ISSN 2074-8078

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ
04/2009

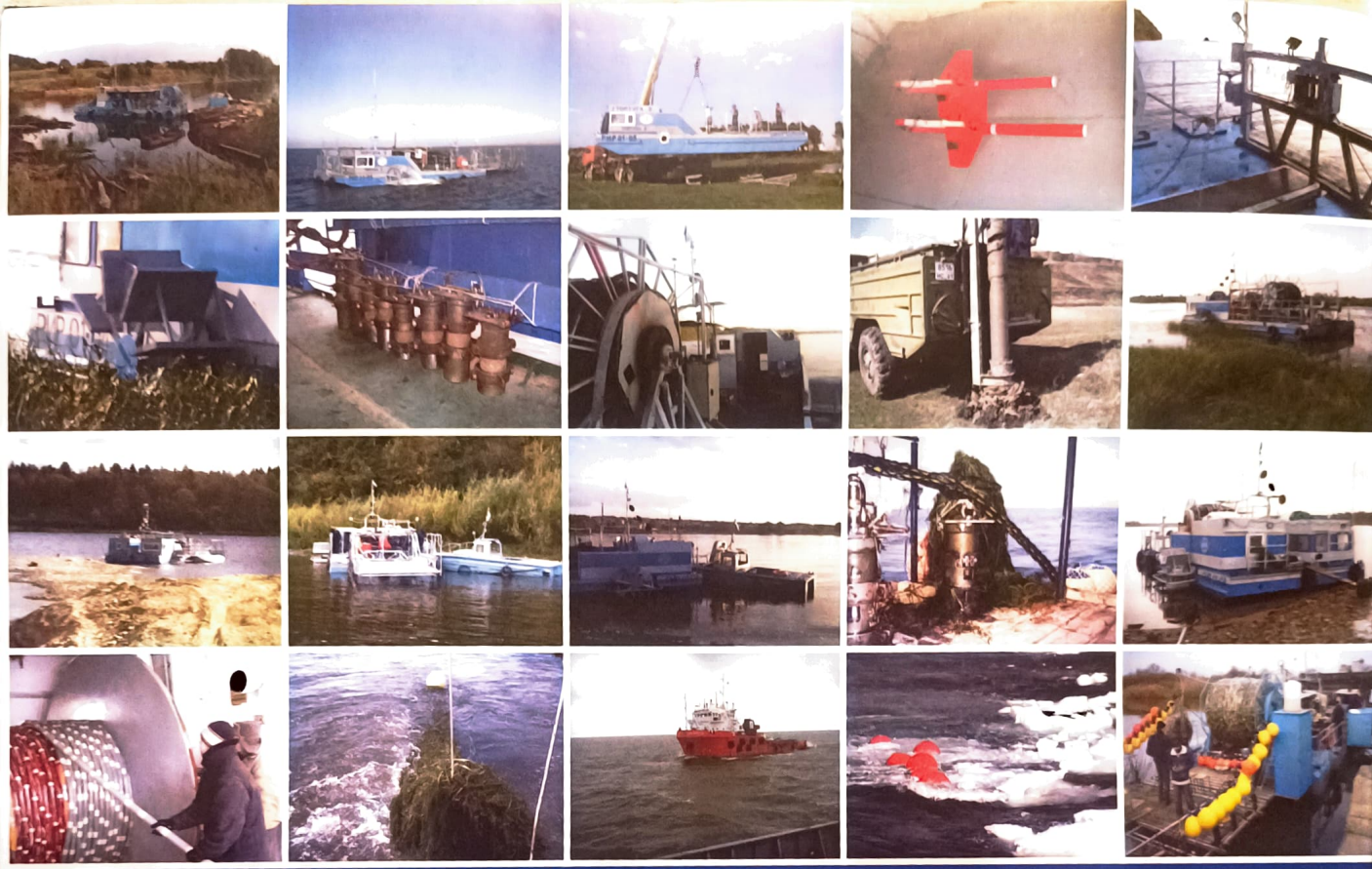
ТЕМА НОМЕРА:

МНОГОВОЛНОВАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА

МВС: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Кризис и сейсморазведка – игра на вылет
Сейсморазведка 3D в транзитной зоне Северных широт



www.B-M-F.ru

Колонка редактора

Встречи на Березине.
Турлов П.А. 4

Тема номера: МВС: новые решения

Начала

Перспективы хорошие. Задачи определены. Будем работать!
Ковалев В.С., Гурьев С.В., Турлов П.А. 5

Что нужно ожидать от многоволновой сейсморазведки
Кузнецов В.М. 6

Геофизические технологии

Детализация строения продуктивных интервалов разреза на основе 3-х компонентного ВСП и многоволновой сейсморазведки
Мосякин А.Ю., Старикович В.Н., Шкирман Н.П. 11

Разработка программного обеспечения для 2D-миграции до суммирования и скоростного анализа для монотипных и обменных волн на основе применения интеграла Кирхгофа
Жуков А.П., Коротков И.П., Нурмухамедов Т.В., Кузнецов В.М., Попов В.В. 14

Приборы и системы

Цифровые акселерометры и их влияние на сейсморазведку
Мужно Д., Череповский А.В. 18

«Прогресс» и «Квант» - это успех
Мичурин А.В. 23

Геофизические технологии

Кризис и сейсморазведка – игра на вылет
Власов С.С. 25

Методическая оптимизация полевых работ МОГТ
Грехов И.О. 28

Сейсморазведка 3D в транзитной зоне Северных широт
Захаров Н.В., Шумский Б.В., Пискунов Р.А. 39

Методика и технология комплексных геофизических исследований для обеспечения геологической безопасности высотного строительства (на примере Юго-Западного АО г. Москва)
Гурьев С.В., Голосов В.П., Захаров В.Н., Костюченко С.Л., Липовецкий И.А., Мушин И.А.,Сопоцько С.А., ... 48

У зарубежных коллег

Техника и технология наземной сейсмической разведки в условиях Припятской впадины
Баранов С.А. 53

Государственное геофизическое предприятие "Укргеофизика" – на рынке геофизических услуг в Украине
Бегаль А.С., Музыка В.В., Пясецкий Г.В., Ромасенко В.Н., Толкунов А.П. 54

Компании ION и BGP объявляют о создании совместного предприятия по наземному сейсмическому оборудованию 57

СОДЕРЖАНИЕ

Главный редактор
Турлов П.А.
e-mail: paturlov@gmail.com

Научный редактор
Кузнецов В.М

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер проекта
Мокроусова Е.И.
e-mail: turlov@skbsp.ru

Верстка
Коваценко В.А.
e-mail: v425489@yandex.ru

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

Секретарь редакции
Тупицына Н.А.
e-mail: geoinstruments@mail.ru

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

E-mail: paturlov@gmail.com

Тел/факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан в типографии
ООО "Правильный вывод"
тел: (845-2) 60-07-07
Тираж: 600 экз.
Подписано в печать 17.12.09
Дата выпуска: 28.12.09
Заказ № 1712

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 автры. Редколлегия может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов.

© П.А. Турлов, составление, 2009

© СРО МОО ЕАГО, оформление, 2009

Встречи на Березине

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Летом 2009 г. главный редактор журналы «Приборы и системы разведочной геофизики» был приглашён на встречу геофизиков – специалистов по многоволновой сейсморазведке (МВС). Информация, полученная на этой конференции, побудила редакцию выбрать для очередного номера журнала тему - «Многоволновая сейсморазведка: новые решения».

Конференция состоялась в г. Речица (Республика Беларусь). В этом городе находится Управление сейсморазведочных работ ПО «Белоруснефть» - организатор конференции с белорусской стороны и инициатор внедрения МВС в широкую практику геофизических исследований в Белоруссии. С российской стороны организатором этой конференции выступила компания «Геосейс» (г. Москва, Россия).

В данном номере журнала помещено интервью руководителей компаний-организаторов конференции - начальника Управления сейсморазведочных работ ПО «Белоруснефть» В.С. Ковалёва и генерального директора ООО «Фирма «Геосейс» С.В. Гурьев, в котором они рассказали о том, что подвигло их на созыв данной конференции, о наиболее интересных докладах и перспективах развития технологической базы МВС.

Метод МВС не новый, достаточно трудоёмкий и дорогостоящий и поэтому для его внедрения необходима убедительная демонстрация результативности применения, что, собственно, и было впервые сделано в столь широком масштабе на конференции в докладах специалистов. Все участники конференции отметили удачный подбор тематики докладов и сообщений, чему в немалой степени способствовала успешная деятельность научного руководителя конференции - заведующего лабораторией МВС ВНИИГеофизика (г.Москва) В.М.Кузнецова.

Кроме пленарного заседания на конференции было проведено и выездное заседание на р. Березине, где в неформальной обстановке было продолжено обсуждение тематики конференции. Хочется верить, что река Березина, свидетель одного из поворотных сражений между русскими войсками и войсками Наполеона в 1812 г., в наши дни стала свидетелем поворотного момента во внедрении в производство многоволновых методик.

В качестве одного из организаторов ежегодной научно-практической конференции «ГЕОТЕХ» - «Встречи на Волге», которые проводятся в г. Саратове с 1997 г., я приветствую новое сообщество геофизиков – разведчиков, желаю им всяческих успехов и продолжения «Встреч на Березине»!

Разговор, начатый в Речице, мы продолжаем на страницах этого номера журнала.

Кроме того, в этом номере редакция размещает в постоянных рубриках журнала ряд материалов, которые, как мы рассчитываем, вызовут безусловный интерес читателей.

И, конечно, от имени редакции я поздравляю всех коллег – геофизиков, наших авторов и читателей журнала с наступающим Новым 2010-м годом! Всяческих благ, успехов, здоровья и до встреч на страницах журнала!

С наилучшими пожеланиями
Главный редактор П.А. Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ООО "ЕАГЕ Геомодель"

СКБ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

Перспективы хорошие. Задачи определены. Будем работать!

ИНТЕРВЬЮ Начальника Управления сейсморазведочных работ ПО «Белоруснефть» Ковалёва В.С. и Генерального директора ООО «Фирма «Геосейс» Гурьева С.В. Главному редактору журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» Турлову П.А.

Начальник Управления сейсморазведочных работ ПО«Белоруснефть» В.С. Ковалёв

Турлов. Что послужило поводом для проведения конференции по многоволновой сейсморазведке летом 2009 г.?

Ковалев: В настоящее время геофизические компании, имеющие хороший научный и материальный потенциал, стали активно внедрять в производство многоволновые методики. На базе накопленного опыта появились и результаты - как положительные, так и отрицательные. В такой ситуации обмен опытом для специалистов трудно переоценить. Отсюда и возникло предложение провести семинар с участием полевиков, обработчиков, интерпретаторов и изготовителей оборудования, пожелавших обсудить вопросы многоволновой сейсморазведки (МВС) в профессиональном кругу.

Гурьев: Что касается нашей компании, то поскольку мы традиционно связаны с поставкой потребителям источников возбуждения сейсмических колебаний «Геотон», нас, естественно, заинтересовали вопросы, связанные с возбуждением волновых полей для МВС. В процессе общения с белорусскими коллегами выяснилось, что вопросов больше, чем ответов. В результате мы пришли к идее собрать заинтересованных специалистов и попытаться найти ответы на актуальные, жизненно важные вопросы МВС.

Турлов: Почему местом проведения была выбрана Белоруссия, г. Речица?

Ковалев: Почти 20 лет прошло со времени распада Советского Союза. Это негативно сказалось на обмене опытом между геофизиками, ставшими гражданами разных государств. От этого в значительной мере пострадали научные разработки, результативность и развитие перспективных направлений в области геологоразведочных работ. Поэтому, при поддержке генерального директора «Производственного объединения «Белоруснефть» Ляхова Александра Андреевича, было решено провести встречу сейсморазведчиков России и Украины у нас в Белоруссии на базе Управления полевых сейсморазведочных работ, являющегося структурным подразделением ПО «Белоруснефть». Кроме обмена опытом, участники семинара получили возможность познакомиться с государственной нефтедобывающей компанией, уровнем работы белорусских сейсморазведчиков, заводом по производству виброисточников, а также получить представление о сегодняшней Республике Беларусь.

Гурьев: Тот, кто хоть раз побывал в г.Речица и, в частности, на реке Березина, видел эти восхитительные места, встречался с замечательными и гостеприимными белорусскими геофизиками, тот сразу же поймет наш выбор. А если более предметно, то во многом этот выбор был обусловлен тем, что белорусские геофизики неплохо решают свои геологические задачи с помощью МВС.

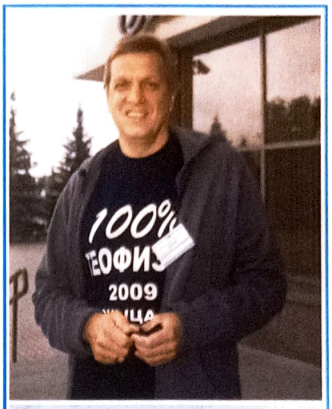
Турлов: Что побудило Вас стать одним из главных организаторов этой конференции?

Ковалев: Многолетний стаж работы в достаточно узкой специализации определил широкий круг знакомых геофизиков, с которыми хотелось бы почаще общаться, обмениваться информацией о достижениях, новых разработках, наметить возможные направления взаимовыгодного сотрудничества, воспользоваться опытом и деловыми советами коллег геофизиков.

Гурьев: Я уже говорил, что сфера деятельности нашей компании - источники возбуждения сейсмических колебаний. Так что наше решение стать одним из организаторов конференции связано с весьма прагматичным желанием посмотреть на технологические проблемы МВС, так сказать, изнутри и использовать полученную информацию в создании технологичных и высокопроизводительных технических средств, предназначенных для возбуждения волновых полей для МВС.

Турлов: Какие наиболее интересные моменты в тематике выступлений, докладов Вы можете выделить?

Ковалев: Учитывая реальную ситуацию по применению МВС для решения конкретных геологических задач, наиболее содержательными по тематике были доклады, подготовленные: Кузнецовым В.М. «Скважинно-наземная многоволновая сейсморазведка: новые возможности для получения информации о геологии разреза»; Нурмухамедовым Т.И. «Геофизические системы данных. Особенности обработки данных обменных волн»; Шкирман Н.П. «Разложение поля трехкомпонентных данных сейсморазведки на продольные и поперечные волны для прогноза залежей». При этом следует отметить большую практическую ценность всех без исключения докладов по тематике МВС.



Генеральный директор ООО «Фирма «Геосейс» С.В. Гурьев

Гурьев: Я с удовольствием и большим интересом выслушал все доклады. Хотя, как Вы понимаете, во всех докладах меня больше всего привлекали вопросы, связанные с аппаратным обеспечением МВС.

Турлов: Что для Вас, как для разработчика новой аппаратуры, показалось наиболее значимым?

Гурьев: Чтобы полностью раскрыть потенциал МВС, необходима комбинация нескольких технологий: высокоточные цифровые трехкомпонентные датчики, специализированные высокоэффективные сверхмногоканальные регистрирующие системы, специализированные производительные источники возбуждения и соответствующее программное обеспечение по обработке данных МВС. Таким образом, для меня, как разработчика, наиболее значимым явился тот факт, что я увидел широкие перспективы для нашей компании, связанные с предстоящим широким внедрением МВС в практику отечественной сейсморазведки.

Турлов: Какие перспективы наметились в развитии технологической базы МВС?

Ковалев: Учитывая то, что волновое поле отражает все многообразие строения земной коры, совершенствование программ обработки данных и более широкое применение на практике МВС, безусловно, приведет к качественному скачку в эффективности геологоразведочных работ. Я в этом убежден.

Гурьев: Перспективы наметились хорошие. Задачи определены. Будем работать!

НАЧАЛА

МВС: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ

Что нужно ожидать от многоволновой сейсморазведки

Кузнецов В.М., ГФАП ВНИИГеофизика, г.Москва

[illegible]

Качество [illegible] данных МВС [illegible] Однако [illegible] Поэтому [illegible] Результат. Одной из основных причин отсутствия востребованности МВС является критически малое количество убедительных примеров использования по PS для решения поисковых задач. Поэтому одной из основных задач, которые необходимо решить для расширения области внедрения МВС в общий цикл геологоразведочных работ, является развитие технологии интерпретации многоволновых данных и получение на их основе конечного продукта – прогнозной модели упругих параметров среды и их связи с петрофизическими параметрами конкретного объекта. Приведем пример интерпретации данных МВС по одной из площадей Восточной Сибири. Следует сразу отметить, что работы здесь были проведены по редкой сети профилей и носили „для МВС" скорее разведочно-рекогносцировочный характер. Поисковые признаки пока еще не определены достаточно четко и отсутствует детальная петрофизическая модель.

Материалы МВС для комплексной интерпретации были получены в 2006 – 2007 гг ООО «Енисейгеофизика». Данные наземной съемки МВС (400 п.км) были получены по методике 2D-3C при шаге между ПВ и ПП 20 м и фланговой системе регистрации. При этом использовалась аппаратура System Four Vector/Seis – (ION Inc.) и Sercel 408 (DSUG – Sercel) на площади были отработаны также три ВСП. Качество материалов наземной съемки по продольным волнам не вызывает особых нареканий, в то время как данные по PS волнам отличаются слабой энергией полезных отражений и коррелируемостью. Это связано, в первую очередь со сложными сейсмогеологическими условиями и неоптимальностью системы сбора данных по МОГТ для PS волн. Данные ВСП по одной скважине имеют вполне удовлетворительное качество (включая информацию по поперечным и объемным волнам), в то время как по двум другим на горизонтальных компонентах волнового поля выделить коррелируемые восходящие объемные волны не удалось. Это связано с тем, что ВСП в целевой части отрабатывалось в необсаженном стволе и горизонтальные компоненты сильно зашумлены.

Обработка данных ВСП и ГИС проведена в рамках пакета 3C-Interact ВНИИГеофизикой.

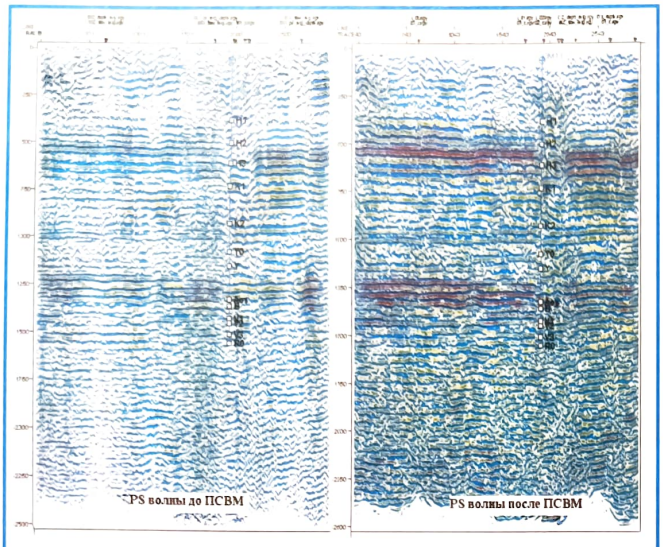


Рис. 1. Результат использования миграции до суммирования для PS волн. ПР 01

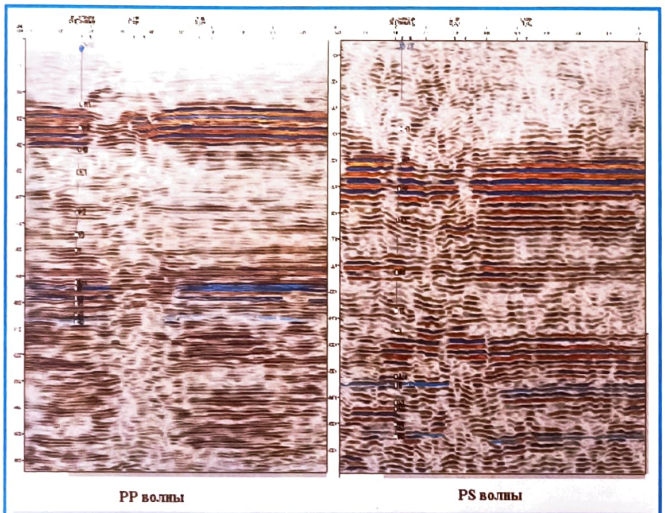


Рис.2. Сравнение результатов миграции до суммирования по продольным и обменным волнам во временной области.

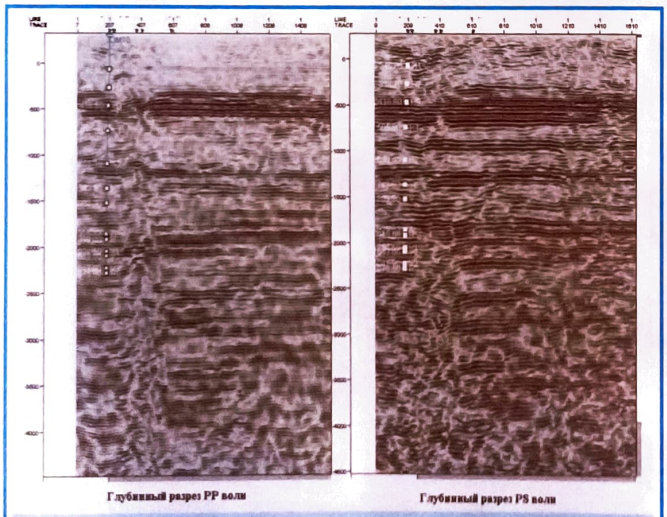


Рис.3. Сравнение результатов миграции до суммирования по продольным и обменным волнам в глубинной области.

Обработка наземных данных проводилась в ООО GDS при тесном взаимодействии с лабораторией МВС ВНИИГеофизики. Уже имеющийся опыт подобной обработки [3] позволил скорректировать статические поправки для обменных волн. Это позволило улучшить прослеживаемость целевых отражающих горизонтов по PS волнам и получить модель средних скоростей P и S волнам.

Для улучшения качества прослеживания по обменным волнам и повышения эффективности отождествления волн разных типов по наземным данным МВС в ООО GDS при тесном взаимодействии с лабораторией МВС ВНИИГеофизики была разработана в среде ProMax миграция Кирхгофа до суммирования с совместным по данным PP и PS скоростным анализом для одних и тех же глубинных точек отражения/обмена (см. статью Жуков А.П., Коротков И.П., Нурмухамедов Т.В.и др. «Разработка программного обеспечения для 2D-миграции до суммирования и скоростного анализа для монотипных и обменных волн на основе применения интеграла Кирхгофа.» в этом номере). Главные отличительные особенностями данной процедуры состоят в следующем:

- получение модели скоростей Vp и Vs осуществляется по подборкам трасс ОТВ, а не ОГТ. Это более оптимальный вариант для PS волн в силу несимметричности их лучевой схемы.
- имеется возможность скоростного анализа по данным обменных волн с увязкой с уже «закрепленной» моделью по продольным волнам, т.е. с известной скоростью по падающему лучу. Это позволяет подбирать скоростную модель для одноименных (совпадающих по глубине) объектов отражения для волн разных типов.

