщенных пород система уравнений (7) не является полной, так как не учитывается возникающий в среде второй тип продольной волны - волна Френкеля - Био [14]. Если угол падения прямой волны по отношению к границе близок к нормали, то возникновение новой волны можно учесть изменением коэффициентов отражения и прохождения. Наличие волн Френкеля - Био в нашем случае имеет важное значение так как для них будут наблюдаться наибольшие значения электрокинетического эффекта и, соответственно, наибольшим будет воздействие электромагнитного поля на сейсмическую волну.

2). Задача флюидодинамики. Для продольных волн скорость относительного движения скелета породы и флюида определим по формуле, приведенной в [7]:

$$V^f - V^S = -\frac{1}{a}\cdot\left(grad\,P - i\cdot\omega\cdot\rho^f\cdot V^S\right), \quad (8)$$

где: "f" - индекс флюида, "s" - индекс скелета (твердой фазы); $V^S = -i\omega\cdot U^S$ - скорость скелета;

$$a = \frac{\eta\cdot m}{k} - i\omega\cdot\rho^f, \quad (9)$$

η - динамическая вязкость жидкости, m - пористость породы, k - проницаемость среды. Для определения grad P, в случае плоской волны, можно пользоваться упрощенной формулой:

$$grad\,P = E\cdot\frac{\partial^2 U^S}{\partial x^2} = \frac{E}{V_P^2}\cdot U^S, \quad (10)$$

где : E - модуль Юнга, V_P - скорость продольной волны в среде.

3. Задача электрокинетики. Определив относительную скорость флюида и скелета, можно рассчитать источник элетромагнитного поля как сторонний ток [6,7] :

$$j'' = -Q\cdot\Theta\cdot\left(V^f - V^S\right), \quad (11)$$

где: Q - плотность поверхностного заряда на границе твердой и жидкой фазы; Θ - удельная поверхность пористого пространства в горной породе.

Определить электрическое поле можно по градиенту давления:

$$\vec{E} = \frac{\varepsilon\cdot\varsigma}{\eta\cdot\sigma}\cdot grad\,\vec{P}, \quad (12)$$

где: ς - диэлектрическая проницаемость среды; - потенциал; η - вязкость флюида; σ - электропроводность флюида.

4. Электродинамическая задача. Если электрическое поле или сторонний ток известны, то задача определения электромагнитного поля как внутри среды, так и на поверхности Земли сводится к решению системы уравнений Максвелла:

$$\left.\begin{aligned} rot\,\vec{H} &= \sigma(\omega)\cdot\vec{E} + j''\\ rot\,\vec{E} &= i\omega\cdot\mu\cdot\vec{H}\end{aligned}\right\}, \quad (13)$$

где : $\vec{H}$ - напряженность магнитного поля; $\sigma(\omega)$ - электропроводность, зависящая от частоты ω ; μ - магнитная проницаемость среды. Естественно следует учитывать граничные условия.

При регистрации горизонтальной составляющей электрического поля на поверхности Земли задачу можно упростить, заменив всю толщу до поверхности усредненным по сопротивлению полупространством. При этом считать основным источником поля горизонтальные электрические диполи [10]:

$$\Delta U = \frac{3\rho}{2\pi\cdot R^3}\cdot\frac{\Delta\vec{l}\cdot\vec{R}}{R}\cdot\frac{\vec{R}\cdot\vec{p}}{R} - \frac{\rho}{2\pi}\cdot\frac{\Delta\vec{l}\cdot\vec{p}}{R^3}, \quad (14)$$

где : ρ - удельное сопротивление среды (усредненное по всей толще); $\Delta\vec{l}$ - вектор, совпадающий по длине и направлению с отрезком заземленной регистрирующей линии; $\vec{p} = j''\cdot dl\cdot dS$ - элемент излучающего диполя малой длины dl и dS сечением . Для вычисления регистрируемого сигнала следует выполнить пространственное интегрирование.

Если среда, соответствующая проводящей толще, имеет очень высокое сопротивление, то можно учесть переходной процесс становления электрического поля, умножив правую часть выражения (14) на переходную функцию h(t), которую можно определить в соответствии с работой [11].

В схеме теоретического анализа, предложенной Губатенко В.П. и Световым Б.С. остались не охваченными некоторые рассмотренные ниже проблемы.

Регистрация электрического сигнала на поверхности Земли при прямом воздействии упругого поля на пористую флюидонасыщенную среду является трудной технической задачей в связи небольшой амплитудой регистрируемых сигналов. Для преодоления возникающих проблем при достигнутом уровне технического обеспечения можно пойти следующим путем. Если учесть, что среда неравновесная, то с позиций неравновесной термодинамики устанавливаются связи например, между электрическим током I и градиентом потенциала φ , потоком флюида J и градиентом давления "p" [9] :

$$\begin{bmatrix} I\\ J\end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12}\\ L_{21} & L_{22}\end{bmatrix}\begin{bmatrix} -\nabla\varphi\\ -\nabla p\end{bmatrix}, \quad (15)$$

где : L_{11} - электропроводность среды; L_{22} - проницаемость; L_{12}/L_{11} - электрокинетический потенциал; L_{21}/L_{22} - коэффициент электроосмотического давления, причем L_{12}/L_{21} - это следует из общих соотношений неравновесной термодинамики.

В случае, когда при расчетах учитывается большее количество потоков и градиентов, размерность системы (15) увеличится. Входящие перекрестные коэффициенты необходимо определять либо теоретически (на специальных моделях), либо использовать эксперименталь-

ные данные. Электрокинетические явления будут влиять на характеристики упругих волн. Изменения рассматриваемых величин можно выявить высокоточным скоростным анализом [18] или технологией вероятностного литологического прогноза [19]. В свою очередь при воздействии на среду упругих волновых полей электрические характеристики среды также должны меняться.

Описанные процессы должны обладать инерцией, т.е. должен быть период релаксации (потоки флюидов имеют время релаксации, как и изменения электрокинетических полей).

Следующие из теоретических представлений выводы позволяют на объективной основе планировать полевые эксперименты с целью определения степени влияния совместного действия электрического и упругого полей на пористую флюидонасыщенную среду.

4. Лабораторное изучение сейсмоэлектрической активности 1-го и 2-го рода

Лабораторное изучение сейсмоэлектрической активности горных пород выполнялось под нашим руководством в Наро-Фоминском отделении ФГУП ВНИИГеофизика (А.Н. Кузнецов и др., 2005г.) по керну скважин Саратовской, Ульяновской и Томской областей. Полученные данные позволили сделать ряд важных с точки зрения обоснования сейсмоэлектрических технологий выводов.

- Сейсмоэлектрические эффекты 1-го и 2-го рода, проявляющиеся в горных породах, являются небольшой, но вполне измеримой величиной.
- Наиболее сильно как функция петрофизических и литологических характеристик среды меняется проявление сейсмоэлектрического эффекта 1-го рода.
- Проявление сейсмоэлектрических эффектов уменьшается (по крайней мере в ультразвуковом диапазоне) с ростом частоты механических вибраций, что благоприятствует повышению глубинности исследований.
- Сейсмоэлектрический эффект 2-го рода растет с увеличением коэффициента пористости Кп для терригенных образцов и мало зависит от Кп для карбонатных образцов.
- Сейсмоэлектрический эффект 1-го рода проявляется для терригенных коллекторов в увеличении сопротивления образцов после вибрации (т.е. имеет положительную величину) и в уменьшении сопротивления для коллекторов карбонатных (имеет отрицательную величину). При этом в последнем случае (карбонатные коллекторы) изменение сопротивления может достигать 100% и более.
- Изученные в процессе лабораторных работ образцы могут быть по сейсмоэлектрическим свойствам разделены на два класса: а. Образцы высокого сопротивления (100 – 102 кОм), характеризующиеся отсутствием частотной зависимости в проявлении сейсмоэлектрического эффекта; б. Образцы низкого сопротивления (102 – 103 Ом), характеризующиеся сильной частотной зависимостью в пределах ультразвукового диапазона. Образцы с сильной частотной зависимостью СЭЭ 2-го рода и образцы, характеризующиеся его постоянством, представлены различными литологическими разностями: первые – терригенные, относительно крупнозернистые породы, вторые – карбонатные или терригенно-карбонатные мелкозернистые породы.
- Проявление сейсмоэлектрических эффектов 1-го и 2-го рода зависит от минерализации пластовых вод. Рост минерализации от 0 до 20 г/л вызывает некоторое усиление сейсмоэлектрического эффекта 2-го рода. Дальнейшее увеличение минерализации (до 200 г/л) ослабляет СЭЭ 2-го рода.
- Увеличение температуры (до 50°С) усиливает проявление сейсмоэлектрического эффекта 2-го рода.
- Некоторые из выявленных закономерностей являются общими для близких по текстуре и составу горных пород из различных регионов страны, что позволяет их рассматривать в качестве общих закономерностей проявления сейсмоэлектрического эффекта 1-го и 2-го рода.

5. Результаты натурных экспериментов

Натурные исследования по воздействию упругого и электромагнитного полей на геологическую среду велись и ведутся в различных научно - исследовательских и производственных организаций: НГПГ "Нефтегеофизика", ВНИИГеофизика и ПГП "Спецгеофизика" (Безрук Гродзненский В.А., Кузнецов А.Н., Потапов О.А.и др.), СГЭ НВНИИГГ (Озерков Э.Л., Хараз И.И., Лепешкин В.П.).

В ФГУП «НВНИИГГ» исследования по данному направлению выполняются с 1985 года [2, 3]. Основное внимание по разработке методики работ было уделено методике и технологии полевых наблюдений и регистрации сигналов электромагнитного вихревого поля (ЗС и ЗСМП). Выполнялись также наблюдения МОГТ при отсутствии электромагнитного поля при одновременном возбуждении импульсных колебаний. Сигналы становления электромагнитного поля (ЗСБ) регистрировались при одновременном возбуждении упругого поля на моночастотах от 10 до 80 Гц и без такого возбуждения.

В целом натурными исследованиями установлено:

- при воздействии на геологическую среду сейсмическими колебаниями интенсивность электромагнитных сигналов возрастает, что особенно четко проявляется на контурах залежей углеводородов и в зонах разрывных нарушений;
- воздействие на среду упругих полей вызывает изменение электропроводности пород. Этот эффект наиболее интенсивен при наличии нефтяных залежей;
- при воздействии на среду электромагнитным полем интенсивность сигналов отраженных волн возрастает до полутора и более раз;
- на временных сейсмических разрезах МОГТ после воздействия на среду электромагнитного поля, многие элементы строения разреза (несогласное залегание границ, выклинивание отложений) проявляются более четко.

Результаты выполненных натурных экспериментов, данные теоретических и экспериментальных исследований легли в основу предложенной сейсмоэлектрической технологии геологоразведочных работ [20]. Ее отличительной особенностью является одновременное воздей-

ствие на среду источниками электрического поля и упругих волн на совмещенных профилях. При этом последовательно регистрируют сейсмические и электромагнитные поля методикой многократного профилирования. Путем сопоставления характеристик одного из геофизических полей до и после инициирования среды другим изучаются закономерности их изменений и на этой основе делаются выводы о строении разреза.

Эффективность применения описанной технологии работ была подтверждена результатами, полученными в Саратовской геофизической экспедиции в Бузулукской впадине на эталонных профиля проходящих через скважины с доказанной продуктивностью девонского комплекса отложений [2].

Вышеприведенные материалы не претендуют на полноту, так как отражают преимущественно собственный опыт авторов либо результаты, полученные с их участием. Несмотря на это они могут рассматриваться как база для продолжения исследовательских работ по разработке принципиально новых методик и технологий геофизических работ, базирующихся на нелинейных моделях сред. Существуют определенные предпосылки для утверждения, что именно эффекты взаимодействия полей и нелинейные эффекты будут научной базой последующего развития прикладной геофизики, послужат основой новых эффективных геофизических методов, позволяющих получать более достоверную и детальную информацию о структуре и составе исследуемых пород.

Литература.

1. Кондрат В.Ф., Шпот Ю.А. О влиянии упругих низкочастотных колебаний на диффузионно-адсорбционный потенциал горных пород. / Изв. АН РФ, Физика Земли, № 1, 1996 г.,с. 90-92.
2. Хараз И.И., Андрейченко Д.К., Иванчук А.М., Лепешкин В.П. Методика разведки гетерогенных сред при взаимодействии различных геофизических полей. / Геофизика, ЕАГО, № 3, 1999 г., М., с.14-21.
3. Хараз И.И., Иванчук А.М., Михайлов В.А., Озерков Э.Л., Лепешкин В.П. Влияние электрического поля диполя на характеристики поля упругих волн./Геофизика, ЕАГО, № 1, М.,1999 г., с. 25-40.
4. Штерн О.К. К теории электромагнитного двойного слоя. В сб. Когуляция коллоидов. М., 1936 г.
5. В.С.Сизоненко. О взаимодействии двойного электрического слоя во флюидонасыщенных породах с внешними полями./ В книге "Геофизическая диагностика нефтегазоносных и угленосных разрезов. Киев, Наукова думка 1989 г. с.133- 141.
6. Светов Б.С., Губатенко В.П. Элетромагнитное поле механо-электрического происхождения в пористых влагонасыщенных горных породах. I. Постановка задачи // Физика Земли, № 10, 1999. - с. 67 - 73.
7. Светов Б.С. К теоретическому обоснованию сейсмоэлектрического метода геофизической разведки / Геофизика, № 1, 2000. - с. 28 - 39.
8. Сейсморазведка: Справочник геофизика / Под ред. В.П. Номоконова. Книга первая - 2-е изд. - М., Недра, 1990. - 336 с.
9. Fitterman D.V. Electrokinetic and Magnetic Anomalies Associated With Dilatant Regions in a Layered Earth. - Journal of Geophysical Research, Vol. 83, № B12, - 1978. - p. 5923 - 5928.
10. Электроразведка: Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. Книга первая. - М.: Недра, 1989. -438 с.
11. Ваньян Л.Л. Электромагнитные зондирования. - М.: Научный мир, 1997. - 219 с.
12. Иванов А.Г. Сейсмоэлектрический эффект второго рода./ Изв.АНСССР, серия географическая и геофизическая, 1940 г. № 5, с. 18-21.
13. Иванов А.Г. О сейсмоэлектрическом эффекте первого рода в электронной области./ Док. АНСССР, 1949 г. 18. № 1, с. 53-56.
14. Френкель Я.И. К теории сейсмических и сейсмоэлектрических явлений во влажной почве./ Изв. АНСССР, сер.Геогр. и геофизика., том.VIII., №4, с. 133-150
15. Васильев Ю.А., Видмонт Н.А., Гвоздев А.А., Иванова Л.А., Молотова Л.В., Николаев А.В., Соколов В.Л., Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В., Щербо М.Н. Экспериментальное исследование сейсморадиационного напряжения в мягком грунте./ Изв.АНСССР, Физика Земли, № 1, 1986 г.
16. W. Blau and L. Statham, USA, Pat. № 2054067 (1936 г.).
17. Беляков А.С., Гамбурцев А.Г., Лавров В.С., Николаев А.В., Приваловский Н.К. Инициирующие вибровоздействия и сейсмическая эмиссия горных пород./ Изв. РАН РФ, Физика Земли,№ 2, 1996 г., с 68-74.
18. Хараз И.И, Методика изучения скоростей по годографам сейсмических волн и их интерпретация в сожнопостроенных средах. Саратов: Изд-во СРО МОО ЕАГО, 2004-144 с.
19. Скорнякова Е.Г. ,Титаренко И.А. Сейсмопетрофизическое прогнозирование методом ВЛП. Геофизика, спецвыпуск " Технология сейсморазведки" II, 2003, с.100-102.
20. Патент № 2119180.Способ геофизической разведки. / авторы: Хараз И.И. и др. НВНИИГГ, 21.10.97, Бюл. № 26, 20.09.98.
21. Николаев А.В., Павленко О.В., Яковлев А.П. Квазистатические деформации земной поверхности, вызванные вибровоздействием и линейные свойства земных пород. М. Физика Земли. 1994 г. № 12.
22. Рыкунов Л.Н.,Хаврошкин О.Б.,Цыплаков В.В. Временные вариации высокочастотных сейсмических шумов // Изв. АН СССР. Физика Земли. - 1979.- № 11.- С. 72-77.

Газодинамический источник сейсмических колебаний (ГИСК)

Крылов Г.В., Болотов А.А.,ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ
НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2306411

ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЙ ИСТОЧНИК СЕЙСМИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ

Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (RU)*

Автор(ы): *Крылов Георгий Васильевич (RU), Клюсов Виталий Александрович (RU), Болотов Альберт Александрович (RU)*

Заявка № 2006116423
Приоритет изобретения 12 мая 2006 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 20 сентября 2007 г.
Срок действия патента истекает 12 мая 2026 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

В настоящее время отчетливо определилось большое ресурсное значение мелководных и транзитных (переходных от суши к морю) зон водоемов Российской Федерации, в которых находятся объекты геологоразведочных работ на нефть и газ. Общая площадь мелководных зон акваторий Арктики и Северо-Каспийского бассейна России составляет более 7000 тыс. км 2.

В соответствии с этим, ОАО «Газпром» ориентирует свою стратегию прироста и использования запасов углеводородного сырья за счет проведения геолого-геофизических исследований в Надым-Пур-Тазовском районе, включая акваторию Обской губы и Тазовской губы.

Для проведения геофизических исследований, обеспечивающих наилучшую результативность работ и с целью создания надежной геолого-геофизической основы разработки месторождений углеводородов путем проведения сейсмических исследований в глубоких скважинах, в транзитной зоне, а также в акватории моря ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработало многофункциональный газодинамический источник сейсмических колебаний (ГИСК), не имеющий аналогов в России и за рубежом.

ГИСК предназначен для проведения сейсмических работ в глубоких скважинах, в транзитной зоне, а также в акватории моря.

Физической основой данного источника ударных волн является использование взрывоспособных газовых смесей, дистанционно формируемых в глубинном снаряде. Тротиловый эквивалент ГИСК от 1,5 до 600 г. ТНТ.

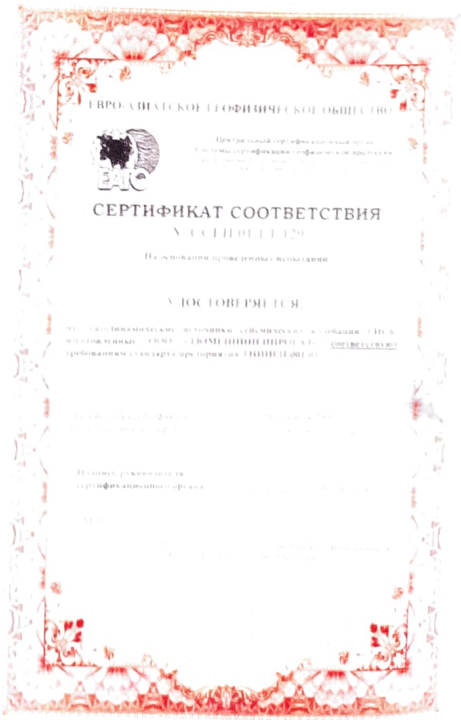
В отличии от традиционных импульсных источников ГИСК обладает следующими преимуществами:

- полной безопасностью для обслуживающего персонала;
- экологической безопасностью для окружающей среды;
- созданием серии импульсов без подъема глубинного заряда;
- дистанционным контролем и дозированием интенсивности колебаний;
- широким диапазоном применения: ВСП, МП, НВС, контроль ГВК и НВК;
- технологической и экономической эффективностью.

Сравнительные опытно-методические испытания ГИСК и вибрационного источника ГСК, проведенные совместно с ОАО «Газпромгеофизика» на скважине №5 «Скалинская», пневмоисточников американского «BOLD» и отечественного «Пульс-6М», выполненные совместно с ГНЦ ФГУП «Южморгеология» в транзитной зоне и в акватории моря показали, что ГИСК применим в широком диапазоне сейсмических работ и является альтернативным традиционным источникам.

В период 2008-2009 гг. планируется использование ГИСК для геофизических исследований в Надым-Пур-Тазовском районе и на шельфе Баренцева моря.

ГИСК имеет сертификат соответствия № ССГП 01.1-129 и патент РФ на изобретение № 2306411 от 20.09.2007 г.



ЕВРО-АЗИАТСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

Патент РФ №2250988

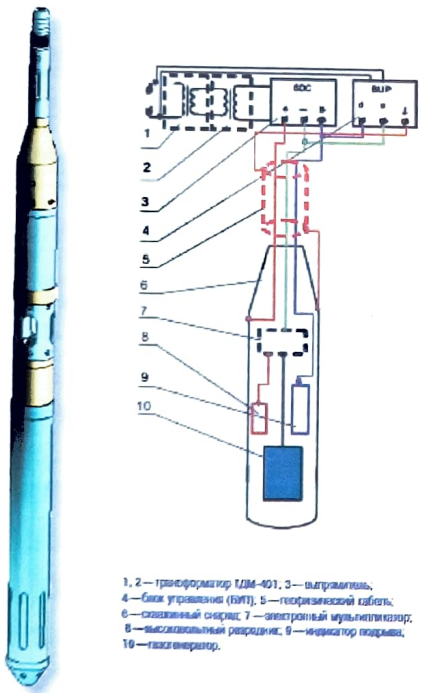
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ТюменНИИгипрогаз

представляет

ГИСК - новый многофункциональный газодинамический источник сейсмических колебаний

Стендовые испытания ГИСК



1, 2 — трансформатор ТДМ-401, 3 — выпрямитель, 4 — блок управления (БИП), 5 — геофизический кабель, 6 — скважинный снаряд, 7 — электронный мультипликатор, 8 — высоковольтный разрядник, 9 — индикатор взрыва, 10 — газогенератор.

Схема устройства

Подготовка ГИСК для исследований

НАЗНАЧЕНИЕ

ГИСК предназначен для создания надежной геолого-геофизической основы разработки месторождений углеводородов путем проведения сейсмических исследований в транзитных зонах, в скважинах, в частности, прямого и обращенного вертикального сейсмического профилирования (ВСП), межскважинного прозвучивания (МП), в неглубоких водонаполненных скважинах (НВС). а также для контроля положения ГВК и НВК.

СОСТАВ ИЗДЕЛИЯ

ГИСК включает высоковольтный генератор, генератор тока, глубинный снаряд, содержащий генератор взрывоспособной газовой смеси, высоковольтный разрядник и индикатор взрыва. Спуск и подъем глубинного снаряда производится каротажным подъемником ПКС-5.

ПРЕИМУЩЕСТВА

В отличие от традиционных импульсных сейсмических источников ГИСК обладает следующими преимуществами:

- полной безопасностью для обслуживающего персонала,
- экологической безопасностью для окружающей среды,
- созданием серии импульсов без подъема глубинного снаряда,
- дистанционным контролем и дозированием интенсивности колебаний,
- широким диапазоном применения: ВСП, МП, НВС, контроль ГВК и НВК,
- проведете сейсмических работ в транзитных зонах,
- технологической и экономической эффективностью.

В 2004-2005 гг. ГИСК использован сейсмопартией №5 ОАО "Кострома геофизика" на скв.№ 5 "Скалинская", а также Азовской сейсмопартией ГНЦ ФГУГП "Южморгеология" НИИ "ЮМГСейс" в акватории речного порта г. Саратова.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Потребляемая мощность, кВт	4-9
Напряжение, В	220-600
Рабочий ток, А	50-100
Энергия взрывного импульса, кДж	5-3000
Тротиловый эквивалент газовой смеси, г	1,5-600
Диапазон глубин спуска снаряда, м	0,5-3000
Габариты глубинного снаряда, мм	85 x 1950
Масса установки, кг	142

Специальные дискретные вейвлеты для обработки сейсмических данных

К.А. Дунаева, О.М. Сагайдачная, ФГУП Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск

Введение

Вейвлеты являются относительно новым математическим инструментом, активно используемым при обработке информации, в том числе в известных программных пакетах Corel Draw, MATLAB, Mathcad и Mathematica [1]. Широкий набор базовых функций вейвлетов позволяет адаптировать их к решению различных задач обработки сигналов: декомпозиции, реставрации и идентификации сигналов, удаления шумовой компоненты, сжатия файлов данных и т.д.

В основе алгоритма дискретного вейвлет-преобразования лежит использование двух связанных между собой цифровых фильтров, один из которых является сглаживающим, а второй - детализирующим, т.е. настроенным на особенности сигнала, размеры которых согласуются с эффективной шириной фильтра. Последовательное применение нескольких итераций вейвлет-преобразования позволяет получить однозначное либо "избыточное" вейвлет-разложение (вейвлет-спектрограмму) сигнала.

Вейвлет-спектрограммы в целом достаточно информативны и, в отличие от Фурье-спектрограмм, позволяют уверенно выявлять локальные особенности функций, обеспечивая их привязку по координатам n-мерного пространства.

В сейсморазведке при анализе волнового поля в качестве порождающего вейвлета обычно используется Морле-вейвлет [2]. Наши исследования были направлены на решение задач обработки сейсмических и вибросейсмических данных с использованием специально построенных классов вейвлетов на основе сейсмических импульсов.

Основы дискретного ортогонального вейвлет-преобразования

Подобно быстрому преобразованию Фурье (БПФ, FFT), дискретное вейвлет (wavelet)-преобразование (DWT) - быстрое линейное преобразование, которое оперирует вектором данных, преобразовывая его в цифровой форме в вектор той же длины [3]. Длина вектора данных (N) должна нацело делиться на некоторую степень числа 2, иначе вектор данных дополняется нулями до необходимой длины. В случае использования ортогонального вейвлета, дискретное вейвлет-преобразование легко обратимо, матрица обратного вейвлет-преобразования вычисляется путем транспонирования матрицы прямого вейвлет-преобразования. Вычисление как прямого, так и обратного вейвлет-преобразований занимает O(N) операций, что меньше, чем для быстрого преобразования Фурье, для которого число операций равно O(N*log(N)).

Матрица прямого однозначного дискретного вейвлет-преобразования (рис. 1) конструируется в виде двух связанных между собой цифровых фильтров, один из которых является сглаживающим, а второй - детализирующим, т.е. настроенным на особенности сигнала, размеры которых согласуются с эффективной шириной фильтра. Вейвлет-преобразование, по существу, представляет собой аналог оптимальной согласованной фильтрации, для реализации которой задается сигнал известной формы. Вектор преобразованных данных разделяется на "гладкую" и "детализирующую" составляющие, каждая из которых состоит из N/2 отсчетов. В последующем "гладкая" часть может быть также разделена на гладкую ("гладкость 2 порядка") и детализирующую (2 порядка) части, и т.д. При проведении каждого следующего вейвлет-преобразования детализирующие части, полученные ранее, сохраняются неизменными. Такое последовательное применение нескольких итераций вейвлет-преобразований позволяет получить однозначное вейвлет-разложение (вейвлет-спектрограмму) сигнала, которое в дальнейшем может использоваться для фильтрации и сжатия данных (рис. 2). Для получения "избыточного" вейвлет-разложения на каждой итерации вейвлет-преобразования получают по N отсчётов как "гладких", так и "детализирующих" коэффициентов.

Основа алгоритма сжатия заключается в проведении нескольких итераций прямых вейвлет-преобразований и в последующем разделении данных. Если предположить, что самые мелкие детали связаны с некоторой помехой

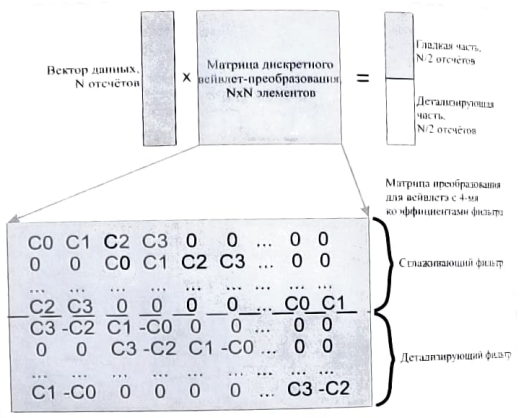


Рис. 1. Вычислительная схема одной итерации дискретного вейвлет-преобразования

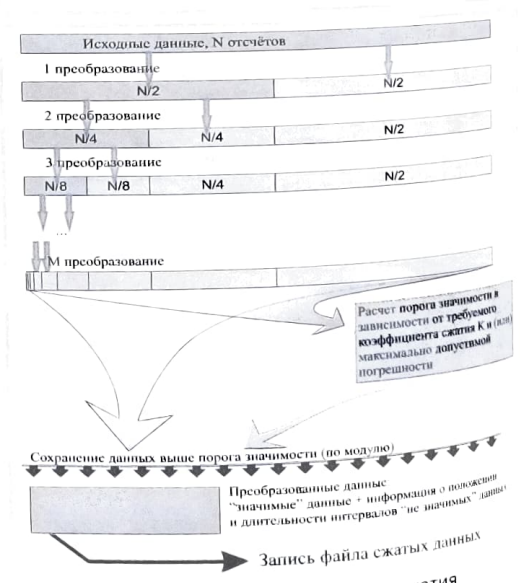


Рис. 2. Схема дискретного вейвлет-сжатия

(шумом), то, полагая коэффициенты из соответствующей детализирующей части первого уровня равными нулю, при восстановлении сигнала мы, с одной стороны, можем хранить вместо исходного вектора длины N вдвое меньший объем чисел (N/2 вейвлет-коэффициентов), а с другой стороны, уменьшим шумовую компоненту сигнала. Аналогично, если положить равными нулю коэффициенты детализирующей части второго уровня, то можно исходную информацию уменьшить в 4 раза и хранить лишь N/4 вейвлет-коэффициентов для последующего восстановления сигнала.

Но подход к уменьшению объема данных, основанный на исключении коэффициентов заданного уровня, не является наилучшим.

Коэффициенты детализирующих частей разных уровней могут описывать как детализацию помех, так и локальные изменения полезного сигнала. Поэтому целесообразнее применить алгоритм сжатия, при котором исключаются данные, меньшие некоторого порога значимости, который определяется из требований допустимой погрешности восстановления данных и (или) заданного коэффициента сжатия. В результате в векторе данных сжатого сигнала сохраняются все данные выше порога значимости (по модулю).

Апробация на математических моделях и полевых сейсмограммах широко известных классов дискретных ортогональных вейвлетов, таких как Daubechies, Coiflet, Symlet, показала практическую применимость их для выделения сейсмических сигналов и подавления помех, а также для сжатия данных в 2-3 раза. При сжатии в 8-10 раз искажения сейсмического сигнала существенны. Более допустимое увеличение коэффициента сжатия стало возможным с использованием специализированных классов вейвлетов, построенных на сейсмических импульсах.

Алгоритм построения дискретных ортогональных вейвлетов

Класс вейвлетов на основе сейсмических импульсов был разработан с использованием оригинального алгоритма итерационного построения дискретных ортогональных вейвлетов, суть которого в следующем. Дискретный ортонормированный вейвлет из L коэффициентов (L - четное) по построению должен удовлетворять условию нормировки и условиям независимости, всего L/2 условий:

$\sum_{i=0}^{i<L} C_i^2 = 1$ - условие нормировки,

$$\sum_{i=0}^{L-2l-1} C_i \cdot C_{i+2*l} = 0 \quad ,0<l<=L/2-1$$

условие независимости функций базиса (L/2-1 уравнений).

Для однозначного решения этой системы из L/2 уравнений для L неизвестных, ее необходимо доопределить недостающими условиями. Это можно сделать разными способами. При построении вейвлета, похожего на волновой импульс K(t), предлагается, например, приравнять часть коэффициентов значениям K(t) в дискретных точках:

$C_i = K(i \cdot \Delta t + \delta) \cdot \lambda$, i=0..L/2. (L/2+1 уравнений),

где Δt - интервал дискретизации, δ - параметр сдвига дискретизации. Вспомогательный параметр λ вводится, чтобы разрешить условие нормировки вне зависимости от размера явно заданных коэффициентов дискретизированного импульса K(t).

Далее ищется решение системы из L+1 уравнений для L+1 неизвестных (L неизвестных - коэффициенты дискретного вейвлета и одна неизвестная - λ). Необходимо отметить, что эта система не является линейной в общем случае и может быть аналитически решена лишь для ограниченного числа значений L.

Найденный набор коэффициентов по построению удовлетворяет всем необходимым требованиям и формально является дискретным ортогональным вейвлетом. Однако, он может оказаться практически неприменим для обработки сейсмических (вибросейсмических) данных, и это должно быть проверено.

В общем случае, большинство вейвлетов, получаемых на этом шаге, оказывается непригодно к использованию (т.к. при жестком задании первых L/2 +1 коэффициентов, остальные могут "разбежаться" при удовлетворении условий ортонормированности, и получаемый вейвлет может потерять гладкость). Гладкие свойства вейвлета исправляются итерационным методом с использованием, в частности, вариации параметра сдвига дискретизации δ . Также необходимым условием "удовлетворительной гладкости" вейвлета можно считать требование, чтобы средняя амплитуда исходно жестко заданных коэффициентов превышала таковую для коэффициентов, вычисленных из предложенной выше системы уравнений:

$$\frac{1}{L/2+1}\sum_{i=0}^{L/2}|C_i| > \frac{1}{L/2-1}\sum_{i=L/2+1}^{L-1}|C_i|$$

Построение дискретных ортогональных вейвлетов на основе сейсмического импульса Клаудера

Построение специального дискретного вейвлета Kld реализовано на основе волнового импульса Клаудера K(t), который описывает в области главного максимума автокорреляционную функцию вибросейсмического свип-сигнала [4]:

$$K(t) = \frac{\sin(\pi \cdot \Delta F \cdot t)}{\pi \cdot \Delta F \cdot t} \cdot \cos(2\pi \cdot fsr \cdot t)$$

, где ΔF - полоса частот управляющего сигнала, $fsr = \frac{f=+f:}{2}$ -средняя частота управляющего сигнала, $-\frac{1}{fsr} \le t \le \frac{1}{fsr}$.

Общая схема построения специального дискретного вейвлета Kld приведена на рис. 3.

Оценка гладкости построенного вейвлета Kld (L=10, при начальных параметрах: полоса частот 7,519 - 11,035 Гц, частота дискретизации исходных виброграмм 62,5 Гц) может быть проведена, в частности, на основе сравнений относительных погрешностей сжатия - восстановления (для разных коэффициентов сжатия), которые приведены на рис. 4. На рис. 4а показана относительная погрешность восстановления (D) для разных коэффициентов сжатия (k) и для разных значений параметра сдвига дискретизации (δ). Наилучшие результаты при обработке реальных коррелограмм были получены с вейвлетом Kld (L=10) при сдвиге δ =2,7784.

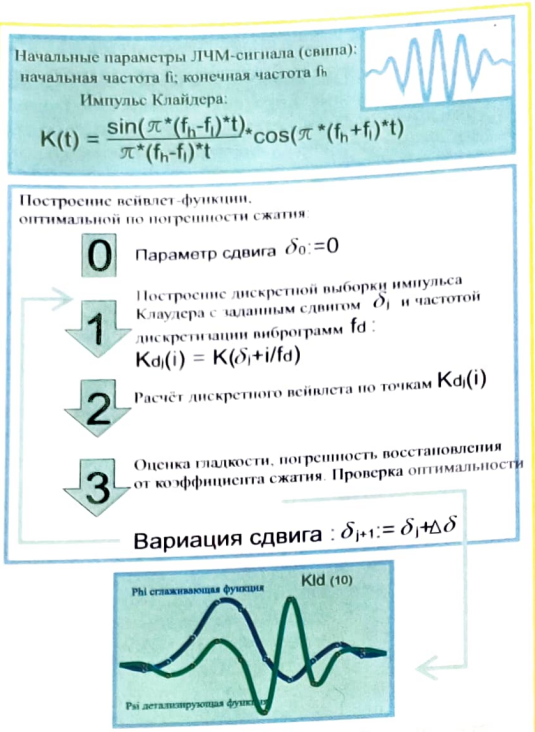


Рис. 3. Алгоритм построения дискретных вейвлетов на основе волнового импульса Клаудера

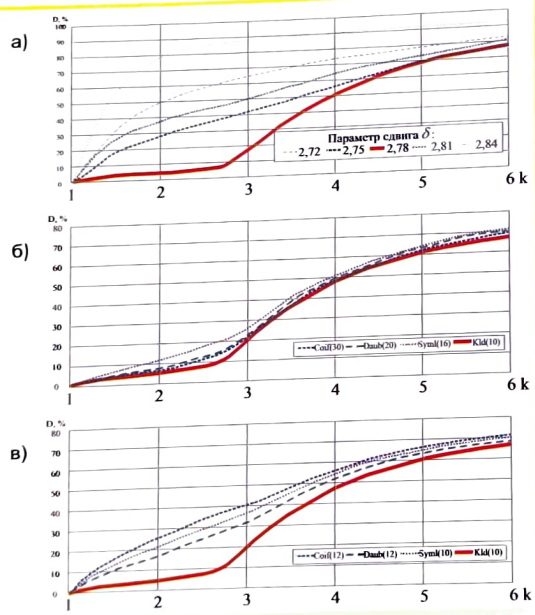


Рис. 4. Вычисленная погрешность (D) вейвлет-сжатия восстановления реальных данных:
а) вейвлет Kld для различных сдвигов δ; б) вейвлеты Kld (L=10, δ=2,7784), Daubechies L=20), Coiflet (L=30), Symlet (L=16); в) вейвлеты Kld (L=10, =2,7784), Daubechies (L=12), Coiflet (L=12), Symlet (L=10)

Оценить эффективность применения специализированного вейвлета Kld для сжатия восстановления коррелограмм можно в сравнении с аналогичным применением известных вейвлетов из классов Daubechies, Coi et, Symlet (рис. 4б в). Вейвлет Kld уже при 10 коэффициентах дает результаты заметно лучше, чем любые вейвлеты из известных ранее классов с 20 и даже 30 коэффициентами, реализация которых требует значительно больше времени для [illegible]отки [5].

Результаты применения [illegible]циальных дискретных вейвлетов

На математических моделях [illegible] реальных материалах показана практическа[illegible]значимость использования специальных вейвлетов, построенных на основе волновых импульсов.

Разработанный программно-алгоритмический аппарат вейвлет-преобразования был опробован на сейсмических записях, полученных на удалениях до 300 км с использованием мощного 40-тонного вибратора ЦВП-40 по методике глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) на опорном геофизическом профиле 2-ДВ (Магаданская обл.). Вибратор генерировал свип-сигнал в диапазоне частот от 6 Гц до 12 Гц. Длительность вибросейсмического сеанса составляла около одного часа.

Для сжатия коррелограмм использовались вейвлеты с наибольшим числом коэффициентов (лучшей гладкостью). При сжатии с небольшими коэффициентами (до 2-3) происходит частичная фильтрация высокочастотной шумовой составляющей. В интервалах прослеживания целевых волн, которые имеют относительно высокую интенсивность, информация передается практически без искажений и при значительных коэффициентах сжатия. Для записей с высоким соотношением сигнал/шум при использовании специализированного вейвлета Kld можно сжимать коррелограммы в десятки раз, не искажая при этом характеристики доминирующих по интенсивности волн, например, в первых вступлениях (рис. 5).

Однозначное вейвлет-разложение содержит на каждом уровне детализации объем данных вдвое меньший, чем на предыдущем уровне. Суммарный объем коэффициентов вейвлет-разложения (сглаженный+детализирующие уровни) всегда равен исходному объему обрабатываемых данных. Такое разложение используется для фильтрации и сжатия сейсмических записей, дает наглядное представление о том, какая информация будет исключена в первую очередь при вейвлет-сжатии данных, что позволяет визуально оценить и подобрать оптимальный уровень сжатия с сохранением значимой информации, а так же выбрать наилучший вейвлет.

Избыточные вейвлет-спектрограммы на каждом уровне детализации содержат одно и то же число отсчетов, равное числу отсчетов в исходных данных, предоставляют возможность точнее локализовать их особенности, например, времена вступления целевых волн (рис. 6). При рассмотрении вейвлет-спектрограмм сейсмических сигналов, использование специальных "сейсмических" дискретных вейвлетов дает более четкую картину, чем использование известных вейвлетов из классов Daubechies: Coi et, Symlet.

Заключение

Эффективность вейвлет-преобразования и возможности обработки и интерпретации сейсмических данных существенно зависят от выбора вейвлета. Применение специальных дискретных вейвлетов, построенных на основе сейсмических импульсов, увеличивает качество обработки данных. Последовательное применение нескольких итераций вейвлет-преобразований позволяет получить однозначное любое "избыточное" вейвлет-разложение (вейвлет-спектрограмму) сигнала. Вейвлет-спектрограмма обеспечивает достаточно точную локализацию особенностей сигнала в вейвлет-частотной и временной области, и, в отличие от Фурье-спектрограмм, позволяют уверенно выявлять локальные особенности функций, обеспечивая их привязку по координатам n-мерного прос

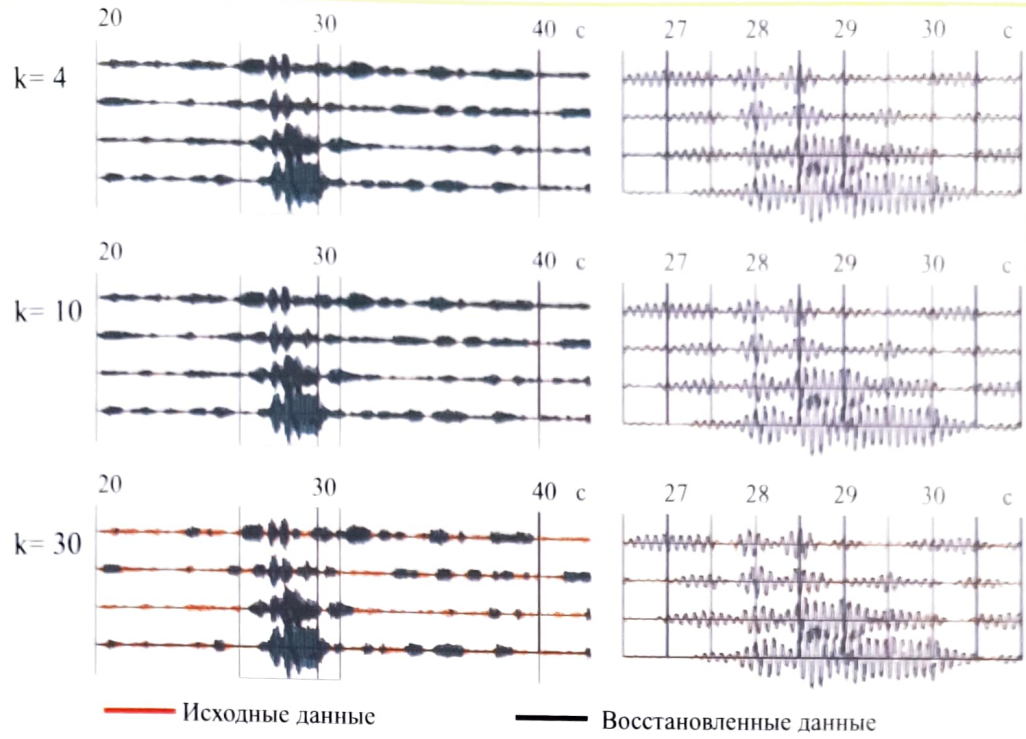


Рис. 5. Исходная и восстановленные коррелограммы, при разных коэффициентах сжатия с использованием вейвлета Kld (L=10)

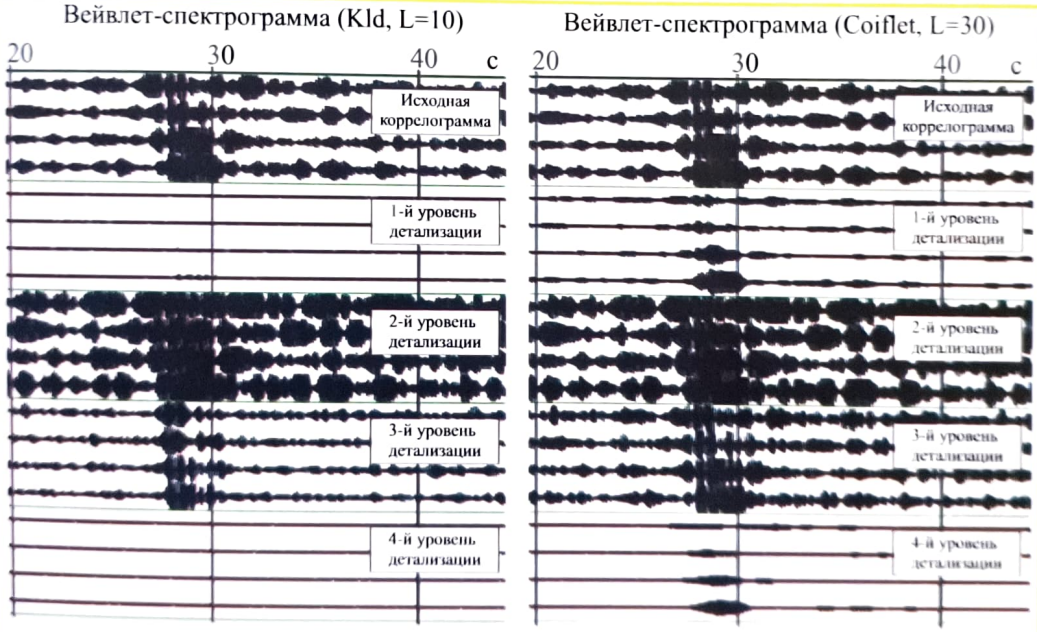


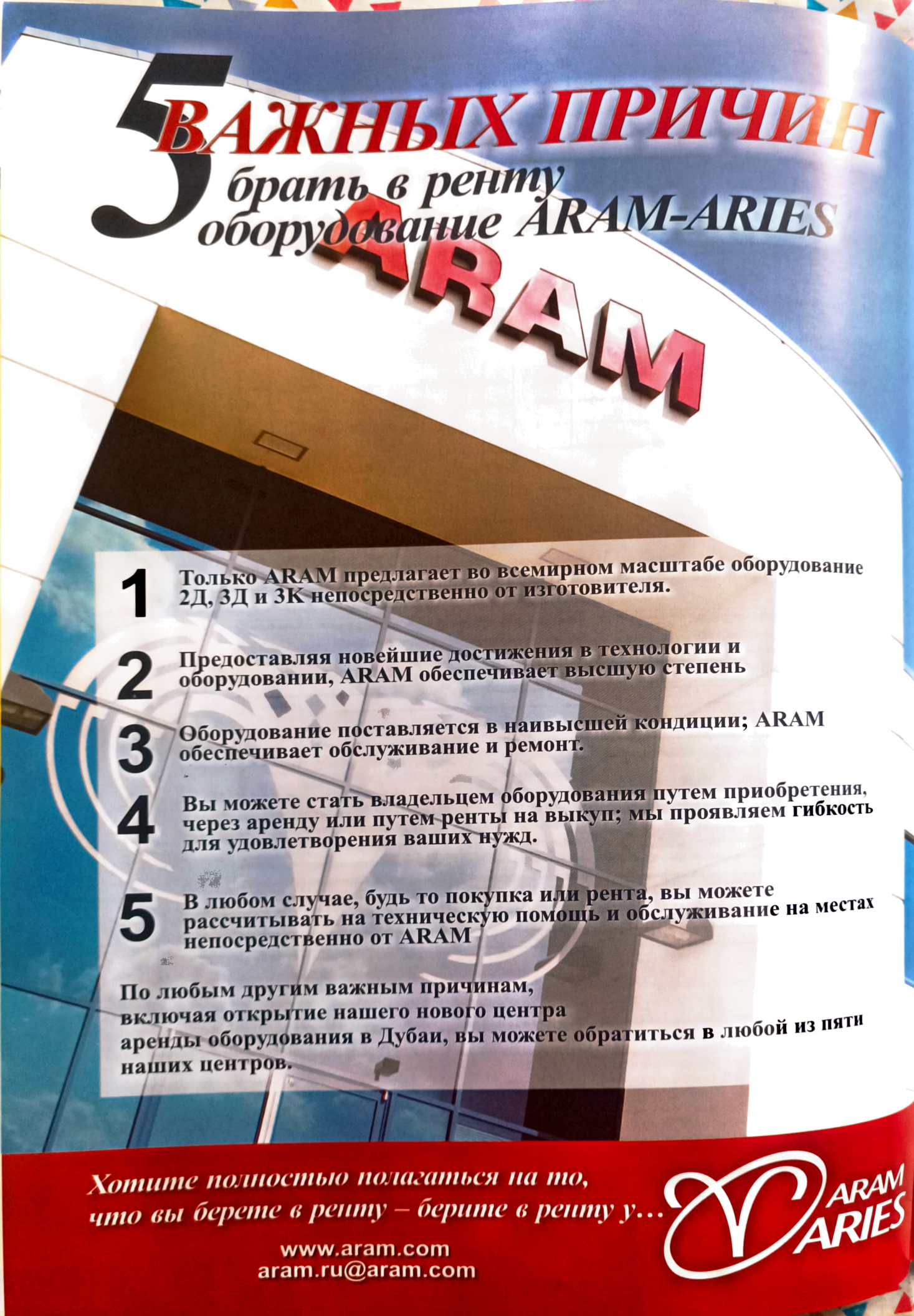
Рис. 6. Избыточные вейвлет-спектрограммы сейсмической записи

транства.

Реализованный аппарат дискретного вейвлет-преобразования и основанный на нем кратно-разрешающий анализ обеспечивают возможность сжатия (до 10 раз) сейсмической информации с сохранением динамических характеристик волн. При сравнении вейвлетов из разных классов, построенный вейвлет Kld уже при 10 коэффициентах дает лучшие результаты, чем известные вейвлеты с 20 и 30 коэффициентами из классов Daubechies, Coiflet, Symlet.

Литература:

1. Дьяконов В.А. Вейвлеты. От теории к практике // М. СОЛОН-Пресс, 2004. – 400 с.
2. Никитин А.А. Новые приемы обработки геофизических данных и их известные аналоги // Геофизика, 2006, 4, с. 11-15.
3. Добеши И. Десять лекций по вейвлетам // Ижевск: НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2001. – 464 с.
4. Вибрационная сейсморазведка /М.Б. Шнеерсон, О.А. Потапов, В.А. Гродзенский и др.; Под ред. М.Б. Шнеерсона. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
5. Dunaeva K.A., Sagaydachnaya O.M. The processing of seismic data with help of building special discrete wavelets // Extended Abstracts, International Conference & Exhibition (Saint


5 ВАЖНЫХ ПРИЧИН
брать в ренту
оборудование ARAM-ARIES
ARAM
1 Только ARAM предлагает во всемирном масштабе оборудование 2Д, 3Д и 3К непосредственно от изготовителя.
2 Предоставляя новейшие достижения в технологии и оборудовании, ARAM обеспечивает высшую степень
3 Оборудование поставляется в наивысшей кондиции; ARAM обеспечивает обслуживание и ремонт.
4 Вы можете стать владельцем оборудования путем приобретения, через аренду или путем ренты на выкуп; мы проявляем гибкость для удовлетворения ваших нужд.
5 В любом случае, будь то покупка или рента, вы можете рассчитывать на техническую помощь и обслуживание на местах непосредственно от ARAM
По любым другим важным причинам, включая открытие нашего нового центра аренды оборудования в Дубаи, вы можете обратиться в любой из пяти наших центров.
Хотите полностью полагаться на то, что вы берете в ренту – берите в ренту у…
ARAM ARIES
www.aram.com
aram.ru@aram.com

Использование атрибутов кривизны для решения задач структурной интерпретации

А.Е. Артемьев, Р.А Федорчук, ОАО "Саратовнефтегеофизика", г. Саратов

Введение

Одно из основных направлений разведки нефти и газа в Саратовском Поволжье связанно с тектонически-экранированными структурами нижнего терригенного комплекса осадочного чехла в зоне сопряжения Бузулукской впадины с Жигулевско-Пугачевским сводом, Степновского сложного вала и "кольца" Саратовских дислокаций с обрамляющими землями в "створе" Рязано-Саратовского прогиба. Для этой территории характерно широкое развитие дизъюнктивных нарушений предтиманской и предфаменской тектонических фаз. Все представляющие разведочный интерес структуры имеют антиклинально-блоковое строение и обусловлены сбросами и грабенами предтиманского возраста амплитудой от 40 до 85м. С предфаменской тектонической фазой связано образование региональных разломов амплитудой до 300-350м. В таких сложных геологических условиях, для повышения эффективности интерпретации данных сейсморазведки, возникает необходимость использовать специализированные процедуры обработки и интерпретации, позволяющие более точно определять положение тектонических объектов. При этом наибольшее распространение в практике сейсмической интерпретации получили такие методы, как анализ мгновенных параметров и атрибутов когерентности. В настоящее время существует большое количество сейсмических атрибутов, которые могут оказать помощь геофизику при изучении тектонических нарушений [6,7,8,12].

В данной работе для решения этой задачи авторами сделана попытка использовать атрибуты кривизны поверхности, вычисляемые по структурным картам. Методы, использующие теорию кривизны, давно применяются для решения различных задач в геодезии и гравиразведке [3], а также в других дисциплинах [10]. Примеры использования теории кривизны в сейсмическом методе приведены в работах [2,6-12]. Там же приведены списки соответствующей литературы.

Теория кривизны

Теория кривизны имеет долгую историю, но современный вид она приобрела после того, как в 1827 Гаусс опубликовал свою фундаментальную работу "Общее исследование о кривых поверхностях". Кривизна представляет собой свойство кривой, которое показывает, как кривая в каждой точке отличается от прямой. Для определения понятия кривизны обратимся к рисунку 1. Пусть P произвольная точка кривой, а Q, близкая к P точка кривой. Обозначим $\Delta\theta$ угол между касательными к кривой в точках P и Q, а Δs - длину дуги отрезка PQ. Тогда кривизну кривой в точке P можно определить как предел отношения угла $\Delta\theta$ к длине соответствующей дуги, при стремлении последней к нулю:

$$K = \lim_{\Delta s \to 0} \frac{\Delta\theta}{\Delta s} = \frac{d\theta}{ds} \qquad (1)$$

На плоскости, где введена декартова прямоугольная система координат, длина элемента дуги ds может быть выражена по теореме Пифагора:

$$ds^2 = dx^2 + dy^2 \quad \text{или} \quad \frac{ds}{dx} = \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2}.$$

Учитывая, что $\theta = arctg\left(\frac{dy}{dx}\right)$, можно записать выражение для кривизны (1) в следующем виде:

$$K = \frac{d\theta}{ds} = \frac{d^2y/dx^2}{\left[1 + (dy/dx)^2\right]^{3/2}} \qquad (2)$$

Формула (2) позволяет найти выражение для кривизны произвольной кривой, заданной уравнением $y=f(x)$. Величина обратная кривизне носит название радиуса кривизны и связана с понятием соприкасающейся окружности. Соприкасающейся окружностью плоской кривой в точке P называется предельное положение окружности, проходящей через P и две соседние точки кривой Q_1 и Q_2, при стремлении Q_1 и Q_2 к P, как это показано на рисунке 2.

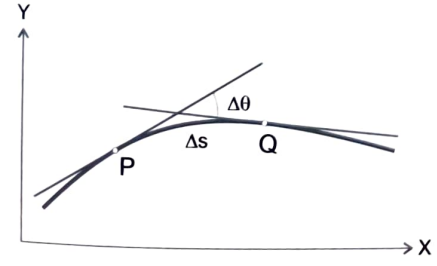


Рис. 1. К определению понятия кривизны

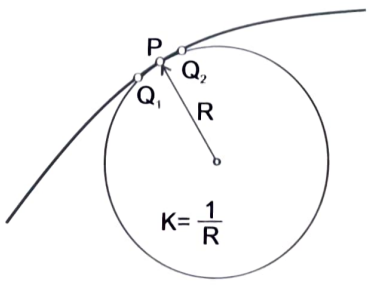


Рис. 2. Соприкасающаяся окружность

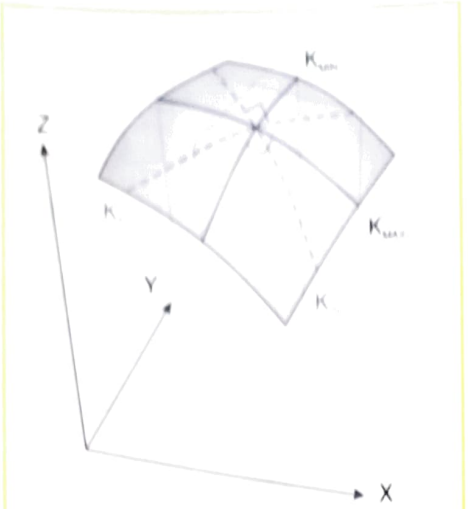


Рис. 3. Нормальные сечения поверхности, соответствующие различным атрибутам кривизны [9]

Двумерная теория кривизны может быть расширена на случай трех измерений. В этом случае, кривая может быть представлена как результат сечения поверхности плоскостью. Пересечение плоскости и поверхности описывает кривую, кривизна которой может быть вычислена в каждой точке. Очевидно, что существует неограниченное число сечений, которые могут быть получены, и, следовательно, неограниченное число кривизн, которые могут быть вычислены. При этом наиболее полезно такое подмножество сечений, которое ортогонально поверхности и называется нормальными кривизнами. Отметим наиболее важные для нас свойства указанного подмножества сечений. Во-первых, средняя из двух любых ортогональных нормальных кривизн в точке поверхности является постоянной и определяется как средняя кривизна:

$$K_{mean} = \frac{K_1 + K_2}{2} = \frac{K_{max} + K_{min}}{2}, \quad (3)$$

где K_1 и K_2 представляют любую пару ортогональных нормальных кривизн. Во-вторых, из неограниченного числа нормальных кривизн, которые проходят через частную точку поверхности, существует единственная кривая, которая определяет наибольшую абсолютную кривизну. Она называется максимальной кривизной K_{max}. Кривая, перпендикулярная к Kmax, называется минимальной кривизной K_{min}. Эти два атрибута поверхности называются главными кривизнами (рисунок 3).

Любая другая нормальная кривизна K_N может быть найдена из главных кривизн по формуле Эйлера:

$$K_N = K_{max}\cos^2\delta + K_{min}\sin^2\delta, \quad (4)$$

где δ - угол между плоскостью частной нормальной кривизны K_N и плоскостью максимальной кривизны K_{max}. Третья важная характеристика поверхности связана с произведением главных кривизн:

$$K_G = K_{max}K_{min}. \quad (5)$$

Этот тип кривизны называется полной или гауссовой кривизной поверхности.

Математические вопросы, связанные с определением выражений для гауссовой кривизны поверхности, рассмотрены авторами в [1] и работе [2]. Для поверхности в декартовых координатах $z = z(x, y)$ эти выражения выглядят следующим образом:

$$K_{mean} = \frac{(1+q^2)r - 2pqs + (1+p^2)t}{2(1+p^2+q^2)^{3/2}}, \quad (6)$$

$$K_G = \frac{rt - s^2}{(1+p^2+q^2)^2}, \quad (7)$$

где $p = dz/dx$, $q = dz/dy$, $r = d^2z/dx^2$, $s = d^2z/dxdy$, $t = d^2z/dy^2$.

Для заинтересованного читателя также могут быть полезны классические книги по дифференциальной геометрии [4] и [5].

Атрибуты кривизны

Аппарат дифференциальной геометрии, изложенный в предыдущем разделе, применим к поверхностям, заданным уравнением вида $z = z(x, y)$.

Поскольку анализируемая поверхность (карта) не является аналитически заданной функцией, необходимо построить некоторую поверхность, наилучшим образом аппроксимирующую исследуемую карту в смысле метода наименьших квадратов. В процессе вычисления кривизны, в каждой конкретной точке формируется локальная поверхность второго порядка, определяемая уравнением:

$$z(x, y) = ax^2 + by^2 + cxy + dx + ey + f \quad (8)$$

Коэффициенты этого уравнения могут быть вычислены путем решения системы нормальных уравнений. Разностная схема, использующая девять точек, описана в работе [10]. Также известны схемы, использующие большее число точек и требующие решения большего числа нормальных уравнений. Коэффициентами уравнения (8) определяются все возможные типы атрибутов кривизны поверхности. Различными авторами [6-12] было предложено большое количество атрибутов кривизны, из которых мы выбрали наиболее часто используемые в практике интерпретации данных сейсморазведки:

- Средняя кривизна(K_{mean});
- Гауссова кривизна (K_G);
- Максимальная и минимальная кривизна (K_{max} и K_{min});
- Наибольшая положительная и наибольшая отрицательная кривизна (K1 и K2);
- Кривизна наклона(K_{dip});
- Тангенциальная кривизна(K_s);
- Контурная кривизна (K_c);
- Степень кривизны (C);
- Индекс формы (S);
- Азимут максимальной кривизны (ψ).

Подробное описание и сравнительный анализ различных атрибутов приводится авторами в работе [2]. Например, средняя кривизна, как было показано выше, играет огромную роль в теории поверхностей, но сама по себе она не относится к наиболее полезным атрибутам. Тем не менее, средняя кривизна важна для нас, поскольку используется для вычисления других атрибутов. Некоторые авторы (см., например, работу [9]), использовали гауссову кривизну как инструмент выделения тектонических

нарушений. Но позже было показано [6,7,8,10,11,12], что гауссова кривизна не является лучшим атрибутом для этой цели. Очень интересный пример использования степени кривизны по данным морской сейсморазведки, полученным в Аргентине, дается в работе [11]. В результате экспериментов авторами было установлено, что одним из наиболее эффективных средств картирования дизъюнктивных нарушений является использование наибольшей положительной и наибольшей отрицательной кривизны. Как будет показано ниже, самым эффективным для решения задачи выявления дизъюнктивных нарушений по данным сейсморазведки из всех рассмотренных в данной работе атрибутов оказался атрибут K_{dip}.