Результаты миграции до суммирования во временной и глубинной областях приведены на рис.1-3. Видно улучшение прослеживания по ряду горизонтов на PS волнах, даже по сравнению с разрезами по продольным волнам.

При интерпретации данных многоволновой сейсморазведки первостепенную роль играют состав и степень сопоставимости информации, извлекаемой из обработки записей для волн разных типов, а также получение дополнительных сведений, способствующих более надежному решению поставленной геологической задачи на изучаемом объекте. Важную роль для получения конечного результата играет наличие скважинных данных, дополняющих наземные работы МВС. Данные многокомпонентного ВСП позволяют непосредственно реализовать привязку волн различного генезиса к соответствующим геологическим границам, т.е. осуществить их глубинную и стратиграфическую привязку. Комплексирование многоволнового ВСП и ГИС требуется для калибровки данных в масшта-

бе всего разреза, что, в свою очередь, позволяет проводить их пересчет во временную область продольных, поперечных или обменных волн согласно полученной при решении обратной кинематической задачи по данным ВСП скоростной модели по волнам разных типов. Стыковка временных разрезов наземной сейсморазведки с сейсмограммами ВСП на различных типах волн и волновой акустики является наиболее надежным критерием достоверности геологической привязки отражений.

На первом этапе комплексной интерпретации проводится глубинная и стратиграфическая привязка отражений волн разных типов по данным ВСП и ГИС и их сопоставление с наземными данными во временной области (рис.4, 5). Глубинная и стратиграфическая привязка отражений волн разных типов показала совпадение отражений для всех целевых горизонтов по волнам PP и PS как по глубине, так и по знаку экстремума. При согласовании скважинных и наземных данных учитывался статический сдвиг между ними, который вызван различными значениями интервальных скоростей ВЧР в моделях ВСП и наземных данных. Скорости для данных ВСП определялись при решении обратной кинематической задачи по годографам ВСП соответствующего типа волн. А скорости до линии приведения наземных данных были приняты для продольных волн – 2500 м/с, для обменных волн – 1850 м/с. Соответствующим образом корректировались вертикальные годографы и рассчитывались отбивки реперных горизонтов для наземных данных в области их стыковки со скважинами.

Для районов Восточной Сибири, где данные МВС могут играть подчас определяющую роль при решении геологической задачи, комплексная корреляция данных наземной сейсмики по волнам разных типов сталкивается с рядом трудностей. Это связано с латеральной невыдержанностью динамических особенностей основных реперных горизонтов, значительным фоном кратных волн, слабой динамической выразительностью отражений по обменным волнам и т.д.

В силу указанных выше причин, корреляция отражающих горизонтов по волнам разных типов на наземных данных вызывает некоторые затруднения. Процедура отождествления волн по характеру волновой картины основывается на том, что отражающие горизонты для волн разных типов часто совпадают, коэффициенты отражений для них и частотные характеристики пачек слоев, формирующих отражение, различаются, в основном, масштабом, вследствие различий скоростей. Предполагается, что различия в форме импульсов, возбуждаемых источником, скомпенсированы с помощью деконволюции и фильтрации с точностью до масштаба времен, отличающегося в Vs/Vp раз. Естественно, что не всегда и не все эти допущения выполняются в равной мере. В особенности, это касается выравнивания формы импульсов для наземных данных. Отождествление базировалось на сопоставлении кинематических (соотношение времен регистрации основных доминирующих волн на разрезе – временные интервалы между волнами), амплитудных (соотношение интенсивностей основных, доминирующих волн на разрезе между собой и соотношение интенсивностей основных и более слабых волн) и частотных характеристик (изменение формы записей – относительных интенсивностей фаз волн) волнового поля. Корректность отождествления контролировалась оценкой соотношения временных мощностей PP и PS отражений (параметр $\gamma = Vs/Vp$). Корреляция горизонтов проводилась последовательно сверху вниз, начиная с горизонта по волнам PP, затем тот же горизонт по волнам PS. В местах пересечения со скважинами учитывались отбивки для соответствующего типа волн. Очередной коррелируемый горизонт по PS контролировался коридором $\Delta\gamma$ между значениями времен Tmax и Tmin, которые определялись по значениям соотношения $\gamma = Vs/Vp$ ($\gamma_{min} = 0.3$ и $\gamma_{max} = 0.6$), временной мощности между вышележащим и одноименным горизонтом, откоррелированным по волнам PP (ΔTpp_1) и временем Tps_1 вышележащего горизонта по волнам PS (рис.6). В случае выхода корреляции из коридора анализировалась возможность изменения корреляции по PP или

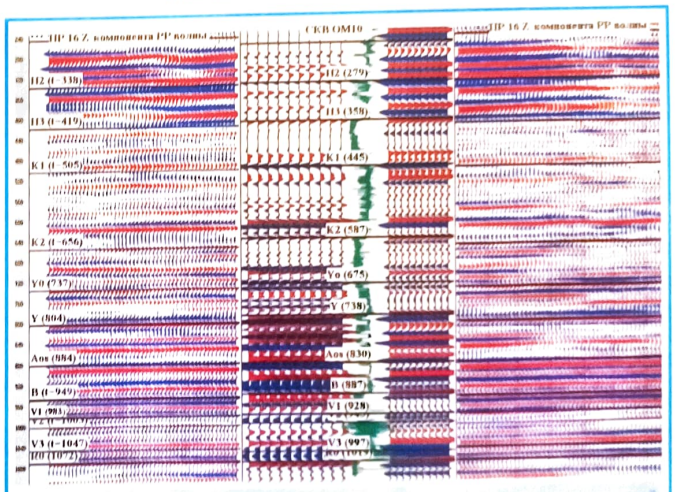


Рис. 4 Сопоставление скважинных и наземных данных во временной области по PP волнам в р-не скв. ОМ10.

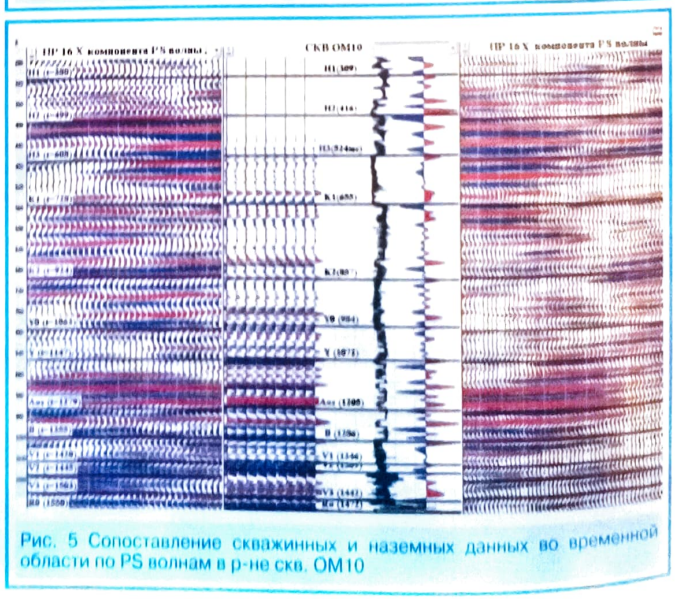


Рис. 5 Сопоставление скважинных и наземных данных во временной области по PS волнам в р-не скв. ОМ10

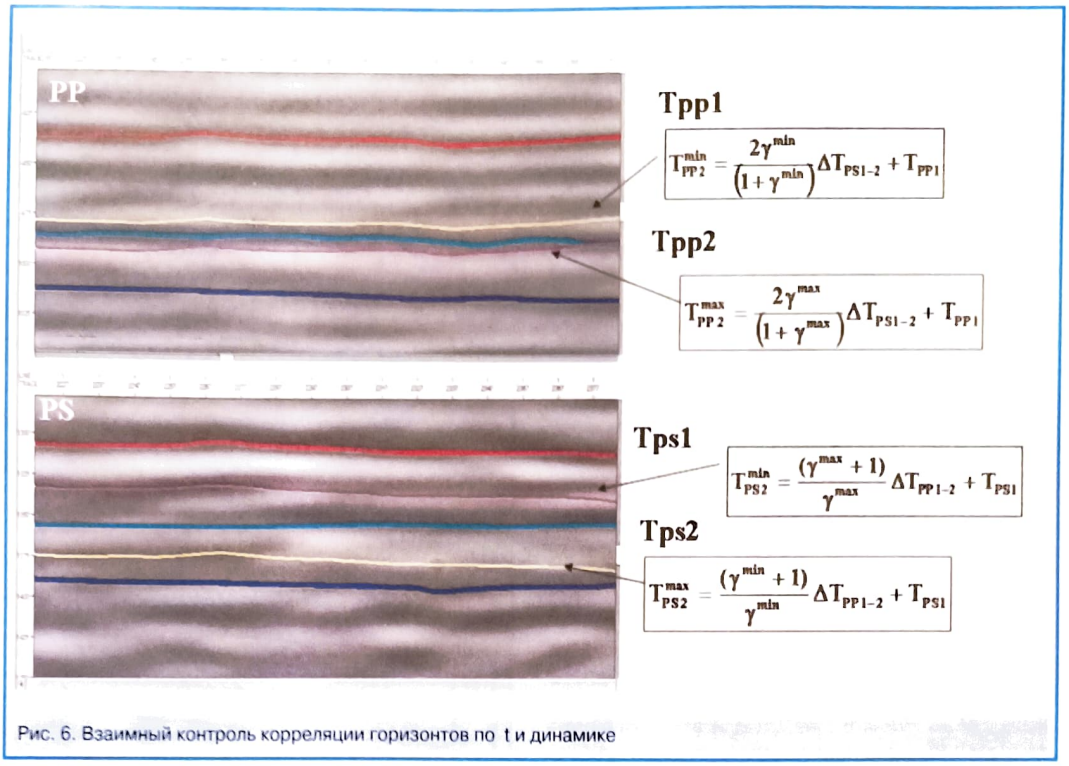


Рис. 6. Взаимный контроль корреляции горизонтов по t и динамике

смены знака экстремума. Это позволило свести ошибки в корреляции к минимуму и повысило достоверность конечного результата (рис.7).

Проведенное отождествление отражений по PP и PS волнам позволило провести сравнительный анализ различных характеристик волновых полей, относящихся к определенным интервалам разреза – коэффициентов Пуассона, амплитудных и частотных атрибутов отождествленных отражений по волнам разных типов и их соотношений и т.д. Слабая статистическая база петрофизических исследований для района работ не позволила рассчитать регрессионные зависимости для взаимосвязей сейсмических и геологических атрибутов.

Если воспользоваться известными регрессионными зависимостями коэффициента Пуассона от скорости продольных волн для глин и песчаников Гринберга –Костагны [4] (рис. 8.), то можно сделать однозначный вывод, что с увеличением глинистости коэффициент Пуассона так же увеличивается. Так же известно, что уменьшение пористости приводит к уменьшению коэффициента Пуассона. Если построить зависимости коэффициента Пуассона от глинистости при различных коэффициентах пористости для песчаников по уравнениям Хана [5] (рис. 9), то можно видеть, что при нулевой пористости значения коэффициентов Пуассона самые маленькие.

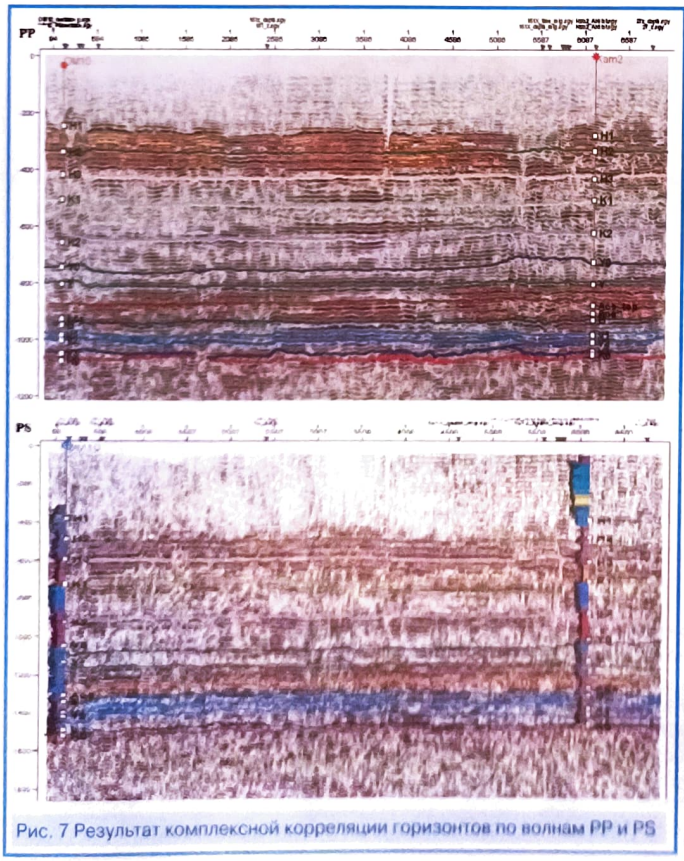


Рис. 7 Результат комплексной корреляции горизонтов по волнам PP и PS

Таким образом, в интервалах разреза, характеризующихся коэффициентами Пуассона, лежащими в пределах между 0.26 - 038, можно прогнозировать преобладание незаглинизированных в значительной степени песчаников с достаточно высокими коэффициентами пористости. Более точный прогноз требует значительной статистики по петрофизическим исследованиям в скважинах для Оморинской площади (упругие параметры, глинистость, пористость и т.д. для различных литологических типов пород в целевых интервалах). Очевидно, что корректность распределения перспективных зон по площади определяется плотностью сети профилей МВС (максимально эффективны в данном случае работы 3D-3C). Детальность разрешения по верти-

кали (выделение более тонких пачек) может быть повышена за счет получения данных по волновой акустике и плотностному каротажу в скважинах для района работ МВС. В этом случае появляется возможность решения обратной динамической задачи при комплексировании волн разных типов. Тем не менее, сопоставление карты значений коэффициентов Пуассона (рис. 10) с картой типов разреза, построенной по результатам сейсмо-формационной интерпретации в лаборатории СФИ ВНИИГеофизика (Мушин И.А.), позволило выделить перспективные для поисков УВ зоны в терригенном комплексе венда.

Выводы. Корректное отождествление волн разных типов по наземным данным МВС в комплексе со скважинными данными (трехкомпонентное ВСП и ГИС) позволило добиться совпадения информации по пообъектной привязке отражений при интерпретации данных по волнам разных типов. Правильность отождествления должна контролироваться однозначностью отображения структурного фактора по разным типам волн, соотношением их динамических параметров и физичностью оценок коэффициента Пуассона. Это в значительной мере повышает достоверность интерпретации. Перспективы повышения эффективности решения задач прогноза геологического разреза и его изменений связаны с тем, что только вся совокупность параметров, определяемых по волнам разных типов, с достаточной полнотой характеризует физические свойства геологической среды. Кроме того, существенно, что параметры, определяемые по волнам разных типов, заведомо функционально не связаны между собой и дополняют друг друга. На этом основано повышение надежности локализации по сейсмическим данным литолого-стратиграфических комплексов и структурно-фациальных зон, оценка основных закономерностей распространения свойств пород-коллекторов и флюидоупоров. Отсюда следует повышение эффективности оценки прогнозных ресурсов.

Рис. 1. Результат использования миграции до суммирования для PS волн. ПР 01

Рис.2. Сравнение результатов миграции до суммирования по продольным и обменным волнам во временной области.

Рис.3. Сравнение результатов миграции до суммирования по продольным и обменным волнам в глубинной области.

Рис. 4 Сопоставление скважинных и наземных данных во временной области по PP волнам в р-не скв. ОМ10.

Рис. 5 Сопоставление скважинных и наземных данных во временной области по PS волнам в р-не скв. ОМ10

Рис. 6. Взаимный контроль корреляции горизонтов по t и динамике

Рис. 7 Результат комплексной корреляции горизонтов по волнам PP и PS

Рис. 8. Зависимость коэффициента Пуассона от скорости продольной воны для глин и песчаников.

Рис. 9. Зависимость коэффициентов Пуассона от глинистости песчаников при различной пористости.

Рис. 10 Карта значений коэффициента Пуассона для целевого интервала терригенного разреза венда.

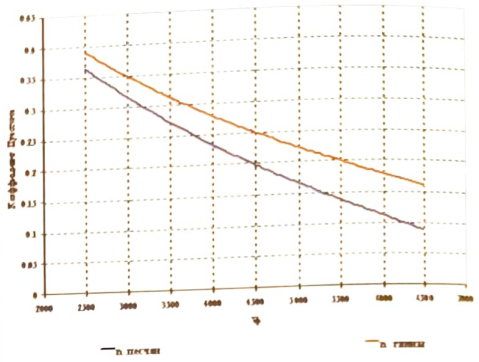


Рис. 8. Зависимость коэффициента Пуассона от скорости продольной воны для глин и песчаников.

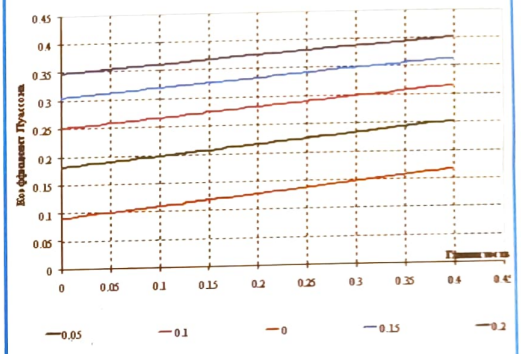


Рис. 9. Зависимость коэффициентов Пуассона от глинистости песчаников при различной пористости.

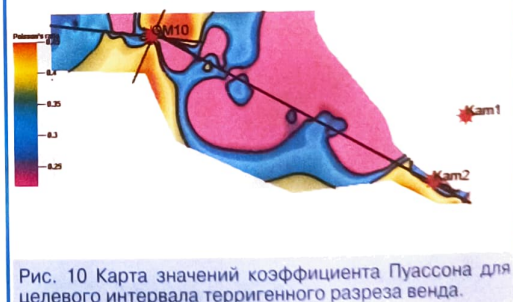


Рис. 10 Карта значений коэффициента Пуассона для целевого интервала терригенного разреза венда.

Литература:

1. Кузнецов В.М., Кризис в экономике, а не в работе - изменение акцентов впостановочных задачах МВС. ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ №02(28)/2009
2. Кузнецов В.М., , Опыт применения современных технологий при работах на территории РФ по комплексированию волн разных типов: Технологии сейсморазведки, 2, 31-38. 2008
3. Кузнецов В. М., Шехтман Г.А., Коротков И.П., Бурлаков А.В., Саловский В.А. Пример изучения венд-рифейского комплекса русской платформы технологией 2D-9C (МВС)., Технологии сейсморазведки, №3 200
4. Greenberg, M. L., and Castagna, J. P., 1992, Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications: Geophys. Prosp., 40, 195-210
5. Han, D. -H., Nur, A., and Morgan, D., 1986, Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: Geophysics, 51, 2093-2107

Детализация строения продуктивных интервалов разреза на основе 3-х компонентного ВСП и многоволновой сейсморазведки

Мосякин А.Ю., Старикович В.Н., Шкирман Н.П., ОАО «Краснодарнефтегеофизика», г. Краснодар

В последние годы в отечественной и зарубежной практике накоплен определенный опыт проведения многоволновых (двуволновых) сейсморазведочных работ.

Результаты, получаемые при детализационных исследованиях как ВСП, так и МВС, успешно используются при поисках и изучении нефтегазовых залежей, а также при проектировании и сопровождении бурения поисковых скважин.

Некоторые аспекты и результаты использования многоволновой сейсморазведки для изучения и детализации строения продуктивных интервалов нефтегазовых месторождений, полученные в ОАО «Краснодарнефтегеофизика», рассмотрены в настоящей статье.

Среди работ, выполненных в ОАО «Краснодарнефтегеофизика», наиболее интересные материалы по результатам многоволновых наблюдений были получены на одном из многопластовых нефтегазовых месторождений в юго-западной части Краснодарского края. Изучение данного месторождения проводилось при одновременном выполнении многокомпонентных исследований ВСП (в модификации ПМ ВСП) и многокомпонентных наблюдений на наземном профиле.

Рассматриваемое нефтегазовое месторождение приурочено к ловушке сводового типа и представляет собою довольно крупную, пологую брахиантиклиналь размерами 21,0 х 2,3 км. Промышленная нефтегазоносность этого месторождения связана с отложениями киммерия - понта (газовые залежи продуктивных горизонтов I- III) и меотиса (нефтяные залежи в продуктивных горизонтах IV-VII).

Большинство залежей этого месторождения являются пластово-сводовыми, часть из них - литологически-экранированными.

При этом продуктивные горизонты I- III залегают в интервале глубин 800-1240 м, сам интервал представляет собою чередование песков, песчаников и алевролитов с тонкими прослоями глин. Общие мощности горизонтов варьируют от 3,0 до 43,0 м, а пористости - от 16 до 33%.

Горизонт IV, приуроченный к мощной пачке песчаников, является основным продуктивным горизонтом. Мощность этого горизонта изменяется от 53,0 до 122,0 м; пористость составляет 20-25%; глубина залегания - 1350-1550 м. Особенностью нефтяной залежи этого горизонта является наличие газовой шапки мощностью ~100 м, при этом газовая часть залежи по высоте значительно превосходит нефтяную.

Ниже горизонта IV залегают песчаные горизонты V и VI небольшой мощности, с которыми также связаны нефтяные залежи.

Скважинные наблюдения на основе поляризационной методики ВСП были проведены в 3-х скважинах, глубины забоя которых изменялись от 1550 до 1800 м. При этом, основной задачей проводимых исследований являлось изучение влияния нефтегазовых залежей на различные характеристики сейсмических волн. Все исследования были выполнены из 7 разноудаленных от скважин пунктов взрыва, диапазон удалений составил от 100 до 2100 м.

Материалы выполненных наблюдений ПМ ВСП позволили получить различные характеристики изучаемого разреза по совокупности кинематических и динамических параметров продольных и поперечных волн: скоростей Vp, Vs, параметров гамма и значений коэффициента Пуассона, коэффициентов поглощения и отражения, параметров поляризации и др.