Программная реализация

Для вычисления атрибутов кривизны, расмотренных в предыдущем разделе, авторами было создано автономное приложение для персональных компьютеров под управлением операционной системы Microsoft Windows. Это приложение получило название «CMap». Схематично алгоритм работы программы «CMap» можно изобразить следующим образом:

- чтение исходных данных в формате XYZ;
- применение фильтра к исходным данным;
- вычисление коэффициентов уравнения (8);
- расчет атрибутов кривизны;
- нормировка результатов вычислений;
- запись результатов в файлы формата XYZ.

На вход программы подаются результаты структурной интерпретации сейсмических данных в виде текстовых файлов в формате XYZ, где X и Y – прямоугольные координаты, а Z – параметр. В качестве прямоугольных координат могут быть использованы реальные топографические координаты, либо номера X,Y линий 3D съемки. В качестве параметра могут быть приняты значения глубин или же времена T_0 сейсмических горизонтов.

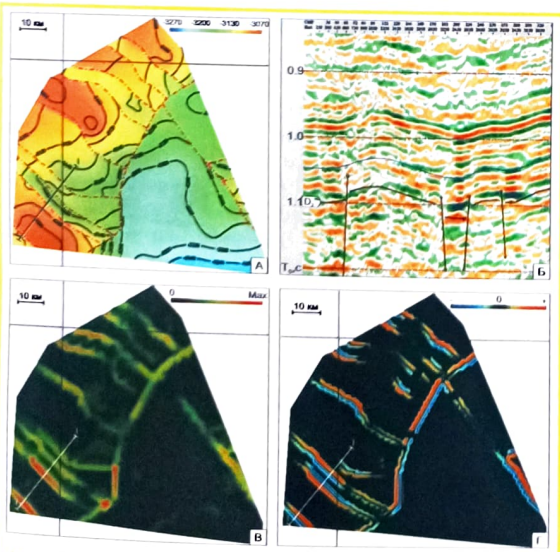


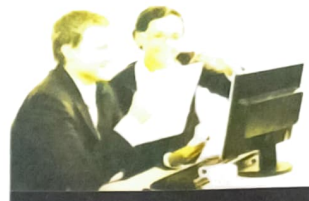
Рис. 4. Результаты расчета атрибутов кривизны по эталонным данным:
А - структурная карта по горизонту D^2_{vb};
Б - фрагмент временного разреза по линии I-I;
В - карта атрибута K_+;
Г - карта атрибута K_{dip}

Программа дает возможность производить по желанию пользователя одновременный расчет всех атрибутов кривизны, либо только необходимых в данный момент для работы пользователя. Применение фильтра и нормировки также оставляется на усмотрение пользователя. Запись вычисленных атрибутов производится в директорию указанную пользователем в виде текстовых файлов в формате XYZ.

Результаты

При изучении любого нового геофизического метода, опробовании нового алгоритма или программы необходимо выполнить их тестирование на модельных либо эталонных данных, учитывающих всю существенную для решения геологической задачи информацию и, вместе с тем, достаточно простых по строению. Только после получения удовлетворительных результатов по эталонным данным, можно переходить к работе с более сложными реальными данными. В качестве таких эталонных данных была использована структурная карта, интерпретированная с учетом тектонических нарушений. Результаты расчета атрибутов по этим данным с использованием программы «CMap» приведены на рисунке 4. В верхней части этого рисунка кроме исходной карты приведен временной разрез, на котором показаны разрывные нарушения, связанные с предтиманской фазой тектогенеза. В нижней части рисунка показаны карты двух из наиболее информативных атрибутов кривизны. Многие исследователи приводят в своих работах атрибуты наибольшей положительной и отрицательной кривизны как наиболее информативные. Наш опыт работы с атрибутами кривизны показал, что наиболее интересным в связи с задачами выявления и картирования дизъюнктивных нарушений являются такие атрибуты как K_{dip}, K_+, K_-. На карте атрбута K_+ (рисунок 4В) мы можем видеть хорошее совпадение изолиний кривизны с линиями тектонических нарушений, проведенных интерпретатором по исходной карте. Еще лучший результат удалось получить при использовании карты атрибута K_{dip}. Изолинии K_{dip} почти в точности повторяют заданные в исходных данных линии тектонических нарушений. Точное положение сечения поверхности отражающего горизонта плоскостью сбрасывателя может быть определено по смене знака значений кривизны, то есть по переходу с красного на синий цвет (рисунок 4Г).

Перед тем как перейти непосредственно к рассмотрению результатов расчета атрибутов по неинтерпретированным данным, необходимо кратко остановиться на вопросах, связанных с подготовкой исходной карты. Из формул (6) и (7) следует, что кривизна тесно связана со вторыми производными поверхности. Известно, что процедура дифференцирования очень чувствительна к шумам, которые могут присутствовать на исходной карте. По этой причине необходимо использовать различ-



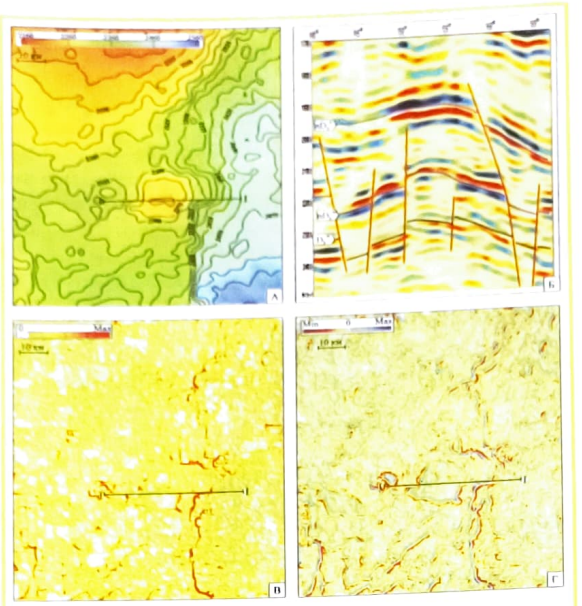


Рис. 5: Результаты расчета атрибутов кривизны по Осиновской площади:
А - структурная карта по горизонту D^2_{vb};
Б - фрагмент временного разреза по линии I-I;
В - карта атрибута K_+;
Г - карта атрибута K_{dip}

ные типы двумерных фильтров, например, итеративный медианный фильтр или фильтрация методом взвешенного среднего. При этом следует использовать очень мягкие параметры, поскольку в противном случае можно понизить разрешенность данных и исказить положения разломов на картах атрибутов. В работе [8] автор рекомендует использовать итеративный медианный фильтр с размером базы , то есть не больше апертуры расчета коэффициентов уравнения (8). Фильтрация данных может быть выполнена в пакетах картпостроения, либо непосредственно в программе «CMap». С этой целью в программу включена выбираемая по желанию пользователя опция фильтрации, с возможностью задания базы фильтра.

Для опробования программы «CMap» было выбрано Осиновское месторождение, расположенное в пределах Степновского мегавала входящего в состав Рязано-Саратовского прогиба. В 2000 году силами ОАО «Саратовнефтегеофизика» на Осиновском месторождении были проведены полевые сейсморазведочные работы методикой ОГТ-3D и выполнена обработка в комплексе Geovecteur Plus (разработка CGG). Геологической задачей работ являлось детальное изучение строения ловушки Осиновского месторождения, картирование блоков, ограниченных разрывными нарушениями различной амплитуды. В 2001 году была выполнена миграция до суммирования в программном комплексе GeoDepth (разработка Paradigm Geophysical) [1]. Фрагмент глубинно-динамического разреза через Осиновскую структуру приведен на рисунке 5Б. Последним горизонтом, участвующим в построении глубинно-скоростной модели для пластовой миграции являлось отражение от подошвы саргаевских отложений (D3sr). Этот горизонт был подвержен тектоническим нарушениям в предфаменскую фазу. Тектонические нарушения предфаменского возраста характеризуются значительными амплитудами и достаточно надежно трассируются даже по немигрированным данным. Наибольший интерес с точки зрения уточнения знаний о геологическом строении ловушки Осиновского месторождения представляло изучение дизъюнктивных нарушений предтиманской фазы. С этой целью авторами и были использованы атрибуты, рассчитанные по программе «CMap». В процессе подготовки исходных данных были выполнены следующие операции:

- ручная корреляция каждой двадцатой X и Y линий горизонта D_2^{vb};
- автоматическая корреляция указанного горизонта;
- фильтрация полученной карты в программе «CMap» на базе 3x3 трассы.

Полученная в результате этих действий карта приведена на рисунке 5А. В центральной части карты хорошо просматривается положение Осиновского поднятия. Для быстрого и эффективного определения местоположения разрывных нарушений, ограничивающих структуру, был произведен расчет атрибутов кривизны. На рисунке 5 показаны карты двух из них - K_- и K_{dip}. Важным аспектом является представление результатов. Здесь необходимо выбрать оптимальный метод построения карты и тщательно подобрать цветовую палитру. Метод взвешенных сумм, первоначально использовавшийся авторами для

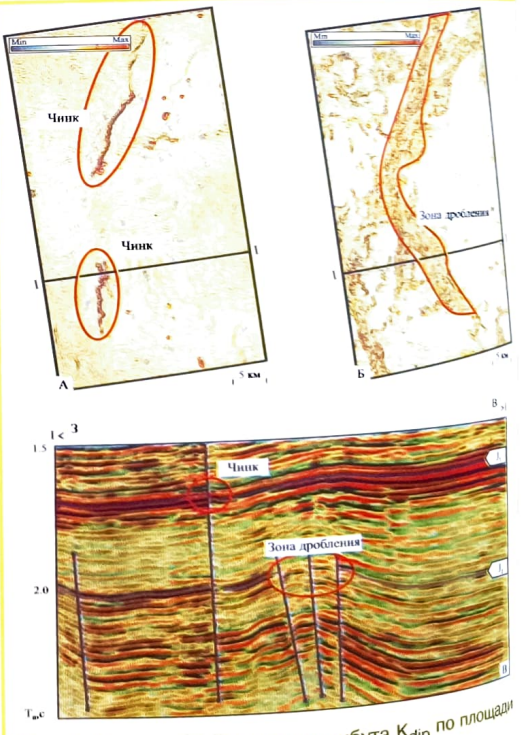


Рис. 6. Результаты расчета атрибута K_{dip} по площади Урга:
А -карта атрибута K_{dip} по горизонту J_3;
Б - карта атрибута K_{dip} по горизонту J_2;
В - фрагмент временного разреза по линии I-I

построения карт атрибутов, оказался неподходящим для этой цели. Значительно лучшие результаты удалось получить с использованием алгоритмов крайгинга. Что касается выбора палитры цветов, то здесь приходится использовать индивидуальную палитру для всех атрибутов на каждой исследуемой площади. Иногда, для лучшего отображения полученных результатов, целесообразно использовать процедуру нормировки, реализованную в программе «CMap». Как видно из рисунка, на карте атрибута K_+ отчетливо проявляется высокоамплитудное разрывное нарушение предфаменского возраста. Его положение с большой степенью точности совпадает с принятой моделью используемой для проведения миграции. Гораздо больший интерес для нас представляли нарушения предтиманского возраста.

Анализ полученных карт атрибутов показал, что для изучения этих объектов наиболее целесообразным является использование карты атрибута K_{dip}. По результатам интерпретации полученных данных удалось уточнить положение разрывных нарушений контролирующих резервуар Осиновского месторождения.

В качестве еще одного примера использования атрибутов кривизны для решения задач структурной интерпретации авторами было выбрано месторождение Урга расположенное в Муйнакском районе Республики Узбекистан. В 2007 году силами ОАО «Саратовнефтегеофизика» на месторождении Урга были выполнены полевые сейсморазведочные работы методикой ОГТ-3D по площади 450 км^2. Данная площадь, в тектоническом отношении, приурочена к западной части Судочьего прогиба и восточному склону Куанышкоскалинского вала. На исследуемой площади отмечается наличие нескольких разновозрастных систем нарушений, соответствующих различным тектоническим фазам и секущих, как фундамент, так и низы осадочного чехла. Имеются и сквозные нарушения, затрагивающие весь разрез осадочного чехла. В частности, в пределах 3D-съемки прослеживается четкое дизъюнктивное нарушение, имеющее наибольшую интенсивность по нижнеюрским горизонтам. Вверх по разрезу амплитуда нарушения несколько уменьшается. По поверхности данное нарушение корреспондируется с зоной крутого склона (чинка) разделяющего плато Устюрт и равнинную территорию долины реки Амударья, а также прибрежной зоны Аральского моря.

Фрагмент временного разреза по линии I-I 3D-съемки Урга показан в нижней части рисунка 6. В верхней части разреза отчетливо прослеживается отражающий горизонт J_3, связанный с кровлей юрского комплекса (кровлей кимеридж-титона). Этот горизонт характеризуется наличием высокоамплитудного дизъюнктивного нарушения, обозначенного на рисунке как "чинк". По нижезалегающим горизонтам наблюдается множество разрывных нарушений, в том числе зона тектонического дробления.

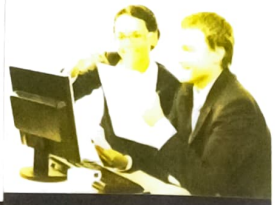
Исходя из опыта предыдущих работ, связанных с анализом атрибутов кривизны, для изучения систем разрывных нарушений авторами был выбран атрибут K_{dip}. На рисунке 6 приведены карты атрибута K_{dip} по горизонтам J_3 и J_2. Изолиниями показаны линии равных времен, измеряемые в секундах. На рисунке 6 (А) отчетливо выделяется зона "чинка". На рисунке 6 (Б) хорошо проявляется разновозрастные системы нарушений, затрагивающие горизонт J_2.

Выводы

Применение разработанной авторами программы «CMap» дает возможность оперативно производить расчет двенадцати атрибутов, связанных с кривизной поверхности. Использование карт атрибутов кривизны позволяет существенно ускорить процесс интерпретации данных 3D сейсморазведки в условиях развития дизъюнктивной тектоники.

Литература

1. Артемьев А.Е., Гавриков А.Г., Федорчук Р.А., 2003, К вопросу о необходимости применения 3D миграции до суммирования в платформенных условиях: Приборы и системы разведочной геофизики, 4, 40-44.
2. Артемьев А.Е., Федорчук Р.А., 2006, Атрибуты кривизны и их использование для картирования дизъюнктивных нарушений: Геофизика, 5, 16-21.
3. Гравиразведка: Справочник геофизика, 1990, под ред. Мудрецовой Е.А., Веселова К.Е.: М., Недра.
4. Погорелов А.В., 1974, Дифференциальная геометрия: М., Наука.
5. Рашевский П.К., 1956, Дифференциальная геометрия: М., Физматгиз.
6. Chopra S., Marfurt K., 2005, Seismic attributes – A historical perspective: Geophysics, 70, 3SO-28SO.
7. Chopra S., Marfurt K., 2006, Seismic attributes mapping of structure and stratigraphy: SEG/EAGE Distinguished Instructor Short Course.
8. Klein P., Richard L., James H. 3D curvature attributes: a new approach for seismic interpretation, First Break, 26, 2008, 105-111.
9. Lisle, R. J., 1994, Detection of zones of abnormal strains in structures using Gaussian curvature analysis: AAPG Bulletin, 78, 1811–1819.
10. Roberts A., 2001, Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons: First Break, 19, 85-100.
11. Sigismondi E.M., Soldo J.C., 2003, Curvature attributes and seismic interpretation: Case studies from Argentina basins: The Leading Edge, 22, 1122-1126.
12. Tingdahl K.M. de Rooij M., 2005, Semi-automatic detection of faults in 3D seismic data: Geophysical Prospecting, 53, 533-542.



Технология и результаты исследований сейсмического шума в зоне главного разрыва разрушительного Чуйского землетрясения 2003 года

Куликов В.А., Хогоев Е.А., Нефедкина Т.В., Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, Сагайдачная О.М., Дунаева К.А., Сальников А.С., ФГУП Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья МПР, Россия

Аннотация

Приведены результаты изучения процессов постсобытийного периода разрушительного Чуйского землетрясения 2003 г. методами активного и пассивного сейсмического мониторинга. Исследования проведены в течение 4 лет (2004-2007 гг.) на территории Чуйской впадины. В качестве регистрирующей аппаратуры использованы телеметрическая многоканальная станция СТС-24Р с регистрацией удлиненных сеансов (до 180 с) и бескабельная система РОСА-А с автономной непрерывной записью сейсмических событий.

Были получены уникальные экспериментальные данные по динамике состояния горных пород. Выявлены существенные отличия сейсмического волнового поля, наблюдаемого в трещиноватой зоне и вне её, определены параметры, однозначно характеризующие особенности процесса консолидации среды. Выполнена углубленная обработка полевого экспериментального материала, в результате которой показано, что основная информация сосредоточена в вариациях динамических параметров сейсмической записи как в условиях активного, так и пассивного мониторинга.

Показано, что сейсмическая активность территории вызывается не только глубинным афтершоковым процессом, но и более слабыми событиями иной природы, координаты эпицентров которых сосредоточены непосредственно на площади развития разрушений или в ближайшей окрестности.

Введение

Мерой неоднородного, блокового строения земной коры и её внутренней активности считается, по современным данным, сейсмическая эмиссия, которая наблюдается инструментально. Примером регистрации многочисленных сейсмических событий являются данные, полученные авторами на протяжении 2004 - 2007 гг. в эпицентральной зоне Чуйского землетрясения, которое произошло 27 сентября 2003 г. на юге Республики Алтай. Разрушительное сейсмическое событие, магнитуда которого равнялась 7,5 балла по шкале Рихтера, сопровождалось многочисленными афтершоками [1]. Подземные толчки привели к нарушению естественных форм рельефа: на земной поверхности образовались множественные сейсмодислокации. Сам очаг вышел на поверхность в виде протяженной (около 20 км) системы разрывов (рис. 1). Гравитационные силы, а также наличие 75 метрового слоя многолетне мерзлых пород (ММП), создают условия для консолидации разрушенной геологической среды. Однако наблюдается и обратный процесс - продолжающееся дробление на более мелкие блоки в силу многочисленных афтершоков, общее количество которых за четыре года составило свыше 300 с магнитудой 3 балла и более по шкале Рихтера. Со временем, частота следования и энергетический класс афтершоков постепенно падают, но процесс кластеризации продолжается в явном виде.

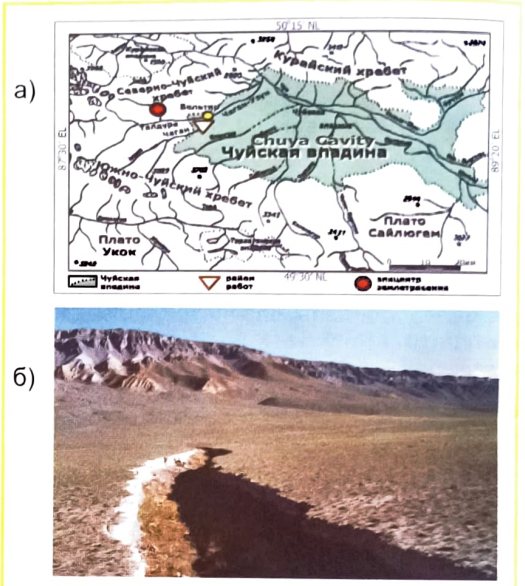


Рис. 1. а) Район работ в зоне главного разрыва Чуйского землетрясения 2003 г.;
б) трещина, идующая вкрест сейсмическому профилю

Главная цель исследований - изучение естественного фона микросейсмической активности в зоне главного разрыва землетрясения и динамики процесса консолидации горных пород верхней части разреза (ВЧР) Чуйской впадины.

Чуйская впадина является частью Курайско-Чуйской системы альпийских межгорных структур, образование которых относится ко второй половине кайнозоя. Главными чертами новейшей структуры этой территории являются разломные границы между впадинами и окружающими их с северо-востока и юго-запада горными сооружениями. Впадины заполнены сложно построенной толщей континентальных отложений палеогена, неогена и плейстоцена. Мощность накопившихся в Чуйской впадине кайнозойских отложений достигает 1200 м, а на участке исследований их мощность составляет 200 - 300 м. В районе работ зона главного разрыва на поверхности представлена четырьмя трещинами юго-восточного простирания. Три трещины, глубиной не более 0,5 м, имели раскрытость в пределах 0,5 - 1,5 м, а наибольшая трещина имела глубину около 3 м при ширине 7 м.

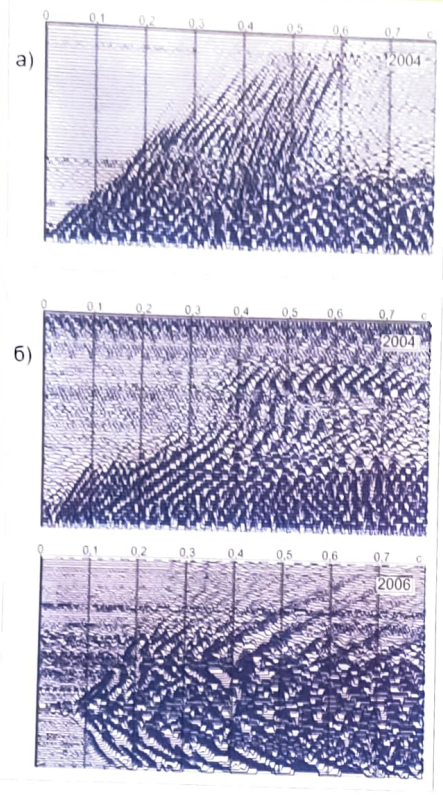


Рис. 2. Z-компоненты типичных сейсмограмм, зарегистрированных: а) вне трещиноватой зоны; б) в зоне трещин.

Методика экспериментальных сейсмических работ

Исследование факторов, характеризующих динамику процессов микросейсмической активности, проводилось по данным активного и пассивного сейсмического мониторинга периферии эпицентральной зоны Чуйского землетрясения 2003 г.

Методика экспериментов заключалась в проведении на линейных профилях трехкомпонентных сейсмических наблюдений с использованием групп одиночных вертикальных (GS-20DX) и горизонтальных (GS-20DX-2B) сейсмоприёмников. Система профилей располагалась на поверхности таким образом, чтобы перекрыть трещиноватую зону под различными углами, в том числе вдоль (около 300 м) и в крест простирания трещин. Наибольшая протяженность профиля составила 915 м, и была ограничена горным рельефом района работ. Один профиль был расположен на расстоянии 4,5 км от зоны дислокаций на поверхности блока, где трещины разрыва не выделялись визуально. Сейсмические профильные работы выполнялись с использованием маломощных импульсных источников упругих колебаний "Енисей" (только в 2004 г.) и механических ударов вертикальной направленности с энергией 200 Дж. Расстояния между пунктами возбуждения составляло 200 м, а между пунктами приёма - от 15 до 30 м.

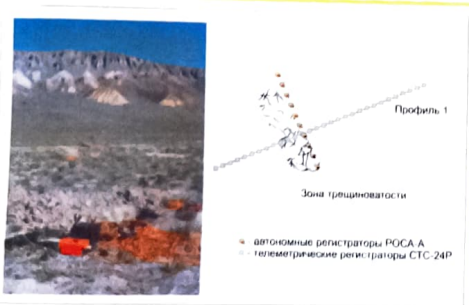


Рис. 3. Схема сейсмических наблюдений (2007 г.) с автономными регистраторами РОСА-А

Регистрация сейсмической информации осуществлялась в режиме реального времени телеметрической станцией СТС-24Р на открытом канале. Продолжительность одного сеанса записи составляла 10 с. Наблюдения микросейсмических шумов проводились на тех же расстановках до и после сеансов регистрации волнового поля от источника возбуждения, в этом случае длительность записи увеличена до 180 с.

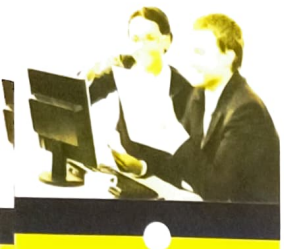
Типичные полевые записи сейсмического поля, полученные вне зоны развития трещин и в крест ее простирания, представлены на рис. 2. Волновое поле, наблюдаемое в трещиноватой зоне, представляет собой колебательный процесс, весьма слабо дифференцированный по времени и пространственным координатам. При этом характерной особенностью первичных сейсмических записей является отчетливое прослеживание границы потери корреляции отраженных и преломленных волн, а также изменения их скоростных характеристик, которые соответствуют пространственным координатам трещин, видимых на поверхности.

Сейсмические наблюдения с автономными регистраторами РОСА-А

В 2007 г. сейсмические работы с искусственным источником возбуждения упругих колебаний были дополнены наблюдениями (рис. 3) по методике пассивного мониторинга и регистрацией данных с использованием автономных регистраторов РОСА-А [4].

Система синхронизации времени, реализованная в автономных регистраторах, включает GPS-приемник, прецизионный тактовый генератор (нестабильность опорной частоты составляет менее 10-8 с) и систему автоподстройки, которая обеспечивает контроль синхронизации в целом. Для записи информации используются промышленные Flash-карты ёмкостью 2 Гб и стандартная файловая система FAT16 (32), которая обеспечивает многоуровневое защищенное хранение и высокую скорость передачи больших объемов информации. Режим регистрации программируется с использованием операционной системы, поддерживающей файловую систему FAT и накопители USB Mass Storage. При подключении регистратор представляется пользователю как жёсткий диск, аналогично USB FlashDrive.

Методика экспериментов с автономными регистраторами представляла собой ряд дискретно-непрерывных трехкомпонентных наблюдений волнового поля, как в пределах трещиноватой зоны, так и вне зоны. Высокоточная система синхронизации позволяла проводить сейсмические наблюдения в заданных пунктах приёма без предварительной временной настройки, с увеличенной до 24 часов продолжительностью сеансов



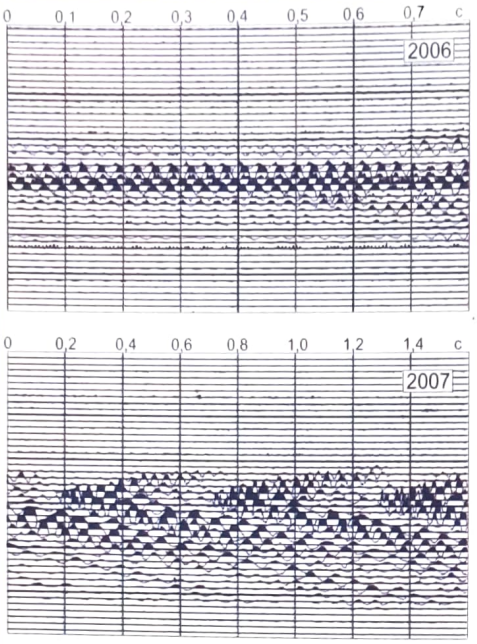


Рис. 4. Полевые записи микросейсмической активности в зоне сейсмодислокаций

непрерывной записи сейсмических событий.

Общая характеристика микросейсмической активности

Зона поверхностных сейсмодислокаций отчетливо отображается полосой сильных микросейсмических колебаний (рис. 4). На всех сейсмограммах выделяются отдельные участки, пересекающие трещиноватую зону, где наблюдается устойчивый и независимый от внешних условий повышенный уровень шума, который превышает в несколько раз (от 8 до 20) обычный уровень ветровых помех. Максимальная интенсивность микросейсмической активности наблюдалась в период работ 2004 г., а минимальный уровень микросейсмического процесса был зафиксирован в 2005 г., когда максимум интенсивности существенно (в 10 раз) снизился. Данные, полученные в период наблюдений 2006-2007 гг., свидетельствуют о новом возрастании сейсмической активности в зоне главного разрыва относительно 2005 г. [3]. Максимальная плотность энергии сейсмических шумов сосредоточена в интервале частот от 10 до 60 Гц.

Микросейсмические события, наблюдаемые на сейсмических записях, можно разделить на три колебательных процесса. Первый из них порождается метеоусловиями высокогорной местности в виде сейсмических импульсов, хаотически распределенных по всей длине записи (обычные микросейсмы). Кроме того, к этому же типу отнесены интенсивные поверхностные волны, порождаемые колебаниями открытых и скрытых провалов грунтов ВЧР резонансного типа при ветровой нагрузке на их субвертикальные поверхности.

Второй тип микросейсм имеет техногенное происхождение.

Третий вид микросейсмических событий представляет собой записи достаточно сильных сейсмических событий – как одиночных, так и в виде некоторых серий. Эти события регистрируются независимо от метеоусловий, прослеживаются на сейсмограммах по отчетливым гиперболическим годографам с высоким (много больше 1) коэффициентом отношения сигнал/помеха. Признаками этих сейсмических волн, которые и позволяют выделить их в особую группу, являются пониженные доминирующие частоты волновых импульсов (не более 20 - 25 Гц), низкие скорости распространения колебаний (меньше 880 м/с) и быстрый выход гиперболического годографа на асимптоту, примерно на расстояниях 80 - 100 м от его минимума [7].

Методика обработки и анализ динамических параметров

В основу методики обработки данных, полученных в режимах активного и пассивного сейсмического мониторинга, было положено условие линейности процесса суперпозиции упругих волн, наблюдаемых как в зоне трещиноватости, так и вне этой зоны. В целом, методика обработки сейсмических записей включала в себя анализ кинематических и динамических параметров полного волнового поля и отдельных волновых пакетов, приуроченных к консолидированным и разрушенным участкам, пересекаемых профилями.