В результате было установлено, что для данной площади интервал нефтегазонасыщения однозначно определяется уменьшением скоростей продольных волн (Vp) на 20%, аномальным увеличением параметра гамма (γ) до 0,58-0,65; понижением значений коэффициента Пуассона до 0,1; более, чем в 5 раз увеличенным коэффициентом эффективного затухания; сужением ширины спектра и т.д.

Большое внимание было уделено выявлению связей поляризационных характеристик волн различного типа с изменением литологических и структурных характеристик разреза. Анализ изменения поляризационных характеристик позволяет сделать вывод о том, что они тесным образом связаны с особенностями строения среды и могут быть хорошим индикатором её неоднородностей.

Как уже отмечалось выше, одновременно с наблюдениями в скважинах, в пределах рассматриваемого месторождения был также отработан наземный профиль МОГТ-2D с использованием расстановок 4-х компонентных приемников типа A, B,C, Z (сейсмоприемники Гальперина).

Характер отображения изучаемого разреза в полях продольных и обменных волн приведен на рис 1.

Обработка материалов МВС и ВСП выполнялась на основе пакета программ, предусматривающего реализацию полного графа обработки и интерпретации 3-х компонентных данных ВСП и многоволновой сейсморазведки 2D. Данный пакет программ является самостоятельной разработкой ОАО «Краснодарнефтегеофизика» (автор Старикович В.Н.) и включает различные процедуры поляризационной обработки данных ВСП, предназначенные для выделения и анализа волн с разным типом поляризации. Указанные программы позволяют выполнять оценку азимута поляризации и расчет уточненных параметров разреза с учетом направления колебания частиц в точках среды. Обработка материалов МВС в профильном варианте предусматривает получение временных разрезов по продольным и обменным волнам с расчетом кинематических поправок по скоростям Р-волн (на падающем луче) и S-волн (на восходящем луче). Необходимая для расчета поправок двуволновая скоростная информация определяется путем переборов скоростей на падающем (Р-волна) и восходящем звене луча (S-волна).

В дальнейшем планируется аналогичным образом модифицировать программы DMO-преобразования и миграции временных разрезов.

В остальном, технология обработки данных

МВС аналогична стандартной обработке, применяемой при обработке полевой информации, получаемой при наблюдениях ВСП и ОГТ.

В процессе обработки временные расхождения между положением на разрезах продольных и обменных волн одних и тех же литостратиграфических комплексов компенсируются специальной программой временного масштабирования разрезов на основе полученных переборов продольных и поперечных скоростей (рис.2).

Важным этапом является определение средних (предварительных) и интервальных (уточненных) параметров гамма для целевых интервалов разреза. В поле параметра гамма, полученном на основе совместной интерпретации разрезов продольных и обменных волн, четко проявляется интегральный эффект от газовых и нефтяных залежей, приуроченных к песчаным коллекторам понта (I-III горизонты) и меотиса (IV-VI горизонты), (рис.3).

Дополнительной возможностью использования многоволновых наблюдений с целью обнаружения, локализации и детализации внутреннего строения залежей УВ служат разрезы различных атрибутов волнового поля, которые были рассчитаны как для продольных, так и для обменных волн.

В общем виде, вероятностно-статистический подход, основанный на атрибутном анализе, использует статистические связи петрофизических характеристик геологического разреза с динамическими параметрами волнового поля. При этом, полученный в точке скважины набор атрибутов волнового поля, так или иначе связанный с изучаемой залежью УВ и ее петрофизическими характеристиками, распространяется затем на весь профиль, т.е. по латерали, либо по площади.

Расчет параметрических разрезов осуществлялся в скользящих окнах, размеры которых определялись поставленной задачей и типом параметра.

Наиболее информативными представляются два разреза энергетических параметров (в виде разрезов дисперсии амплитуд в большом и малом окне), а также два разреза мгновенных параметров - мгновенных амплитуд и фаз.

При этом **разрезы мгновенных амплитуд и дисперсии амплитуд в большом окне** (50 и более мс) дают интегральную оценку энергии в скользящем окне и позволяют выделить наиболее «яркие» объекты (залежи) и связанные с ними наиболее контрастные аномалии амплитуд (рис.4).

Разрезы **мгновенных фаз и дисперсии амплитуд в малом окне** (менее 50 мс) позволяют более наглядно представить структурные особенности изучаемого разреза и выделить области, характеризующиеся повышенной неоднородностью (рис.5). Эти области могут быть связаны с одной стороны с внутренней структурой пласта (трещиноватые коллектора, тонкослоистые пачки), с другой – с флюидонасыщением.

Газовые залежи киммерия и понта отображаются в поле мгновенных амплитуд PP-волн четкими аномалиями повышенных значений. Амплитудная аномалия, связанная с залежью в меотисе, частично экранируется вышележащей залежью в отложениях понта.

В поле PS-волн все три продуктивных интервала отображаются областями пони-

«темных пятен».

что некоторые

например, в обла-

фиксируются

как в поле продольных так и в поле обменных волн (рис.4). Последнее обстоятельство позволяет рассматривать их как участки латерального изменения петрофизических характеристик.

Тонкослоистая модель строения верхней части разреза (понт-киммерий) одинаково хорошо прослеживается в поле мгновенных фаз как для PP, так и для PS- волн. Однако

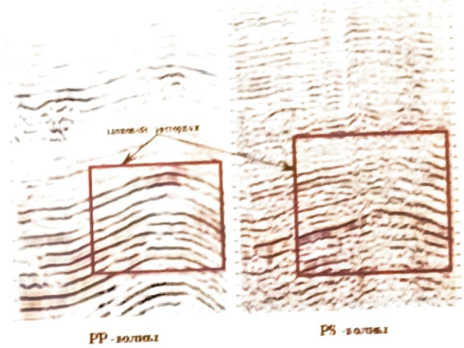


Рис.1. Характер отображения целевого интервала разреза в полях продольных (А) и обменных волн (Б).

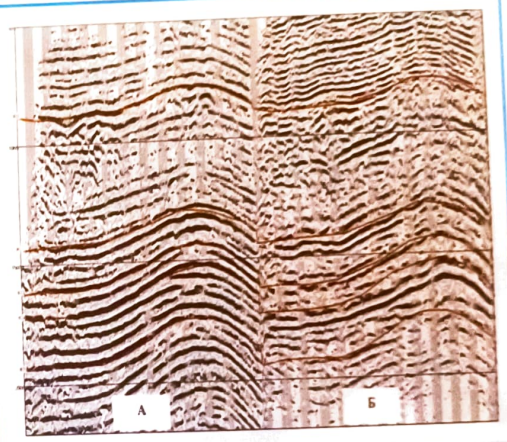


Рис. 2. Приведение временных разрезов продольных (А) и обменных (Б) волн к единому временному масштабу.

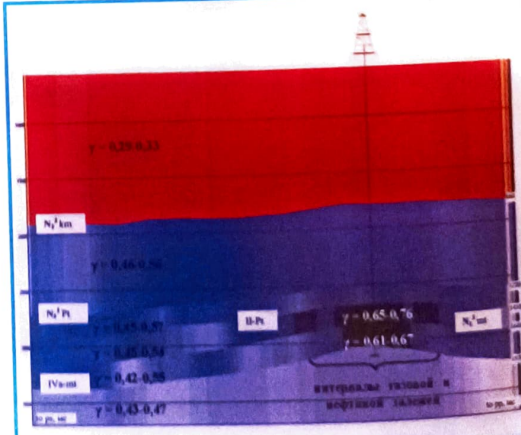


Рис. 3. Локализация нефтяных и газовых залежей в поле параметра гамма.

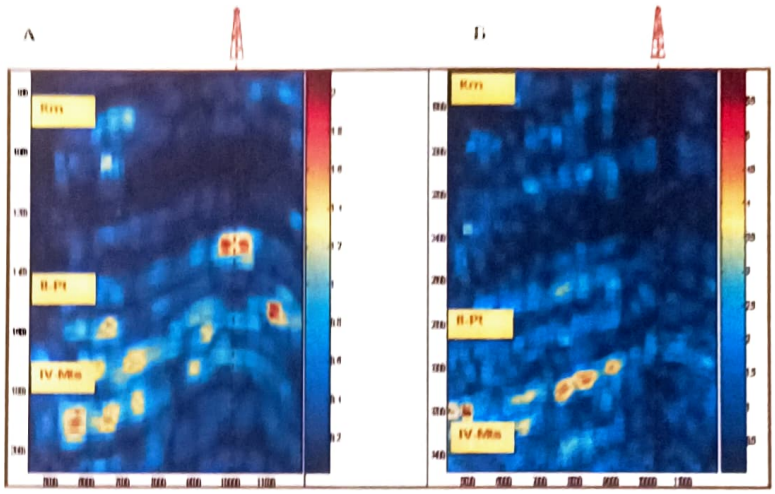


Рис. 4. Отображение нефтегазовых залежей в полях атрибутов продольных (А) и обменных (Б) волн. Разрезы мгновенных амплитуд

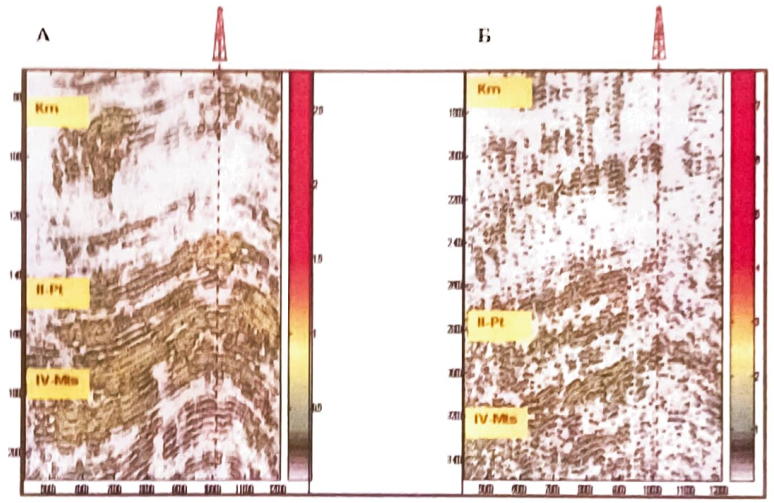


Рис. 5. Отображение нефтегазовых залежей в полях атрибутов продольных (А) и обменных (Б) волн. Разрезы дисперсии амплитуд в малом окне

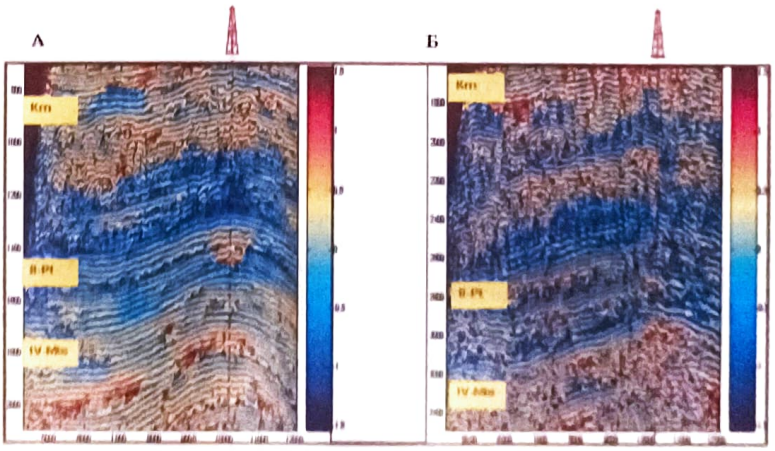


Рис. 6. Отображение нефтегазовых залежей в полях атрибутов продольных (А) и обменных (Б) волн. Разрезы мгновенных фаз

...тонкое на разрезе PS-волн отчетливо видно, что строение северного, более крутого, крыла складки представляется более сложным (осложненное локальными нарушениями), чем южного (рис. 6).

На разрезах дисперсий амплитуд четко локализуются области газовых залежей в киммерии и понте. При этом, рисунок записи позволяет предположить, что обе залежи связаны с палеоврезами, которые и контролируют толщины и плановое положение указанных газовых залежей. На этих же разрезах в интервале меотиса можно проследить ряд горизонтальных фрагментов отражающих элементов, по-видимому, сформированных границами водонефтяного и газожидкостного контактов (рис.6, t0 ~ 1600-1650 мс).

Представленные материалы показывают, что на этапе детализации строения залежей, установленных бурением, наиболее рациональным представляется совместное проведение 3-х компонентных скважинных (ПМ ВСП) и наземных профильных наблюдений МВС (вариант сейсморазведки 3С).

При этом, наличие скважинной информации позволяет выполнить достоверную привязку изучаемого объекта по глубине и получить количественную оценку изменения кинематических и динамических параметров в области залежи и вне её. Использование материалов наземной МВС, в свою очередь, позволяет локализовать положение залежи УВ в разрезе (например, в поле параметра гамма) и уточнить границы её распространения как в плане, так и по латерали.

Комплексный анализ параметрических разрезов PP-и PS-волн позволяет получать дополнительную информацию о внутреннем строении изучаемого разреза и его УВ-насыщении. Получаемый при этом набор параметров может быть успешно использован как для прогноза УВ- нефтенасыщения отложений, так и для отбраковки ложных аномалий, связанных с областями фациального замещения пород либо ухудшения их коллекторских свойств.

Разработка программного обеспечения для 2D-миграции до суммирования и скоростного анализа для монотипных и обменных волн на основе применения интеграла Кирхгофа

Жуков А.П., Коротков И.П., Нурмухамедов Т.В., ООО «Геофизические системы данных», г. Москва, Кузнецов В.М., Попов В.В., ГФУП ВНИИГеофизика, г.Москва

Несмотря на наличие в основных обрабатывающих и интерпретационных комплексах утилит по обработке 3С и интерпретации данных МВС, необходимо их дальнейшее развитие с целью расширения круга решаемых ими задач и усложнения моделей сред, используемых в МВС. В частности, для решения задачи улучшения прослеживания сейсмических горизонтов по волнам PS с одновременной их увязкой (отождествлением) по монотипным волнам необходим программный комплекс, включающий:

- совместный скоростной анализ средних скоростей волн PP и PS по подборкам трасс, учитывающих ассиметрию лучевой схемы PS волн (отличных от ОГТ). Цель – создание максимально детальной и точной скоростной модели V_p сред ($V_p^{инт}$) и V_S сред ($V_S^{инт}$);
- миграция до суммирования по сейсмограммам ОТВ на основе полученной модели средних (пластовых) скоростей. Цель – улучшение прослеживания горизонтов по волнам разных типов; повышение достоверности отображения положения элементов отражения (обмена) на плоскости разреза; повышение достоверности отождествления элементов разреза по волнам разных типов.

Вопросам, связанным с разработкой данного программного комплекса и посвящена данная работа.

Задачей миграции является формирование сейсмических изображений геологической среды в каждой ее точке в виде восстановленного значения поля отраженных волн в этой точке в момент прихода в нее прямой волны. Решение этой задачи базируется на обращенном продолжении волнового поля и заключается в получении его значения в некоторой точке среды известного строения (задается некоторая априорная скоростная или глубинно-скоростная модель среды) по значениям на поверхности наблюдения.

К настоящему времени в сейсморазведке разработано и внедрено в практику цифровой обработки данных множество способов миграции, которые различаются между собой алгоритмом реализации обращенного продолжения волнового поля. Спектральные способы основаны на решении волнового уравнения в частотной области - волновое число. Конечно-разностные способы основаны на решении волнового уравнения сеточным методом. Интегральные способы базируются на представлении решения волнового уравнения в виде интеграла Кирхгофа.

Указанные способы различаются также представлением волнового поля, подаваемого на вход процедуры, - в виде временных разрезов (миграция после суммирования) или в виде исходных сейсмограмм (миграция до суммирования).

Кроме того, способы миграции могут различаться возможностью учета тех или иных особенностей изучаемых геологических сред. В частности, в отличие от временной миграции (миграции в рамках модели средних скоростей) глубинная миграция предполагает учет преломления волн на промежуточных границах раздела. Любой из указанных подходов может быть использован и для миграции по обменным волнам.

Несмотря на то, что все способы миграции основаны на решении волнового уравнения, результаты, получаемые с их помощью, могут довольно значительно различаться между собой по точности, наличию шумов преобразования, вычислительными затратами для формирования изображений и другими характеристиками.

В условиях сложно построенных сред, характеризующихся криволинейными крутопадающими границами, наиболее эффективным с точки зрения качества прослеживаемости границ и устойчивости к шумам преобразования является интегральное преобразование исходных сейсмических записей с учетом преломления волн на промежуточных границах раздела (глубинная миграция до суммирования).

При практической реализации этого преобразования выражение для формирования изображения в точке (x,z) среды по одной сейсмограмме ОПВ (т.е. при фиксированном положении источника) в двумерном случае можно представить в следующем виде:

$$F(x,z) = \sum_{r=1}^{Nr} a_r U(x_s, z_s, x_r, z_r, t),$$

где a_r - весовые коэффициенты; x_S, z_S – координаты источника; N_r – количество приемников данной сейсмограммы, участвующих в построении изображения; x_r, z_r - их координаты; $t = t_{пад} + t_{восх}$, где $t_{пад}$ – время пробега падающей волны (от источника до точки среды), $t_{восх}$ - время пробега восходящей волны (от точки среды до приемников).

В разработанной компанией «Геофизические системы данных» программе реализованы три подхода к расчету времен падающей $t_{пад}$ и восходящей $t_{восх}$ волн на основе задаваемых скоростных моделей. Существенно, что в случае миграции по монотипным волнам задается лишь одно скоростное распределение в среде, а в случае миграции по обменным волнам необходимо задавать две скоростные модели – для падающих и восходящих волн.

1. В случае среднескоростной миграции **(time migration)** –

$$t_{пад} = \sqrt{(xs - x)^2 + (zs - z)^2} / V_{пад},$$

$$t_{восх} = \sqrt{(xr - x)^2 + (zp - z)^2} / V_{восх},$$

где, $V_{пад}$ – средняя скорость падающей волны, $V_{восх}$ – средняя скорость отраженной (восходящей волны). Для монотипных волн $V_{пад}$ и $V_{восх}$ совпадают.

2. При интервальной миграции, основанной на сеточном задании скоростной модели **(depth grid based migration)**, времена $t_{пад}$ и $t_{восх}$ являются суммой времен вдоль отдельных отрезков (в пределах ячейки) прямолинейных лучей, соединяющих точку среды соответственно с источником и приемником. Каждая ячейка при этом описывается своими интервальными скоростями $V_{пад}$ и $V_{восх}$.

3. Если кроме скоростных распределений задана глубинная модель, то можно использо-

вать интервальную миграцию **(depth horizon based migration)**, при которой учитывается преломление лучей падающей и восходящей волн на заданных промежуточных границах. Расчет времен $t_{нар}$ и $t_{вост}$ здесь основан на трассирования лучей через заданные горизонты модели с помощью численных (оптимизационных) методов.

Сумма $t_{нар}$ и $t_{вост}$ представляет собой годограф волны, дифрагированной в точке среды (x,z) и регистрируемой в точке (xp,zp) при возбуждении в точке (xs,zs).

При восстановлении волнового поля в каждой точке среды важнейшее значение для качества получаемого результата и быстродействия решения задачи имеет выбор базы суммирования – апертуры (набора источников и приемников). Неверное ее определение или неоправданное занижение приводит к искажению или разрушению изображения, а чрезмерное завышение – к увеличению уровня шумов и временных затрат.

Схема, иллюстрирующая определение базы суммирования (апертуры приемников) в пределах одной сейсмограммы ОПВ и формирование изображения, показана на рисунке 1.

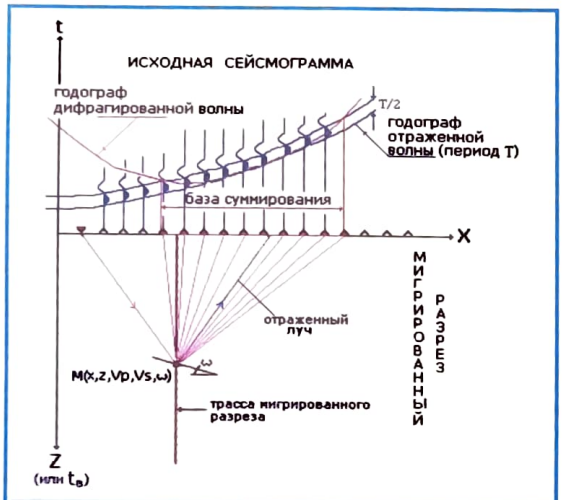


Рис.1. Схема, иллюстрирующая определение базы суммирования

Как следует из рисунка 1, суммирование для точки **M** мигрированного разреза проводится в зоне касания годографа дифрагированной в точке **M** волны и годографа волны, отраженной от гипотетической границы, проходящей через точку **M**, т.е. в окрестности точки выхода отраженного луча.

Чтобы оценить размер этой зоны - базы суммирования, необходимо, помимо скоростей, в качестве входных параметров указать некоторые априорные значения видимой частоты f колебаний (или видимого периода T) и диапазона возможных углов наклона границ ω_{min}, ω_{max} (при задании глубинной модели параметры ω_{min} и ω_{max} не задаются).

При наличии в среде мощных дифрагирующих объектов следует задавать суммирование по всей приемной установке.

Окончательное изображение получается путем суммирования изображений, полученных аналогичным образом по другим сейсмограммам ОПВ, т.е. при других положениях источников и приемников. При этом значительно ослабляется влияние различного рода помех, шумов преобразования и краевых эффектов, поскольку изображения реальных отражающих границ совпадают, а помехи занимают различные положения.

Выражение для формирования изображения в точке (x,z) среды по набору сейсмограмм ОПВ можно представить в следующем виде:

$$F(x,z)=\sum_{s=1}^{N_S}\sum_{r=1}^{N_r} a_r U(x_s,z_s,x_r,z_r,t),$$

где N_S – количество сейсмограмм ОПВ, участвующих в построении изображения в точке среды (x,z), x_S, z_S – координаты источников. При этом в построении изображения в точке (x,z) участвуют только те сейсмограммы ОПВ, для которых луч, отраженный от гипотетической границы, проходящей через данную точку, не выходит за пределы расстановки.

Выходной результат можно получать либо в виде мигрированного разреза, либо в виде мигрированных сейсмограмм. И тот и другой результат может быть получен в глубинном или во временном масштабе.