В результате обработки материала было определено, что основная информация о процессе консолидации горных пород ВЧР Чуйской впадины содержится в вариациях динамических параметров сейсмического

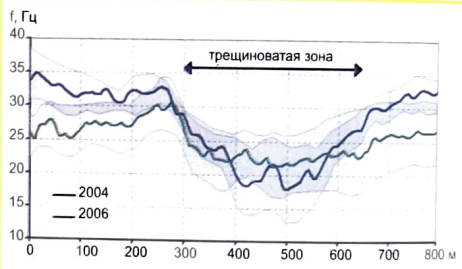


Рис. 5. Преобладающая частота сейсмического поля

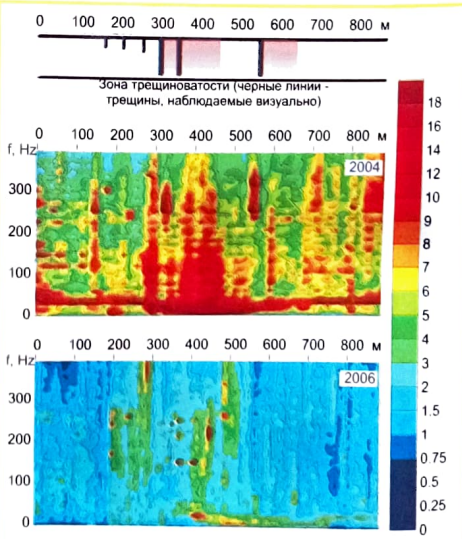


Рис. 6. Плотность распределения энергии сейсмического поля

волнового поля [3, 7]. На сейсмограммах были выделены интервалы резкого падения и возрастания амплитуд сигналов, которые по пространственным координатам соответствовали положению поверхностно выраженных сейсмодислокаций ВЧР, образованных вследствие разрушительного землетрясения 2003 г. При прохождении сигнала через трещиноватую зону наблюдается поглощение высокочастотной составляющей спектра. Вместе с тем, динамические параметры сигнала восстанавливают свои средние значения вне этой зоны, что указывает на ограниченность проникновения поверхностных разрушений ВЧР в глубину. В результате, часть волнового поля огибает снизу трещиноватую зону и выходит на поверхность с большей энергией, чем та часть, которая прошла область разрушений. По амплитудно-частотным спектрам волновых полей был выявлен эффект "проседания" спектральной плотности энергии сигналов в трещиноватой зоне, а также прослежено (рис. 5) постепенное уменьшение со временем амплитуды "проседания" преобладающей частоты, например, от 40 % в 2004 г. до 20 % в 2006 г. в интервале профиля 300 - 650 м.

Изучение параметров пространственно-временного распределения микросейсмической активности проводилось с помощью пакета программ обработки сейсмических данных SAN-MCS, адаптированного к специфике сейсмического мониторинга. Полученные результаты подтверждают и дополняют основные выводы по изучению динамики полного волнового поля, возбуждаемого источником упругих колебаний. Наблюдается (рис. 6) повышенная плотность энергии микросейсмических шумов, приуроченная к зонам трещиноватости.

Анализ соотношений амплитуд шумов на горизонтальных компонентах, зарегистрированных на участках, расположенных в зоне трещиноватости и за ее пределами, показал, что интенсивность записей горизонтальных

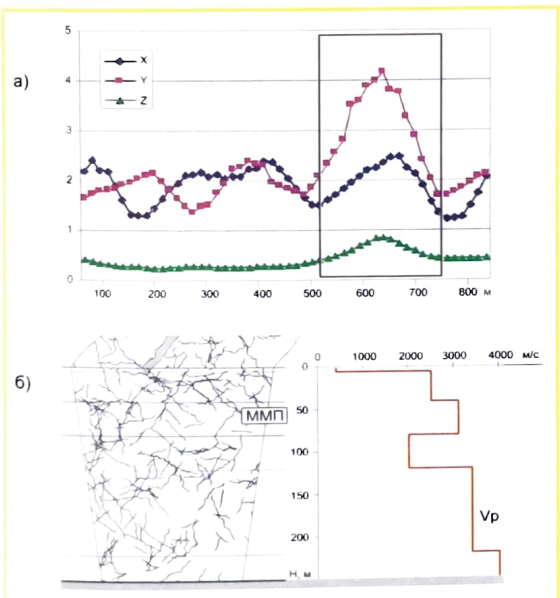


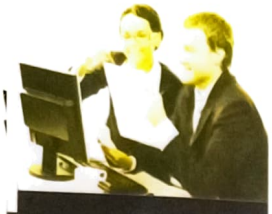
Рис. 7. а) Соотношение амплитуд 3С сейсмической записи (2004 г.); б) модель геологического разреза в зоне разрывных нарушений

компонент одинакова вне зоны сейсмодислокаций и существенно различается при размещении сейсмоприемников непосредственно в разрушенной зоне. Диаграмма распределения интенсивности микросейсмических шумов показывает (рис. 7а), что при расположении расстановки сейсмоприемников вне зоны сейсмодислокаций четко выделяются два интервала: на первом (пикеты 0000 - 530), интенсивность записи микросейсм на всех компонентах мала, на втором (пикеты 540-735) существенно повышена: в 1,3 раза для компоненты x и в 2 раза для y. Этот факт интересен тем, что в 2005 году в интервале наблюдения повышенной микросейсмической активности, которая была зарегистрирована ранее (2004 г.) горизонтальными сейсмоприемниками, обнаружено структурное изменение условий залегания пород ВЧР. На протяжении нескольких сот метров произошло растрескивание грунтов на отдельные блоки и опускание их на глубину до 0,5 м, и появились новые провалы [3].

Модель процесса микросейсмической активности разрушенной зоны

Разрез участка исследований характеризуется как тонкослоистый и высокоскоростной [2, 3]. Скоростьпрямых продольных волн в самом верхнем слое мощностью 5-8 м, состоящем из уплотненных суглинков с многочисленными включениями галька, составляет 380 - 460 м/с. Этот слой подстилает слой ММП мощностью 75 м, скорость продольных волн в нем изменяется от 2500 до 3100 м/с. Глубже следует слой пониженной скорости (до 2000 м/с), сложенный уплотненными и увлажненными глинами, под ним лежат водонасыщенные глинистые сланцы со скоростью 3400 м/с. Породы, слагающие палеозойский фундамент, располагаются на глубине 250 м и более, характеризуются скоростью упругих волн порядка 4000 м /с. По базе данных профильных сейсмических наблюдений МОВ 2004-2005 гг. впервые были построены временные разрезы по отраженным продольным и обменным волнам, на которых (за исключением зоны сейсмодислокаций) удовлетворительно прослеживаются поверхность слоя ММП, кровля глин, поверхность трещиноватых сланцев, кровля фундамента [7]. Полученные данные по пространственному положению отражающих горизонтов на продольных и обменных волнах и скоростные характеристики распространения сейсмических волн по разрезу послужили основой построения сейсмогеологической модели участка исследований (рис. 7б).

Анализ сейсмических данных и составленной сейсмогеологической модели участка наблюдений позволили построить приближенную модель процесса микросейсмической активности разрушенной зоны. В основу такой модели положено условие возможного формирования дополнительных блоковых структурных элементов в тех породах, которые являются по своим упругим характеристикам наиболее хрупкими образованиями. К ним, в первую очередь, отнесен слой ММП и слой глинистых сланцев, который включает в себя внутренние трещины разного уровня раскрытости и ориентации, поэтому обладает изначально некоторой свободой переме-



щений отдельных слагающих его элементов. Максимальные амплитуды смещений среды наблюдаются, как известно, в ближней окрестности свободной поверхности, за которую можно принять кровлю ММП, поскольку упругий импеданс этих пород только по скорости в 8 раз больше, чем в верхнем слое. Среда, вмещающая зону неоднородностей, представлена в виде полупространства. Упругие характеристики зоны неоднородности сформированы на 12% меньше таковых в окружающем полупространстве. Разрывы сплошности в ней моделировались путем проведения границ, которые соответствовали пространственному распределению трещин, выделенных визуально, и стратиграфических границ вертикальной и горизонтальной ориентации, соответственно. Сейсмическая активность области представлена независимой генерацией упругих волн каждым отдельным блоком.

Задача состояла в сравнении результатов численного расчета амплитуд сейсмических волн, являющихся суперпозицией импульсов от каждого источника в отдельности, с данными поверхностных наблюдений микросейсмической активности. Результаты численного моделирования показали, что основная энергия сейсмического волнового поля концентрируется в непосредственной окрестности от границ зоны трещиноватости, особенно в низкочастотном диапазоне излучения (10 - 40 Гц). Области падения интенсивности сейсмической записи отчетливо привязаны к границам сейсмодислокаций. Сравнение распределения амплитуд реальных микросейсмических событий по пространственным координатам на профиле с расчетными данными показало, что модель процесса формирования очагов местных сейсмических событий вполне удовлетворительно объясняет реальное распределение амплитуд колебаний по профилю. Четко выделяются границы повышенной интенсивности микросейсмических колебаний, особенно низкочастотного диапазона (10 - 40 Гц), которые приурочены к границам зоны неоднородности. Максимальная интенсивность шумов концентрируется в области, прилегающей к центру зоны сейсмодислокаций.

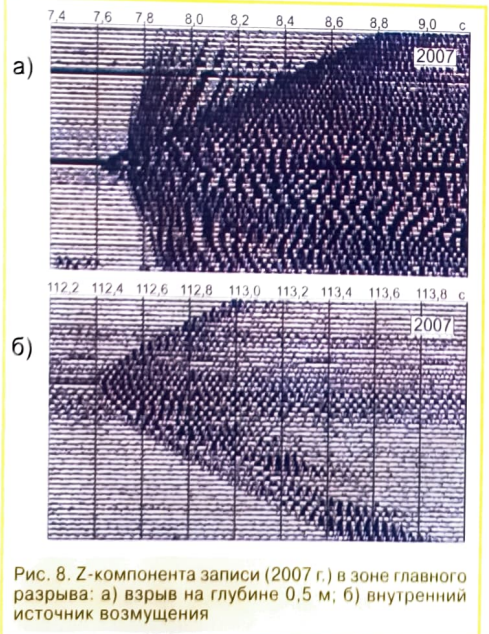


Рис. 8. Z-компонента записи (2007 г.) в зоне главного разрыва: а) взрыв на глубине 0,5 м; б) внутренний источник возмущения

Вместе с тем, несмотря на удовлетворительные результаты математического моделирования микросейсмической активности, все же нельзя говорить о физической природе этого процесса, поскольку при любом положении источника сейсмической волны, включая боковое, должна наблюдаться гиперболическая зависимость времени вступления волны от координаты x, то есть обычный годограф. Однако, по результатам активного сейсмического мониторинга периода 2004 -2006 гг. годографы волн от микросейсмического события не были явно прослежены, и был поставлен вопрос о существовании подобных источников. Положительный ответ на этот вопрос был получен по данным пассивного сейсмического мониторинга.

Результаты пассивного сейсмического мониторинга

В соответствии с современными представлениями, блоковая структура является внутренним источником сейсмического процесса, который генерируется динамикой взаимодействия отдельных элементов с внешней возмущающей силой, в качестве которой могут выступать приливные волны [7]. Попытка наблюдения таких возмущений при увеличенном времени регистрации (от 3 минут до 24 часов) оказалась успешной.

Действительно, на сейсмограмме (рис. 8а), которая отображает отклик среды на внешнее механическое воздействие, произведенное на глубине 0,5 м, наблюдается волновое поле отраженных и преломленных волны, доминирующие частоты которых занимают обычный для сейсморазведки диапазон от 30 до 45 Гц. Годографы волн определяются скоростными характеристиками и мощностью соответствующих слоев сейсмогеологической модели района работ. Но запись волнового поля, начиная с 8 с, по скоростным и динамическим характеристикам не соответствует колебаниям, порожденным от более глубоких границ, но подобна сейсмической записи, зарегистрированной на этом же профиле ранее в 2006 г. (рис. 2). Характерно запаздывание вступления этих волн и концентрация энергии колебаний на трассах сейсмограмм, расположенных в зоне разрушений, либо в ее ближайшей окрестности. Скоростные характеристики этих колебаний не соответствуют теории упругости для сплошной среды, поскольку их величины больше, чем скорость поверхностных прямых волн и много меньше, чем средняя скорость распространения упругих колебаний по разрезу. Следовательно, наблюдаемые волновые возмущения формируются внутри зоны дислокаций, как каналовые волны от нескольких источников, последовательно возбуждаемых смещениями на фронтах волн, движущихся от источника в глубину разреза.

Этот вывод подтверждается сейсмограммой (рис. 8б), зарегистрированной в условиях практически полного затишья. На данной записи наблюдается классический годограф,

соответствующий отражению от неглубокой границы, иначе говоря, зарегистрировано некоторое возмущение волновой природы от внутреннего источника, которое произошло в ночное время при положении Луны в зените над полигоном. Так структура первой сейсмограммы закономерна, с точки зрения генерации упругих волн источником поверхностного типа, в то же время на второй присутствует всего одна волна, годограф которой свидетельствует о ее глубинном происхождении (полностью отсутствуют поверхностные колебания и другие отраженные волны).

Источником этого возмущения может быть приливная деформация пород ВЧР, разрушенных землетрясением и являющихся наиболее податливой частью геологического разреза участка исследований. Кроме того, по кинематике эта волна не соответствует ни одной из тех, которые генерированы поверхностным источником и зарегистрированы как результат взаимодействия упругой волны с внутренними границами среды. Скорость распространения возмущения в 1,2 раза больше и составляет 375 м/с, доминирующая частота волнового импульса лежит в интервале 22 - 27 Гц, что меньше на 10 Гц по отношению к тем же характеристикам для импульса прямой поверхностной волны. Более того, амплитуда волнового возмущения затухает гораздо сильнее, чем амплитуда прямой поверхностной волны. Так, на расстоянии 120 м от датчика, регистрирующего минимум времен вступлений, амплитуда возмущения падает в 3 раза, в то время как на этом же расстоянии амплитуда поверхностной волны уменьшается не более, чем на 25%. Отметим зависимость коэффициента поглощения от позиции регистрирующего прибора: вне зоны трещин амплитуда колебаний возмущения резко падает (рис. 8, б), а затем восстанавливается практически до прежнего уровня. Для поверхностной волны от искусственного воздействия такой закономерности изменения амплитуд вдоль профиля не наблюдается.

Далее, в качестве интересного примера наблюдения подобных микросейсмических событий, приведена сейсмограмма, на которой зарегистрированы в течение 47 с сразу три последовательных события (рис. 9).

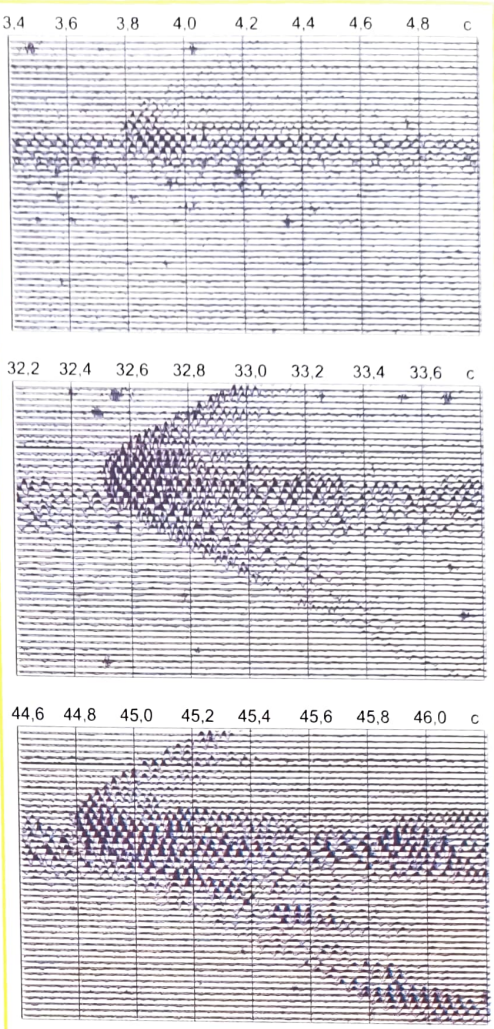


Рис. 9. Z-компонента записи серии микрособытий в зоне главного разрыва (2007 г.)

Оценка глубинного положения источников этих событий по величинам средней скорости и времени регистрации показала, что генерация волн может происходить на глубинах от 300 до 400 м. Особо отметим приуроченность координат эпицентров всех без исключения микросейсмических событий, зарегистрированных на профиле, к зоне сейсмодислокаций.

Таким образом, повышенный уровень

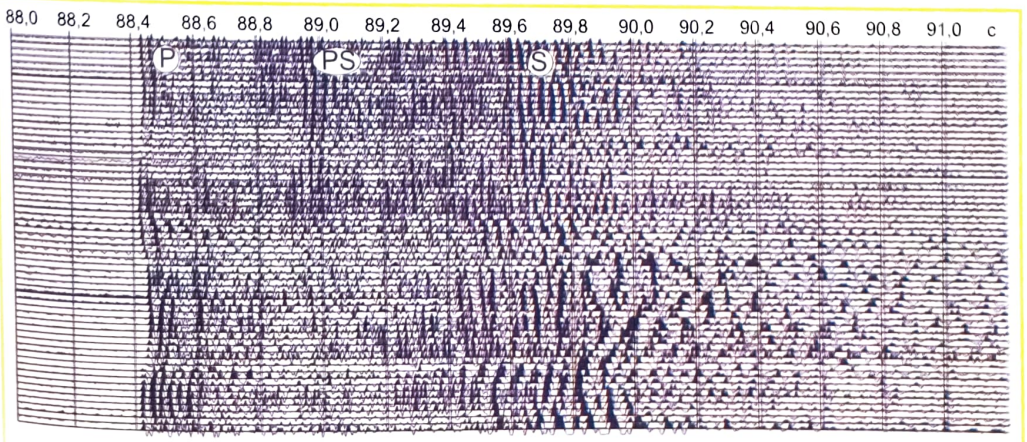
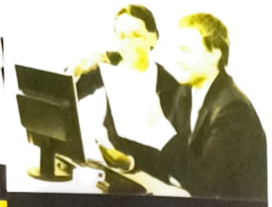


Рис. 10. 3.Z-компонента записи афтершокового события (2007 г.)

ТОНКОСТИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ



микросейсмических событий, присутствующий на записи и приуроченный к границам трещиноватости, показывает, что источники возмущения располагаются на глубине в пределах этой же зоны. Исследованиями установлена связь микросейсмических событий с деформационными процессами, порождаемыми землетрясениями и приливами. Причиной микросейсмических событий является, по-видимому, появление в ослабленном объеме среды смещений отдельных блоковых структур, составляющих массив, относительно друг друга, и, как следствие этого движения, излучение микротресков в окружающее пространство [5, 6].

Безусловно, линейной расстановкой приборов кроме микросейсмических событий были зарегистрированы и афтершоки (рис. 10). В этом случае возмущение поверхности представляет собой плоский волновой фронт, который фиксируется сейсмоприемниками в виде переизлученных вторичных упругих волн. Эти волны возникают вследствие взаимодействия возмущения с теми блоковыми структурами, которые пересекаются лучом, восходящим из пород фундамента. Передний фронт продольной волны (P) регистрируется на времени 88,43 с, и здесь совершенно отчетливо выделяется интервал 135-400 м, занятый зоной сейсмодислокаций, пересекая которую волна задерживается на 20 мс. Не менее отчетливо фиксируются гиперболические фрагменты годографов на временах регистрации поперечной волны (S) 89,6 с. Расчет расстояний показал, что слабые афтершоки распределены на площади, радиус которой равен 12 км. Расстояние до отдельных единичных сейсмических событий превышает 20 км. Можно отметить, что регистрация пространственно распределенными расстановками сейсмоприёмников позволяет более уверенно выделять волновые фронты удаленного сейсмического события, изучать их структурные изменения по латерали, связать эти вариации с параметрами состояния горных пород как ВЧР, так и всего осадочного чехла.

Выводы

- Сейсмическая активность зоны главного разрыва Чуйского землетрясения 2003 г. продуцируется не только глубинным афтершоковым процессом, но и более слабыми событиями иной природы. Особенность этих событий в том, что координаты их эпицентров сосредоточены непосредственно на площади развития поверхностных разрушений или в ближайшей окрестности.
- Наиболее информативными параметрами, характеризующим динамику процесса восстановления среды, являются амплитудно-частотные характеристики, как полного волнового поля, так и локальных волновых пакетов от микросейсмических событий.
- Амплитудно-частотные характеристики микросейсмической активности разрушенной зоны соответствуют вариациям спектральных параметров упругих волн, зарегистрированных от искусственных источников возбуждения.
- Трещиноватая зона построена по блоковому принципу и является внутренним источником микросейсмической активности территории; глубина зарождения сейсмически активных событий приурочена к пространственному положению границ ММП и кровли фундамента.
- Скоростная характеристика трещиноватой зоны соответствует скорости распространения самого медленного и низкочастотного возмущения, что приводит к возникновению демпфирующего эффекта и прохождению только длинноволновых сейсмических возмущений.
- Методически исследования оказываются возможными только в случае использования многоканальных телеметрических систем с автономным или удлиненным способом записи сейсмических волн по схеме 2, 3D -3C в режиме реального времени.

Список литературы

1. Гольдин С.В., Селезнев В.С., Еманов А.Ф. Чуйское землетрясение и его афтершоки. // Доклады РАН, 2004, 395, № 4.

2. Дашевский Ю.А., Неведрова Н.Н., Куликов В.А., Моисеев Б.Е., Подбережный М.Ю., Сагайдачная О.М., Дунаева К.А. Изучение трещиноватых зон комплексом сейсмических и электрических наблюдений на примере Алтайского (Чуйского) землетрясения. // Физические проблемы поиска и разведки полезных ископаемых, 2006, № 6.

3. Куликов В.А., Моисеев Б.Е., Нефедкина Т.В., Хогоев Е.А., Сагайдачная О.М., Дунаева К.А. Сейсмический мониторинг геологической среды в условиях поверхностно выраженных сейсмодислокаций (результаты изучения анизотропных сред) // ГЕО-Сибирь-2007. Сб. матер. Международного научного конгресса. Новосибирск: РИО СГГА, 2007, Т. 5.

4. Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. Бескабельная система регистрации РОСА-А - техническая основа активного и пассивного сейсмического мониторинга. // 5-я международная выставка "НЕДРА-2008", тезисы научно-технической конференции "Технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ. Проблемы и перспективы", 1-4 апреля 2008 г., Москва. Официальный каталог ВВЦ, 2008.

5. Сибиряков Б.П. Возникновение нелинейных колебаний при слабых возмущениях и генерализация трещин в процессе разрушения. // Физическая мезомеханика, 2006, Т 9, № 6.

6. Чеботарева И.Я., Николаев А.В., Сато Х. Исследование источников сейсмической эмиссии в земной коре (Япония, северный Канто) // Доклады РАН, 1997, 357, № 4.

7. Kulikov V.A., Sagaidachnya O.M., Dunaeva K.A., Moiseev B.E., Salnikov A.S., Hogoev E.A. Monitoring of seismic activity of rocks broken by Chuya earthquake in 2003. // International Conference & Exhibition, 7-10 April 2008, Lenexpo (EAGE, EAGO, SEG), Saint Petersburg, 2008, A005.

Обработка сейсмоданных в условиях резкопреломляющей кровли палеозоя

Шаманов А.В. ООО "НПК "Геопроект", г. Саратов

К обработке сейсмического материала, полученного в сейсмогеологических условиях с изрезанной, резкопреломляющей кровлей палеозоя, предъявляются особые требования. Это обусловлено плохой прослеживаемостью на стандартных временных разрезах границ, располагающихся ниже границы палеозоя.

Кровля палеозоя в условиях Восточно-Европейской платформы - граница, обладающая высокой акустической жесткостью и имеющая сложную морфологию, за счет чего на ней происходит существенная трансформация волнового фронта. Сейсмические лучи, проходящие эту границу, могут сильно преломляться во всех направлениях, фокусируя или, наоборот, рассеивая энергию как падающих, так и отраженных от глубоких границ волн. При этом, годографы отраженных от целевых границ волн имеют форму, далекую от гиперболической, что приводит к несинфазному суммированию по ОГТ и ухудшению отношения сигнал /помеха (рис. 1).

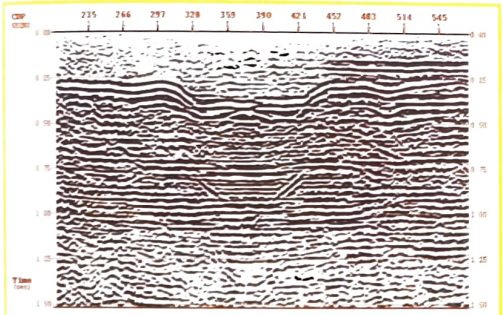


Рис. 1. Временной разрез до коррекции статических поправок.

На этапе обработки и интерпретации сейсмоданных, при работе в подобных сейсмогеологических условиях, можно выделить несколько вариантов решения проблемы повышения информативности на уровне глубоких границ. Выбор того или иного варианта напрямую зависит от конкретных особенностей сейсмогеологических условий, связанных с глубиной залегания поверхности палеозойских отложений, сложности ее геометрии, а также качества самого сейсмического материала. Рассмотрим возможные варианты решения:

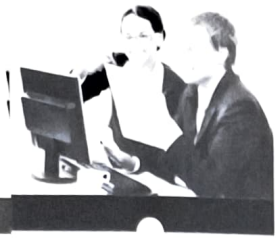
- Построение средствами программных комплексов глубинной миграции опорного (реперного) горизонта, лежащего ниже кровли палеозоя, и получение палеовременных разрезов для построения нижележащих границ.
- Получение двух временных разрезов - стандартного, обработка которого направлена на получение горизонта, приуроченного к кровле палеозоя и удовлетворительного прослеживания нижележащего опорного горизонта, и получение палеовременных разрезов. Построение опорного горизонта идет от палеозоя, нижележащих границ - от опорного горизонта на основе палеовременных разрезов.
- Получение стандартных временных разрезов ОГТ с коррекцией статических поправок, направленной на улучшение прослеживаемости глубоких границ, но без изменения конфигурации вышележащих отражений. Опорным горизонтом для глубинных построений выступает граница палеозоя.

Палеовременные разрезы, как правило, существенно повышают информативность сейсмической записи на уровне целевых границ, поскольку горизонтальное спрямление реперного горизонта путем введения статических поправок за ПП и ПВ исключает влияние вышележащей жесткой границы, компенсируя средне- и длиннопериодные искажения годографа отраженных волн.

Однако основной задачей в тех вариантах, где глубинные построения идут от реперного горизонта на основе палеовременных разрезов, является построение самого реперного горизонта. Если поверхность палеозойских отложений залегает достаточно глубоко, то количество каналов в сейсмограммах с записью на уровне этой границы становится достаточным для точной аппроксимации годографа отраженной от поверхности палеозойских отложений волны и скоростного анализа средствами программных комплексов глубинной миграции, как правило GeoDepth (Paradigm Geophysical). В этом случае опорный горизонт может быть построен путем глубинной миграции до суммирования по ОГТ.

Если сейсмогеологические условия или качество сейсмоданных не позволяют получить адекватную скоростную модель в GeoDepth, то возможно применение второго варианта. В этом случае построение стандартных временных разрезов направлено на получение помимо границы палеозоя также нижележащего реперного горизонта. Как правило, такой горизонт достаточно сильно динамически выражен по всей исследуемой площади. Это позволяет добиться его прослеживаемости на малой базе суммирования по ОГТ. Малая база суммирования, обеспечиваемая суммированием по ограниченному количеству каналов (ближайших к пункту возбуждения) или мьютингом, позволяет в значительной степени избежать рассмотренных выше проблем со средне- и длиннопериодными искажениями годографа и добиться положения этого горизонта на временном разрезе, приближающегося к Т0.

По одной из площадей с высоким залеганием кровли карбонатного палеозоя (Т0 ~ 300-400 мс) в ООО НПК "Геопроект" была реализована технология работы со стати-



ческими поправками по третьему варианту, обеспечивающая прослеживаемость глубоких границ на стандартных временных разрезах. Рассмотрим эту технологию более подробно.

В большинстве случаев, автоматическая коррекция остаточных статических поправок на малых временах регистрации не дает ярко выраженных положительных результатов. Это обусловлено тем, что алгоритмы оптимизации энергии суммирования, основанные на расчете функций взаимной корреляции (ФВК) для ПП и ПВ, неустойчиво работают в условиях малой базы формирования эталона. Т. е. где количество каналов с полезной записью в начальной части сейсмограммы естественно ограничено.

В связи с этим коррекция остаточных короткопериодных поправок проводилась по динамически выраженным горизонтам на полной базе формирования эталона. Для этого предварительно были рассчитаны поправки исключения влияния вышележащей акустически жесткой границы, приуроченной к поверхности карбонатных отложений палеозоя. Поправки исключения были рассчитаны путем нахождения временной разницы между ее исходной геометрией и геометрией ее трендовой составляющей. Из сейсмических данных также были удалены (спрямлены) наклоны нижележащих горизонтов. Таким образом, коррекцией средне- и длиннопериодных статических поправок за ПП и ПВ были получены оптимальные условия для работы алгоритмов автоматической коррекции поверхностно-согласованных статических поправок (рис. 2).

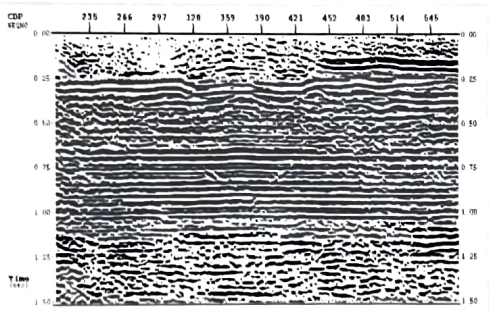


Рис.2. Временной разрез после коррекции влияния границы палеозоя, спрямления наклонов и автоматической коррекции статпоправок во временном окне 600-1100 мс.

Далее из суммарных поправок (поправки исключения + автоматические статические поправки) вычленялась средне- и длиннопериодная компонента путем их сглаживания на определенной базе. В дальнейшем эта компонента вводились с обратным знаком, возвращая границе палеозоя исходный вид (рис. 3, 4).

Средне- и длиннопериодные искажения годографов волн, отраженных от нижележащих границ, компенсировались путем применения алгоритма поверхностно-несогласованной фазовой оптимизации

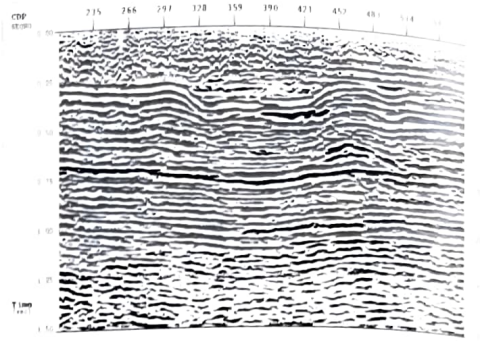


Рис.3. Вычитание длиннопериодной компоненты из суммарных статических поправок, приводящее границу палеозоя в исходный вид.

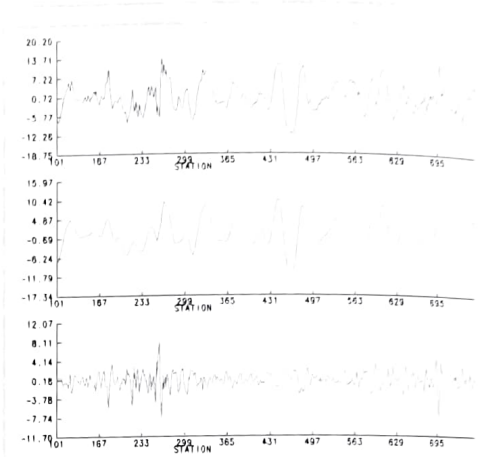


Рис.4. Статические поправки: а - суммарные (поправки исключения влияния палеозоя + автоматические статпоправки), б - средне- и длиннопериодная компонента, в - короткопериодная компонента.

суммирования (trim-статики). Ответственным моментом здесь являлось построение модели временного разреза, адекватно учитывающего влияние акустически жесткой границы, приуроченной к поверхности карбонатных отложений на нижележащие границы.

В результате работы алгоритма, настроенного на пилотные трассы модели, годографы были приведены к гиперболическому виду, прослеживаемость горизонтов на временных разрезах улучшилась (рис. 5).

Полученные результаты позволяют более надёжно выявлять объекты на площади исследования.

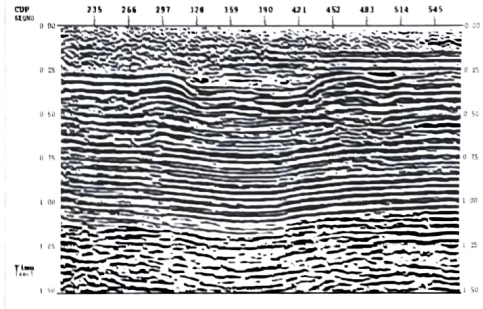
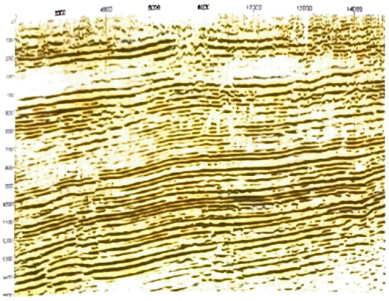
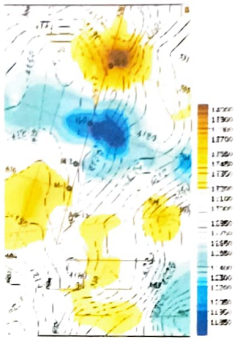


Рис.5. Временной разрез после применения алгоритма фазовой оптимизации суммирования.

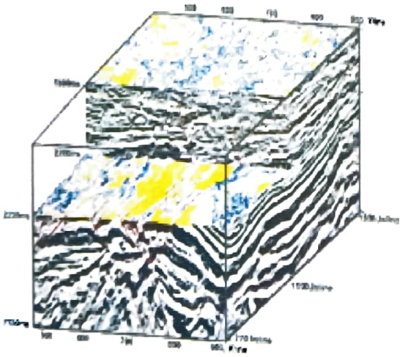
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ "ГЕОПРОЕКТ"



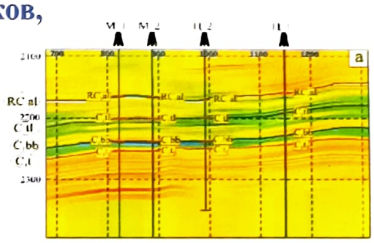
Обобщение результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, оценка ресурсной базы, разработка рекомендаций;



Обработка и интерпретация данных наземной сейсморазведки МОГТ 2D/3D, прогноз развития коллекторов в терригенных и карбонатных разрезах на базе данных наземной сейсморазведки и ГИС;



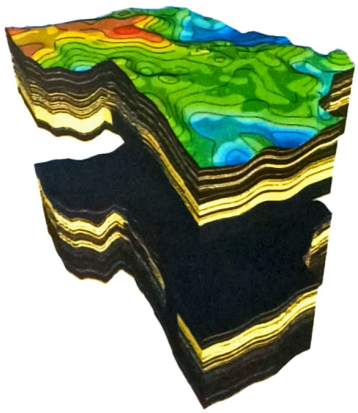
Разработка геологических проектов поисков, разведки и доразведки месторождений;

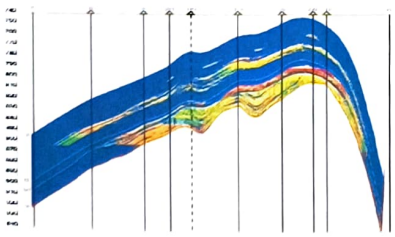


Разработка проектов на бурение скважин на нефть и газ;

Разработка планов и проектов пробной эксплуатации скважин;

Геологическое моделирование и подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа;





Гидродинамическое моделирование, технико-экономическое обоснование коэффициентов нефтеизвлечения;

Составление технологических схем и проектов разработки месторождений нефти и газа.

"...На сегодняшний день ООО "НПК "Геопроект" является мобильной, динамично развивающейся сервисной компанией. опытные специалисты и мощные вычислительные ресурсы способны обеспечить научное, аналитическое и информационное сопровождение геолого-разведочных работ и разработки месторождений нефти и газа..."

С.В. Делия
зам.генерального директора ООО "ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть" по геологии и разработке, к.г.-м.н.

"...АО "Каспий нефть" имеет положительный опыт сотрудничества с ООО "НПК "Геопроект". Работы выполняются на высоком профессиональном уровне, что предопределяет высокую эффективность нефтепоисковых работ..."

Т.К. Куспангалиев
Главный геолог АО "Каспий нефть", к.г.-м.н.

Директор ООО "НПК "Геопроект
Жиляков Вячеслав Николаевич
т/ф: (8452) 55-40-69
Заместитель директора по производству
Ячменёва Людмила Васильевна

Россия, 410065, г. Саратов,
пр. 50 лет Октября, 81 А
e-mail: geoproject@san.ru
http: geoproject.san.ru
geoproect.ru

Опыт регистрации и обработки сейсмических данных, полученных в процессе производства гидравлического разрыва пласта

Муртаев И.С., Зоммер Б.К., Савин В.Г., Брыксин И.В., ОАО "Хантымансийскгеофизика", г. Ханты- Мансийск, Кочнев В.А., Поляков В.С., Гоз И.В., Институт вычислительного моделирования СО РАН, г. Красноярск

Введение

Искусственный гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенных мероприятий, которые проводятся на разрабатываемых нефтяных месторождениях для увеличения темпов отбора нефти и более полной выработки месторождения. Данные цели достигаются за счёт двух основных факторов:

1. Увеличение трещиноватости околоскважинного пространства и улучшение его проницаемости способствует более интенсивному притоку нефти из пласта в скважину через уплотнённую прискважинную зону;

2. Развитие техногенной трещиноватости на значительные удаления от скважины способствует вовлечению маловыработанных участков залежи (таких, как останцы и целики) в процесс активной нефтедобычи.

При проектировании работ по гидравлическому воздействию на целевой интервал используется весь спектр данных о скважине и геологической среде: используются данные каротажа, проводятся различные испытания (Minifrac - МиниГРП и др.), которые позволяют более правильно смоделировать процесс ГРП и задать технологические параметры его проведения. По результатам проведения ГРП также проводится подробный анализ, направленный на оценку эффективности работ. Но даже с учётом всей информации о проведённой операции ГРП не представляется возможным определённо сказать о направлении и, главное, о протяжённости зоны техногенного воздействия.

В качестве широко применяемой методики непосредственной визуализации ГРП выступает сейсмический мониторинг, проводимый из нескольких соседних скважин. В данной методике существуют значительные минусы и ограничения:

- при обработке 3-х компонентных сейсмических данных бывает очень сложно отождествить для одного и того же события вступления продольной (P) и поперечной (S) волн;

- для полноценного проведения работ необходимо создание симметричной системы наблюдений, т.е. использование 3-х соседних скважин и, соответственно, их приостановка. Сюда включаются затраты за простой скважин и риски связанные с потерей скважины.

В ОАО "Хантымансийскгеофизика" (2004г.) была разработана методика микросейсмического мониторинга, проводимого на земной поверхности в процессе проведения гидравлического разрыва пласта. Основной целью проведения работ является получение информации о направлении и площади распространения зон растрескивания коллектора.

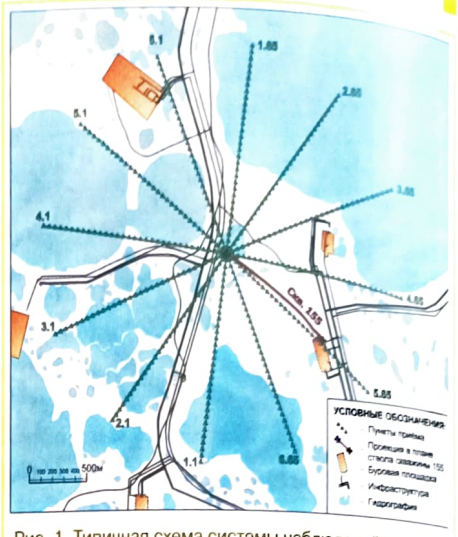


Рис. 1. Типичная схема системы наблюдений при микросейсмическом мониторинге.

Привлекательность данной методики заключается в отказе от приостановки соседних скважин и в возможности получения предварительного результата (построение сейсмически активных зон пласта) в режиме реального времени.

Методика поверхностных микросейсмических наблюдений была опробованана на ряде объектов при проведении 9-ти ГРП в Ханты-Мансийском и Сугрутском районах Ханты-Мансийского автономного округа.

Методика полевых наблюдений

Осреднённые параметры методики проводившихся полевых работ (см. рис.1):

- **система наблюдений**: радиальная (приём сейсмических колебаний проводится на поверхности по пяти-шести линиям приёма, которые пересекаются в точке проекции пластопересечения на дневную поверхность);
- **радиус приёмной расстановки**: 1600м;
- **расстояние между пунктами приёма (ПП)**: 50м;
- **общее число регистрируемых каналов**: 325 (при пяти линиях приёма) и 390 (с применением шести линейной приёмной расстановки);
- **глубина изучаемого пласта**: 2100м. - 2700м.;
- **смещение точки пластопересечения от устья (в плане)**: 800-1100м;

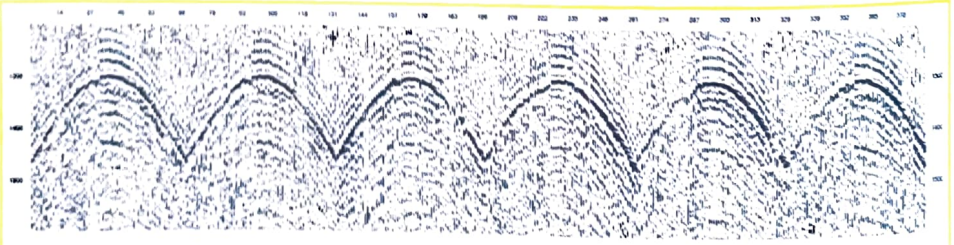


Рис. 2. Суммарная сейсмограмма, полученная по результатам перфорационных работ.

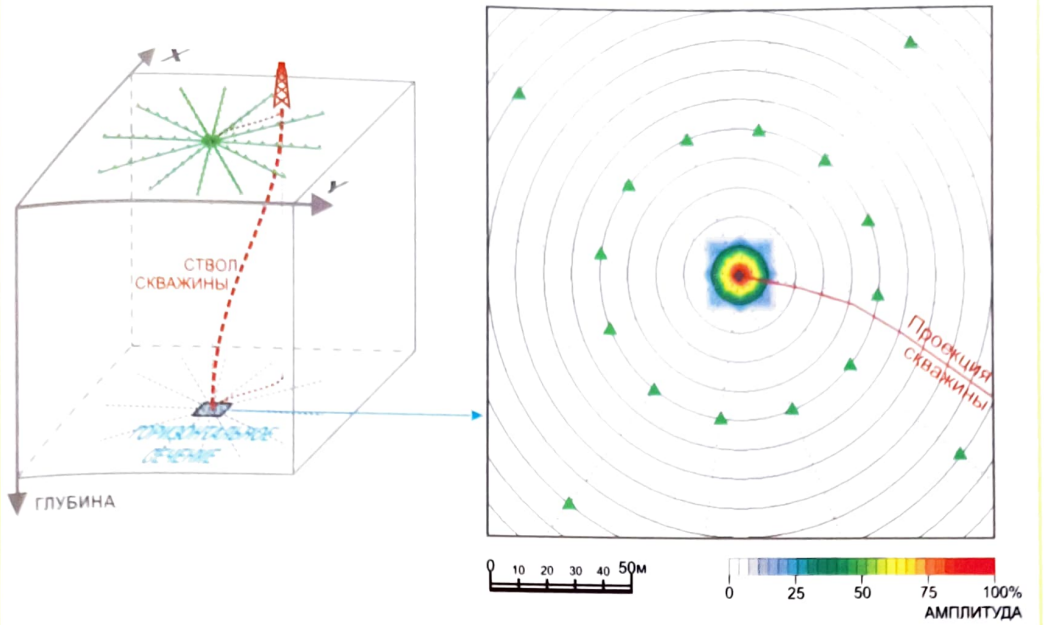


Рис. 3. Выделение сейсмически активных зон по сейсмограмме от одной из перфораций (центральная точка - пластопересечение; окружности проведены через 10 метров в плане)

- **сейсмостанция**: Sercel-388;
- **длина непрерывной регистрации**: 64 сек. (с двухсекундными перерывами на запись информации);
- **шаг дискретизации**: 2 мсек;
- **время, охватываемое регистрацией**: 2-4 часа.

В комплекс работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП, неотъемлемой частью включаются полевые наблюдения, направленные на получение статических поправок за пункт приёма. В качестве стандартного решения данной задачи, проводится сейсмическая регистрация перфорационных работ, которые проводятся в целевом интервале скважины и предшествуют проведению ГРП. Кроме нахождения необходимых статических поправок за пункт приёма, на данном этапе проводится привязка пластопересечения в волновом поле и уточняется модельный скоростной закон. Необходимо отметить, что использование перфорации для определения статических поправок за ПП является наиболее точным и простым способом их корректного определения. Кроме того, сейсмограммы отражают именно то прохождение лучей, которое необходимо для точного позиционирования глубинных источников. На рис. 2 представлена суммарная сейсмограмма (с применением амплитудных и частотных балансировок), полученная по результатам десяти перфораций.

Результаты микросейсмического мониторинга

При регистрации работ по перфорации обсадной колонны производится калибровка алгоритма обработки микросейсмических данных. На рис. 3 показан результат выделения сейсмических источников по сейсмограмме зарегистрированной от одной из перфораций.

На втором этапе, при проведении работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП, регистрация информации начинается заблаговременно до начала непосредственной закачки (за ~15 минут), производится непрерывно (Minifrac, Frac) и длится в течение часа после окончания нагнетания. При этом общее время регистрации достигает 4 часов, а объём накопленных сейсмических данных исчисляется первыми десятками гигабайт.

На рис. 4 показаны технологические графики проведения ГРП в сопоставлении с выявленной сейсмической активностью пласта по данным обработки мониторинга. Здесь следует обратить внимание на то, что сейсмическая активность по окончании процесса ГРП ослабевает, но не прекращается. Данное явление объясняется релаксацией пластового давления, нарушенного в процессе проведения ГРП, приводящей к образованию и схлопыванию отдельных трещин, что влечёт за собой высвобождение сейсмической энергии. В литературе данное явление описывается как сейсмическая эмиссия. Процесс эмиссии сейсмической энергии может

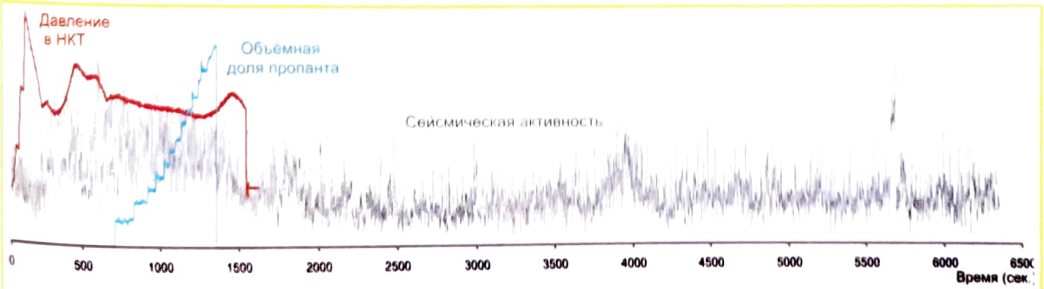
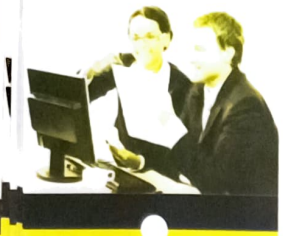


Рис. 4. Технологические графики проведения ГРП в сопоставлении с сейсмической активностью, приуроченной к окрестностям пластопересечения.



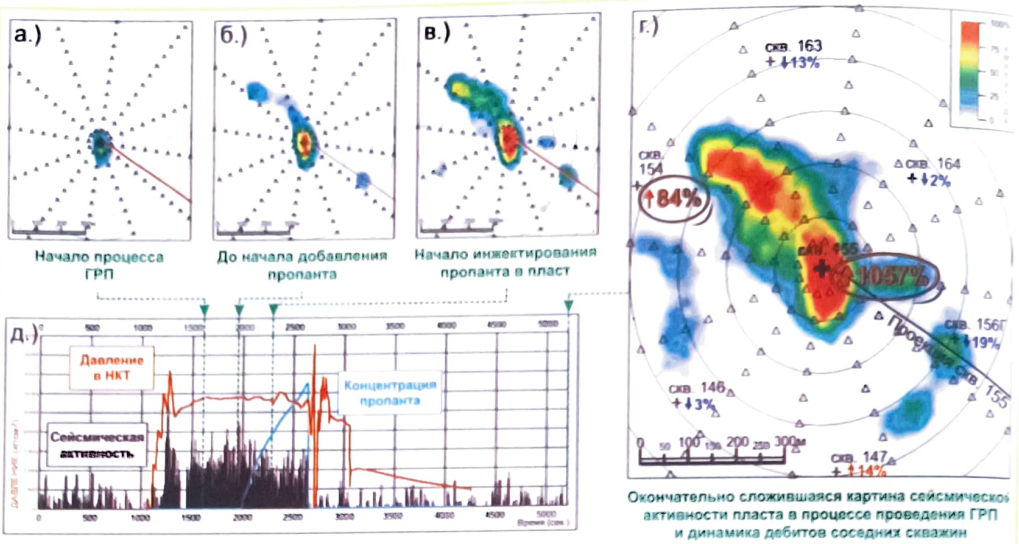


Рис. 5. Результаты обработки данных наземного микросейсмического мониторинга проведённого на скважине 155 в процессе ГРП (север Сургутского свода, 2004г.)

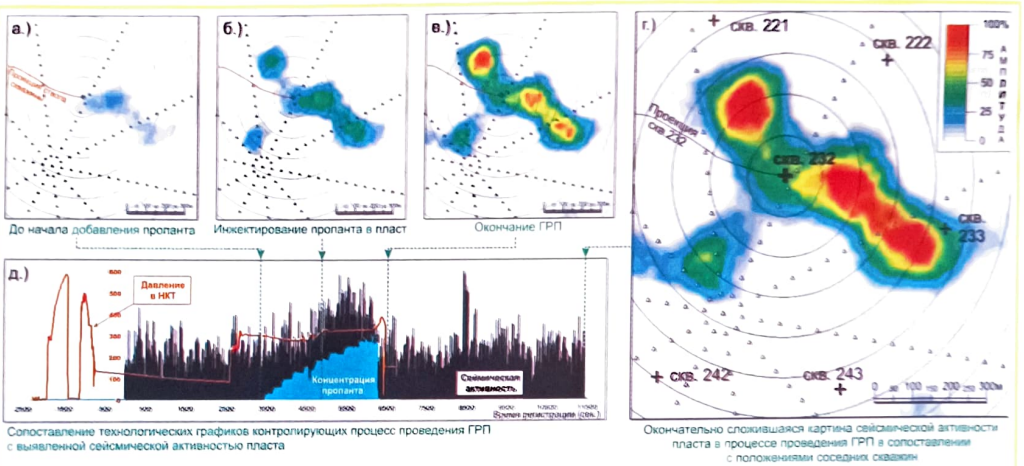


Рис. 6. Результаты обработки данных наземного микросейсмического мониторинга проведённого на скважине 232 в процессе ГРП (Приобское месторождение, 2005г.)

длиться в течение до нескольких суток, т.е. до полного восстановления динамического равновесия в геологической среде, а активная область может достигать протяжённости до тысячи метров. Однако, наиболее существенные процессы происходят в первые часы. Наблюдение эффектов эмиссии сейсмической энергии после проведения ГРП позволяет в более полной мере оценивать зону техногенного воздействия на целевой интервал.

На рисунке 5 представлены результаты обработки данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП в скважине на севере Сургутского свода. Регистрация данных началась за 18 минут до начала ГРП:

Рис. 5.а. Первые 8 минут после начала нагнетания (закачано 28 м3).

На начальной стадии проведения ГРП сейсмически активная зона имеет довольно локальное развитие - до ~50м в южном направлении;

Рис. 5.б. Через 15 минут после начала закачки (закачанный объём 53 м3).

На момент времени до начала добавления пропанта сейсмически активная зона стремительно развивается в северо-западном направлении на удаление ~350м;

Рис. 5.в. Через 20 минут после начала закачки (закачанный объём 70 м3).

С началом закачки пропанта в пласт более уверенно начинает подтверждаться сейсмически активная зона, развитая в северо-западном направлении на удаление ~350м;

Рис. 5.г. По прошествии 43 минут после остановки закачки, 70 минут после начала работ (общий закачанный объём 95 м3).

Наблюдение всего цикла ГРП, включая регистрацию эмиссии сейсмической энергии после проведения работ, наиболее полно описывает зону техногенного воздействия. После проведения операции ГРП в скважине 155 был проведён анализ дебитов соседних скважин (за 1.5 месячный период до и после даты ГРП). Дебит 5-ти соседних скважин изменился в пределах (-19% ; +14%) и лишь в одной скважине 154, расположенной на северо-западе дебит увеличился на +84%. Динамика дебитов соседних скважин объективно подтверждает развитие трещины на значительное удаление в северо-западном направлении.

Интенсивность выделенных аномалий сейсмической активности пласта наиболее вероятным образом отображает степень новообразованной трещиноватости (развитие сети каналов), а результаты обработки данных наземного микросейсмического мониторинга позволяют увидеть в динамике процесс гидравлического разрыва пласта.

На рисунке 6 представлен другой пример результатов обработки данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП, проведённых на вновь пробуренной скважине Приобского месторождения (2005г.):

Рис. 6.а. Первые 14 минут после начала нагнетания геля, до начала добавления пропанта (общий закачанный объём 74 м3);

Уже на начальной стадии ГРП наблюдается обширная сейсмически активная зона, развитая на удаление ~400м в юго-восточном направлении. Данное обстоятельство объясняется поздним началом регистрации - через 13 минут после окончания МиниГРП (MiniFrac), при котором был закачан гель в объёме 20м^3;

Рис. 6.б. Через 40 минут после начала закачки (общий закачанный объем 188 м^3);

С началом продавливания пропанта в пласт интенсивность сейсмической активности усиливается и начинают более уверенно прорисовываться основные области развития техногенной трещины в юго-восточном (~400м) и северо-западном (~250м) направлениях, а также менее интенсивные сейсмические проявления в юго-западном направлении (~300м).

Рис. 6.в. Через 65 минут после начала закачки (общий закачанный объём 280 м^3), окончание ГРП;

По окончании воздействия на целевой интервал выделена довольно обширная зона сейсмической активности пласта, развитая по трём направлениям от скважины: юго-восточная (~400м), северо-западная (~250м) и юго-западная (~300м).

Рис. 6.г. Через 148 минут после начала закачки или спустя 90 минут после окончания процесса ГРП;

На основе регистрации эмиссии сейсмической энергии в первый час после проведения ГРП была получена более полная картина техногенного воздействия на целевой интервал. При совмещении карты сейсмической активности пласта с пластопересечениями соседних скважин становится более понятным логика развития трещин:

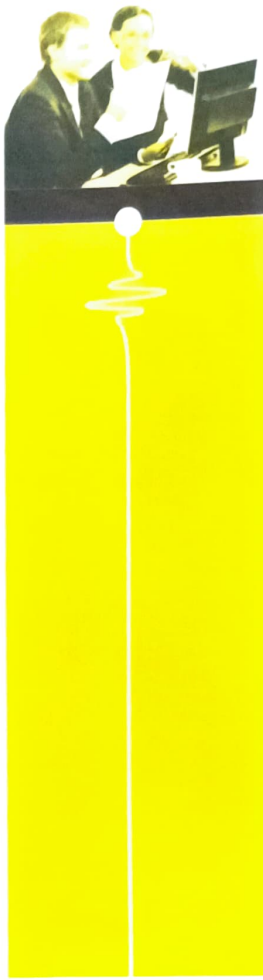
основная трещина, развитая в юго-восточном направлении на удаление ~400м, остановилась, достигнув соседней добывающей скважины 233;

второе крыло основной трещины, выявленное в северо-западном направлении (~250м) и второстепенная трещина (~300м на юго-запад), развивались по ослабленным зонам, направленным на скважины 221 и 242, соответственно.

Высокая корреляция выявляемой сейсмической активности пласта с технологическими графиками проведения ГРП, а также привлечение независимых данных по дебитам соседних скважин позволяет говорить об объективности получаемой информации при обработке данных микросейсмического мониторинга.

Заключение

1. При проведении ГРП возникает сложная пространственная система трещин протяжённостью до нескольких сот метров.
2. Микросейсмический мониторинг ГРП позволяет получать новую объективную информацию о структуре разрывных нарушений месторождений углеводородов и каналах фильтрации пластовой жидкости.
3. На базе этой информации о структуре коллектора можно развивать новые технологии контроля разработки месторождений и повышения нефтеотдачи.



Встречи на Волге

Саратов / 9-11 сентября / 2008

ЕАГО

СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

ОРГКОМИТЕТ **ГЕОТЕХ-2008**

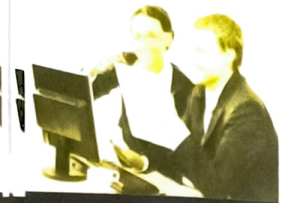
Адрес: 410019, Саратов, ул. Крайняя 129
Тел.: (8452) 64-14-32; факс.: (8452) 64-14-32
e-mail: turlov@skbsp.ru http://www.skbsp.ru

ОАО «СКБ сейсмического приборостроения» и Саратовское региональное отделение межрегиональной общественной организации «Евро-Азиатское геофизическое общество» приглашают на традиционный осенний сбор профессионалов: производителей и пользователей геофизической аппаратуры, представителей производственных, разведочных, промысловых и научных организаций, который назначен на 09-11 сентября 2008 г. в Саратове.

Мы будем рады встретить на Волжских берегах наших постоянных и новых участников и предоставить им возможность для выступлений с докладами, широкого обмена мнениями, демонстрации образцов своих технических и технологических достижений. В планах конференции предусмотрена культурная программа и знакомство с Саратовом.

Целевой сбор на участие в конференции составляет 3000-00 руб. за одного участника от Российских организаций и 10000-00 руб. за участие зарубежных фирм и их представительств. Проведение конференции и проживание участников планируется в профилактории «Сокол». Перечисление целевого сбора будет производиться безналичным перечислением по выставленному на основании заявок счету.

Заявки на участие в конференции и тезисы докладов просим направлять в Оргкомитет конференции до 20.08.2008 г. по факсу: (8452) 64-14-32 или (8452) 27-21-01 и электронной почте: turlov@skbsp.ru. В заявке просим на бланке организации в произвольной форме указать: Ф.И.О. участников, должность, темы докладов и выступлений, необходимая площадь на выставке оборудования, номер в гостинице (1но-местный, 2х-местный, п/люкс, люкс), необходимость встречи на вокзале и аэропорту.



Письмо в редакцию:
Проще о мифах и парадоксах в вибросейсморазведке

Ф.И. Григоров, ОАО "СКБИМ", г. Армавир

Хочу поделиться своим мнением об одном из мифов сейсморазведки. Лично я считаю, что это миф и довольно стойкий. В статье В.И. Юшина приведена такая фраза: "два вибратора излучают волну с амплитудой в два раза большей, чем один" (В.И. Юшин, "Мифы и парадоксы сейсморазведки. Приборы и системы разведочной геофизики" №02/2007). Далее по тексту подобное утверждение: "амплитуда сигнала в дальней зоне также пропорциональна числу вибраторов. Это бесспорный, многократно проверенный факт". В статье Н.Б. Шнеерсона есть фраза: "если амплитуда увеличилась вдвое за счет работы двух вибраторов, то суммарная мощность возрастает в два, а не в четыре раза". (Н.Б. Шнеерсон "Вибрационная сейсморазведка без мифов и парадоксов". "Приборы и системы разведочной геофизики" №02/2007.)

Теперь попробуем разобраться с этими утверждениями - мифами.

Авторы вышеназванных статей делают логическую ошибку, неосознанно предполагая, что при установке рядом двух вибраторов амплитуды складываются, но это неверно. Такому неосознанному заблуждению "помогла" статья с рассмотрением одновременного воздействия двух пульсирующих сфер на полупространство. К моему сожалению я не нашёл сейчас этой статьи и не могу назвать её авторов. В этой статье доказывалось, что амплитуда суммарного сигнала равна сумме амплитуд составляющих сигналов. Самое интересное, что в статье нет математической ошибки. Но в ней не рассмотрена физическая сторона вопроса.

При одновременном воздействии обеих сфер для поддержания неизменным радиуса их пульсации, требуется мощность в два раза большая для каждой из сфер. Увеличение амплитуды сигнала в два раза потребовало увеличения мощности сигнала в четыре раза. Приведу пример, который больше подтверждает не физику явления, а логику рассуждения. Вставим в трёхлитровый баллон два воздушных шарика, и будем надувать их по очереди "загоняя" в каждый из них по два литра воздуха. На это потребуется какая-то энергия, очень небольшая. А теперь попробуйте надуть оба шарика одновременно. Вы сразу почувствуете, что энергии на это требуется гораздо больше, так как в трёхлитровый баллон нужно загнать четыре литра воздуха. Кого не убедил мысленный эксперимент, пробуйте на практике! Приведу ещё один пример "возможного" выигрыша мощности, подтверждающий ошибочность мнения о простом сложении амплитуд. На плите десятитонного вибратора установим два пятитонных вибратора. Сделать это намного легче, чем изготовить двадцати тонный вибратор, утверждаю со всей ответственностью, так как на нашем предприятии выпускаются гидравлические вибраторы всех этих типов.