При миграционных преобразованиях в условиях сложного геологического строения среды возрастает роль точности задания скоростной модели. Погрешности скорости в случае больших и резко меняющихся углов наклона горизонтов при наличии рассеивающих границ и дифрагирующих объектов приводят к неправильному сносу элементов разреза на плоскости изображения и не обеспечивают фокусировку дифрагированных волн. Иными словами, скоростные погрешности приводят к искажению кинематической и динамической картины на результирующем разрезе.

Поскольку отличия скоростей, используемых при миграционных преобразованиях первичных сейсмограмм, от реального распределения скоростей в среде оказывают весьма значительное влияние на форму получаемого изображения среды, то критерием правильности выбора скоростной модели является совпадение отражающих и дифрагирующих объектов на изображениях, которые характеризуют одни и те же области пространства, но получены по различным выборкам исходных сейсмических трасс. В качестве таких выборок обычно используются сейсмограммы равных удалений, миграция которых с различными скоростями позволяет получать мигрированные сейсмограммы, а на их основе - формировать вертикальный и/или горизонтальный спектры средних или интервальных скоростей.

Определяемые с помощью такого подхода скорости, в отличие от разновременного анализа сейсмограмм ОГТ, не содержат искажений, связанных со структурным фактором.

Кроме того, для обменных волн подборка по ОГТ менее информативна в силу асимметрии лучевой схемы. Сложность здесь заключается в определении общей точки обмена, которая в свою очередь, базируется на знании скоростей падающей и отраженной волны.

Суть предлагаемого метода состоит в построении (в масштабе вертикального времени t_V) для каждой выбранной на профиле вертикали x мигрированных сейсмограмм при различных (средних) скоростях V_k из заданного набора скоростей:

$$F(x,z,V_k,L_n)=\sum_{s=1}^{N_S} a\,U(x_s,x_s+L_n,t],$$

где x - координата анализируемой вертикали; x_S - координата пункта возбуждения; L - удаление источник-приемник; $t=t_{нар}(V_k)+t_l(V_k)$, где $t_{нар}(V_k)$ и $t_l(V_k)$ - соответственно, времена распространения волн от s-го пункта возбуждения до точки (x, z) и от точки (x, z) до пункта приема x_l, удаленного от x_S на расстояние L.

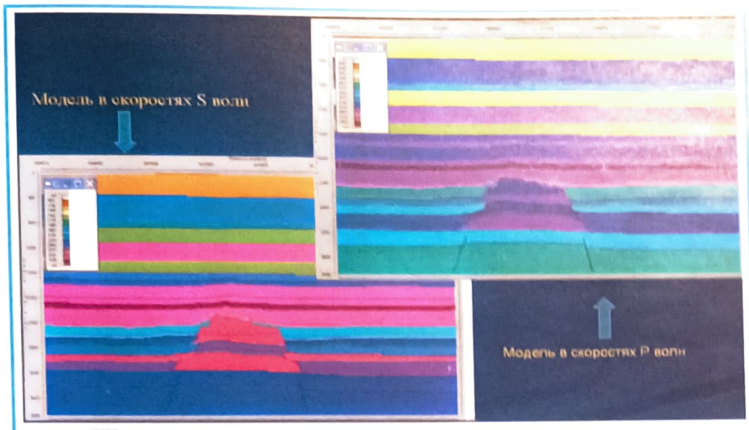


Рис 2. Модель рифовой постройки

В тех случаях, когда принятая для миграционного преобразования скорость соответствует распределению скорости в среде, сигналы продолженной волны на мигрированных сейсмограммах будут располагаться вдоль прямой $t_1 = const$. В случае отличия скорости преобразования от скорости в среде сигналы на мигрированных сейсмограммах будут все более отклоняться от прямой по мере возрастания абсолютного значения удаления. Если скорость, принятая для миграции, занижена по отношению к скорости в среде, то изображение точек дифракции и отражающих границ на плоскости (t_1, L) обращено выпуклостью вниз. При завышении миграционной скорости изображение объектов обращено выпуклостью вверх. Мигрированные сейсмограммы позволяют построить вертикальные спектры скоростей, поэтому решение по выбору оптимальной скорости можно принимать, анализируя два изображения. Исходя из поведения осей синфазности отраженных и/или дифрагированных волн в плоскости мигрированных сейсмограмм, выбирается та скорость, при которой сигналы продолженной волны наиболее близко располагаются вдоль горизонтальной линии ($t_1 = const$). В плоскости вертикального спектра оптимальные скорости будут соответствовать распределению экстремальных значений энергии.

На первом этапе обработки при таком подходе определяется скорость монотипной волны – когда скорости падающей и восходящей волны совпадают. На втором этапе (если имеются записи обменной волны) определяется скорость отраженной волны. При этом задается уже определенная на первом этапе скоростная модель падающей волны, осуществляется перебор скоростей отраженной волны и построение мигрированных сейсмограмм и вертикальных спектров, которые представлены в масштабе времен пробега отраженной волны.

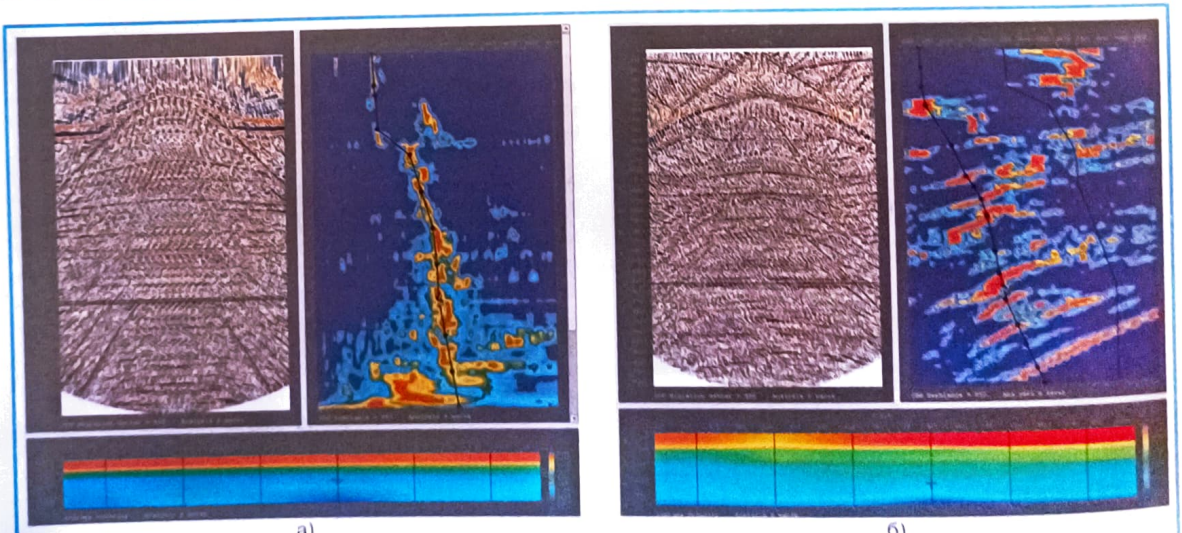
Для опробования эффективности и корректности использования PS миграции и скоростного анализа использовалась модель рифовой постройки, приближенная к реальности Волго-Уральского региона (рис. 2). Все рисунки, представленные ниже, получены на основе работы программ скоростного анализа, разработанных в компании «Геофизические системы данных».

Предлагаемый подход основан на построении (в масштабе вертикального времени) для каждой выбранной на профиле вертикали набора мигрированных, с заданными пользователем средними скоростями, сейсмограмм.

На первом этапе обработки при таком подходе определяется скорость монотипной волны (как правило, продольной), когда скорости падающей и восходящей волны совпадают (Рис. 3а).

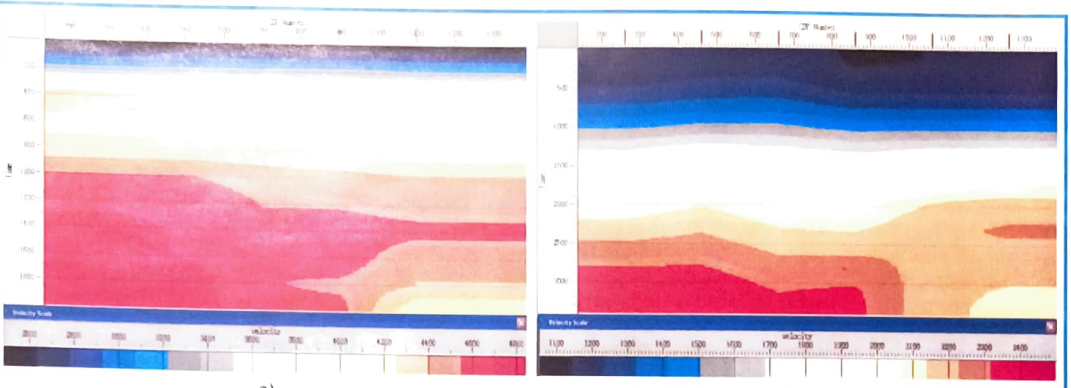
На втором этапе (если анализируются записи PS-волны) определяется скорость отраженной волны (Рис. 3б). При этом в расчете используется уже определенная на первом этапе скоростная модель падающей волны, осуществляется перебор скоростей отраженной волны и построение мигрированных сейсмограмм и вертикальных спектров, которые представлены в масштабе времен пробега отраженной S - волны. В ходе интерактивного анализа определяются средние скорости для P и S волн (Рис.4).

Последовательное определение глубинно-скоростной модели среды осуществляется на основе программы погоризонтного анализа миграционных скоростей. Программа рассчитывает горизонтальные спектры средних или интервальных скоростей в выбранном окне вдоль заданного сейсмического горизонта, по которым определяется оптимальная скоростная кривая V(x) для данного горизонта. Одновременно возможно уточнение геометрии этого горизонта (рис.5).



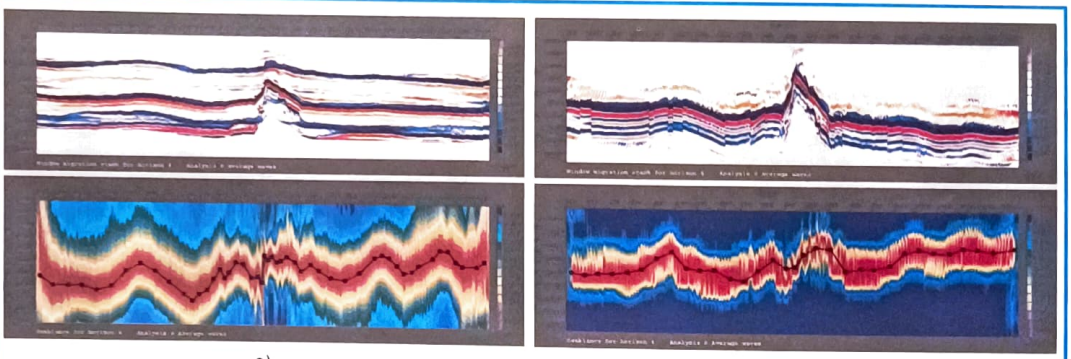
а) б)

Рис.3. Пример вертикального анализа скоростей миграции для падающей P-волны (а) и восходящей S-волны (б).



а) б)

Рис.4. Распределение скоростей миграции для падающей P-волны (а) и восходящей S-волны (б)



а) б)

Рис.5. Пример горизонтального анализа скоростей миграции для падающей P-волны (а) и восходящей S-волны (б)

В случае определения интервальных скоростей, построения проводятся последовательно – от верхней границы к нижней - и определение скоростей вдоль некоторого горизонта проводится с учетом скоростных распределений и геометрии границ в покрывающей толще.

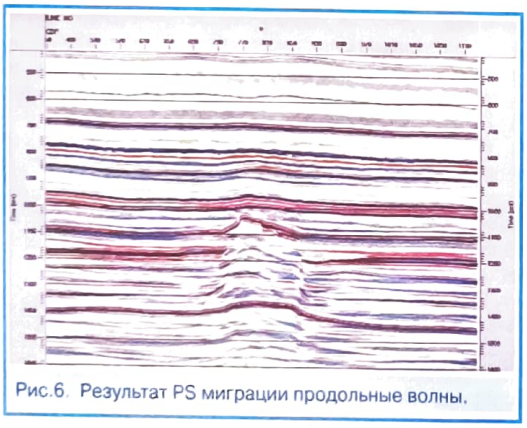


Рис.6. Результат PS миграции продольные волны.

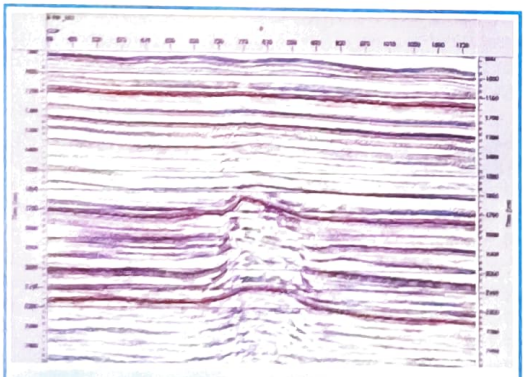


Рис. 7. Результат PS миграции поперечные волны

Здесь процедура также делится на два этапа. Вначале по записям монотипной волны определяются скорости падающей волны. На втором этапе – при подаче на вход процедуры записей обменной волны и с учетом определенной на первом этапе скорости падающей волны – аналогичным образом рассчитываются горизонтальные спектры восходящей волны.

Полученные одним из приведенных способов скорости суммирования подаются на вход программы миграции.

На рис.6,7 представлены результаты миграции по продольным и поперечным волнам.

Данный программный комплекс находится в стадии опытного опробования и дальнейшей разработки. Планируется создание 3D варианта.

Полученные результаты опробования на реальных материалах будут представлены в другой статье в данном журнале («Что нужно ожидать от многоволновой сейсморазведки», Кузнецов В.М.).

Выводы.

Разработан оригинальный программный комплекс, позволяющий:

- Осуществлять интерактивный анализ скоростей миграции, при котором появляется возможность определения скоростной модели для монотипных и обменных волн.
- Осуществлять миграцию (временную или глубинную) по обменным отраженным волнам до суммирования с использованием полученной на этапе анализа скоростной модели по волнам PP и SS, что позволяет построить адекватное изображение среды и улучшить прослеживание горизонтов по PS волнам за счет оптимизации суммирования.
- Осуществлять контроль над отождествлением объектов отражения/обмена на разрезах волн различного типа.

Цифровые акселерометры и их влияние на сейсморазведку

Мужно Д., Череповский А.В., SERCEL, г. Москва

Введение: от групп геофонов к цифровым акселерометрам

При традиционной сейсморазведке для регистрации упругих колебаний применяются группы сейсмоприемников, и электрические сигналы на выходе сейсмоприемников, соединенных в одну группу, суммируются. Как известно, этот прием обеспечивает ослабление случайных помех, повышение отношения сигнал/помеха и статистически хороший контакт приемников с грунтом, а также повышает чувствительность, что важно при регистрации слабых целевых отражений. Недостатки группирования так же хорошо известны: различная степень подавления волн-помех в зависимости от направления источник-приемник (если группа не изометричная, что редко осуществляется на практике); ослабление высоких частот вследствие статики внутри группы; ослабление полезного сигнала на больших удалениях вследствие невертикальности выхода лучей на поверхность наблюдений [1, 3]. Это объясняет, почему геофизики двигались в следующих направлениях:

- К одиночным датчикам: при постепенном увеличении количества регистрируемых каналов, в нашей отрасли одновременно наблюдалось применение все меньших групп сейсмоприемников с целью неискаженной регистрации не только сигнала, но и регулярных помех. При этом повышение отношения С/П достигалось на более поздней стадии сейсморазведочного цикла – на этапе обработки данных. «Одиночным датчиком» может служить как одиночный сейсмоприемник, соединенный с аналого-цифровым преобразователем (АЦП), так и группа сейсмоприемников, установленных «в точке». Преимущества сейсморазведки с одиночными датчиками очевиднее, когда применяется и одиночный источник.
- К цифровым датчикам: традиционные сейсмоприемники генерируют электрический сигнал благодаря магниту, колеблющемуся относительно катушки. Аналоговый сигнал передается по проводам к АЦП, и затем дискретный сигнал записывается сейсмостанцией. Идея, которая реализуется в случае одиночного цифрового датчика – разместить чувствительный элемент и АЦП в одном корпусе для повышения компактности и надежности регистрирующего оборудования. Одновременно можно исключить помехи, связанные с передачей аналогового сигнала по проводам (наводки, взаимные влияния). Поскольку на выходе такого датчика сигнал имеет цифровой формат, то датчик и называется цифровым, хотя чувствительный элемент остается аналоговым. По существу, все цифровые датчики должны использоваться как одиночные, а их сигналы записываются как отдельные трассы.
- К акселерометрам: чувствительный элемент цифрового датчика может быть измерителем скорости колебаний частиц грунта (велосиметром) или ускорений (акселерометром). Традиционный электродинамический сейсмоприемник является, в основном, велосиметром, поскольку генерируемое им напряжение пропорционально скорости колебаний частиц грунта на частотах, выше его собственной частоты (например, 10 Гц). В то же время, такие сейсмоприемники функционируют как акселерометры на частотах ниже собственной частоты. Имеются сейсмоприемники, собственная частота которых находится за пределами сейсмического спектра (например, 200 Гц). Такие геофоны-акселерометры характеризуются более широким линейным амплитудно-частотным спектром в области ускорений, чем традиционные сейсмоприемники. Однако, их фазовый спектр непостоянен. Преимущество микро-электронно-механических систем (МЭМС) заключается в том, что их амплитудные и фазовые спектры линейны в широком диапазоне частот, от 0 Гц (постоянная составляющая) до примерно 800 Гц. Чувствительность вплоть до 0 Гц не является необходимой для регистрации сейсмических данных, но это свойство важно для определения направления силы тяжести, по которому рассчитывается наклон датчика и выполняется автоматический пересчет записанных данных к вертикали.
- К трехкомпонентным датчикам: все трехкомпонентные (3С) цифровые акселерометры основаны на МЭМС, что обеспечивает им отличные характеристики и компактность чувствительных элементов. На начальном этапе применения МЭМС-акселерометров основной интерес к этим датчикам на рынке был связан с удобством регистрации полного волнового поля (PP + PS + возможно, SS) и с возможностью улучшения сейсмических изображений среды на обменных (PS) волнах. Позднее использование цифровых 3С-датчиков было также сфокусировано на получение более высококачественных данных на продольных волнах (PP) путем применения поляризационной (векторной) фильтрации поверхностных волн и других волн-помех, а также благодаря корректировке угла установки датчиков.

Таким образом, "цифровой датчик" – это не только одиночный датчик, конструктивно объединенный с АЦП. В большинстве случаев это трехкомпонентный МЭМС-акселерометр и именно такие датчики будут рассматриваться ниже.

Этап тестирования: раскрытие возможностей цифровых датчиков

Целью первых тестовых съемок с цифровыми датчиками было продемонстрировать, что они – по крайней мере – так же хороши, как традиционные сейсмоприемники, или лучше. Цифровые датчики часто устанавливались бок о бок с геофонами, но почти никогда это не было сравнением один к одному. Все параметры смешивались: точечная регистрация против группирования, аналоговая регистрация против цифровой, велосиметры против акселерометров, МЭМС против электродинамических датчиков и трехкомпонентные приборы против однокомпонентных приборов. Такое смешение не позволяло установить однозначно преимущества того или иного параметра. Таким образом, эти тесты были скорее сравнением новых методик регистрации сейсмических данных с традиционными методиками, но не всегда результаты были обнадеживающими.

- Отсутствие наводок: одно из явных преиму-

ществ этих новых датчиков - полностью цифровая передача сигнала от приемника к регистратору. Это обеспечивает хорошую защиту от электромагнитных наводок, например, вблизи линий электропередач. Это преимущество было убедительно показано при ранних тестах: наводки частотой 50-60 Гц отсутствовали при применении цифровых датчиков. Конечно, помехи на этих частотах все равно могут наблюдаться, но если они вызваны акустическими сигналами от насосов, моторов и т.д.

- Низкие частоты: ожидалось, что цифровые датчики обеспечат существенное расширение регистрируемого сигнала в сторону более низких частот (5 Гц и ниже), что очень важно как для улучшения изображений среды, так и для более надежного определения коллекторских свойств. В большинстве случаев результаты были разочаровывающими, особенно при взрывных исследованиях. На низких частотах (НЧ) редко наблюдались существенные различия между аналоговыми сейсмоприемниками и цифровыми датчиками. Причина заключалась в том, что взрывной источник зачастую генерирует высокоамплитудные низкочастотные поверхностные волны (от 2-4 Гц), в то время как доля НЧ (ниже 10 Гц) в объемных упругих волнах очень небольшая. Однако, при съемках с очень низкочастотными свип-сигналами или с более тщательно спланированными взрывными скважинами были получены записи с полезной информацией, содержащей НЧ вплоть до 5 Гц.
- Высокие частоты: сейсмограммы ОПВ, полученные с цифровыми датчиками, часто выглядят предпочтительнее, чем такие же сейсмограммы с группами геофонов с точки зрения высоких частот (ВЧ). Причиной может быть статика внутри групп геофонов, которая ослабляет высокочастотную часть спектра. В действительности, основная причина амплитудно-частотных различий на исходных записях, зарегистрированных двумя типами датчиков, – это увеличение чувствительности МЭМС-акселерометров на 6 дб/окт (при постоянном значении скорости). Записи с цифровыми датчиками обычно теряют преимущества в области ВЧ после процедуры интегрирования. Кроме того, эти различия нивелируются после деконволюции сжатия и суммирования по ОГТ. Что касается окончательных разрезов, то вертикальная разрешенность с цифровыми датчиками часто лучше, чем с (большими) группами геофонов, особенно на относительно небольших временах регистрации (до 1,5-2 с) и если шаг между одиночными цифровыми датчиками был сокращен. На относительно больших временах регистрации (>2 с) преимущества цифровых датчиков невелики или даже отсутствуют из-за высокого уровня помех и более низкой чувствительности одиночных цифровых датчиков к слабым отражениям.
- Случайные помехи: как известно, большие группы сейсмоприемников являются эффективным средством подавления случайных помех (например, группа из 36 приемников давит случайные помехи в 6 раз). Естественно, что одиночные цифровые датчики не ослабляют случайные помехи при регистрации упругих колебаний, и записи с цифровыми датчиками характеризуются более низким отношением С/П. Для повышения глубинности исследований с одиночными цифровыми датчиками необходимо уменьшать шаг наблюдений (и следовательно, кратность суммирования) по сравнению с шагом между группами сейсмоприемников.
- Регулярные помехи: поверхностные волны имеют высокие амплитуды на записях с одиночными цифровыми датчиками из-за отсутствия группирования. Чтобы эффективно подавить такие низкоскоростные помехи на этапе обработки, рекомендуется регистрировать их без аляйсинга, и интервал между цифровыми датчиками должен быть не больше $L = Va / 2Fa$ (где Va – кажущаяся скорость волны-помехи, Fa – частота волны-помехи). Однако, для наблюдений с небольшим шагом между точками приема (5 м или меньше) может потребоваться очень большое количество каналов. Другой способ подавления волн-помех, не связанный с плотностью наблюдений, возможен при регистрации данных трехкомпонентными цифровыми приборами. Это поляризационная (векторная) фильтрация, базирующаяся на предположении, что поверхностные волны имеют эллиптическую поляризацию и распространяются радиально от источника к приемникам. Если эта помеха регистрируется на двух компонентах (с 90°-ным фазовым сдвигом), то можно выполнить взаимную корреляцию трасс и адаптивно вычесть помеху. Таким образом, волны-помехи можно подавлять индивидуально на каждом трехкомпонентном пункте приема (ПП). Когда этот метод эффективен, шаг между ПП не определяется пространственным квантованием волн-помех. Это хорошая иллюстрация того, что регистрация полного волнового поля может быть полезна для повышения качества данных на продольных (Р) волнах.

Подводя итоги, мы можем сказать, что одиночные цифровые датчики регистрируют как полный сигнал, так и весь спектр помех. Но частотный состав будет шире по сравнению с группами аналоговых сейсмоприемников и результирующие сейсмические изображения среды должны иметь более высокое качество.

Один важный урок, который мы извлекли из выполненных тестов цифровых датчиков, относится к зашумленным площадям с глубокими целевыми объектами, где одиночный акселерометр не в силах заменить (большую) группу традиционных сейсмоприемников. Шаг наблюдений с цифровыми датчиками нужно сокращать в несколько раз, но, к счастью, не до величины шага между отдельными сейсмоприемниками в группах. Если сравнивать с линейными группами сейсмоприемников, то мы полагаем, что шаг между одиночными цифровыми датчиками должен быть не больше, чем половина интервала между центрами групп, но не меньше, чем двойной интервал между отдельными сейсмоприемниками в группе.

Производственный этап: регистрация полного волнового поля с высокой плотностью и разрешенностью

После этапа тестирования, который занял несколько лет, одиночные цифровые датчики получили признание и стали использоваться в производственных съемках, доказывая определенные преимущества этого подхода к регистрации сейсмических данных. С точки зрения технологичности, их низкое энергопотребление, небольшой вес и интегрированность (меньшее количество разъемов и соединений) очень выгодны, особенно при выполнении полевых

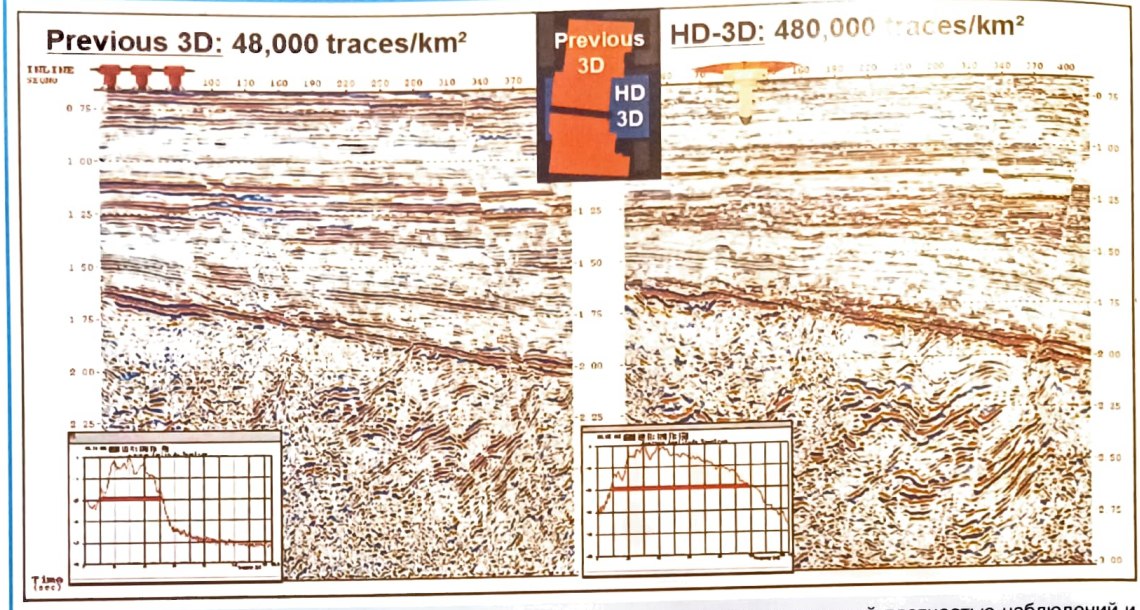


Рис.1: Сравнение результатов двух перекрывающихся съемок: старой съемки с низкой плотностью наблюдений и группами геофонов (слева) и новой съемки с высокой плотностью наблюдений и цифровыми датчиками (справа).

работ с применением вертолетов. Цифровые датчики полностью совместимы с современными регистрирующими кабельными и бескабельными системами (такими как 428XL и UNITE) и не требуют никакой специальной адаптации. Они могут использоваться даже в комбинированных приемных расстановках, состоящих из обычных АЦП, соединенных с аналоговыми сейсмоприемниками, и однокомпонентных (1С) или трехкомпонентных (3С) цифровых датчиков. Возможен контроль качества таких сейсмограмм в реальном времени, путем сравнения трасс, записанных сейсмоприемниками и вертикальной компонентой цифровых датчиков, приведенной (интегрированной) к скоростям. Большие съемки 3Д в Китае уже выполняются сейсмопартиями, располагающими до 15000 трехкомпонентных цифровых датчиков. Это передовой край технологий наземной сейсморазведки, при которой для обеспечения высокой плотности трасс (до 3.5 млн. на кв.км), высокой пространственной и вертикальной разрешенности (бин 10 х 10 м), и часто для сбора многоволновых данных применяется очень большое количество каналов.

С геофизической точки зрения, цифровые датчики обеспечивают высокую точность восстановления вектора колебаний и учет угла установки (автоматический пересчет к вертикали). Мы приводим три успешных практических примера применения одиночных цифровых датчиков:

- ВНК по результатам съемки 3Д с высокой плотностью: ограниченная вертикальная разрешенность сейсмических данных – основной камень преткновения для идентификации неоднородных тонких коллекторов и для привязки сейсмических горизонтов к скважинам. При использовании сверхмногоканальных

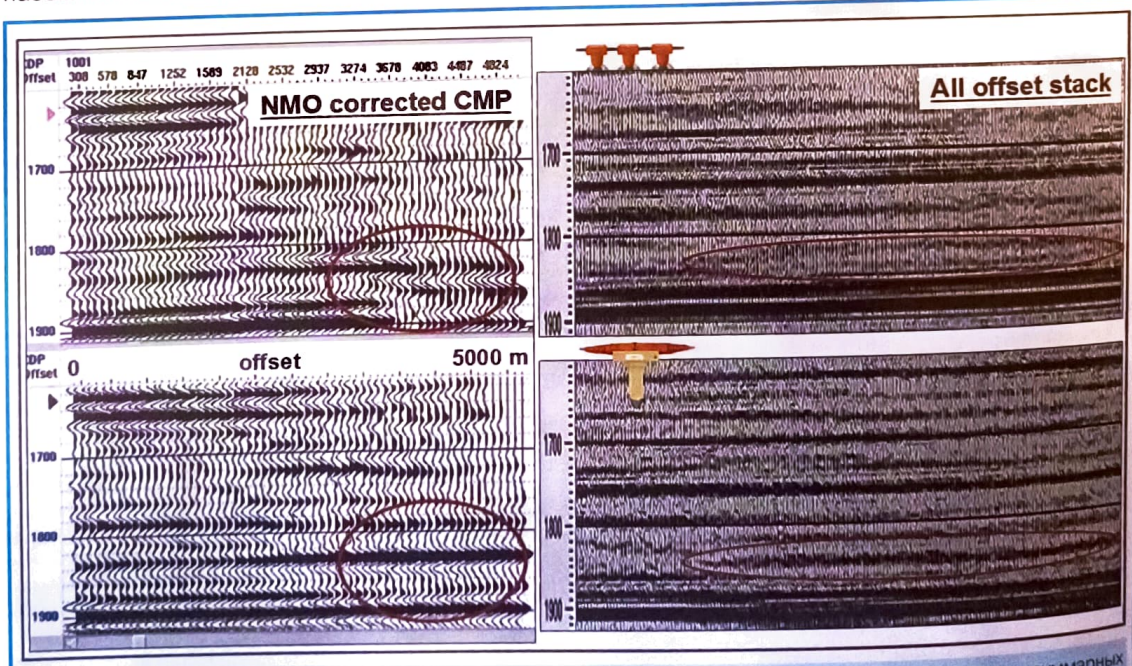


Рис.2. Сравнение сейсмограмм с введенными кинематическими поправками (слева) и соответствующих суммарных разрезов (справа). Верхние изображения получены с группами геофонов, а нижние – с одиночными акселерометрами.

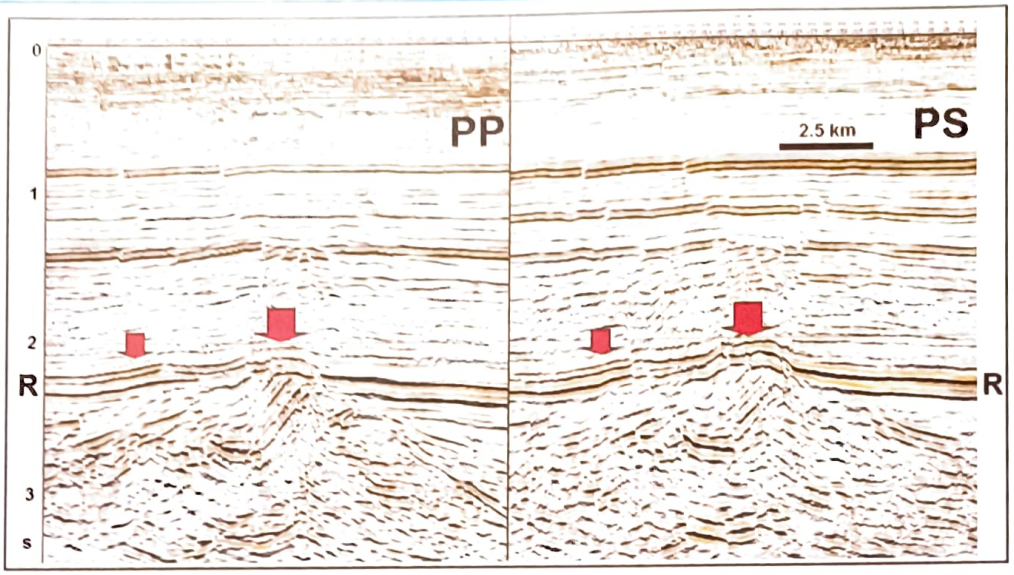


Рис.3. Сравнение мигрированных разрезов на продольных волнах (слева) и обменных волнах (справа). Амплитуды отражения от кровли коллектора, обозначенной красными стрелками, гораздо выше на разрезе обменных волн.

регистрирующих систем и одиночных цифровых датчиков можно сохранить ВЧ сейсмических данных и одновременно повысить отношение С/П. На северо-западной окраине Джунгарского бассейна компания PetroChina выполнила сравнение (рис.1) результатов старой съемки 3Д с низкой плотностью наблюдений и группами сейсмоприемников (по 36 штук) с шагом 50 м с результатами съемки 3Д с высокой плотностью наблюдений (площадью 100 кв.км) и цифровыми однокомпонентными датчиками DSU1 с шагом 20 м. Плотность наблюдений при новой съемке составила 480000 трасс/кв. км, что в 10 раз выше, чем при старой съемке на этой площади [2]. Мы видим, что вертикальная разрешенность существенно повысилась на временах до регионального несогласия, а отношение С/П повысилось ниже этой границы. На уровне подошвы третичного коллектора (1,2 с) новые сейсмические данные позволили уточнить протяженность «ярких пятен», связанных с ВНК, контролируемым малоамплитудными разломами.

- Маломощные газонасыщенные коллектора, выделяемые по методике AVO: практика показывает, что цифровые датчики позволяют получить более уверенные данные для AVO-анализа во всем диапазоне удалений. В случае возрастания амплитуды отражения с удалением (AVO-аномалии класса 3), применение цифровых датчиков позволяет сохранить «яркие пятна» на суммарных разрезах и выделить газонасыщенные коллектора. Сулижское месторождение газа в бассейне Ордос – это самое большое низкосернистое место-

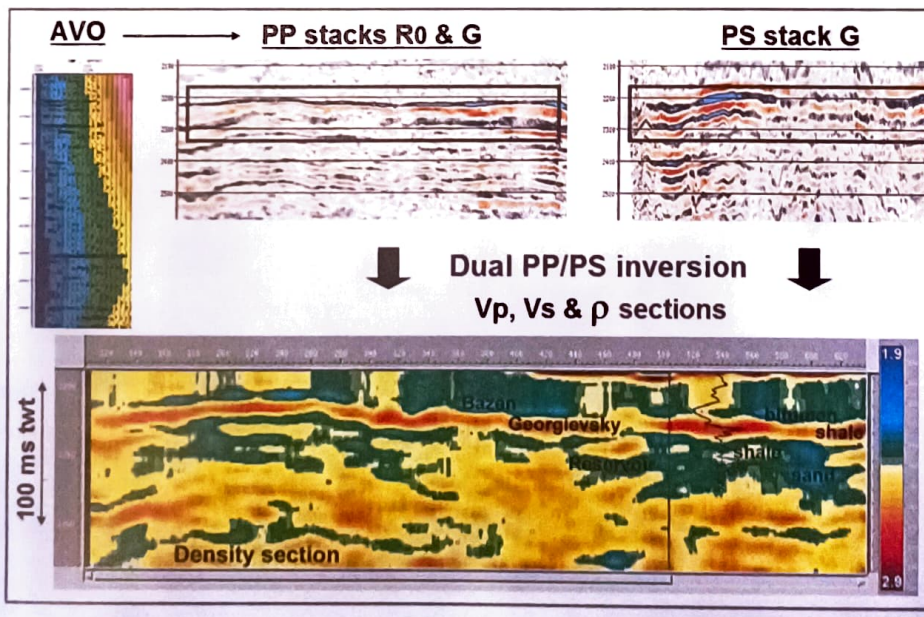


Рис.4. Результаты совместной инверсии на продольных (PP) и обменных (PS) волнах. На плотностном разрезе (внизу) уверенно прослеживаются низкоплотная баженовская свита и высокоплотная георгиевская свита.

рождение газа в Китае. Коллектор здесь представлен неоднородным чередованием маломощных флювиальных песчаных тел, не выделяемых по данным обычной сейсморазведки. Из-за небольших запасов газа в каждом пласте и относительно большой глубины (3300 м), процент успешного бурения был недостаточно высоким (62%) для экономичной разработки месторождения. Необходимо было прибегнуть к методам прямого обнаружения газа. Был отстрелян опытный профиль с цифровыми датчиками с шагом 10 м, - вместо обычных групп сейсмоприемников по 36 штук, - и на сейсмограммах удалось сохранить полезную информацию до удалений 5000 м. Было установлено, что амплитуда отражения от коллектора значительно возрастает с удалением (рис.2). Такие данные не были получены с группами сейсмоприемников [5]. После обработки данных, включавшей AVO-анализ, суммирование дальних трасс и упругую инверсию, прямое обнаружение газа стало возможным. Эта же методика полевых работ была распространена на тысячи погонных км профилей с одиночными датчиками. В результате, процент успешного бурения скважин возрос до 94.4%. Это позволило компании PetroChina утроить добычу газа на данном месторождении в 2007 году – от 1,3 до 4 млрд. кубометров.

- Маломощные газонасыщенные коллектора, выделяемые с помощью совместной PP-PS инверсии: качество обменных волн (PS) значительно повысилось благодаря использованию трехкомпонентных цифровых датчиков по сравнению с аналоговыми трифонами, а стоимость полевых работ снизилась. Хотя частотный состав и отношение С/П хуже, чем у данных PP, их сравнение стало более простым. После глубинной привязки отражений с помощью скважинных данных, была выполнена совместная PP-PS инверсия до суммирования, чтобы разграничить эффекты от флюидонасыщенности и литологии. Рядом с гигантским нефтяным месторождением Дачинг в 2002 году было открыто газовое месторождение Кингшень. Глубокозалегающий коллектор (3500 м) состоит из неоднородных вулкано-кластических формаций. Потенциал данных 3С был проверен путем полевых тестов вблизи разведочных скважин Хушень-1 и -6, которые прошли три газоносных коллектора (мощностью 20-50 м). На мигрированных разрезах (рис.3) газоносные отложения можно было выделить только по различиям в амплитуде отражения от кровли газоносного коллектора: более слабая амплитуда на PP-разрезе и более сильная амплитуда на PS-разрезе. Совместная инверсия до суммирования позволила выделить до шести пластов и определить их упругие параметры (Vp, Vs & ρ). Высокое значение параметра гамма (Vp/Vs = 1,8) использовалось для картирования слоев сланцев, которые дробят вулкано-кластические формации. Положительные значения флюидного фактора в кластических отложениях использовались для выделения газонасыщенных пластов и определения их сложной геометрии в межскважинном пространстве. Результаты интерпретации подтвердились по двум добывающим скважинам, не использованным при инверсии.
- Плотностной разрез по результатам совместной PP/PS инверсии: возможности взрывной многоволновой сейсмики 2Д/3С в Западной Сибири были протестированы компанией Тюменнефтегеофизика (ныне ОАО «Интегра-Геофизика») [4]. Были получены высококачественные разрезы на PP и PS волнах, позволившие уверенно выполнить совместную инверсию двух типов сейсмических данных. В результате был построен плотностной разрез (рис.4), на котором уверенно прослеживаются маломощные [illegible] баженовская свиты, а также выделены [illegible] перспективные зоны с пониженной плотностью (в правой части плотностного разреза).

Многочисленные опубликованные практические примеры убеждают, что цифровые датчики обладают потенциалом повышения вертикальной разрешенности, расширяя спектр записи как в сторону НЧ, так и ВЧ. Кроме того, данные с цифровыми датчиками лучше сохраняют амплитуды отражений и обеспечивают высококачественную регистрацию обменных волн, что дает возможность повысить качество сейсмических изображений среды и уточнить расчет коллекторских свойств.

Выводы: каково будущее цифровых датчиков?

Цифровые датчики, спустя 10 лет после своего появления, занимают не больше 5% рынка (в количестве пунктов приема) и все еще относятся к высокотехнологичной нише. Эти датчики, ставшие стандартными для многоволновых (3С) съемок и точечной регистрации, обладают характеристиками, позволяющими улучшить сейсмические изображения среды и точнее определять коллекторские свойства. Однако, если не говорить о съемках 3С, цифровые датчики в обозримом будущем не вытеснят традиционные группы сейсмоприемников, по крайней мере на площадях с высоким уровнем помех или глубокозалегающими целевыми объектами (слабые отражения). Относительно высокая стоимость цифровых датчиков сдерживает их распространение. Но на сегодняшний день сейсмопартии с самым большим числом регистрируемых каналов (35000 и больше) оснащены трехкомпонентными цифровыми МЭМС-акселерометрами. Линейка этих датчиков ширится, и теперь они могут использоваться с кабельными и бескабельными регистрирующими системами в самых разнообразных условиях работ: от донных наблюдений на море и в переходных зонах до болот и гор на суше.

Литература

1. Череповский А.В., 2009, Пришло ли время отказаться от группирования в пользу одиночных приемников? Тезисы докладов 11-ой международной научно-практической конференции Геомодель-2009, Геленджик, 7-10 сентября 2009 г.
2. Li, J. et al., 2009, Advantages of point acquisition high density 3D using digital sensors: a case study from the Che89 well area of the Junggar basin (China): CPS & SEG meeting, Beijing, Expanded Abstract.
3. Mougenot, D., and Thorburn, N., 2004, MEMS based accelerometers for land seismic acquisition: is it time?: The Leading Edge, p.246-250.
4. Mougenot, Denis, and Volkov, George, 2004, Evaluation of digital accelerometer performance, Extended abstracts, 66th EAGE Conference & Exhibition, Paris, 7-10 June 2004.
5. Shi, S. et al., 2009, Seismic acquisition with digital point receiver and pre-stack reservoir characterization at China's Sulige gas field: The Leading Edge, p.324-331.

«Прогресс» и «Квант»

Мичурин А.В., ОАО «СКБ

В высокогорной местности [illegible] дено успешное испытание в производственных условиях регистрирующего комплекса, включающего 60-ти канальную ТСС «Прогресс-Т3» (в малогабаритном варианте исполнения) и переносной электроимпульсный источник возбуждения колебаний «Квант».

Всего было отработано 67 точек зондирования методом преломленных волн, с двух флангов, по 10 накапливаний на каждом пункте возбуждения. Об эффективности системы электропитания регистрирующего комплекса свидетельствует тот факт, что один 55 амперный автомобильный аккумулятор без перезарядки обеспечивал дневную работу всего комплекса.

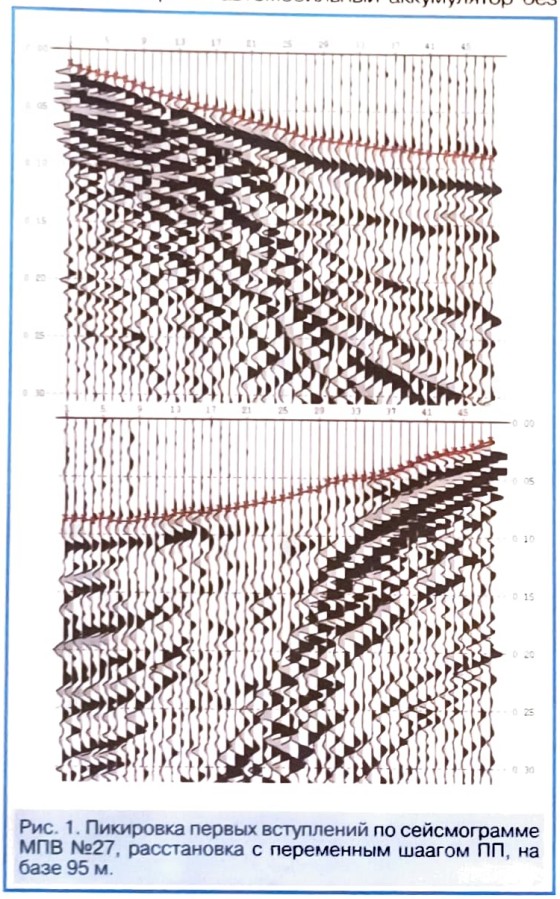


Рис. 1. Пикировка первых вступлений по сейсмограмме МПВ №27, расстановка с переменным шагом ПП, на базе 95 м.