Если амплитуда суммарного сигнала увеличится в два раза, то при установленной двойной мощности пятитонных вибраторов получим эффект от действия учетверённой мощности. А если установить десять однотонных вибраторов? Амплитуда сигнала должна увеличиться в десять раз, а мощность такого сигнала увеличится в сто раз, правда по сравнению с мощностью однотонного вибратора. Но всё равно это сказочный выигрыш мощности! Думаю, что все оппоненты в один голос воскликнут, что это абсурд. Однако я пользовался только одним допущением, значит оно ошибочно! Третий пример. Я читал отчёт об экспериментах по проверке одновременной работы двух вибраторов. В ней авторы утверждали, что смогли получить увеличение амплитуды только в 1,4 раза. Эти авторы добились очень хорошего результата и выжали из вибраторов всё, что только было возможно. Добиться большего эффекта не разрешают законы физики.

В статье В.И. Юшина приведена такая фраза: "Мощность на поверхности должна возрастать квадратично увеличению амплитуды сигнала, либо амплитуда сигнала в дальней зоне должна возрастать как корень квадратный из числа установленных одинаковых вибраторов". Здесь выделено очевидное утверждение, которое не дописано в статье и потом осложняет осмысливание всего вопроса.

Теперь рассмотрим работу установленных рядом двух вибраторов. При их одновременной работе в фазе происходит увеличение мощности сигнала (сложение), а амплитуда суммарной волны в дальней зоне увеличится пропорционально корню квадратному из увеличения мощности. Два замечания к этому утверждению. Первое: амплитуда суммарной волны просто обязана подчиняться этому закону и в дальней, и вообще в любой зоне, где геометрическое сложение векторов может быть приближенно заменено алгебраическим сложением. Второе: проверку можно производить, имея любые два вибратора, совсем не обязательно одинаковой мощности.

Немного замечаний по сервогидравлическому приводу вибраторов. При работе такого привода с насосом постоянной производительности, его максимальный КПД не может быть больше 0,67. И это относится к гидравлической энергии подаваемой насосом. КПД может достигать 0,67 только при конкретном распределении давлений между агрегатами. При отработке синусоидального сигнала КПД не может быть более 0,34 (очень грубая прикидка, причём в сторону завышения). Это плата за возможность практически мгновенно менять частоту и фазу действующего сигнала. В дебалансных вибраторах нет этих потерь, но нет и возможности быстрого изменения сигнала. При установке насосов переменной производительности "именно такие насосы установлены на вибраторах нашего производства", их КПД может достигать более высоких значений, но это увеличение относится только к потребляемой мощности, а обратить в полезную более 0,34 установленной мощности (необходимой) невозможно. Вся бесполезная для нас энергия превращается в тепло, поэтому и приходится устанавливать большие холодильники на сейсмических вибраторах. Значит, если на сейсмовибраторе с электрогидравлическим приводом установленная мощность составляет 200 КВт, то в полезную может быть переведена энергия не более 70 КВт (опять грубая прикидка в сторону завышения).

Прежде чем сделать ещё одно замечание к работе сейсмических вибраторов, определимся с понятием амплитуды. Дело в том, что сейсмические вибраторы с электрогидравлическим приводом могут работать с разной амплитудой, но нельзя путать понятия амплитуды сигнала и амплитуды вибратора - это разные амплитуды и относятся они к разным явлениям.

Возбудитель вибрации сейсмовибратора с электрогидравлическим приводом имеет конструктивное ограничение максимального перемещения - амплитуды, поэтому на низких частотах (на наших вибраторах ниже 13 Гц), не может быть использована вся "читай установленная" мощность. Пропорционально снижению частоты уменьшается и мощность полезного сигнала. Т.е. при снижении частоты в два раза, в два раза понизится и мощность полезного сигнала. "Не забывайте - точка отчёта 13 Гц и от неё в сторону уменьшения частоты". Это многое объясняет, особенно при рассмотрении работ вибраторов разных типов.

Сравнивать работу вибраторов нужно по мощностям возбуждаемых волн на рабочих частотах. При этом нужно использовать одни и те же расчётные формулы. Только так можно качественно сравнить работу вибраторов различных типов. К сожалению, не могу этого сделать, т.к. совсем не знаю характеристик дебалансных вибраторов, да и самих вибраторов тоже. Но только таким сравнением можно объяснить второй парадокс, рассматриваемый в статье В.И. Юшина.

Литература:

В.А. Хохлов "Электрогидравлический следящий привод"

P.S. Буду очень благодарен читателям, которые помогут найти брошюры, упоминаемые мною в этой статье.

Вибросейсмическое отбеливание: воспоминания о будущем?

А.В. Череповский, А.Н. Бадейкин, г. Москва

Повышение разрешенности вибросейсмических данных становится все более актуальной задачей при переориентации сейсморазведки от поисков крупных антиклинальных ловушек нефти и газа к поискам малоразмерных и неструктурных ловушек, обнаружение и оконтуривание которых возможно только при использовании максимального набора кинематических и динамических атрибутов.

Задачи повышения как разрешенности, так и отношения сигнал/помеха непросто совместить при регистрации и обработке вибросейсмических записей. Одним из редких исключений является вибросейсмическое отбеливание (ВСО), заключающееся в применении АРУ до корреляции виброграмм. При этом, как правило, наблюдается расширение спектра отраженных волн, сопровождающееся улучшением их прослеживаемости и повышением отношения сигнал/помеха.

В США еще в начале 80-х годов прошлого века была показана высокая эффективность процедуры ВСО по ослаблению регулярных волн-помех и расширению спектра полезного сигнала [1]. В конце 80-х годов процедура ВСО была успешно опробована и на многих вычислительных центрах в России и за ее пределами (ГЭМОИ НПО "Нефтегеофизика", КОМЭ объединения "Укргеофизика", ГлавНИВЦ Мингео СССР). Была доказана высокая эффективность ВСО как при кинематической, так и при динамической (с сохранением относительных амплитуд) обработке вибродданных [2,3,4]. Тем не менее, эта процедура не была широко внедрена, а теперь даже возможность применения ВСО отсутствует, поскольку корреляция виброграмм со свип-сигналом выполняется непосредственно в поле, и на обработку поступают только коррелограммы. Эта практика сложилась в 90-е годы прошлого века, когда большинство сейсморазведочных компаний и ВЦ испытывали острую нехватку как 9-дорожечных лент и картриджей, так и машинного времени. В этой работе мы даем обзор выполненных ранее практических и модельных исследований и предпринимаем попытку привлечь внимание к ВСО, выполнив двумерные модельные исследования с использованием современных программных комплексов и проанализировав некоторые новые примеры реальных полевых данных.

В процессе распространения опорного сигнала вибратора в земле происходит повышенное поглощение высоких частот, что ведет к сужению спектра зарегистрированных на виброграммах колебаний по отношению к исходному свип-сигналу и ухудшению результатов виброкорреляции. Но, благодаря близкой к линейной зависимости частоты от времени записи на виброграмме, появляется возможность расширить спектр сигнала за счет ВСО.

На Рис.1 показаны фрагменты 96-канальной коррелограммы, подвергшейся четырем вариантам предобработки: а) стандартной виброкорреляции, б) виброкорреляции и деконволюции (сжатия), в) АРУ до виброкорреляции и г) АРУ до виброкорреляции в сочетании с деконволюцией. Мы видим, что деконволюция достаточно эффективна, но значительно уступает эффективности ВСО во всем интервале записи. Применение деконволюции после ВСО дает незначительный эффект, выражающийся в некотором улучшении разрешенности и прослеживаемости отражений.

На Рис.2 показаны амплитудно-частотные спектры, рассчитанные в широком окне, охватывающем горизонты 1 и 2. Как видно, после стандартной виброкорреляции запись имеет довольно узкий спектр: 18-24 Гц по уровню 0.5 при диапазоне частот исходного свип-сигнала 14-48 Гц. Применение деконволюции сжатия резко расширяет спектр до 16-38 Гц, в то время как ВСО позволяет восстановить довольно ровный спектр, близкий к спектру исходного свип-сигнала. Если в результате применения деконволюции сжатия отношение сигнал/помеха (С/П) остается примерно на том же уровне, то после ВСО отношение С/П повышается примерно в 2.5 раза.

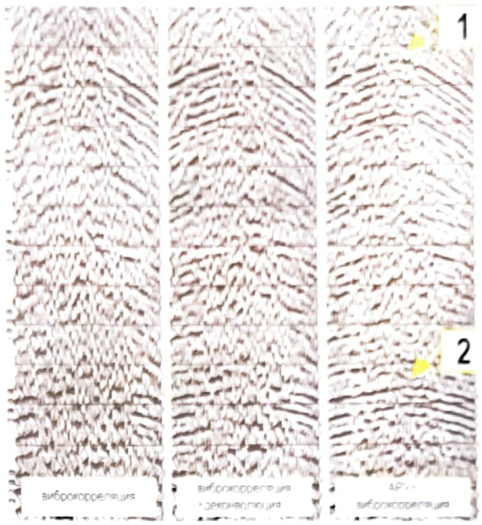


Рис.1. Фрагменты 96-канальных коррелограмм после применения: а) стандартной виброкорреляции, б) виброкорреляции и деконволюции, с) АРУ до виброкорреляции

Амплитудно-частотный анализ по отдельным горизонтам дает еще более интересные результаты. Для горизонта 2 (Рис.3), так же как и для всей коррелограммы, спектр является низкочастотным и лежит в диапазоне 17-27 Гц, а деконволюция после виброкорреляции хоть и расширяет спектр, но все же он остается обеднен высокими частотами. Применение ВСО дает возможность получить совершенно

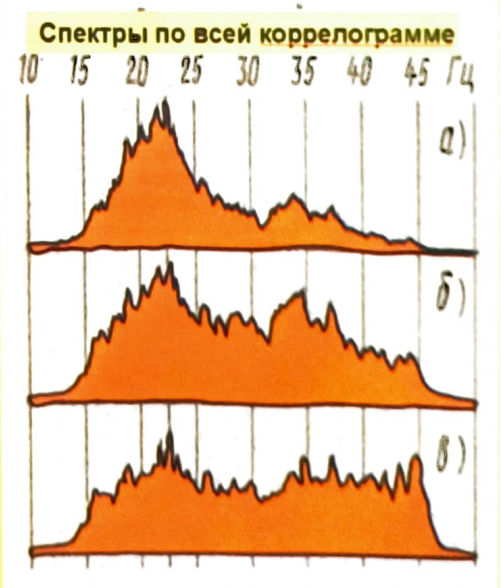
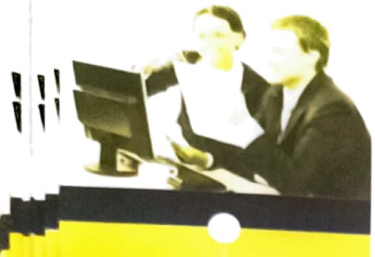


Рис.2. Спектральный анализ в широком окне по коррелограмме после применения: а) стандартной виброкорреляции; б) виброкорреляция и деконволюция, в) АРУ до виброкорреляции



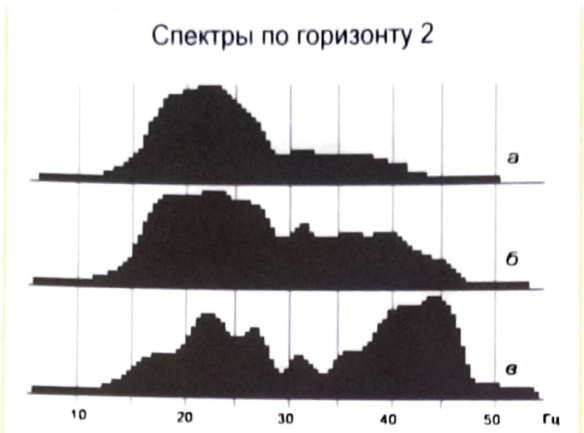


Рис. 3. Спектральный анализ в окне горизонта 2 после применения: а) стандартной виброкорреляции; б) виброкорреляция и деконволюция; в) АРУ до виброкорреляции

другой спектр: помимо низкочастотного появляется второй, более высокочастотный максимум (37-47 Гц), соответствующий отражательным свойствам среды, чем и объясняется резкое улучшение прослеживаемости горизонта 2 на коррелограмме. Таким образом, ВСО именно расширяет спектр полезного сигнала, а не поднимает уровень высокочастотных случайных помех.

На 24-кратном временном разрезе различия в отношении С/П еще более впечатляющие. Если деконволюция после виброкорреляции позволяет сохранить примерно такие же значения отношения сигнал/помеха, то в случае ВСО этот параметр возрастает по отдельным горизонтам в 3-3.5 раза. Полученные результаты свидетельствуют о возможности исключения деконволюции сжатия из графа обработки при применении ВСО.

В КОМЭ объединения "Укргеофизика" в 1990 г. была выполнена опытная обработка вибросейсмических данных с получением временного разреза по общепринятому графу, предусматривающему сохранение относительных амплитуд (СОА), а также второго временного разреза, отличающегося от первого только применением АРУ (с длиной оператора 600 мс) до виброкорреляции [4]. Длина оператора АРА, по-видимому, должна зависеть от конкретных сейсмогеологических условий и целей сейсморазведочных работ.

В этом случае диапазон частот исходного свип-сигнала простирался от 12 до 80 Гц. Полученные временные разрезы имеют существенные различия (Рис.4). Второй разрез (с ВСО) предпочтительнее по многим признакам: повысилась преобладающая частота отраженных волн во всем диапазоне записи; улучшилась разрешенность записи, особенно в интервале 0.7-1.1 с; повысилась детальность сейсмического изображения за счет разделения интерференционных отражений. Практически полное подавление низкочастотных волн-помех на малых временах регистрации - это очень благоприятный фактор, поскольку специальные программы вычитания регулярных помех вносят и определенные искажения в динамику волнового поля.

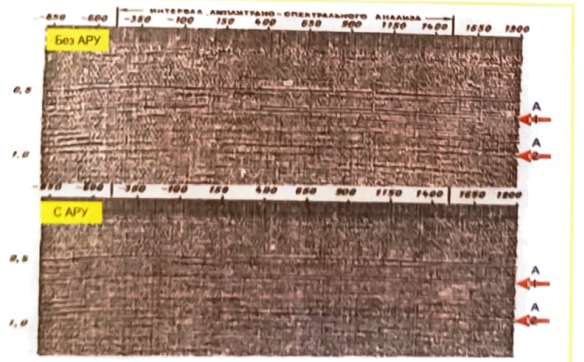


Рис. 4. Временные разрезы с сохранением относительных амплитуд без АРУ (а) и с АРУ (б) до виброкорреляции

Количественный анализ по обоим временным разрезам был выполнен в двух интервалах, центрами которых являются горизонты А1 и А2. Если пиковая частота спектра сигнала не изменилась, то средневзвешенная частота спектра сигнала повысилась на 6 Гц для горизонта А1 и на 11 Гц для горизонта А2 [Табл.1]. Эффективная ширина спектра сигнала также повысилась на 14 Гц для горизонта А1 и на 16 Гц для горизонта А2. Отношение С/П в данном случае осталось практически одинаковым для обоих разрезов. Было установлено, что локальные колебания амплитуд на этих разрезах повторяются как для границы А1, так и для границы А2, различаясь лишь во второстепенных деталях, что свидетельствует в пользу сохранения динамики при применении ВСО. Более того, отношение среднеквадратических значений амплитуд А1/А2 сохраняется с точностью 1.5% на этих двух разрезах. Таким образом, ВСО не приводит к потере амплитудных соотношений в плоскости временного разреза. Этот результат имеет большое практическое значение, потому что в противном случае для обработки данных вибрационной сейсморазведки граф кинематической и динамической обработки пришлось бы разделять в самом начале, на этапе корреляции виброграмм: для получения разрешенного высококачественного кинематического разреза необходимо применять АРУ до корреляции, а при динамической обработке пришлось бы повторить виброкорреляцию без АРУ. Такой подход почти удвоил бы стоимость обработки вибросейсмических данных.

Наиболее ощутимые различия между разрезами с АРУ и без АРУ до виброкорреляции наблюдаются в спектре помех: если на разрезе без АРУ в спектре помех в окне горизонта 1 доминировали частоты 15-20 Гц, по всей видимости, соответствующие цугу поверхностных волн, и спектр затухал к 45 Гц (Рис.5), то на разрезе с АРУ низкочастотный максимум сохранился в ослабленном виде, а со стороны высоких частот спектр шума обрамлен другим экстремумом, связанным с цугом звуковых волн и отсутствовавшим ранее вследствие узкого спектра стандартных коррелограмм. Необходимо учитывать, что общий уровень энергии шума очень низкий (6-7% от полной энергии) и экстремум, соответствующий цугу звуковых волн, не проявляется в общем спектре записи и легко подавляется полосовым фильтром с

Таблица 1. Частотно-энергетические характеристики сейсмической записи для двух отражающих горизонтов

Характеристика	Стандартный разрез СОА		Разрез с АРА до свертки	
	Гор А1	Гор А2	Гор А1	Гор А2
Пиковая чистока, Гц	37	18	37	18
Средневзвешенная чистота спектра сигнала, Гц	29,5	26,2	35,6	37
Эффективная ширина спектра сигнала, Гц	28,5	21,6	42,6	37,0
Энергетическое отношение помеха/сигнал	20,2	12,9	19,6	13,5
Разрешающая способность записи, Гц	36,7	29,4	48,9	50,1
Эффективная длительность нуль-фазового аналога сигнала, Гц	38,2	53,0	24,7	30,6

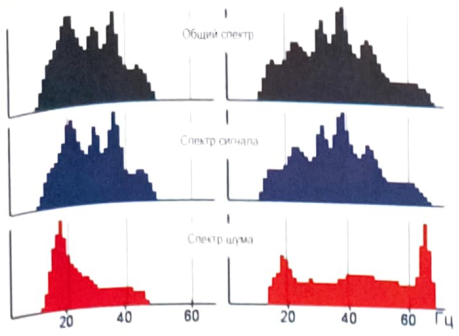


Рис.5. Амплитудно-частотные спектры вдоль горизонта 1 без АРУ (слева) и с АРУ (справа)

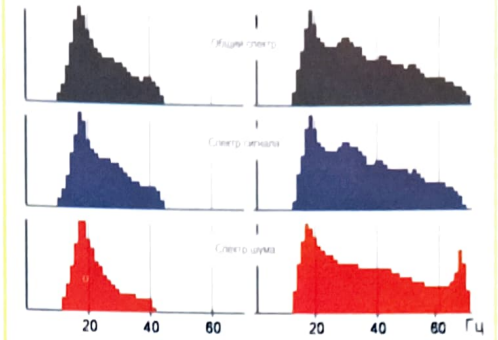


Рис.6. Амплитудно-частотные спектры вдоль горизонта 2 без АРУ (слева) и с АРУ (справа)

правым срезом 60-70 Гц (для четырехточечного фильтра), не затрагивая спектр сигнала.

В окне горизонта 2 (Рис.6) пиковые частоты спектров сигнала и шума равны 18 Гц для обоих временных разрезов, и в целом, в отличие от горизонта 1, практически полностью перекрываются. Плохое разделение спектров сигнала и шума связано, в первую очередь, с нестабильностью формы сигнала, а не с близостью преобладающих частот нерегулярных помех и отражательной характеристики данного интервала разреза. Это видно из сравнения частотных характеристик записи на рассматриваемых временных разрезах в двух вариантах обработки. Для горизонта 2 средневзвешенная частота сигнала повысилась на 11 Гц по сравнению с разрезом без ВСО, а эффективная ширина спектра - на 16 Гц. В результате разр-ешающая способность записи в этом интервале разреза выше, чем в окне горизонта 1. Таким образом, ВСО, компенсируя частотное затухание записи на виброграммах, оказывает заметное влияние на информативность и глубинность вибрационной сейсморазведки. Эффективность ВСО увеличивается со временем регистрации, что подтверждается и другими имеющимися у нас материалами.

Хотя обычно ВСО эффективнее, чем деконволюция сжатия (после виброкорреляции) в отношении разрешенности записи, ВСО не эквивалентно декону по воздействию на АЧХ коррелограмм. Поэтому только тестирование этих процедур на каждом конкретном материале может решить вопрос об актуальности декона после ВСО.

Из-за нелинейности АРУ многие геофизики отрицают возможность точного сохранения амплитуд при ВСО. Однако, АРУ до виброкорреляции не может отождествляться с АРУ после вирокорреляции, поскольку не приводит к потере динамики по обеим координатам временного разреза. Степень амплитудно-фазовых искажений записи при применении ВСО была изучена нами на одномерных и двумерных моделях [5]. В соответствии со сверточной моделью виброграммы, моделирование включало создание импульсной модели среды, переменную по времени амплитудную модуляцию свип-сигнала с целью имитации частотно-зависимого поглощения, свертку модулированного свип-сигнала с импульсными сейсмограммами и добавление случайного шума заданной интенсивности. Полученные виброграммы служили исходным материалом для решения обратной задачи путем корреляции виброграмм (с АРУ и без АРУ до корреляции) и определения кинематических и динамических характеристик синтетических коррелограмм.

На тестовой импульсной модели, сочетающей в себе слабые и сильные коэффициенты отражения, расположенные через кратные временные интервалы, определялось влияние единственного параметра АРУ - длины оператора (и, соответственно, шага расчета функции усиления) - на динамику получаемых коррелограмм (Рис.7). Анализ амплитуд во временных окнах шириной 100 мс показал, что динамика исходной импульсной трассы не сглаживается при ВСО, но искажается систематическим образом: на истинные коэффициенты отражения накладывается монотонная функция усиления. При этом для границ, отстоящих друг от друга на 150-600 мс, отношение их амплитуд меняется незначительно, на 3-8%. И только для границ или групп границ, отстоящих на 1000 мс и более, отношения амплитуд систематически искажаются на десятки процентов.

Отмеченный искусственный амплитудный тренд заметно уменьшается при увеличении длины оператора АРУ от 600 до 1200 мс, но почти не меняется в интервале длин оператора АРУ от 1800 до 3600 мс. С точки зрения расширения спектра записи результаты ВСО практически эквивалентны во всем тестировавшемся диапазоне длин оператора АРУ от 600 до 3600 мс.

Исследовалось также влияние случайного шума на эффективность ВСО. Для уменьшения влияния случайных реализаций шума и, соответственно, повышения стабильности результатов моделирования, спектральный анализ выполнялся по коррелограммам, состоящим из 6 трасс. Интенсивность случайного шума задавалась в следующем диапазоне значений: при минимальном уровне шума величина его среднеквадратического отклонения равнялась величине самого слабого коэффициента отражения, а при максимальном уровне шума - самого сильного, что в условных единицах соответствует изменению значений от 1 до 5 (Рис.8). Добавление случайного шума к виброграмме приводит к неожиданным результатам и выводам. Амплитудные соотношения на коррелограммах, при наличии аддитивных помех на виброграммах, искажаются в сторону сокращения динамического диапазона отражений по сравнению с истинным как при использовании АРУ до виброкорреляции, так и без нее. Чем интенсивнее шум, тем

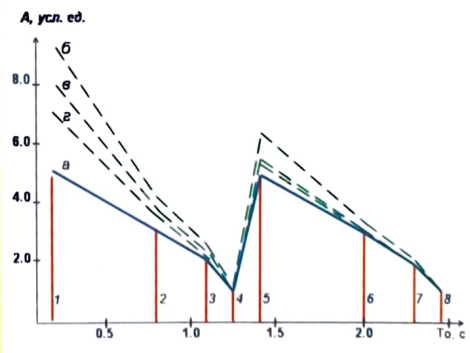
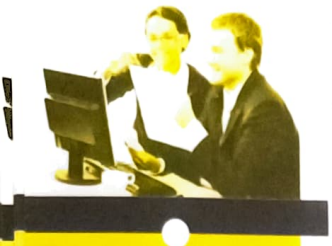


Рис.7. Модельная импульсная трасса и относительные амплитуды отражений на синтетической коррелограмме без АРУ до корреляции (а) и с операторами АРА длиной (мс): б) 600; в) 1200; г) 2400



больше на коррелограммах выравниваются амплитуды близких в пространстве и контрастных отражений, но при обычной корреляции результаты дальше от заданных в модели, чем при применении ВСО. При ВСО аддитивные помехи служат как бы стабилизирующим фактором, и при интенсивных случайных помехах уменьшается вышеописанный искусственный амплитудный тренд. Для реальных данных такую роль будут играть слабые отражения.

Альтернативой применению АРУ до виброкорреляции по повышению разрешенности записи является весовая корреляция. Как известно, весовая корреляция дает возможность управлять спектром коррелограмм. Но что особенно важно с точки зрения сохранения относительных амплитуд, эта процедура линейна и не дает амплитудного тренда в отличие от АРУ до виброкорреляции. Однако, на той же импульсной модели установлено, что и при весовой корреляции аддитивные помехи вызывают сокращение динамического диапазона отражений, особенно для близких контрастных границ, причем в еще большей мере, чем при АРУ до виброкорреляции. В таблице 2 приведены отношения амплитуд на коррелограммах в % к истинному значению для отражающих границ 3 и 4, 4 и 5 модели, представленной на Рис.7.

Двумерное моделирование "ярких пятен" и интерференционных отражений от выклинивающегося тонкого слоя показало, что ВСО не вызывает сколь-нибудь заметного сглаживания амплитуд отражений и в горизонтальном направлении, и весьма устойчиво к интенсивным случайным помехам [6].

Опытная обработка полевых вибросейсмических данных и двумерное моделирование позволили сделать следующие выводы по эффективности ВСО (или АРУ до виброкорреляции):

- значительно ослабляются низкочастотные помехи, включая поверхностные волны;
- резко расширяется спектр сигнала и повышается разрешенность сейсмической записи;
- эффективность ВСО значительно превышает эффективность деконволюции сжатия;
- повышается прослеживаемость отражающих границ, особенно с увеличением времени регистрации, - то есть, повышается глубинность сейсмических исследований.
- не происходит потери динамики в плоскости временного разреза (как по вертикали, так и по латерали);
- при низком отношении сигнал/шум более достоверные результаты обработки виброграмм могут быть получены с использованием ВСО, чем при стандартной виброкорреляции.

В настоящее время не просто привлечь интерес к ВСО из-за общепринятой корреляции виброграмм непосредственно в поле, в основном по причине экономии картриджей или дискового пространства.

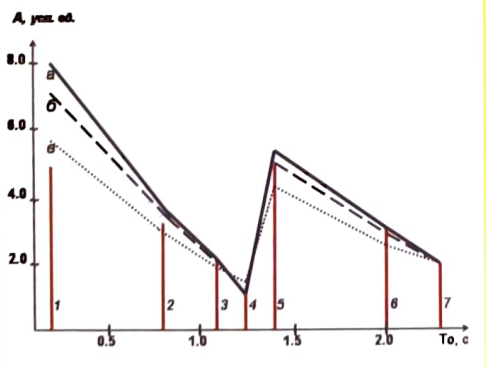


Рис.8. Модельная импульсная трасса и относительные амплитуды отражений на синтетической коррелограмме с АРУ до корреляции при следующих уровнях случайного шума (усл. ед.): а) 1.0; б) 2.5; в) 5.0

Но цена этого вопроса совсем другая и просто она звучит так: будет сохранен материал для извлечения интерпретируемых данных или нет. Чтобы убедительно показать это, мы использовали немногие имеющиеся в нашем распоряжении примеры современных виброграмм. Первый пример - это виброграммы с уникального 9-компонентного профиля, отработанного Пермнефтегеофизикой по заказу Министерства природы в 2005 г. В качестве источника на этом профиле использовались трехкомпонентные вибраторы, а в качестве приемников - трехкомпонентные электродинамические приборы. На Рис. 9 приведен пример коррелограммы горизонтальной компоненты, записанной при горизонтальном воздействии вибратора в плоскости профиля - другими словами, это запись поперечных SV-волн. Вибратор возбуждал диапазон частот от 10 до 40 Гц, и коррелограмма после стандартной виброкорреляции характеризуется многофазием и интенсивными низкочастотными кратными волнами, полностью маскирующими целевые поперечные волны в интервале записи от 1 до 2 с. Максимум амплитудно-частотного спектра (на стандартной коррелограмме) в целевом интервале записи достигается на 13-14 Гц, а на 30 Гц амплитуды записи ослабляются более чем на 30 дБ. Одноканальная деконволюция сжатия позволяет поднять амплитуды записи примерно на 5-6 дБ в интервале 20-40 Гц, но она не может "вытащить" полезные поперечные волны из таких исходных коррелограмм. В свою очередь, ВСО буквально "проявляет" целевые поперечные волны благодаря высокоэффективному ослаблению низкочастотных цугов помех, и амплитуды записи в этом случае повышаются на 14-15 дБ в диапазоне 20-40 Гц. Таким образом, и на поперечных волнах наблюдаются те же эффекты, –нентных виброграмм, а именно ВСО гораздо лучше выравнивает спектр (полезных волн), чем одноканальная деконволюция сжатия (Рис.10).

Таблица 2. Отношение амплитуд на коррелограммах в % к истинным значениям для пар горизонтов 3 и 4, 4 и 5.

Интенсивность шума, усл. йод.	Стандартная корреляция, %	Весовая корреляция, %	Отбеливание (АРА до корреляции), %
Для отражающих границ 3 и 4			
0	100,1	99,2	100,8
1,0	92,0	89,3	92,9
2,5	75,7	70,9	79,2
8,0	55,1	50,7	58,0
Для отражающих границ 4 и 5			
0	100,4	97,6	100,8
1,0	93,8	90,0	95,8
2,5	78,2	73,5	81,3
8,0	58,2	54,5	63,2

Другие проанализированные нами виброграммы, записанные летом 2007 г. на Ближнем Востоке по заказу компании Татнефть, были получены с вертикальными вибраторами и трехкомпонентными цифровыми акселерометрами VectorSeis. В этом случае мы использовали достаточно высококачественную вертикальную компоненту для анализа сохранения амплитуд отраженных волн при ВСО. Вдоль годографов двух выбранных отражений (Рис.11) были рассчитаны среднеквадратические амплитуды и построены соответствующие графики (Рис.12) для двух вариантов свертки виброграмм. Очевидно, что все локальные амплитудные аномалии сохраняются при ВСО, но поскольку она обладает эффектом подавления низкочастотных помех [1], то отдельные короткопериодные всплески амплитуд имеют меньшую амплитуду в случае ВСО.

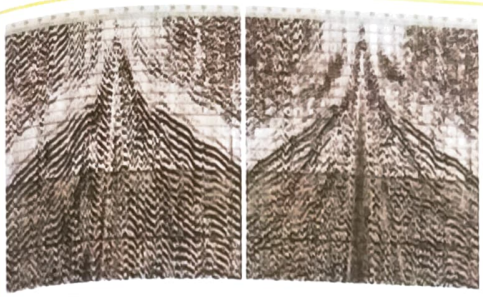


Рис.9. Горизонтальная компонента без АРУ (слева) и с АРУ (справа) до виброкорреляции при возбуждении SV-волн вибратором

Были также рассчитаны отношения амплитуд отражений для этих двух горизонтов, которые показывают, что в данном случае соотношения амплитуд по оси времен меняются несущественно при использовании ВСО. Как уже говорилось при анализе результатов моделирования, ВСО - прежде всего благодаря значительному ослаблению низкочастотных волн-помех - может давать более точные относительные амплитуды, чем стандартная виброкорреляция.

Мы надеемся, что представленные нами примеры обработки вибросейсмических данных и их моделирования вызовут новую волну интереса к ВСО и весовой виброкорреляции. Мы также планируем расширить модельные исследования с использованием современных обрабатывающих и интерпретационных комплексов и изложить результаты в следующих публикациях.

Благодарности

Я хотел бы поблагодарить Дэна Херольда (Parallel GeoScience Corp., USA) за пакет программ SPW, предоставленный для визуализации и атрибутного анализа вибросейсмических данных.

Литература

1. Coruh, C. and J.K.Costain, 1983, Noise attenuation by vibroseis whitening, Geophysics, v.48, p.543-554.

2. Череповский А.В., Бадейкин А.Н., 1988. Роль регулировки амплитуд при кинематической обработке вибрационной сейсморазведки. Экспресс-информация ВИЭМС. Разведочная геофизика. Отечественный производственный опыт, 1988, вып.10, с 1-4.

3. Череповский А.В., 1990. Повышение эффективности вибрационной сейсморазведки МОГТ при решении задач регионально-поискового этапа в малоизученных регионах. Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук.

4. Череповский А.В., Сергий Г.Б., Прилепская Т.В., 1990. Особенности динамической обработки вибросейсмических данных. Научно-технические достижения и передовой опыт в области геологии и разведки недр, информационный сборник, 1990, вып.4, с.32-40.

5. Череповский А.В., Бадейкин А.Н., 1992. Исследование динамических искажений записи при вибросейсмическом отбеливании. Научно-технические достижения и передовой опыт в области геологии и разведки недр, информационный сборник, 1992, вып.7, с.41-46.

6. Череповский А.В., Бадейкин А.Н., Шиморин М.В., 2008. Вибросейсмическое отбеливание: прошлое, настоящее и будущее. Тезисы 3-ей Международной конференции и выставки "Геонауки - от новых идей к новым открытиям", 7-10 апреля 2008 г., Санкт-Петербург.

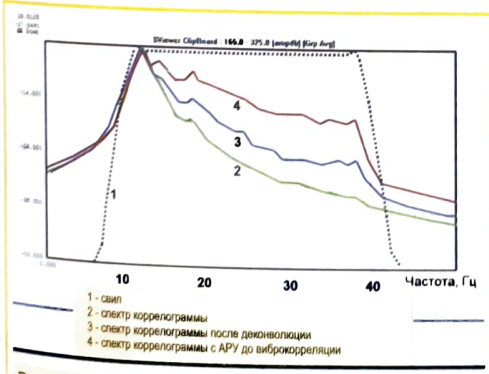


Рис.10. Амплитудно-частотные спектры горизонтальной компоненты в целевом интервале записи. 1 - исходный свип-сигнал; 2 - спектр после стандартной виброкорреляции; 3 - спектр после деконволюции сжатия; 4 - спектр при ВСО.

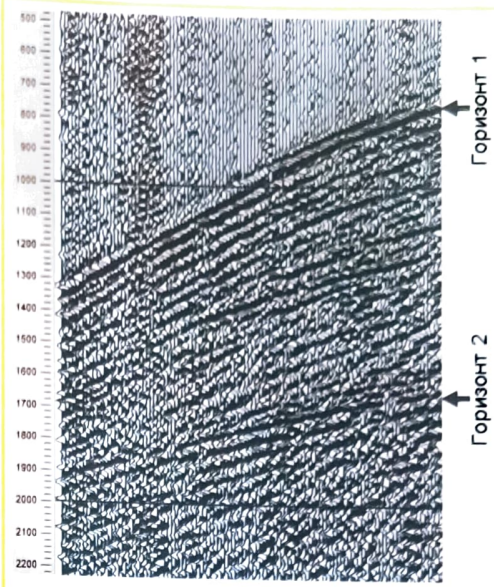


Рис.11. Фрагмент коррелограммы 3Д, на которой анализировались амплитуды по двум отраженным волнам

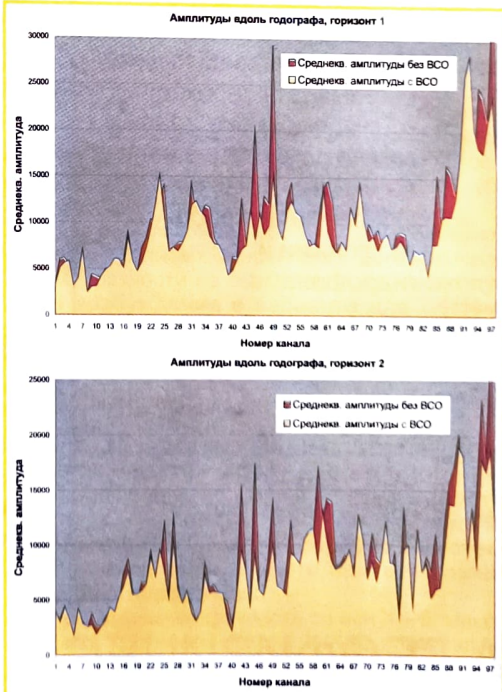
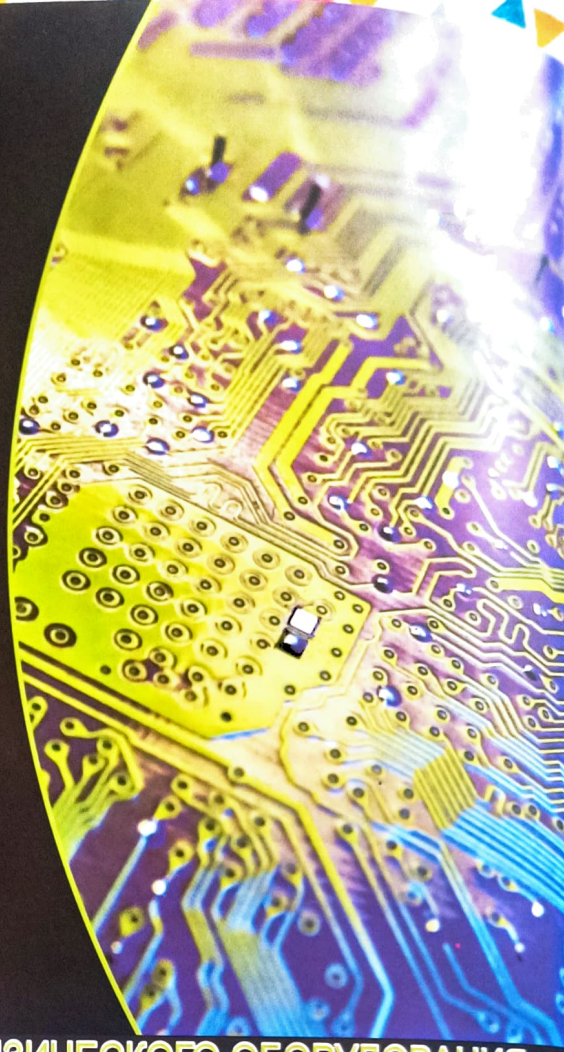


Рис.12. Среднеквадратические амплитуды по двум отражающим горизонтам с АРУ и без АРУ до виброкорреляции

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ТОНКОСТИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ

СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ



ПРОИЗВОДСТВО, ПОСТАВКА И ОБСЛУЖИВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

БОЛЕЕ 45 ЛЕТ НА РЫНКЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ
НА ВСЕ ПРОИЗВОДИМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ 5 ЛЕТ ГАРАНТИИ.

ПРОГРЕСС-Т2

Телеметрическая сейсморегистрирующая система для 2D и 3D наземной сейсморазведки. Работает с любыми импульсными и вибрационными источниками возбуждений.

ПРОГРЕСС-Т155

Телеметрическая сейсморегистрирующая система для переходных зон. Блоки сбора данных можно погружать в воду на глубину до 30 м. Обеспечивает работу с геофонами и гидрофонами.

ССВ-2

Система синхронизации возбуждений. Теперь система работает с GPS (Global Positioning System) с взрывными и импульсными источниками возбуждений.

ТЕСТ-СП

Тестер сейсмоприемников электродинамически
Связь с компьютеро
через Ethernet.

ПРОГРЕСС-ЛМ

Малоканальная сейсмостанция для изучения ВЧР методами МПВ и МСК с числом каналов 12-128.

ТЕСТЕР ССВ-2

Тестирование системы ССВ - 2, а также аналогичных систем других производителей.

ЗАРЯДНЫЕ УСТРОЙСТВА

Блоки ЗУ предназначены для зарядки аккумуляторных батарей с током зарядки до 20 А.

ОБРЫВО-ИСКАТЕЛЬ

Предназначен для поиска обрывов жил геофизических кабелях.

АРЕНДА ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИ

("ПРОГРЕСС - Т2", "ПРОГРЕСС - Т155, ПРОГРЕСС - МЛ
и их составных частей)

Россия, 410019 г.Саратов Ул. Крайняя 129 тел.: (8452) 64-09-51 69-25-37
E-mail: skbsp@skbsp.ru http://www.skbsp.ru факс: (8452) 64-14-52 27-21-01

Площадная съемка и обработка материалов, полученных при нестандартных поверхностных условиях выполнения работ

Соснов К.Н., Заложных М.А., Барулин Д.А., ОАО "Саратовнефтегеофизика", г. Саратов

Рост технической оснащенности геофизических организаций в последнее десятилетие обусловил все более широкое применение сейсморазведки 3D, особенно на этапе доразведки месторождений. При этом зачастую участки, на которых проектируются работы, характеризуются достаточно сложными глубинными и поверхностными условиями. Возникающие нестандартные ситуации требуют нестандартных решений и приемов как на этапе проектирования работ, так и при обработке полученных материалов. В настоящей статье рассмотрены примеры подобных нестандартных ситуаций с использованием материалов ОАО «Саратовнефтегеофизика», полученных на 2-х участках Южно-Варавенской площади Краснодарского края.

В соответствии с геологическим заданием, необходимо было выполнить сейсморазведку МОГТ-3D на Южно-Варавенской площади Темрюкско-Славянского лицензионного участка Краснодарского края. Район работ площадью 53 км^2.

Район работ располагался на территории Славянского района Краснодарского края. Рельеф местности - равнина с широко развитой системой гидротехнических сооружений – каналами, рисовыми чеками. Колебания абсолютных отметок рельефа от -0,2 м до +3,6 м. В пределах площади проектируемых работ имеется несколько оросительных каналов и лиман Глубокий.

Работы планировались на территории, на которой серия дамб перемежалась наличием обводненных и заболоченных участков. Массивами рисовых чеков и посевами зерновых культур занято более 70% изучаемой территории. Ко всему прочему, направление дамб зачастую менялось (рис. 1), что затрудняло сохранение проектной кратности в пределах площади съемки. Тем не менее, как видно из рис. 2, и по удалениям, и в какой-то степени, по азимутам в бинах удалось сохранить вполне удовлетворительные параметры.

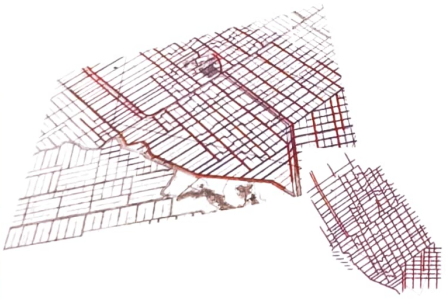


Рис. 1. Проектная схема обработки 3D. Южно-Варавенская площадь, участок Цилинный, Краснодарский край, условия проведения работ – рисовые чеки

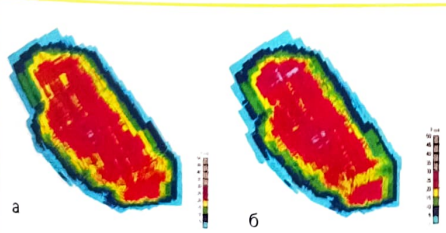


Рис. 2. а. проектное поле кратности, б. фактическое поле кратности

Некоторые особенности проектирования системы наблюдений 3D в условиях рисовых чеков

Субрегулярная система площадных наблюдений

В соответствии с договором, предстояло выполнить съемку 3D на 2-х участках – Целинном и Лиманном. При этом основные трудности были связаны с наличием на территории работ рисовых чеков, а на Лиманном участке – ещё и Лимана Глубокий. Основными исходными параметрами для проектирования площадных систем наблюдения являются размер бина – обычно 50 х 50м по поверхности-, суммарная кратность перекрытия и максимальная глубина целевого горизонта. Все остальные параметры для регулярных систем либо задаются, либо рассчитываются таким образом, чтобы они удовлетворяли исходным. В данном конкретном случае наличие рисовых чеков с разделяющими дамбами требовало иного подхода к проектированию и отработке Южно-Варавенской площади.

Специалисты ОАО «Саратовнефтегеофизика», проанализировав расстояния между дамбами, по которым предполагалось размещать линии возбуждения (ЛВ), установили, что наиболее часто расстояния между дамбами для ЛВ – 600м, которое и было принято в качестве расчетного. Далее возможны две комбинации кратности по оси X – Nx = 6 или 4. Соответственно кратность по Y будет 4 или 6, поскольку суммарная кратность в геологическом задании определена в 24. В итоге были выбраны кратность по оси X=6, по оси Y=4.

Из выражения $Mx = \Delta X \times 2Nx / \sigma x$ определим число каналов в линии приема:

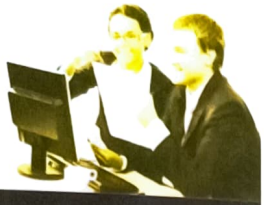
Mx = 600x12/50 = 144 - что вполне удовлетворяет, как показывают дальнейшие вычисления, и суммарному максимальному удалению по осям X, Y, которое должно быть соизмеримо с глубиной последнего целевого горизонта.

Несколько сложнее обстояло дело с линиями приема. Если их количество автоматически равно кратности по оси Y, т.е. 4, **то число пунктов возбуждения в варианте для системы типа «крест» зависит от расстояния между линиями приема**. При этом число случаев появления различных расстояний – N - варьирует в достаточно широких пределах (от 200 до 500 метров):

200м - 5, 250м - 10, 300 – 27, 350 – 37, 400м-42, 450м – 6, 500м – 3

Было принято решение **при работах МОГТ3D в условиях рисового земледелия использовать субрегулярную систему наблюдения типа «крест» при следующих исходных параметрах**:

максимальная кратность по оси X – 6, максимальная кратность по оси У – 4, номинальная кратность по осям X,У – 24, расстояние между пунктами возбуждения колебаний. – 50м, расстояние между пунктами приема колебаний – 50м, шаг пространственной дискретизации по глубине – 25х25м, количество линий приема в



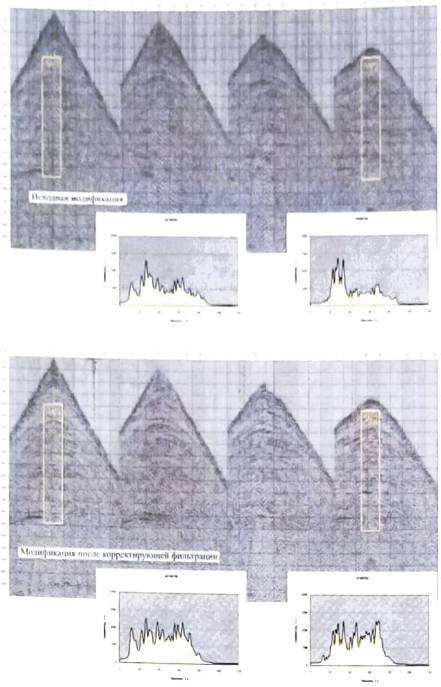


Рис.3. Сейсмограммы и амплитудно-частотные характеристики с комбинированным свип-сигналом (File 29)

блоке наблюдения. – 4, номинальное количество каналов в линии приема – 144, номинальное количество каналов в блоке 576, расстояния между линиями приема колебаний – 200-550м (преобладают 350-400м), расстояние между линиями возбуждения колебаний: участок Целинный – 400-700м (преобладает 600м), участок Лиманный – 250-800м (преобладает 600м), количество пунктов возбуждения колебаний в блоке – 32-88 (преобладают 56- 64), окно в середине линии возбуждения колебаний – 50м, максимальное удаление по оси X – 3575м, максимальное удаление по оси У – 1075-3000м, (для преобладающих ΔЛП=350-400м – 1900-2175м), максимальное удаление по осям X,У – 3733-4667м, (для преобладающих ΔЛП=350-400м – 4048-4185м)

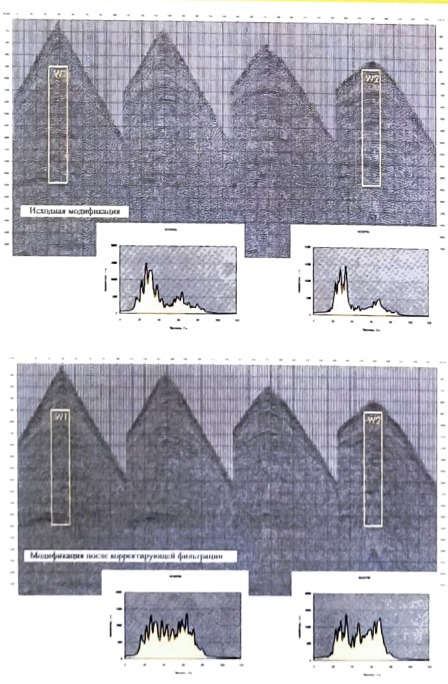


Рис. 4. Сейсмограммы и амплитудно-частотные характеристики свип-сигнала с переменной нагрузкой на грунт (File 3)

Понятно, что в условиях рисовых чеков и линии приема, и линии возбуждения колебаний можно размещать в подавляющем большинстве случаев только по дамбам.

Приемный блок состоял из 4-х линий приема. Диапазон изменения расстояний между линиями приема указан выше. Еще одно обстоятельство, осложнявшее проведение полевых работ, связано с тем, что не все дамбы оказались пригодными для использования на них крупногабаритных вибраторов, что вызывало необходимость оперативной коррекции и участков линии возбуждения. Выполнялась указанная коррекция на мини-центре непосредственно в полевом лагере после получения от топографов сведений о позициях разбитых линий приема и возбуждения. На основании указанных сведений с помощью системы MESA контролировалось сохранение поля кратности после вносимых изменений в линии возбуждения и приема, а операторам станции выдавалась информация о коммутации каналов приема каждого блока отрабатываемой полосы и о количестве и пунктах расположения источников.

Для Целинного участка реальное поле кратности в целом сопоставимо с проектным (рис. 2), за исключением небольшой зоны на стыке 3-й и 4-й полос, где кратность понизилась до-15 за счет различий в направлении дамб между северной и южной частями участка, что и обусловило указанные отличия. Заметим, что 15 – это как раз нижний допустимый предел, согласованный с Заказчиком для труднопроходимых зон.

Несколько сложнее обстоит дело с южной частью Лиманного участка, на котором в силу объективных обстоятельств не удалось проложить непосредственно по акватории линии приема с донными приборами из-за того, что Заказчику работ не сумел получить разрешения экологической службы края. Что привело к понижению реального поля кратности в зоне акватории до 10 и менее.

В заключение отметим, что перемещение аппаратуры и оборудования с пикета на пикет часто производилось с объездами, составляющими свыше 70% расстояния между пунктами наблюдения. Смотка-размотка сейсмических кос до 20% протяженности выполнялась на автотранспорте и на 80% вручную. Во избежание повреждения сейсмокос в связи с сельхозработами в 90% случаев (в среднем) производилась ежесменная смотка-размотка сейсмокос и установка сеймсмоприемников.

Опытные работы

Основной интервал исследования – толща караган-чокракских отложений- имеет достаточно сложное строение из-за серии тектонических нарушений. И положительный результат бурения разведочных скважин во многом зависит от достоверности получаемой в результате работ информации о строении указанной толщи. Поэтому помимо субрегулярной системы наблюдения достаточно много внимания было уделено и подбору оптимального свип-сигнала. Известно, что чем больше в спектре регистрируемых отраженных волн средне- и высокочастотных компонент, тем более точную информацию мы получаем о глубинном строении площади. Поэтому перед началом работ были выполнены опытные работы по подбору оптимального свип-сигнала, способного обеспечить расширение спектра в высокочастотную область.

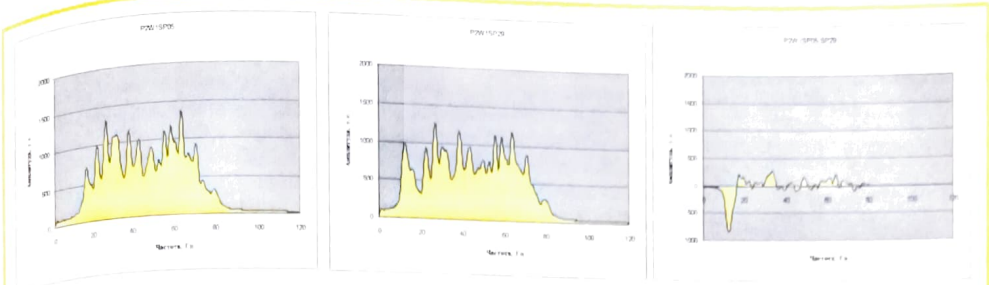


Рис. 5. Амплитудно-частотные характеристики и разностные спектры для Files 5, 29

Разработанная программа опытных работ, согласованная и дополненная супервайзером Заказчика доктором технических наук Ю.П.Кострыгиным, предусматривала тестирование основных параметров источника возбуждения – типа, длительности, параметров свип-сигнала, количества накоплений. Опытные работы были выполнены в пределах 5-й полосы Целинного участка. Экспресс-обработка сейсмограмм опытных работ на полевом мини-центре позволила получить для выбранного на уровне цуга отражений от границ в чокракских отложениях окна анализа значения отношения сигнал/шум и амплитудно-частотные характеристики. Анализ полученных данных позволил рекомендовать для производственных работ комбинированный свип длительностью 16 сек, состоящий из 3-х сегментов 10-90гц, 34-90гц и 43-90гц. Одновременно были опробованы нелинейные амплитудно-модулированные свипы – НАМ. Кстати, подобные свипы, суть которых заключается в нарастании усилия на грунт в области средне- и высокочастотных компонент частотного спектра, используются в ОАО «Саратовнефтегеофизика» уже несколько лет. И по мнению специалистов ОАО «СНГ», НАМ-свип в принципе не уступает по техническим характеристикам КОМБИ-свипу. Тем не менее, чтобы не откладывать начало полевых работ был принят комби-свип, предложенный Ю.П.Кострыгиным.

Однако в дальнейшем на стационарном ВЦ ОАО "Саратовнефтегеофизика" по двум наиболее оптимальных по всем указанным параметрам сейсмограммам - с комби и НАМ-свипом при изменяющемся уровне нагрузки на грунт были определены количественные и спектральные характеристики для линий приема с минимальным и максимальным удалениями от пункта возбуждения (ПВ) колебаний, на котором выполнялись опытные работы. Окно анализа 0,8-2,8сек, трассы 30-65 для ближайшей к ПВ линии приема и 376-411- для наиболее удаленной.

При этом в набор количественных параметров помимо отношения «сигнал/шум» включены разрешенность записи (RP), параметр, характеризующий и разрешенность, и отношение сигнал-шум (RPN), максимальную частоту (FMAX) и среднее значение частоты (FMEAN) спектра.

Для анализа использованы сейсмограммы, полученные при следующих параметрах свип-сигнала:

File 5 – НАМ-СВИП F=15-90 гц, Тсв=12 с, динамическая нагрузка меняется от 60% от установочного усилия с выходом на 100% на 8 с. 3 вибратора, 5 накоплений.

File 29 – Комбинированная развертка, F1=10-90 гц, F2=34-90 гц, F3=43-90 гц, Тсв=16 с, 3 вибратора, 3 сегмента по 2 накопления каждый.

При визуальной оценке исходных сейсмограмм можно отметить, что для комби-свипа фон низкочастотных, низкоскоростных помех в зоне ближних к пункту возбуждения колебаний каналов выше, чем при НАМ-свипах с переменной нагрузкой на грунт. И обусловлен этот фон, как видно на амплитудно-частотных характеристиках (рис.3, 4), на которых четко фиксируется максимум на 10гц, сегментом 10-90гц. Забегая вперед, отметим, что при обработке для ослабления указанных помех был подобран узкополосный НЧ-фильтр до деконволюции.

Набор количественных характеристик по вышеперечисленным файлам до и после корректирующей фильтрации приведен в таблице 1.

Таблица 1

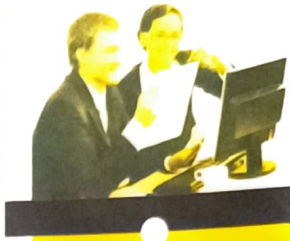
Параметр	File5(исх)	File5(исх)	File5(КФ)	File5(КФ)
W(окно)	W1	W2	W1	W2
S/N	3,03	4,21	1,8	3,09
RP	23,33	20,89	56,06	60,53
RPN	17,54	16,89	36,05	45,71
Fmax,гц	28	28	28	28
Fmean,гц	29,3	28,1	45	46,6
	File29(исх)	File29(исх)	File29(КФ)	File9(КФ)
S/N	1,21	4,53	1,42	3,03
RP	46,44	22,16	59,56	67,11
RPN	25,4	18,15	34,98	50,43
Fmax,гц	28	28	28	28
Fmean,гц	39,5	28,3	44	46,6

Как видно из таблицы, по параметру «сигнал-шум» предпочтительнее сейсмограммы, полученные с переменным уровнем нагрузки на грунт. По разрешенности записи лучше сейсмограммы с комби-свипом. Однако эти различия в целом нивелируются после корректирующей фильтрации, что можно видеть рис.5, на котором приведены спектры после корректирующей фильтрации и разностные спектры.

В таком случае целесообразно сравнить затраты времени на получение сейсмограммы с комби-свипом – 3 сегмента х 2 накопления х 16 сек = 96 сек – и свипом с переменной нагрузкой – 4-5 накоплений х 12 сек = 48-60 сек. Выигрыш на каждой физической точке при втором варианте свипа от 36 до 48 сек. А таких точек, напомним, 3617 на Целинном участке и 1468 – на Лиманном.

Обработка площадных материалов

Обработка полевых сейсмических материалов выполнялась с использованием комплекса программ GeovecteurPlus фирмы CGG (Франция). Данный программный пакет является современной системой обработки, включающей широкий набор процедур для стандартной обработки данных сейсморазведки 2D и 3D, включающий как широко известные, так и новейшие алгоритмы. Комплекс обладает высокой гибкостью и позволяет создавать необходимые комбинации из отдельных обрабатывающих модулей или из макропоследовательностей модулей. Граф обработки включал как типичные процедуры стандартной обработки 2D, так и специализированные для материалов 3D. Блок-схема графа обработки приведена на рис. 6. Ниже дается



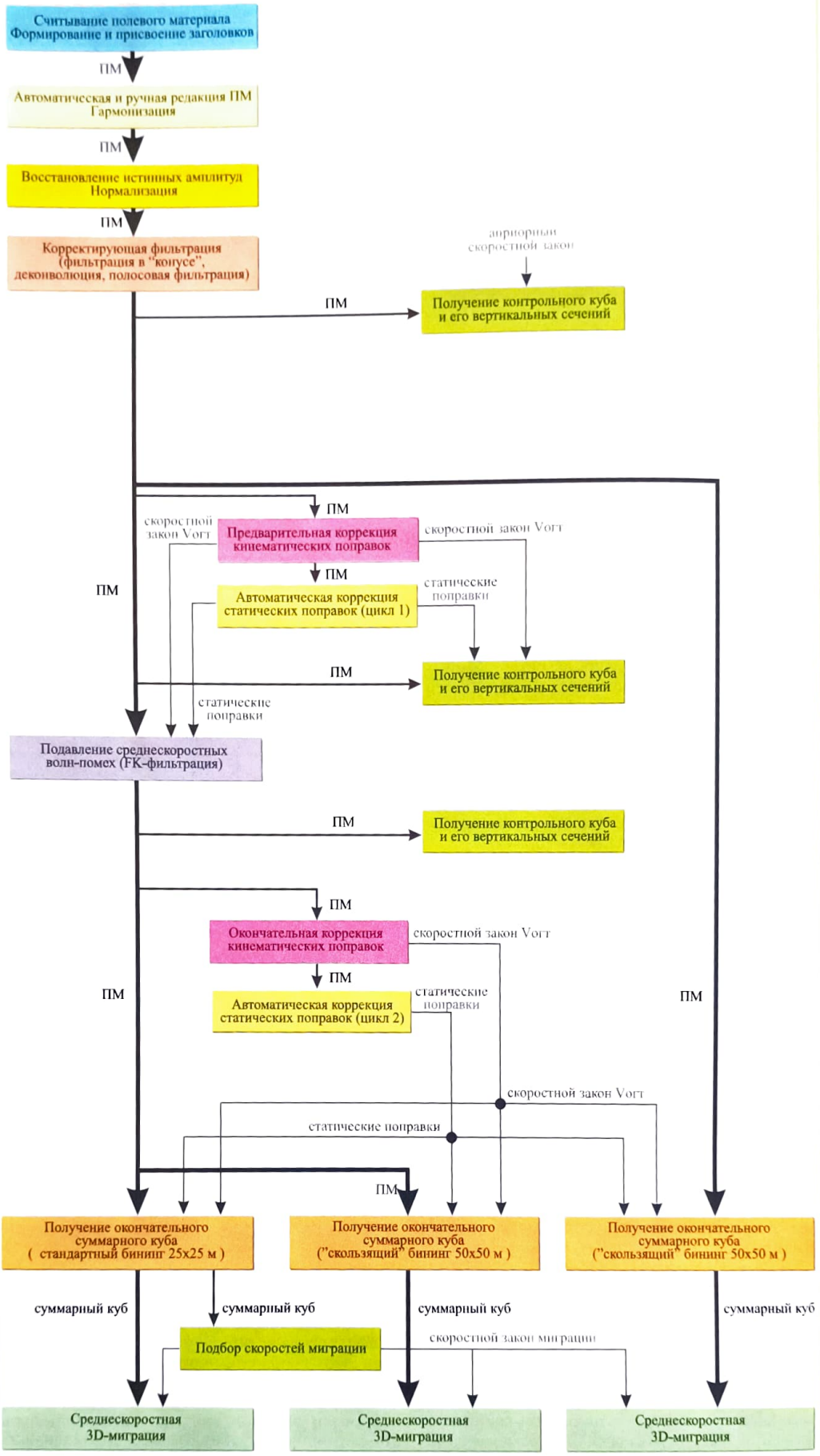


Рис.6. Блок-схема графа обработки

описание основных этапов обработки.