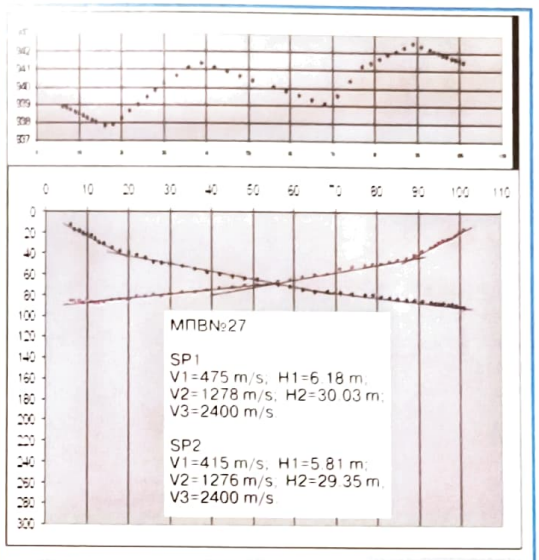


Рис.2. Пример результата обработки МПВ №27.

Учитывая удаленность места проведения работ, ОАО «СКБ СП» предоставило ОАО «Саратовнефтегеофизика» 2 источника «Квант» и 60-ти канальный (5 секций по 12 каналов) вариант ТСС «Прогресс-Т3» (при потребности – 48 каналов). В ходе работ был использован только один источник «Квант» и 48-ми канальный вариант ТСС «Прогресс-Т2». Тот факт, что все работы выполнялись специалистами ОАО «Саратовнефтегеофизика» без участия разработчиков комплекса, свидетельствует о простоте обслуживания и надежной работе комплекса, а также об удобном для работы интерфейсе пользователя сейсморегистрирующей системы.

На рис. 1 и 2 приведены две первичные сейсмограммы и результаты их обработки. Хорошо видно, что даже в условиях резко пересеченного горного рельефа отмечается идеальная прослеживаемость преломленной волны. Результаты обработки встречных годографов при трехслойной зоне малых скоростей показывают отличное совпадение значений скорости и глубины и очень устойчивы.

Вибрационный источник сейсмических сигналов СВ-30/150Б

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГЕОСВИП»

Россия, 107140,
Москва, ул. Нижняя Красносельская, 4, стр. 1
Тел.: (499) 264-6787 Факс: (499) 264-6621

- ВОЗБУДИТЕЛЬ ВИБРАЦИИ УСИЛИЕМ 30 тс – САМЫЙ МОЩНЫЙ ДЛЯ ВИБРАТОРОВ НА КОЛЕСНОМ ХОДУ
- ШАССИ (4 Х 4) ОРИГИНАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ С ШАРНИРНО-СОЧЛЕНЕННОЙ РАМОЙ
- ОТДЕЛЬНЫЕ ВИДЕОКАМЕРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ВОЗБУДИТЕЛЯ ВИБРАЦИИ И ДВИЖЕНИЯ ЗАДНИМ ХОДОМ
- АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ И КОНТРОЛЬ РАБОТЫ ДВИГАТЕЛЯ И ТРАНСМИССИИ С ОТОБРАЖЕНИЕМ КРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА МОНИТОРЕ В КАБИНЕ ОПЕРАТОРА
- СООТВЕТСТВИЕ ДОРОЖНЫМ СТАНДАРТАМ (С ШИНАМИ 23,5-25)
- ОПЦИОННАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ ШИНАМИ РАЗМЕРОМ 28,1-25, 67Х34.00-25, 66Х43.00-25 ИЛИ 66Х44.00-25 ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТ НА ГРУНТАХ РАЗЛИЧНОЙ ПЛОТНОСТИ

Кризис и сейсмо[illegible] вылет

Власов С.С., г. Саратов

Период стагнации рынка – это время поговорить о проблемах сегодняшнего дня, достижениях прошлого и о планах на будущее. Но в первую очередь – об эффективности. Именно сейчас, в период ожидания новых объемов геологоразведки и, в частности, сейсморазведочных работ, за счет эффективности которых ожидается прирост запасов и открытие новых перспектив поиска УВ, необходимо выработать новые подходы, методические решения и стандарты, соответствующие реалиям нашего времени.

Низкая эффективность результатов сейсморазведочных исследований, слабое взаимодействие и взаимопонимание нефтяных и сервисных геофизических компаний, разбег интересов сторон, свидетельствуют о необходимости пересмотра подходов к проведению работ и увеличению ответственности за результат всех участников отрасли. Необходимо не только выработать новые подходы, инструкции, этапность и регламенты производства сейсморазведки, но и увязать в единый логический алгоритм методологический, технологический и интеллектуальный циклы в производстве работ - от проектирования геологоразведки до ввода в эксплуатацию месторождения, предусмотрев при этом возможность дальнейшего мониторинга. Ведь на сегодняшний день и эффективность поиска, и подтверждаемость результатов бурением уже не являются критериями успешности сервисных геофизических компаний. В последнее время в качестве основного производственного потенциала компаний превалируют количественные показатели геофизических активов, но при этом практически отсутствуют грамотные проектные решения.

Укрупнение основных игроков и появление новых геофизических холдингов привело к гонке технического перевооружения российских участников рынка. А отсутствие в России мощных иностранных сервисных компаний, использующих современные технологии, предоставило отечественной сейсморазведке возможность выбора самобытного пути развития. Декларация мощностей известных брендов, как в полевой, так и интеллектуальной частях, оставили в тени актуальные проблемы отечественной геофизики.

Основными тенденциями развития геофизических компаний последних лет явились:

1. Переход на современные многоканальные телеметрические станции;
2. Увеличение парка невзрывных источников;
3. Увеличение доли работ МОГТ-3Д;
4. Наращивание интеллектуальных мощностей, декларируемые в брендовых софтах, процессорах, ядрах;
5. Повышение точности топогеодезических работ за счет использования спутниковых систем навигации;
6. Введение стандартов качества и контроля всех этапов производства.

Производители программного обеспечения, аппаратуры и оборудования поддерживали тенденции динамически развивающего рынка, обеспечивая его:

1. Специализированным интерактивным софтом;
2. Системами регистрации с улучшенными количественными и качественными характеристиками, но без изменения технологического функционала;
3. Необходимым количеством сейсмических вибраторов разных производителей, но без существенных изменений. Хотя надо отдать должное производителям - вибраторы стали и крупнее, тяжелее, и немного надежнее;
4. Надежными средствами аппаратурного контроля, современными средствами, связи, навигации, передвижения и т.д.;

К сожалению, при этом были утрачены целые институты и направления отечественной нефтегазовой отрасли.

В итоге, «прибарахлившиеся» крупные компания отрасли провели достаточно успешную антикризисную компанию по пристраиванию своих мощностей на появившиеся проекты, а все остальные, не имеющие отраслевой поддержки и не соответствующие новой имиджевой политике сервисных геофизических компаний, ожидают чуда! Возможно, для многих из них выходом станет новый холдинг или «удочерение» нефтяной компанией, а возможны и другие, менее оптимистичные варианты:

На фоне массового перевооружения компаний и освоения заимствованных технологий произошли значительные изменения и в действиях заказчиков, которые в массовом порядке начали осваивать конкурсную культуру выбора подрядчиков.

Именно на стыке отношений заказчик-подрядчик (недропользователь - сервисная компания) и обнаруживается несоответствие современных возможностей и фактического выполнения работ. Казуистика вытекает из несоответствия технико-методических решений, поставленных геологических задач и современных технологий.

Надо признаться, что и наиболее эффективная интеренференционная система сейсморазведки - МОГТ, которая является сегодня практически синонимом сейсморазведки и самой наглядной системой визуализации внутреннего строения недр, имеет много ограничений, да и вполне пенсионный возраст – 60. Но даже тотальное сужение сейсморазведки до единой интеренференционной системы не заставило производителей геофизических работ реализовывать ее максимально эффективно.

Примеров тому множество, но наиболее показательным является использование архаичных систем наблюдения МОГТ-2Д с современными системами регистрации и возбуждения на этапе детализации.

Примерно это выглядит так (цитата из геолого-технического задания):

«Провести детализационные сейсморазведочные работ МОГТ-2Д, кратностью 60, с использованием современной телеметрической системы регистрации с количеством активных каналов 120 и группы вибраторов зарубежного производства в количестве 4(5) шт...».

(Несомненно, ниже будет указано, что аппаратура и оборудование должно быть не старше трёх лет и по результатам работ должна быть получена цифровая геологическая модель с выполнением прогноза ФЕС в целевом интервале от ВЧР до границы Махоровичича*.)

Ответ на вопрос о выбранных параметрах системы наблюдения очень прост. Последние работы, выполненные в 1992 году с данной методикой, позволили получить гораздо более информативные данные, чем при 48-кратном в 1985г. и 12-кратном в 1973г. И это выглядит вполне логично, по крайней мере, на взгляд геологов нефтяных ком-

МВС: НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ванна. Таким образом, применяя современную систему регистрации с более широким динамическим диапазоном, с эффективными программными средствами контроля и тд., ожидается получить прирост информации. И это также выглядит отнюдь не убедительно. В качестве решающего аргумента эффективность применения методики демонстрируется сравнением двух временных разрезов с использованием цветной палитры нового временного разреза и некачественно сканированной копии с «синьки» материалов прошлых лет.

Кроме того, даже в наше время производятся работы МОГТ-2Д с ассиметричной или фланговой системами наблюдения, особенно при проведении «бюджетных» региональных работ, хотя такие системы были в свое время обоснованы только лишь техническими ограничениями.

И, наконец, МОГТ-2Д имеет ограничения как по латеральной разрешенности метода, так и при регистрации полезных отраженных волн, критичен к расположению относительно объектов исследованиях и обладает условной направленностью только на свою горизонтальную проекцию. Таким образом, все отраженные волны от границ, не лежащих на горизонтальной проекции, являются волнами помехами. А это говорит о низкой геологической информативности данных и низкой эффективности МОГТ-2Д, особенно при поиске ловушек УВ неструктурного типа. Учитывая, что энергия возбуждения конечна и большая её часть, как правило, не имеет направленности к ОГТ горизонтальной проекции профиля, то ожидать сколько-нибудь значительного прироста информации, применяя даже современные аппаратные средства, при МОГТ-2Д не возможно.

Обратным доказательством того, что на сегодняшний день существует практика использования сомнительных методических решений в комплексе с последними техническими и аппаратурными разработками, служит квалификация новых отечественных разработок, на примере совпадения волновых картин профиля МОГТ-2Д, полученных с использованием зарубежного и российского аналогов. Причем двумя картинками (иногда с добавлением АЧХ) временного разреза ОГТ-2Д демонстрируются эффективность использования новых сейсмических вибраторов, регистрирующих систем, новых программных комплексов обработки и интерпретации и т.д. Вот такая геофизика в картинках!

Конечно же, будет правильно сказать, что за такой простой визуализацией стоит огромный труд и очень тяжёлый математический аппарат, но из-за сложившегося разрыва между теорией и практикой в современной сейсморазведке полемика будет безрезультатной, а рассудят всех картинки и ширина спектра цветовой палитры.

Учитывая то, что все понимают, что МОГТ-2Д - это вчерашний день, а производят его только потому, что есть **спрос**, необходимо уделить больше внимания современной пространственной интерференционной системе МОВ - МОГТ-3Д, которая, кстати, имеет еще более широкий и интересный инструмент визуализации.

К тому же наилучшей демонстрацией несоответствия методики полевых работ поставленным задачам являются вариации пространственных систем наблюдения МОГТ-3Д.

Во-первых, это связано с широким спектром задач, который Заказчики пытаются решить за «такие» деньги. Но при этом все равно больше доверяют бурению и экономят на геофизике, потому что бурение им кажется менее «химерическим» процессом.

А во-вторых, проектные решения сервисных сейсморазведочных компании больше зависят от собственных технических возможностей, чем от поставленных перед ними задач и сейсмогеологии.

Пространственные системы наблюдения сложнее двухмерных в первую очередь за счет реализации их в поле. Как следствие, технические сложности, наложенные на поверхностные условия (как геоморфологическии, так и антропогенный факторы), не позволяют реализовать идеальные широкоазимутальные (квадратные или круглые) с равномерной азимутально-пространственной дискретизацией системы. А используемые в настоящее время системы наблюдения 3Д (ассиметричные, узкоазимутальные, системы с переменной кратностью на перекрытиях шаблонов и т.д.) - это тот самый изначально неоптимальный и технически или технологически ограниченный вариант реализации пространственных наблюдений по МОГТ-3Д.

Иногда это может быть обосновано объективными причинами, например, развитой инфраструктурой месторождения или активной аграрной деятельностью. Но, как правило, объяснение одно - нехватка времени и оборудования.

Вывод - компания, заявляя современное оборудование и аппаратуру, старается пристроить свои мощности, а не решать геологические задачи.

При этом все знают, что:

1. Практическая невозможность достижения равномерной азимутальной дискретизации по удалениям в МОГТ -3Д требует более жестких подходов к проектированию работ. Одним из важнейших моментов, вытекающих из вышеуказанного факта при проектировании работ, является оптимизация набора кратности с глубиной. Номинальная кратность или максимальная кратность съемки не является основным параметром и залогом успешного и эффективного проведения МОГТ-3Д (но при этом является наиболее продаваемым параметром). При неудачном проектировании полевой системы наблюдения можно получить неравномерное поле кратности в целевом интервале даже при высокой максимальной кратности перекрытия по ОГТ. Поэтому существует масса параметров и условий, вытекающих из поставленных задач и сейсмогеологии, которые должны лечь в основу методики сейсморазведки, причем, что очень важно, увязанной в единый цикл от полевого этапа до интерпретации.
2. Эффективность многократного суммированная по ОГТ выше, если равноазимутальные удаления в бине не повторяются. Формально считается, что кратность суммирования МОГТ-3Д обладает более высокой направленностью и поэтому кратность перекрытия часто выбирают в два раза ниже, чем в МОГТ-2Д, «хорошо зарекомендовавшую себя» на данной территории. При этом абсолютно забывают о том, что разница между годографами ОГТ 2Д и 3Д состоит в том, что годограф ОГТ-2Д состоит из двух флангов взаимных трасс, а в годографе ОГТ-3Д каждая трасса уникальна. Однако, изучая проекты на проведение работ МОГТ -3Д и статистические диаграммы распределения трасс по азимутам и удалениям, можно сделать вывод, что это условие не соблюдается.
3. Для достижения максимальной фокусировки процедур обработки, повышения эффективности полевых сейсморазведочных работ необходимо применять широкоазимутальные системы наблюдения с равной кратностью по осям съёмки. Даже использование в полном объеме

априорной информации не дает гарантии учета тектонических и петрофизических особенностей изучаемых объектов, а значит, возможны и фатальные ошибки в эффективной ориентации расположения систем наблюдения.

Это три главных условия, которые необходимо учитывать при расчете параметров систем наблюдения МОГТ-3Д, если не рассматривать все разнообразие сейсмогеологических условий.

Но можно выделить и другие практикуемые несоответствия:

- Попытки обоснования полевых интерференционных систем внутри МОГТ. Группирование это только один из элементов интерференционных систем и, как правило, параметры группирования подбираются не из расчета эффективности, а декларируются по принципу - кто чем располагает. На самом деле это универсальное группирование источников и приемников является только частью более эффективной системы статистического накопления сигналов - МОГТ. Но отказ от группирования в поле сделает полевые системы наблюдения более громоздкими. Парадокс заключается в том, что именно МОГТ, являясь более совершенным методом борьбы с помехами, для подавления которых используется группирование в поле, а не правильное использование группирования, может более сказаться на качестве выделения полезных отраженных волн.
- Учет влияния ВЧР при помощи данных МПВ и МСК, выполненных с шагом, превышающим дискретность наблюдений МОГТ в 10 и более раз и т.д.

Но при этом именно МОГТ-3Д с применением современных техники и технологии обладает необходимыми характеристиками для интерпретации межскважинного пространства, для построения цифровых геологических моделей, для выполнения геолого-атрибутного анализа для прогноза ФЕС, для мониторинга разработки и решения широкого спектра геологических задач в самых различных сейсмогеологических условиях. Только делать его надо правильно.

Таким образом:

1. Для повышения эффективности сейсморазведочных работ на поисковом и детализационном этапах необходимо применять только широкоазимутальные, многоканальные системы МОГТ-3Д, с максимально малым шагом латеральной дискретизации по пунктам приема и возбуждения, с использованием современной телеметрической аппаратуры регистрации упругих колебаний. Только при тотальном переходе на работы МОГТ-3Д можно ожидать прирост ресурсов за счет картирования и выделения ловушек УВ неструктурного типа, открывать новые направления поиска на уже освоенных площадях и месторождениях.
2. Для повышения эффективности геологоразведочных работ необходимо использовать комплексирование геофизических методов в зависимости от задач и сейсмогеологических условий. Как минимум, сейсморазведочные работы МОГТ-3Д должны сопровождаться ВСП всего имеющегося фонда скважин.
3. Для повышения эффективности геологоразведочных работ и построения прочных причинно-следственных связей каждого этапа, целью регионального этапа должно являться изучение сейсмогеологических условий и особенностей волновых характеристик района работ. Это означает, что региональные работы должны проводиться с применением многоканальных систем (1000-2000 активных каналов) с шагом регистрации 5-10м и шагом возбуждения 50-100м. Это позволит получать полезную информацию о сейсмогеологии межскважинного пространства для планирования, проектирования и расчета параметров систем наблюдении следующего этапа сейсморазведки - МОГТ-3Д. Кроме того, на этапе региональных работ необходимо определить оптимальные параметры источника возбуждения
4. При реализации современных систем наблюдения МОГТ-3Д с применением современного оборудования и аппаратуры особое внимание необходимо уделять источнику упругих колебаний. Только эффективное возбуждение упругих колебаний позволит решать современные геологические задачи. В сложных сейсмогеологических условиях для оптимизации времени и стоимости работ необходимо использовать комбинирование параметров возбуждения. Комбинирование позволит максимально сохранить регулярность системы наблюдения, а значит получить оптимальный набор данных для обработки интерпретации, а также повышать разрешенность и интенсивность полезных отражений, используя сложные системы возбуждения, что наиболее эффективно в «интервале пологих годографов ОГТ» (в зоне ограничения МОГТ).

Описанная выше проблематика, является всего лишь констатацией сложившейся в сейсморазведке ситуации. В данной статье принципиально не представлены конкретные примеры оптимальной методики, примеры отдельных успехов и неудач, красивые и не очень картинки и диаграммы. Хотелось просто обратить внимание, что работать можно более эффективно и результативно, а главное проще. Причин происходящему много, но основные ошибки лежат на поверхности: низкая взаимная ответственность, слабое взаимодействие и отсутствие взаимопонимания у участников процесса. Ведь только в России провалился институт супервайзеров, потому что сложный технологический и интеллектуальный процесс превращён в «творческий».

К вышесказанному необходимо добавить, что сложности в реализации необходимых полевых систем наблюдения создаёт и инерция производителей аппаратуры и оборудования. Хотелось бы видеть более технологичное оборудование, позволяющее облегчить самый сложный этап в сейсморазведке – полевой.

Закончить всё-таки хочется на мажорной ноте.

Сегодня российские сервисные компании, обеспеченные современной аппаратурой и оборудованием, соответствующими мировым стандартам, владеющие технологией и уделяющие внимание внутренней корпоративной политике и внутреннему контролю, способны решить современные геологические задачи, нарастить ресурсную базу УВ в РФ и составить серьезную конкуренцию за рубежом. А повышение эффективности сейсморазведки возможно только при грамотном итерационном взаимодействии всех участников отрасли - от планирования геологоразведочных работ до ввода месторождения в эксплуатацию и последующего мониторинга разработки, выстроенном на основе жестких и логичных причинно-следственных связей, с установленными зонами ответственности и увязанных в единый комплекс работ. Именно ответственность и взаимодействие являются основными мотивационными институтами, которые позволят принципиально изменить ситуацию.

А взаимовыгодное сотрудничество – это и есть рецепт выхода из кризиса.

Методическая оптимизация полевых работ МОГТ

Грехов И.О., ОАО «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск

Введение

В полевой геофизике инжиниринг является слабым звеном между исследовательской работой и производственной деятельностью, в отличие от «заводской» промышленности – того же геофизического приборостроения. Внедрение новинок происходит на фоне неоптимального применения уже апробированных технологий [19]. Не хватает ясности с количественными критериями эффективности, способами удовлетворения этим критериям и оценки соотношения результата и понесенных затрат [13, 14, 16]. В настоящей работе рассмотрены возможности комплексного совершенствования применяемых ныне методик МОГТ.

Качество и оптимальность

Качество в сейсморазведке – это, в конечном итоге, информативность сейсмического образа среды. Как это соотносится с количественными характеристиками волнового поля первичной записи и сейсмического разреза? Совместное использование таких понятий, как разрешенность и отношение сигнал/помеха, оставляет некую неопределенность [1, 2, 4, 10, 11, 13, 14]. Опираясь на определение Н.Винера для количества информации [3], информативность сейсморазведки можно оценить через логарифмическую меру близости сейсмической инверсии к истинному распределению импедансов. Фактический материал сейсморазведчика – сейсмотрасса, представляющая свертку импульса с последовательностью элементарных отражений. Последняя, при контрастах импеданса, характерных для сейсморазведки [2, 11], равна производной функции логарифма импедансов logI(t) с точностью до малого второго порядка. В силу линейности связи между этими функциями, их наилучшее восстановление в присутствии помех (с точностью до константы) одинаково зависит от распределения отношения сигнал/помеха по оси частот S(f)/N(f) и выполняется в соответствии с принципами оптимальной корректирующей фильтрации, частным случаем которой является обратная фильтрация [10]. Из латеральной протяженности изучаемых объектов следует еще и требование однородности качества сейсмограмм на всей площади работ.