Формирование файлов геометрии 3D-наблюдений и присвоение заголовков

Определение координат пунктов возбуждения и приема в ходе полевых работ выполнялось с помощью системы спутникового позиционирования (GPS). Значения реальных топографических координат и альтитуд пунктов наблюдения фиксировались в SPS-файлах типа R (для пунктов приема (ПП)) и S (для пунктов возбуждения (ПВ)). Файл типа X (описание коммутаций приемной расстановки) автоматически записывался сейсмостанцией в процессе полевых наблюдений. SPS-файлы являются международным общепринятым стандартом описания геометрии полевых сейсморазведочных работ.

После ввода первичных записей с полевых картриджей в заголовки трасс вносились все необходимые для дальнейшей обработки параметры: условные топографические координаты ПВ и ПП, номера ПВ и ПП, номера бинов (Inline и Crossline), удаления, азимуты и т.п.

Корректирующая фильтрация исходных записей

Данный этап обработки включает набор следующих процедур (в порядке их применения):

1. Автоматическая и ручная редакция, гармонизация.

Используемый алгоритм автоматической редакции основан на определении отличий в среднем уровне и характере затухания амплитуд по времени, а также в форме амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) отдельной трассы от группы окружающих ее трасс. Если указанные отличия превышают задаваемые пользователем пороговые значения, такая трасса отбраковывается. Ручная редакция выполнялась в целях исключения брака, не выявленного по тем или иным причинам на этапе автоматической редакции.

Процедура гармонизации применялась для исключения из записи отдельных аномальных отсчетов типа «просечек».

2. Восстановление истинных амплитуд.

Для учета нормального затухания амплитуд, обусловленного сферическим расхождением волнового фронта, а также потерь энергии в результате поглощения в среде, использовался эмпирически подобранный экспоненциальный (по времени) закон восстановления амплитуд (K =(e**0.0014)*T, где K-коэффициент восстановления, T-текущее время). Начиная с времени 3200 мс коэффициент K оставался постоянным.

Для компенсации различий в среднем уровне записи, обусловленных неидентичностью поверхностных условий возбуждения и приема, по согласованию с супервайзером Заказчика, использовалась одноканальная нормализация в окне 600-2000 мс. Такой выбор окна обусловлен наличием в данном интервале достаточно выдержанных по динамике отражений от серии субгоризонтальных границ, которые можно использовать в качестве эталона для определения среднего уровня амплитуды на элементарных трассах. Вариант одноканальной нормализации, как правило, более устойчив в случае резких различий поверхностных условий, низкого соотношения сигнал/помеха и неодинакового набора удалений в бинах в пределах участка работ, а также проще реализуется, он и был выбран для использования.

В качестве альтернативы, наряду с указанными выше, применялся алгоритм автоматической регулировки амплитуд в переменном по времени окне с плавным увеличением его к концу записи (окно = 500 мс для T = 0 мс, окно = 1000 мс для T = 3000 мс и ниже) и сглаживанием рассчитанной функции восстановления. По существу, в этом случае рассчитывается кривая затухания амплитуд для конкретной трассы, которая определяет закон восстановления только для этой трассы. Это позволяет избежать эффектов ослабления отражений, следующих непосредственно за высокоамплитудными отражениями от границ в верхних частях разреза, и в тоже время не допускает излишней регуляризации записи на временах, соответствующих целевым горизонтам, на которых важно сохранить динамические характеристики волнового поля. Такой вариант восстановления истинных амплитуд представляется нам вполне корректным по следующим причинам. Во-первых, на уровне целевых горизонтов используется достаточно широкое (около 1000 мс) окно регулировки амплитуд, которое не может нарушить динамические соотношения по временной оси в пределах исследуемого интервала разреза. Во-вторых, максимальное соотношение сигнал/помеха на суммотрассе ОГТ обеспечивается в случае одинакового среднего уровня сигнала на элементарных трассах, относящихся к данной ОГТ. Восстановление же амплитуд по единому для всех трасс экспоненциальному закону с последующей нормализацией или компенсацией за условия ПВ и ПП (о которых сказано выше) по разным причинам не обеспечивает в полной мере выполнение данного условия. Такими причинами, возможно, являются отсутствие учета азимутально-зависимого изменения амплитуд, неточная компенсация сферического расхождения, обусловленная сложной сейсмогеологией, различная интенсивность случайного шума и субрегулярных помех на отдельных трассах. Следствием этого часто является сквозная по оси времен сегментация линий и кросс-линий по динамике, или наличие локальных зон с аномально высокой или низкой интенсивностью записи, явно не связанных с сейсмогеологией.

Так или иначе, после применения указанного выше алгоритма, прослеживаемость горизонтов улучшается при отсутствии видимых искажений динамической картины как в целевом интервале с блоковым строением (2000-3000 мс), так и на уровне глубоких горизонтов (3500-4500 мс). По версии ПМ с применением автоматической регулировки усиления получен дополнительный вариант суммарного куба. На рис. 7. приведены фрагменты линий, выбранные из кубов, полученных с различными вариантами сохранения истинных амплитуд. При интерпретации специалисты Заказчика смогут сами установить, какой вариант предпочтительнее, поскольку все 3 варианта кубов им были переданы.

3. Деконволюция.

Как известно, деконволюция или обратная фильтрация выполняется с целью расширения спектрального состава преимущественно в высокочастотной области и, соответственно, повышения разрешенности записи. В данном случае использовалась нуль-фазовая деконволюция с настройкой оператора в скользящем окне шириной 800 мс. В целях оптимизации основного параметра – уровня отбеливания, определяющего степень «жесткости» процедуры, предварительно выполнялось тестирование указанного параметра на одной выбранной из куба линии с высоким соотношением сигнал/помеха в целевом интервале. Здесь важно подобрать оптимальный уровень отбеливания, поскольку при увеличении последнего амплитудный спектр все более выравнивается, однако разрешенность полезного сигнала уменьшается.

4. Полосовая корректирующая фильтрация.

Выше уже отмечалось, что сегмент комбисвипа 10-90гц, на наш взгляд, наряду с возможным положительным эффектом расширения

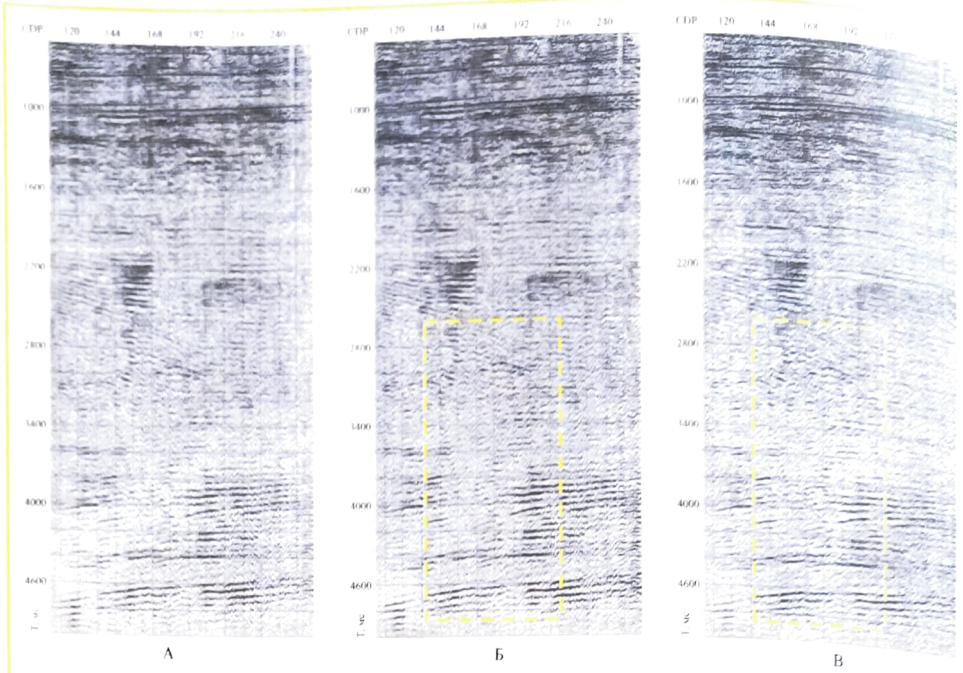


Рис. 7. Сопоставление различных вариантов восстановления истинных амплитуд (участок Целинный, inline 85): А - с компенсацией сферического расхождения, Б - с компенсацией сферического расхождения и неидентичности условий возбуждения и приема, В - с компенсацией сферического расхождения и одноканальной нормализацией

спектра обусловил появление достаточно интенсивных низкоскоростных, низкочастотных волн-помех поверхностного типа. Поэтому до деконволюции по согласованию с супервайзером Заказчика применялась полосовая фильтрация во внутреннем "конусе", ограниченном кажущейся скоростью приблизительно 350 м/с, в котором регистрировались интенсивные низкочастотные (6-14 Гц) помехи, связанные с поверхностными (волны Рэлея) и звуковыми волнами. Для их подавления использовался фильтр 16/20-80/90 Гц. Начиная со времени 3500 мс нижние границы фильтра в конусе изменены на 10/14 Гц в целях сохранения низкочастотных отражений на уровне 3500-4500 мс.

После деконволюции выполнялась двухоконная (по времени) полосовая фильтрация по всей записи в целом. В окне 0-3000 мс применялся фильтр 8/12-80/90 Гц, в окне 3500-5000 мс - фильтр 8/12-60/70 Гц. Параметры указанных выше процедур подбирались в оперативном режиме перед началом обработки и контролировались как визуально, так и с помощью соответствующих оценок качества. Все выбранные параметры были согласованы с представителем Заказчика.

Площадная коррекция кинематических поправок

Площадная коррекция кинематических поправок выполнялась в несколько этапов. Последовательность операций при этом выглядит следующим образом:

1) Получение суммарного куба с априорным скоростным законом

2) Выбор регулярной сети для задания процедуры скоростного анализа, реализующей одновременно получение вертикальных спектров Vogt и фрагментов сечений куба с набором постоянных скоростей

3) Пикетирование скоростного закона в интерактивном режиме

4) Получение суммарного куба с откорректированным скоростным законом

5) Просмотр всего куба (на экране монитора) и сравнение контрольных сечений куба до и после коррекции кинематических поправок

6) При обнаружении на каких-либо сечениях участков неуверенного прослеживания выполнялась операция дополнительной коррекции по той же регулярной сетке, в том числе в перпендикулярном в направлении и (или) по дополнительно заданной сетке участков скоростного анализа

Коррекция кинематических поправок выполняется несколько раз на различных этапах обработки:

1. предварительная (до коррекции статических поправок)
2. детальная, после автоматической коррекции статических поправок
3. детальная, после подавления среднескоростных волн-помех

Площадная коррекция статических поправок

Данная операция использовалась на разных этапах обработки - после первичной коррекции кинематических поправок, а также после подавления волн-помех и детального уточнения скоростного закона.

Для площадной коррекции статики применялась специализированная 3D-процедура, алгоритм которой схематично выглядит так:

1. в заданных временных окнах, включающих в себя несколько согласно залегающих границ, формируются (с учетом наклонов границ) пространственные эталоны;
2. определяются сдвиги между эталонами и соответствующими трассами пространственных годографов ОГТ;
3. вычисленные сдвиги обрабатываются по определенному алгоритму и пересчитываются в статические поправки, которые распределяются по пунктам приема и возбуждения

В нашем случае в качестве эталонного использовался интервал 450-1400 мс, включающий серию динамически выдержанных субгоризонтальных границ с хорошей прослеживаемостью.

Подавление волн-помех

Для подавления остаточного фона средне-

скоростных волн-помех, не ослабленных в достаточной степени приемными группами, применялась двумерная фильтрация в FK-области, основанная на различии кажущихся скоростей (V*) между полезными отражениями и помехами. Необходимо отметить, что на исследуемой площади интенсивность таких помех невелика. По этой причине параметры FK-фильтрации выбирались достаточно мягкими.

Ослабление высокоскоростных кратных волн не выполнялось по причине их незначительного уровня, поскольку в верхней, как правило, наиболее часто генерирующей кратные отражения, части разреза отсутствуют акустически жесткие границы. К тому же процедура их вычитания, в основе которой лежит параболическое преобразование Радона (фильтрация в «τ-q») может оказать нежелательное воздействие на динамические параметры волнового поля, которые в нашем случае необходимо сохранить.

Операции с кубом данных

Среди процедур, используемых для сформированного куба суммарных временных разрезов, необходимо упомянуть следующие:

На завершающем этапе суммарный временной куб подвергается корректирующей фильтрации, включающей нуль-фазовую деконволюцию и полосовую фильтрацию, в целях дополнительного повышения разрешенности записи и коррекции частотного состава после применения всей совокупности процедур обработки.

Затем следует площадная миграция. При этом производится подбор скоростного закона миграции, для чего выполняется 3D-миграция с нормальным скоростным законом (осредненный по площади скоростной закон для суммирования по ОГТ) и с отклонением значений средних скоростей на +/- 5% , +/- 10% и т.д. от нормального. Затем определяются зоны наилучшего качества результата миграции, проявляющегося при той или иной средней скорости. В итоге формируется дифференцированный по площади скоростной закон, с которым вновь получается уже окончательный результат 3D-миграции. Считаем целесообразным отметить, что при выборе указанного закона желательно присутствие ведущих специалистов региона – геофизика и геолога. В нашем случае приходилось выполнять получение серии кубов, мигрированных с различными скоростными законами и переправлять их в Краснодарскую нефтегазовую экспедицию для анализа, что неизбежно удлиняло сроки и трудоемкость обработки.

Наконец, заканчивая раздел обработки, отметим положительный эффект дает применения процедур чисто "косметического" характера, например, подавления нерегулярного шума, снимающие остаточный фон случайных помех и так называемые "улыбки миграции" в краевых зонах. Но и тут важно определиться с параметрами, чтобы не допускать чрезмерной регуляризации записи.

Оценка примененной методики

В соответствии с проектом, при отработке обоих участков была использована субрегулярная система типа «крест» с суммарной кратностью Nxy= 6 x 4 = 24.В условиях рисовых чеков виброисточники можно было использовать только по дамбам шириной 4м и более. Для линий приема приемлемы и более мелкие плотины и дамбы, а также незаполненные водой чеки. Понятно, что система дамб отнюдь не образует регулярную сетку. Диапазон разброса расстояний между дамбами, использованными для возбуждения колебаний – от 250 до 800м, преобладает 600м. Для дамб, по которым разматывались приемные линии, разброс расстояний в пределах 250-550м при доминирующих расстояниях 350-400м. Естественно, что таком случае количество пунктов возбуждения колебаний для определенного приемного блока меняется в довольно широких пределах – от 24 до 72 с преобладанием 28-32. Соответственно меняются и удаления по осям X, У, что легко видеть на круговой диаграмме, приведенной на рис. 8. По ним, кстати, видно, что реальные пространственные годографы ОГТ имеют элипсоидальную форму с соотношением по осям Y : X = 0,6 для Целинного и 0,8 для Лиманного участка. Чтобы приблизить форму пространственного годографа к окружности, необходимо увеличить удаления по оси У.

Один из путей достижения этого – увеличение количества приемных линий блока. В акте окончательной приемки совместной комиссией Заказчика и Исполнителя рекомендовано нарастить приемный блок до 8 линий. При этом, естественно, возрастет и суммарная кратность до Nxy = 6 x 8= 48, улучшится и прослеживаемость целевых горизонтов. Кроме того это приведет к снижению отработанных физических наблюдений на км2, и соответственно стоимости работ.

Что касается источника возбуждения колеба-

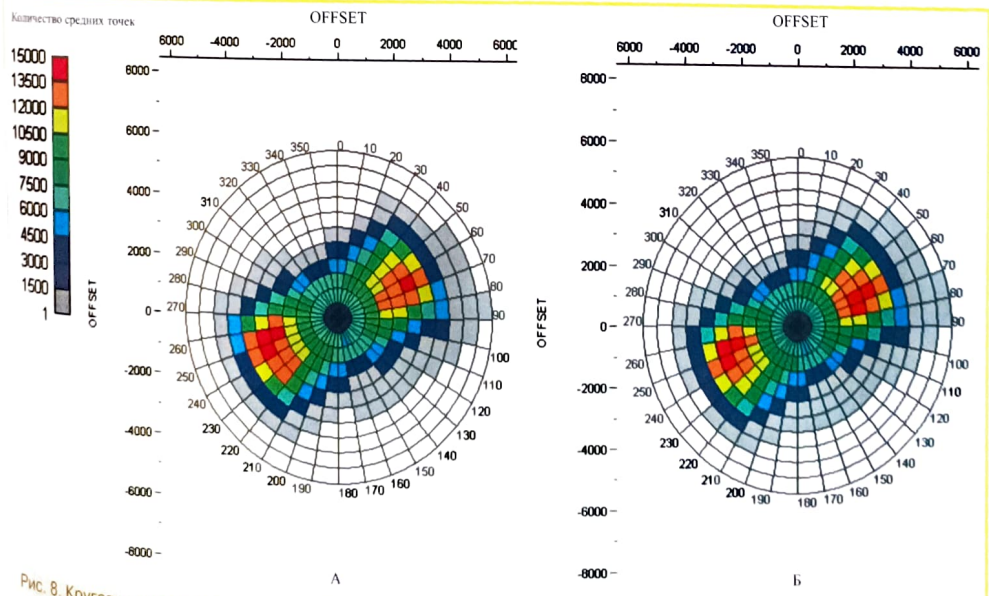


Рис. 8. Круговые диаграммы удалений (Целинный участок): А - проектная, Б - фактическая

ний, то вибраторы типа СВ-27/ 150-362 вполне приемлемы и по техническим характеристикам, и по технологичности для выполнения работ в условиях рисовых чеков. Мы не сделаем никакого открытия, написав, что отработку желательно начинать как можно раньше и выборочно, отрабатывая в первую очередь проблемные линии или участки линий возбуждения, приуроченные, например, к плотинам или дамбам шириной менее 3,5м, поскольку до заполнения чеков водой в большинстве случаев возможна отработка вдоль указанных плотин непосредственно по чекам. К сожалению, майские дожди не позволили начать в оптимальные сроки полевые работы, существенно осложнив тем самым их завершение, пришедшееся на период заполнения чеков водой, что резко ограничило возможности замен проблемных линий возбуждения, особенно на Лиманном участке.

Выбранный на основании опытных работ комбинированный вибросигнал, состоящий из 3-х сегментов ΔF1=10-90 гц, ΔF2= 34-90 гц, Δ F3=43-90 гц длительностью 16 сек каждый, с учетом деконволюции обеспечил получение спектра сейсмической записи до 80 гц. Вместе с тем, с одной стороны, первый сегмент обусловил появление на сейсмограммах на определенных удалениях от пункта возбуждения конуса низкоскоростных, низкочастотных помех с Fmax=10гц, четко фиксируемых на амплитудно-частотных характеристиках, которые пришлось перед корректирующей фильтрацией ослаблять специально подобранным полосовым фильтром. С другой стороны, как уже отмечалось выше, различие амплитудно-частотных характеристик записей с комби-свипом и ЛЧМ-свипом 15-90гц с переменной нагрузкой на грунт после деконволюции практически отсутствует. Зато дополнительные временные затраты на отработку одного пункта возбуждения (ПВ) для комби-свипа 36-48 сек, т.е в 1,5-2 раза выше, чем с ЛЧМ. Несложно подсчитать, что, например, для Целинного участка дополнительные затраты составили 36-48 х 3617ПВ=130212-173616сек или от 36,17 до 48,2 часов. При средней производительности 75 ПВ/ 12 часов это составит 225-300ПВ. Но в любом случае приоритет выбора оптимального свипа принадлежит Заказчику. Тем не менее, хотелось посоветовать попробовать поднять начальную частоту первого сегмента до 12-14гц, а верхнюю частоту всех сегментов увеличить до 120 гц при шаге дискретизации 1 мсек, поскольку нам представляется, что достигнутой частоты 80 гц не совсем достаточно для оптимального разделения отложений чокракского комплекса.

Что касается обработки, то апробированный для различных глубинных сейсмогеологических условий граф обработки материалов 3D, в который по предложению супервайзера Заказчика Васильева В.А. внесен ряд существенных дополнений , на наш взгляд, в целом способствовал получению качественного материала в интервале от кровли понтических до майкопских отложений, вполне пригодного для динамической и сейсмофациальной интерпретации на уровне целевого чокракского комплекса отложений по крайней мере для Целинного участка. Уместно подчеркнуть, что при отсутствии или недостаточном количестве на площади работ глубоких скважин, в которых изучались скоростные параметры среды, полезно выполнять несколько циклов площадной миграции с различными скоростными законами, чтобы иметь возможность выбора оптимального варианта.Собственно, так и делалось по обоим участкам, по каждому из которых выполнено 4-5 вариантов миграции. Нам представляется, что увеличение количества определенных процедур графа целесообразно заранее оговаривать в геологическом задании.

Заключение

Подводя итог, необходимо отметить, что впервые в условиях рисовых чеков была реализована субрегулярная система наблюдения с 4 мя приемными модулями, что позволило получить кондиционный материал для динамического и сейсмофациального анализов и трассирования серии тектонических нарушений, осложняющих комплекс караган-чокракских отложений. Последнее крайне важно для определения точек заложения разведочных скважин.

Итогом проделанной работы для нас, как для исполнителей работы явились положительные отзывы представителей заказчика работ.

" - .....все этапы сейсморазведочных работ, проведенные ОАО «Саратовнефтегеофизика», начиная с проектирования и заканчивая обработкой и написанием текста отчета, выполнены на самом высоком уровне...."

" - в наших условиях регулярные системы помимо всего прочего являются и более экономичными, а причина приверженности исполнителей к неполноценным модификациям 3D тривиальна. Регулярные системы требуют применения соответствующих систем регистрации, которыми некоторые исполнители не располагают...."

" - переобработка полевого сейсмического материала, полученного на Кочковато-Галицынской площади в 2001 году, показала, что первичная обработка оставляет желать лучшего. Причина понятна. Хорошая обработка должна длиться не менее полугода. У предыдущих исполнителей не было такого резерва машинного времени и он, делал только некоторый вариант экспресс-обработки. Повторная переобработка другим исполнителем не гарантирует хороший результат по той же причине. Кроме того, полноценная интерпретация невозможна без привлечения соответствующих процедур, которыми оснащены только серьезные обрабатывающие комплексы...."

" - .....в заключение надо выразить благодарность коллегам из Саратова не только за отличный сейсмический материал, но и за то, что их работа позволила выявить основные факторы, влияющие на качество сейсморазведочных работ в объединении..."

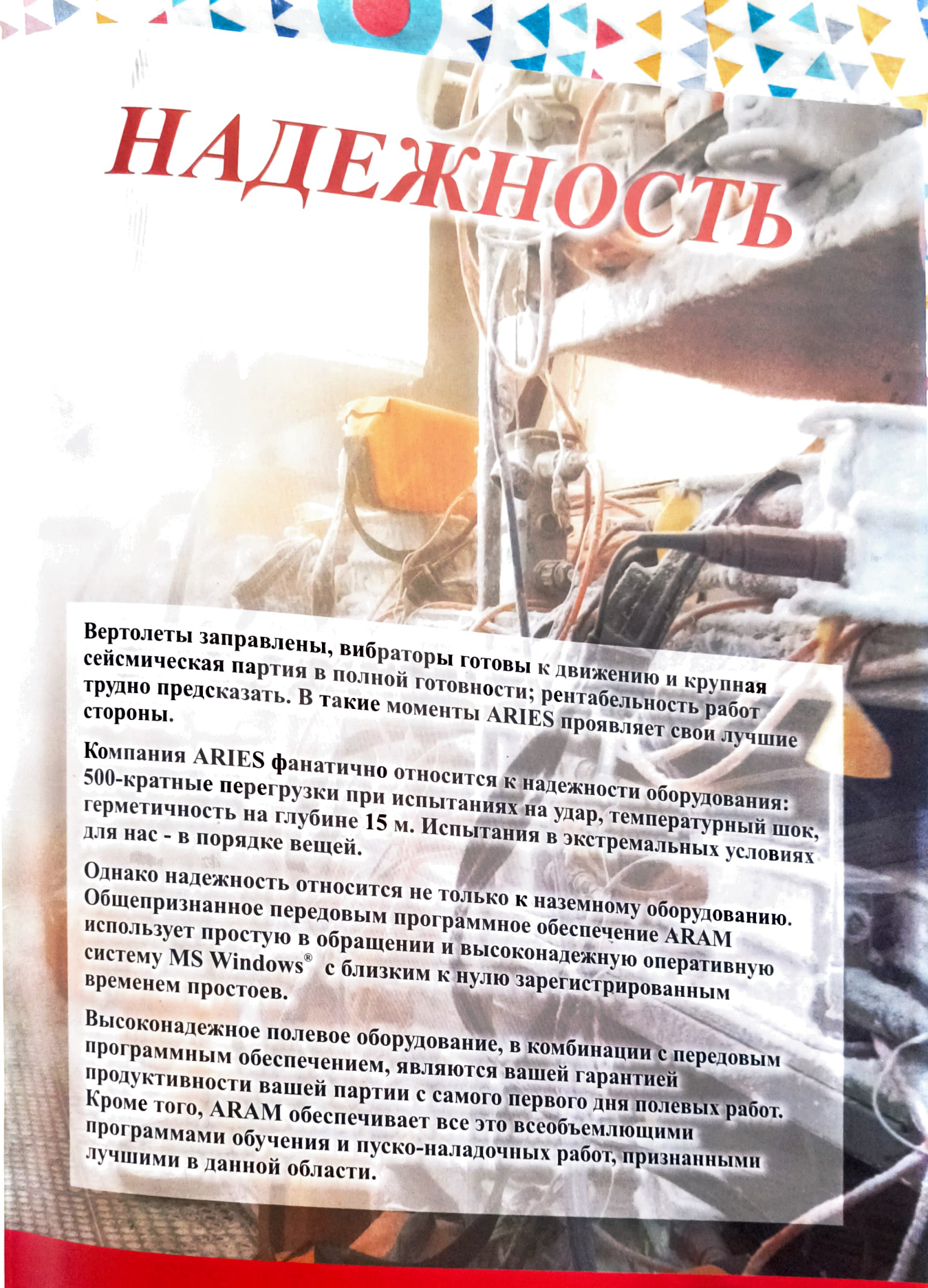
Рецензия на отчет «Проведение сейсморазведочных работ 3D на Южно-Варавенской площади» ведущего геофизика НПЭ Васильева В.А.

" - .....в 2004 г. ОАО "Саратовнефтегеофизика" выполнила по заказу ОАО "Роснефть-Краснодарнефтегаз" сейсмические исследования 3D на Южно-Варавенской площади, расположенной на участке рисовых чеков Кубани. Особенная значимость этого события заключается в том, что впервые сейсморазведочные работы 3D в условиях Краснодарского края были проведены на самом высоком современном уровне...."

" – .....использование ОАО "Саратовнефтегеофизика" современной телеметрической системы позволило реализовать в условиях рисовых чеков "квазирегулярные схемы наблюдения", уменьшить размер бина до 25х25 м и улучшить экономические показатели выполняемых работ на 40-50%...."

Руководитель супервайзерской службы ОАО "Роснефть-Краснодарнефтегаз", д.т.н. Кострыгин Ю. П.

НАДЕЖНОСТЬ



Вертолеты заправлены, вибраторы готовы к движению и крупная сейсмическая партия в полной готовности; рентабельность работ трудно предсказать. В такие моменты ARIES проявляет свои лучшие стороны.

Компания ARIES фанатично относится к надежности оборудования: 500-кратные перегрузки при испытаниях на удар, температурный шок, герметичность на глубине 15 м. Испытания в экстремальных условиях для нас - в порядке вещей.

Однако надежность относится не только к наземному оборудованию. Общепризнанное передовым программное обеспечение ARAM использует простую в обращении и высоконадежную оперативную систему MS Windows® с близким к нулю зарегистрированным временем простоев.

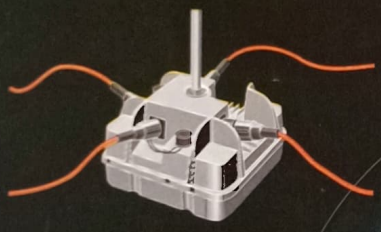
Высоконадежное полевое оборудование, в комбинации с передовым программным обеспечением, являются вашей гарантией продуктивности вашей партии с самого первого дня полевых работ. Кроме того, ARAM обеспечивает все это всеобъемлющими программами обучения и пуско-наладочных работ, признанными лучшими в данной области.

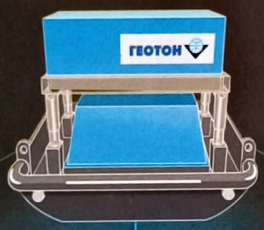
www.aram.com
aram.ru@aram.com

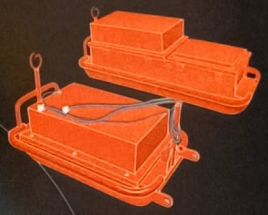
ARAM
ARIES

ГРУППА КОМПАНИЙ «ГЕОСЕЙС» ПРЕДСТАВЛЯЕТ:

Настоящий сейсмо-РАЗВЕДЧИК должен быть СНАРЯЖЕН И ОСНАЩЕН



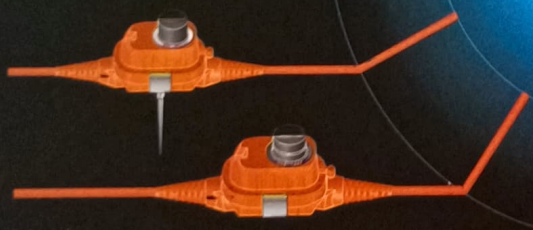




Аренда геофизического оборудования: импульсные и вибрационные источники сейсмических сигналов, сейсмостанции с наземной телеметрией, сейсмоприемники.

Разработка и производство импульсных источников сейсмических сигналов «Геотон» и «Геотон-6». Гарантийное и сервисное обслуживание, поставка запчастей.

GEOSEIS



Обучение обслуживающего персонала, содействие по внедрению геофизического оборудования.

ШТАБ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ПОМОЩИ

ТЕЛ./ФАКС:
МОСКВА: (495) 694-1907
(495) 694-1997 / (495) 737-9285
ТЮМЕНЬ: (3452) 48-33-72
РИГА: +371 678-8087

E-MAIL:
GEOSEIS@COL.RU
GEOTON@GEOTON.RU
GEOSEIS@GEOSEIS.LV

HTTP:
WWW.GEOTON.RU
WWW.GEOSEIS.INFO
WWW.GEOSEIS.LV