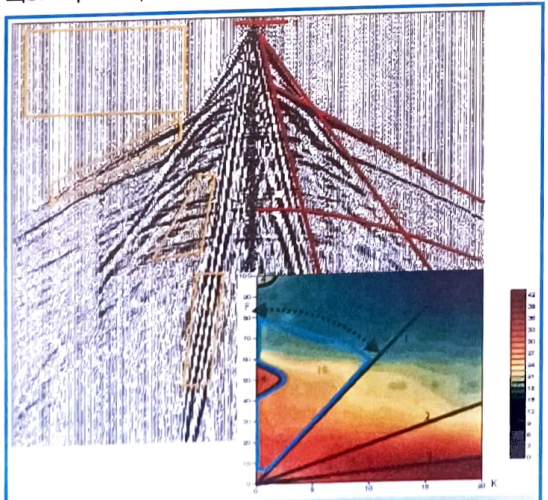


Рис.1. Полевая сейсмограмма и ее FK-спектр. 1-3 – волны с прямолинейными осями синфазности, 4 – синфазная наводка 50 и 100 Гц, 5 – волны с гиперболическими волнами синфазности. Зоны доминирования энергии различных типов волн в x-t поле: 6 – микросейсмы, 7 – преломленная волна, 8 – отраженная волна, 9 – поверхностная волна. В FK-поле энергия полезного сигнала доминирует в области 10.

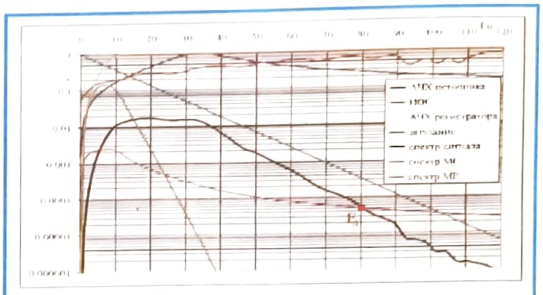


Рис.2. Формирование спектра волнового поля. Показаны АЧХ источника и регистратора, ИОС – спектр импульсного отклика среды, частотно-зависимое затухание, их произведение – спектр полезного сигнала, спектры микросейсм МС и медленных регулярных помех МР.

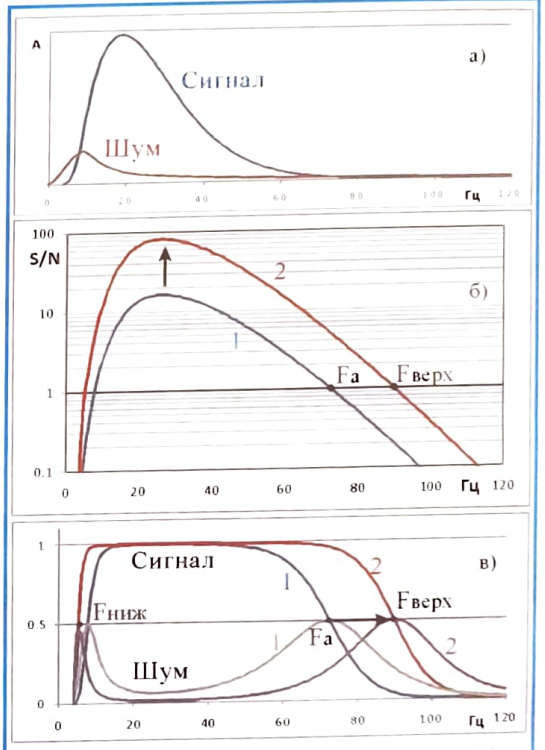


Рис.3. а) Спектр сигнала и шума на полевой записи. б) Отношение S(f)/N(f) для спектров (а): 1 – на одиночной записи и 2 – на суммотрассе. в) Соответствующие спектры сигнала и шума после оптимальной обратной фильтрации.

Чего стоит увеличение S(f)/N(f)? Если это делается за счет кратности (т.е. увеличения количества ПВ, плотности ЛВ и ЛП), то себестоимость может оказаться пропорциональной отношению сигнал/помеха с коэффициентом, близким 1, что и определяет максимально приемлемую цену соответствующего прироста информации. Достижение аналогичного результата при меньших затратах – один из основных критериев методической оптимизации. В сложных системах изменение одного из параметров неизбежно влечет изменение остальных, поэтому необходимо комплексное решение.

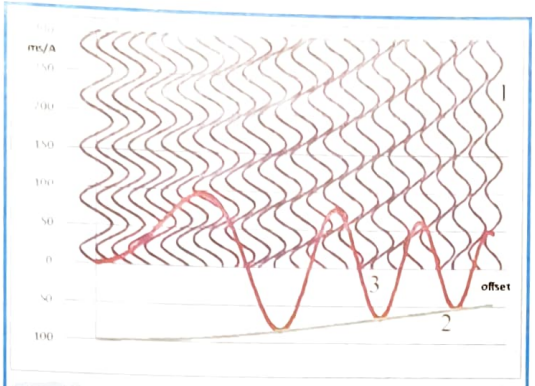


Рис.4. Модельное волновое поле с частотой 15 Гц и гиперболическим годографом (1), радиальное затухание (2) и зависимость амплитуды от удаления A(x) для фиксированного момента t (3).

Волновое поле на сейсмограмме

Полевая сейсмограмма по одной приемной линии (рис.1) представляет двумерную матрицу в пространстве x-t, которому соответствует спектральное пространство F-K. В обоих пространствах имеются области, в пределах которых доминирует энергия определенного типа волны, но их вид и взаимоположение различны в этих пространствах. Далее мы рассмотрим возможности выделения полезного сигнала в каждом измерении – F, K, x, t – на фоне двух, пожалуй, основных типов помех – регулярных, т.е. связанных с источником, но не несущих полезной информации колебаний, и микросейсм.

FK-область

F-спектр сигнала есть произведение частотных характеристик источника, среды, регистрирующего тракта и затухания (рис.2) [10]. Затухание оказывает определяющее влияние на правую часть спектра сигнала. Спектр микросейсм превышает спектр сигнала как на самых низких частотах, так и на высоких, начиная с некоторой частоты Fa, а регулярные помехи обычно доминируют в левой части спектра. В неблагоприятных случаях спектр сигнала ниже спектра помех во всем диапазоне частот.

При увеличении S/N во всей полосе частот (накопление по ОПВ, ОГТ) область S/N>1 раздвигается (Fa переходит в Fверх, рис.3). На трассе после оптимальной обратной фильтрации отношение сигнал/шум при этом растет значительно меньше, но расширяется спектр, основная же часть энергии шума переходит на более высокие частоты. Таким образом, для оптимизации источника необходимы увеличение его амплитуды A(f), в первую очередь в области Fач–Fверх, и снижение регулярных помех.

Рассмотрим пространственные спектры (K-спектры) сейсмограммы. Для отраженных волн экспериментальные определения затруднены интерференцией с другими типами колебаний, однако их основные кинематические и динамические свойства поддаются моделированию. Если каждую точку среды рассматривать как центр дифракции, то суперпозиция их волновых полей и есть поле отраженных волн. Для гармонической составляющей с заданной частотой, гиперболическим годографом и некоторым радиальным затуханием зависимость A(x) имеет вид, показанный на рис.4. Волновое число K такой волны пропорционально наклону годографа. Для моночастоты последний зависит от удаления x, но не зависит от времени t, что позволяет вместо наклона при фиксированном t использовать просто производную годографа дифрагированной волны с источником на глубине h:

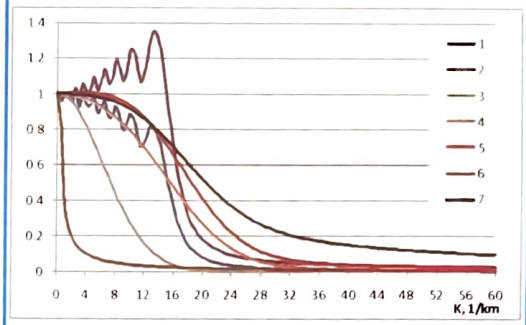


Рис.6. Вид модельного K-спектра сигнала с гиперболическим годографом до и после поправки за радиальное затухание (1 и 2), распределение флуктуаций наклона годографа (3), свертка (1) и (2) с (3) – (4) и (5) соответственно, K-спектр амплитудной неидентичности (6) и его свертка с (5) – (7), т.е. K-спектр сигнала с учетом всех факторов.

$$m(x)=dt/dx=2x\Big/v\sqrt{h^2+x^2};$$

$K(x)=d\phi(x)/2\pi dx=fm(x)=2fx\Big/v\sqrt{h^2+x^2}$ - «мгновенное» волновое число.

Плотность K-спектра обратно пропорциональна второй производной годографа, умноженной на радиальное затухание $\alpha(x)$: $\alpha(x)/(dK(x)/dx)$. Это легко представить по аналогии со свип-сигналом, где K(x) соответствует f(t). При этом спектральная плотность свипа пропорциональна обратной величине скорости развертки, dt/df(t). В эксперименте расчет K-спектра выполнялся непосредственно по модели поля.

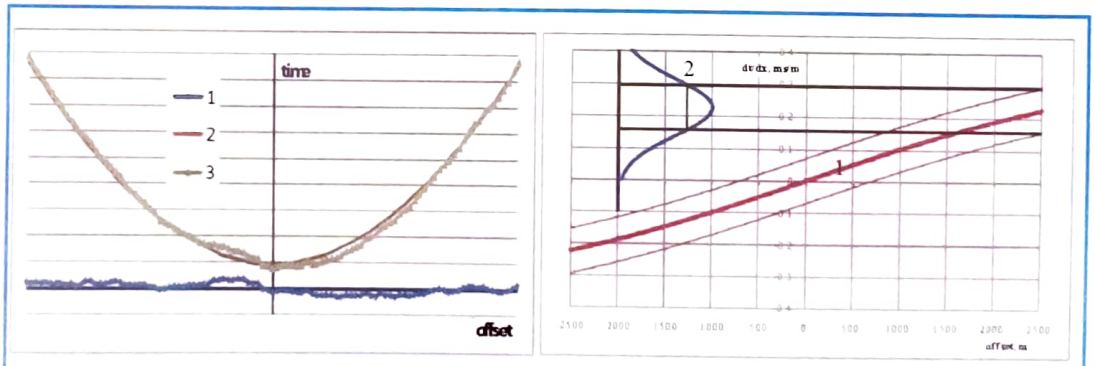


Рис.5. Слева – график стат.поправок вдоль профиля (1), гиперболический годограф (2) и реальный годограф без введенной статики (3). Справа – наклон гиперболического годографа с «коридором» среднеквадратического отклонения (1) и соответствующее нормальное распределение (2).

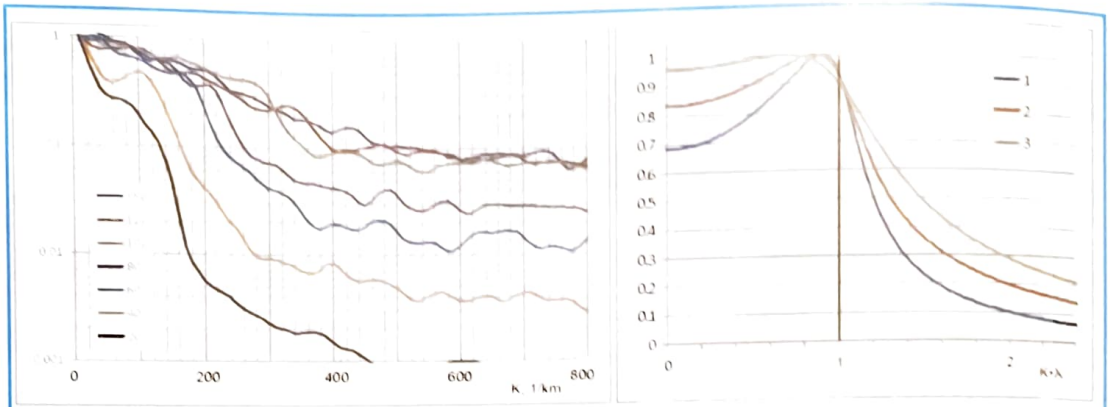


Рис.7. Слева - экспериментальные K-спектры для различных частот (шифр графиков). Справа – модельные K-спектры гармонической составляющей микросейсм, волновое число нормировано к пространственному периоду данной гармоники. Радиальный и экспоненциальный инкременты затухания соответственно: (1) 0.5 и 0.1, (2) 1 и 0.1, (3) 1 и 0.2

Учтем неоднородность ЗМС. Локальные изменения наклона годографа за счет статики $t_{dev}(x)$ аддитивны и нормально распределены со среднеквадратичным отклонением $\Delta x_s / \Delta t_s$ [7] (рис.5):

$$dt/dx = 2x \Big/ v\sqrt{h^2 + x^2} + t_{dev}(x)$$

и учитываются сверткой «идеального» K-спектра с функцией распределения:

$$S_k(K) = \exp(-\Delta x_s / \Delta t_s \cdot (m_0(x) - m(x))^2 / \pi f)^* (\alpha(x)/(dK(x)/dx))$$

Амплитудная неидентичность характеризуется пространственным спектром $S_a(K)$, пропорциональным K^{-1} (получено из расчетов K-спектров для ряда экспериментальных записей с малым шагом ПП), имеет мультипликативный характер и учитывается сверткой спектров:

$$S(K) = S_k(K) * S_a(K)$$

На рис.6 проиллюстрировано моделирование K-спектра отраженной волны с параметрами, характерными для Зап.Сибир, и частотой 90-100 Гц.

Регулярные помехи моделируются аналогично. У волн, распространяющихся выше подошвы ЗМС, амплитудная и кинематическая вариативность меньше. Энергия помех с прямыми осями синфазности сконцентрирована в линейных областях FK-спектра [10] (т.е. их K-спектр для заданной частоты узок, но высок по амплитуде) и, в силу меньших скоростей, характеризуется большими волновыми числами, чем полезный сигнал.

Микросейсмы же рассматриваются как недетерминированные колебания. Зато их K-спектр поддается экспериментальному изучению при помощи «точечной» регистрации с малым шагом ПП. На рис.7, слева, показан вид экспериментальных K-спектров для различных значений частоты. Чтобы полнее осмыслить результат, использована модель, в которой поле микросейсм описано как суперпозиция колебаний, распространяющихся от множества некогерентных точечных источников, равномерно распределенных по поверхности (корни трав и т.п.). Поле одного источника

$$A(\omega, r) = A_0 e^{i\omega t} r^{-d} e^{-\alpha(\omega) r}$$

где $r = \sqrt{x^2 + y^2}$ – расстояние от источника, v – скорость, d и $\alpha(f)$ – радиальный и экспоненциальный инкременты частотно-зависимого затухания. Тогда для гармоники с частотой одномерный K-спектр на оси x плоскости (x, y)

$$A(\omega, k, y) = \int_{-\infty}^{\infty} A(x, y, \omega) e^{-ikx} dx$$

Очевидно, что все точки, равноудаленные от оси x, дают одинаковый вклад в одномерный K-спектр энергий, рассчитанный вдоль оси. Вклад всех точек, расположенных на одной прямой, нормальной к оси x, для случайных колебаний описывается через совокупность их энергетических спектров

$$A^2(\omega, k) = \int_{-\infty}^{\infty} A^2(k, y, \omega) dy$$

То есть квадратичный K-спектр гармоники микросейсм с некоторой частотой в этой модели есть не что иное, как спектр одномерной ФАК двумерного (радиально-симметричного) распределения комплексных амплитуд.

Согласно модели, K-спектр для заданной гармоники быстро спадает после числа K, соответствующего данной длине волны, и по мере роста радиального и диссипативного инкрементов затухания (рис.7, справа) выполаживается, в пределе стремясь к «белому» спектру. Результат моделирования позволяет предположить, что энергия реальных микросейсм распределена между колебаниями с разной скоростью распространения. На частотах до 100-120 Гц K-спектр заметно спадает после числа K, отвечающего наименьшей скорости распространения колебаний (200-300 м/с в данном случае). Его вид свидетельствует о значительных инкрементах затухания. До 40 Гц большая часть энергии принадлежит волнам со скоростями более 1 км/с (т.е. под подошвой ЗМС), а радиальное затухание значительно меньше. Во всей полосе частот K-

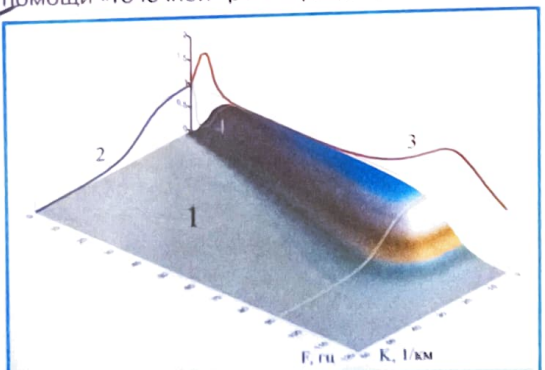


Рис.8. (1) FK-спектр записи после оптимальной обратной фильтрации в F-области и согласованной – в K-области. (2) K-спектр оптимальной приемной линии. (3) Оптимальное приращение F-спектра источника. (4) Минимизация регулярных помех.

спектр микросейсм значительно хуже, чем К-спектр полезного сигнала.

Мы использовали FK-спектральные представления для всех компонент (Z, R, T) микросейсм (вместо более узкого понятия радиуса корреляции помех). Это позволяет в рамках единого подхода построить эффективный согласованный К-фильтр выделения сигнала для любого значения F по отношению ко всем типам помех. Итак, для оптимизации всего комплекса источник-приемная линия необходимо обеспечить (рис.8):

1. В частотной области - увеличение (перераспределение) энергии сигнала преимущественно в частях спектра, окружающих значения частоты, для которых на суммотрассе $S(f)/N(f)=1$, и снижение регулярных помех.

2. В пространственной области – структуру системы наблюдения (включая параметры группирования), позволяющую реализовать согласованную К-фильтрацию сигнала на максимальной частоте, на которой возможно выделение полезного сигнала в соответствие с п.1, и на всех частотах до указанной.

Оптимизация F-спектра источника

Для оптимизации взрывного источника важен не только учет волны-спутника [12], но и выбор среды, в которой достигается максимальная собственная частота (1 на рис.9). Для этого необходимо оптимизировать глубины скважин на всей площади работ и подобрать соответствующую массу заряда (2 на рис.9). В ряде случаев избирательный прирост амплитуды в желаемой полосе частот (3 на рис.9) за счет оптимизации АЧХ собственно источника может даже превосходить эффект интерференции с волной-спутником. На стадии опытных работ оценка прироста амплитуды в спектральной области может быть получена непосредственно из отношения спектров записей с разными источниками. Этот подход значительно содержательнее, чем простое сравнение амплитуд и «видимых частот».

С вибрационным источником аналогичный эффект достигается перераспределением спектральной плотности сигнала посредством переменной по частоте скорости развертки свипа [20]. Следует применять удобные в задании и простые функции развертки (рис.10). При использовании НЧМ-свипа необходимо, чтобы частота равной спектральной плотности с ЛЧМ-сигналом оставалась в области, где на первичной записи $S(f)/N(f)>1$. Поэтому от выбора частотного диапазона зависит даже больше, чем от инкремента развертки. Что касается импульсных невзрывных источников, то для них нелишней опцией была бы возможность удобно и целенаправленно регулировать, хотя бы в небольших пределах, собственную частоту. Пожелаем производителям оборудования, чтобы развитие невзрывных технологий шло и в этом направлении тоже. Подробнее по вопросам оптимизации источника на стадии как опытных, так и производственных работ см.[5-8, 12, 13].

При проведении работ в изменчивых поверх-

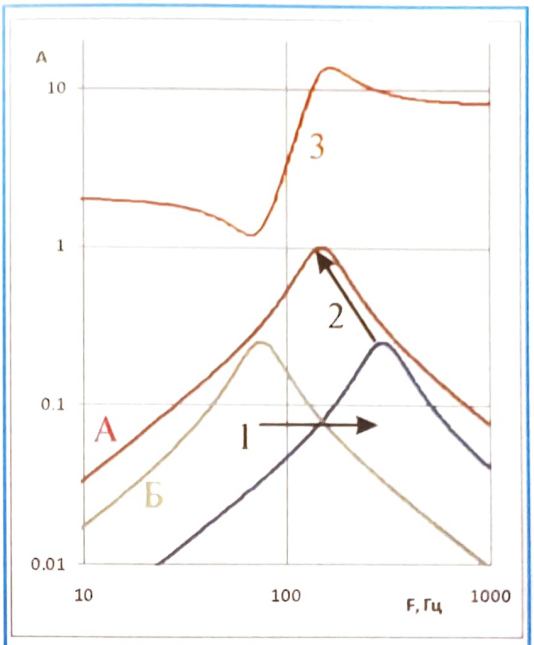


Рис.9. Принципиальная схема оптимизации АЧХ взрывного источника путем выбора для размещения заряда среды, обеспечивающей максимальную собственную частоту (1) и выбора массы заряда (2), обеспечивающие оптимальный прирост АЧХ (3 – отношение А и Б).

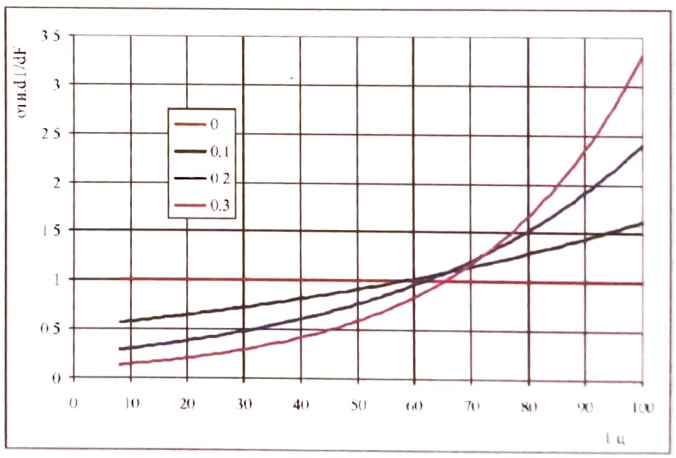


Рис.10. Изменение спектральной плотности развертки вибросвипа типа N дБ/Гц в зависимости от инкремента N (шифр графиков), нормировка к ЛЧМ-свипу (N=0).

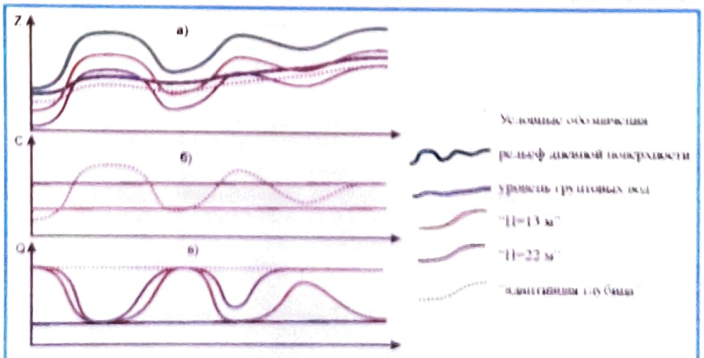


Рис.11. а) – альтитуды рельефа, подошвы ЗМС и положения забоев взрывных скважин; б) – соответствующие затраты на подготовку ПВ; в) – условное качество полевого материала.

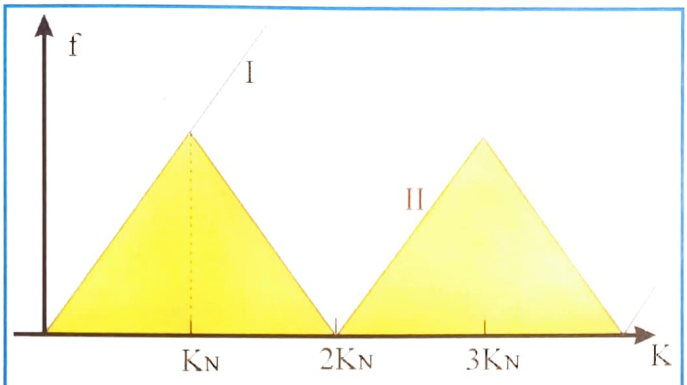


Рис.12. Схема работы FK-фильтра с конечным шагом ПП. KN – волновое число Найквиста, I – граница области пропускания без аляйсинга, II – граница области пропускания для «зеркальных» волновых чисел. Заливкой обозначены FK-области фактического подавления.

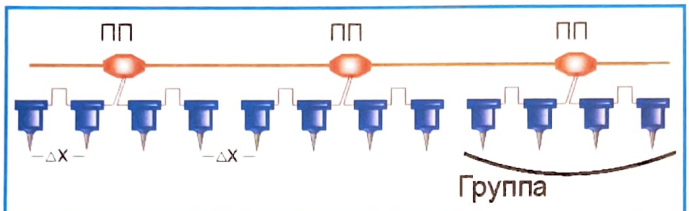


Рис.13. Схема сплошной приемной линии.

ностных условиях иногда в качестве основного критерия качества выдвигают соблюдение «технических условий», например, постоянной глубины скважин. Однако, принцип оптимального источника требует постоянства характеристик сигнала. Эта ситуация проиллюстрирована на рис.11. Для некоторого рельефа и положения подошвы ЗМС и двух вариантов постоянной глубины взрывных скважин (13 и 22 м) имеются участки с низким качеством записи, хотя и различной величины, но определяющие примерно один уровень, по которому приходится выравнивать частотный диапазон разрезов. Адаптивный выбор глубины от 10 до 27 м позволяет получить равномерно высокое качество записей и разрезов. При этом общие затраты на возбуждение (примерно пропорциональные глубине скважин) меньше, чем в случае скважин с постоянной глубиной 22 м. Еще один принципиальный момент лежит в плоскости контроля качества. Дело в том, что постоянство глубины, как таковое, не поддается надежной проверке, тогда как постоянство характеристик записи контролируется непосредственно.

С невзрывным источником аналогичным примером служит, с одной стороны, использование постоянных параметров возбуждения при любых поверхностных условиях и уровне шумов, а с другой – адаптивный выбор накопления и параметров развертки свип-сигнала.

Особенность взрывного возбуждения состоит в том, что изменение соотношения качество/затраты в зависимости от глубины погружения заряда может быть очень резким.

Выше мы коснулись только частотных свойств одиночного источника. Пространственное группирование (как источников, так и приемников) рассмотрим в контексте следующего раздела.

Оптимизация системы в K-области

Предложенный принцип оптимизации системы наблюдения указывает на ее частотно-зависимый характер и требует рассмотрения в двумерной, т.е. FK-области. Выделение колебаний с заданной кинематикой осуществляется веерной FK-фильтрацией. В случае недостаточной пространственной дискретизации у такого фильтра появляются «зеркальные» области пропускания (рис.12). Чтобы избежать этого, необходим субметровый шаг геофонов по профилю. Однако подключение регистрирующего блока (около $1000) к каждому такому геофону экономически неприемлемо.

К счастью, пространственный фильтр выделения сигнала в нашем случае низкочастотный, и это позволяет реализовать его в виде последовательности аналогового K-фильтра и цифровой FK-фильтрации при последующей обработке записи. Для этого несколько соседних геофонов объединяются в группу таким образом, чтобы шаг ПП, тождественно равный базе группы (рис.13), отвечал критерию Найквиста по отношению к полезному сигналу. Тогда количество регистрирующих модулей (по одному на группу) уменьшается на порядок. Группа играет роль антиаляйсингового K-фильтра [15, 17, 18]. Ее роль как усилителя (сумматора) электрического сигнала при современной аппаратурной базе несущественна. Назовем такую конфигурацию сплошной приемной линией, а группу, тождественно равную шагу ПП – модулем этой линии.

Для нее на рис.14 в виде FK-панелей показаны K-характеристика линейной группы, характеристика FK-фильтра с зеркальными областями и их произведение. Последнее как раз и представляет субоптимальный FK-фильтр (здесь K нормировано к волновому числу Найквиста для шага ПП). Разумеется, для его реализации необходимо тщательное соблюдение базы группы в любых обстоятельствах. Подчеркнем еще раз, что т.н. «внутригрупповая» дисперсия учтена K-спектрами сигнала и группы. То есть правильно рассчитанное группирование лучше «точечной» регистрации.

На рис.15 показаны характеристики такого фильтра в K-области для некоторых фиксированных частот. Если шаг ПП примерно в 1.5 раза чаще предела Найквиста относительно полезного сигнала, то эффективность фильтрации уже не менее 90% от «идеальной», хотя K-фильтр и имеет полосы пропускания, в которых происходит фазовая инверсия (а). При шаге ПП примерно в 3-4 раза плотнее предела Найквиста (б) уже можно организовать области глубокого подавления для волн с K в 2-4 раза больше, чем в полосе пропускания. В ряде случаев именно так соотносятся кажущиеся скорости полезного сигнала и регулярных помех с осями, параллельными первым вступлениям. При еще большей длине волны «боковое» пропускание очень мало, появляются широкие полосы полного подавления (в). Это особенно полезно при борьбе с низкочастотными помехами. Заметим, что база группы при этом равна не видимой длине волны-помехи, как это рекомендовано для отдельно взятых групп, а 1/2 этой величины. Если же отказаться от сплошной приемной линии и шаг ПП принять больше базы группы (типичны цифры 50 и 25 м, соответственно), то FK-фильтр оставляет побочные полосы пропускания (г). Так, помехи с

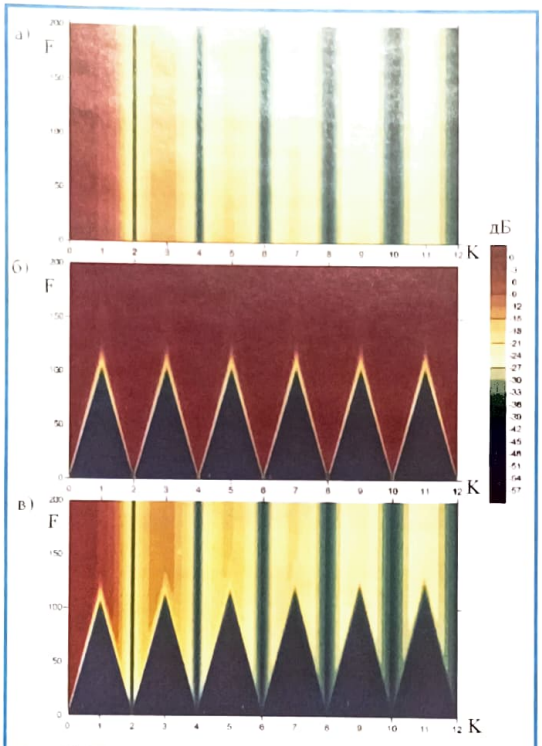


Рис.14. FK-панели сплошной ЛП для: а) K-спектра группы из 12 геофонов, б) веерного FK-фильтра, в) произведение (а) и (б). Здесь K=1 – волновое число Найквиста при =база группы=шаг ПП.

периодом 40-60 м в данном примере практически не подавляются. Только сплошная ЛП обеспечивает эффективное подавление регулярных и вообще любых низкочастотных помех (рис.16).

Окончательный выбор шага геофонов и базы группы производится с учетом затрат. Затраты на 1 пог.км ЛП включают постоянную компоненту (рубка просек, передвижение транспорта, размотка кабеля) и переменную, зависящую от количества оборудования на пог.км. При увеличении модуля сплошной ЛП уменьшается число электронных блоков (а значит и затраты), но эффективность пространственной фильтрации также падает (рис.17). Похожая зависимость существует и для шага геофонов. Оптимум определяется через отношение S/N/затраты. Пошаговый расчет стоимости ЛП для разного шага ПП и геофонов в группе и соответствующих FK-характеристик для всего годографа в среднем и для его наибольших наклонов показал, что в условиях Зап.Сибири для частот до 100 Гц оптимальны модули (группы) 20-25 м из 12-16 геофонов.

При работах с групповым источником необходимо согласование K-характеристик источника и ЛП. На рис.18 приведены интегральные энергетические характеристики линейной системы в полосе подавления для групп из 3 и 4 элементов (общие и отдельно для диапазонов фазовой инверсии, до и после FK-фильтра). Видно, что отношение баз группирования источников и приемников заметно влияет на результат - до 12-15 дБ только с применением FK-фильтра. Суммар-

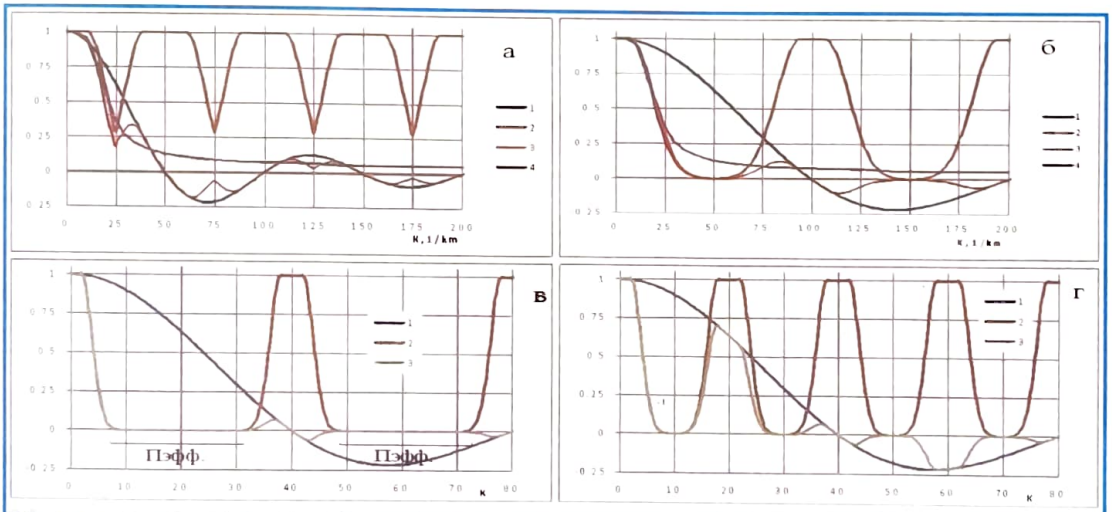


Рис.15. Сочетание линейного группирования и FK-фильтрации для некоторых фиксированных частот. Характеристика пропускания линейной группы (1) и FK-фильтра (2), их произведение (3), K-спектр полезного сигнала (4). Области Пэфф – K-диапазоны наиболее эффективного подавления. Другие пояснения в тексте.

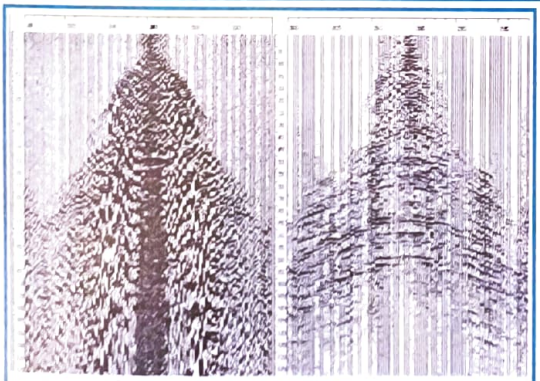


Рис.16. Сейсмограмма ОПВ до и после FK-фильтрации. Шаг ПП = база группы = 25 м.

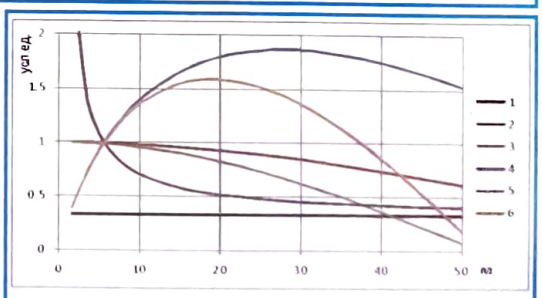


Рис.17. Зависимость затрат на регистрацию и S/N на частоте Fверх от модульности сплошной ЛП, м. 1 – постоянная компонента затрат на пог.км ЛП, 2 И 3 – S/N соответственно для всей записи и для максимальных удалений ПВ-ПП, 4 – общая сумма затрат, 5 и 6 – отношение соответственно 2 и 3 к 4.

ный эффект от оптимизации базы группы и FK-фильтрации доходит до 20-24 дБ, а общий (включая приемную группу) – до 55 дБ. Оптимальная группа источников на 15-30% длиннее приемной. Это близко к наилучшему соотношению и в полосе пропускания энергии полезного сигнала [7]. Отсюда, если группа геофонов составляет 20-25 м, а типичная длина 1 ПСУ 8-10 м, то целесообразно группирование именно 3 источников.

Итак, применение однотипных FK-представлений позволяет совместно рассматривать, с одной стороны, волновое поле сигнала, регулярных помех и микросейсм, а с другой – геометрию системы наблюдений, включая полевое группирование, как аналоговую К-составляющую более общей двумерной оптимальной фильтрации. Распределение между аналоговой и цифровой фильтрациями оптимизируется с учетом экономической эффективности.

Оптимизация в x-t пространстве

F-K область является своего рода виртуальным пространством, масштаб которого ограничен самой записью. Пространство x-t исходной записи – чисто физическое, в котором на этапе полевых работ, с одной стороны, нужно получить неискаженную запись с заданной геометрией, а с другой – возможно, так сказать, расширить шкалу этого пространства.

Как следует из описанных свойств поля микросейсм, их основная энергия на частотах свыше 40-50 Гц приходит в точку измерения из ближней зоны, т.е. в «малом» масштабе x-пространства

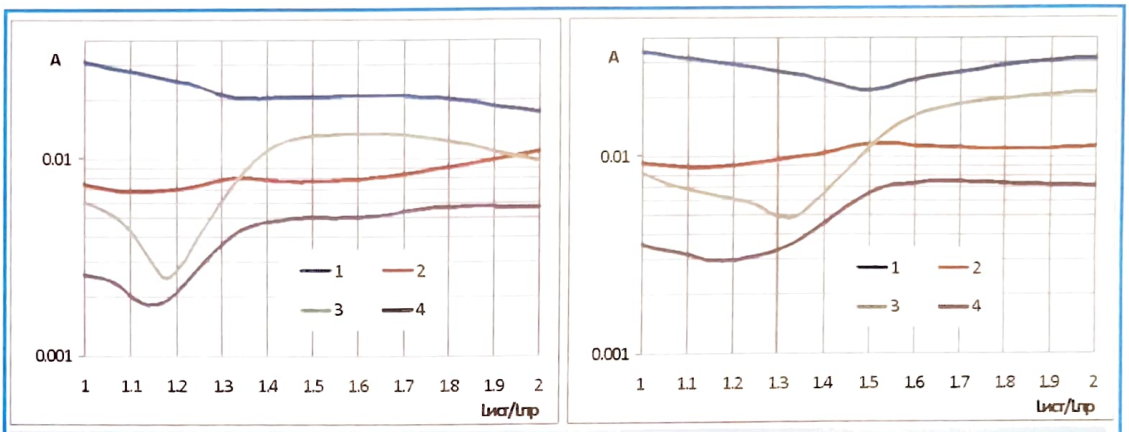


Рис.18. Глубина К-фильтра, А, в зависимости от отношения баз группирования источников и приемников: 1, 2 – без FK-фильтрации, 3, 4 – с FK-фильтрацией; 1 и 3 – по полной энергии, 2 и 4 – по энергии в областях фазовой инверсии. Слева – группа из 4х, справа – из 3х источников.

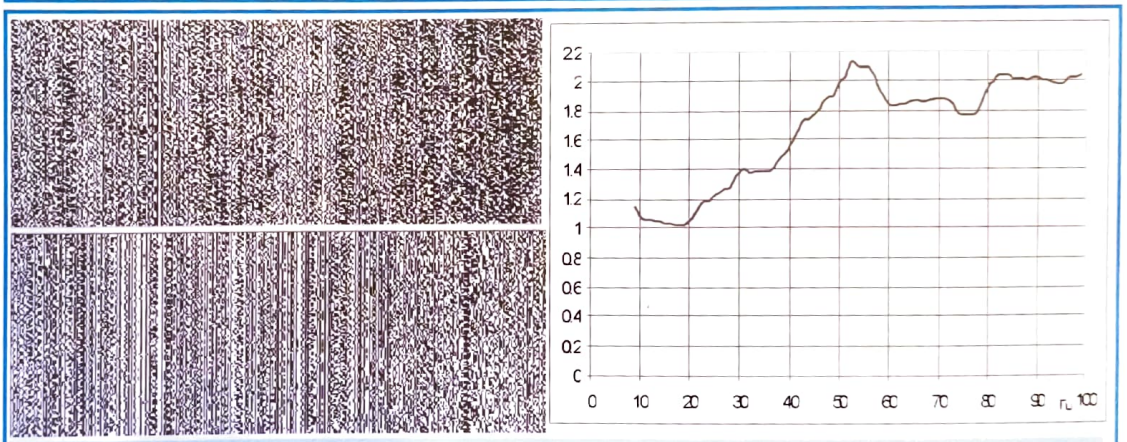


Рис.19. Слева – фрагмент записи микросейсм с геофонами на ненарушенной поверхности (вверху) и с удаленным дерном на площадках 1 дм² под геофоны (внизу). Справа – отношение их спектров.

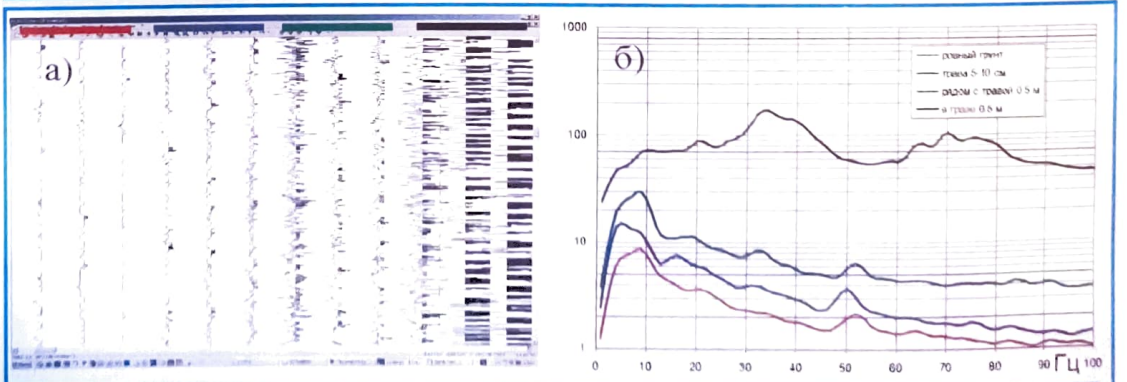


Рис.20. Слева – фрагмент записи микросейсм с различными условиями установки геофонов, справа – их спектры. Соответствующие трассы и спектры обозначены одним цветом.

(меньше, даже чем без геофонов). Влияние способа установки геофонов на уровень помехи известно давно [1, 10, 12-13]. В основном, однако, рассматривают качество контакта с грунтом и укрытие геофонов от ветра, иногда даже не упоминая соединительный провод. Относительно малый эффект снижения микросейсм, видимый на открытом канале, может ввести в заблуждение относительно их энергии в правой части спектра.

На рис.19 приведен пример того, как удаление дерна на площадке 1 дм^2 под каждый геофон дает эффект снижения микросейсм до 2 раз на частоте 50 Гц и выше (2 ЛП параллельно на одном профиле в полупустыне). Еще интереснее пример на рис.20, на котором показаны записи и спектры микросейсм при открытой установке геофонов на грунтовой дороге и, для сравнения, на обочине - в низко скошенной траве на расстоянии 1 и 0.1 м от границы травостоя и в высокой траве. В правой части спектра наблюдается увеличение амплитуды в 1.5, 3-4 и 50-60 раз, соответственно. Очевидно, что важно не только укрыть от ветра геофоны вместе с проводами, но и свести к минимуму возбуждение микросейсм в субметровой полосе от линии геофонов путем очистки профиля от растительности и т.п. Конструкция и материалы соединительного провода геофонов должны обеспечивать ему минимум резонансных колебаний, по крайней мере, в диапазоне от 40-50 до 150-200 Гц во всех вариантах установки. Практика показала, что введение дополнительных рабочих (2-3 на бригаду) для срезки дерна и/или применение травокосилок увеличивает себестоимость работ менее, чем на 1%. То есть по соотношению затрат и результата эти меры намного эффективнее, чем, например, замена 20-тонных вибраторов на 30-тонные или удвоение кратности.

Непостоянство уровня микросейсм позволяет минимизировать их в t-области, но уже в масштабе большем, чем длина записи. Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что в этой области практически для любой шкалы, начиная от секунд, амплитуда шумов подчиняется распределению Рэлея. То же наблюдается для скорости ветра, с которым амплитуда микросейсм тесно коррелирует. С усилением ветрового воздействия микросейсмы быстрее растут на высоких частотах, на которых шум более нестационарен. По данным для Западной Сибири усредненная ФАК значений скорости ветра

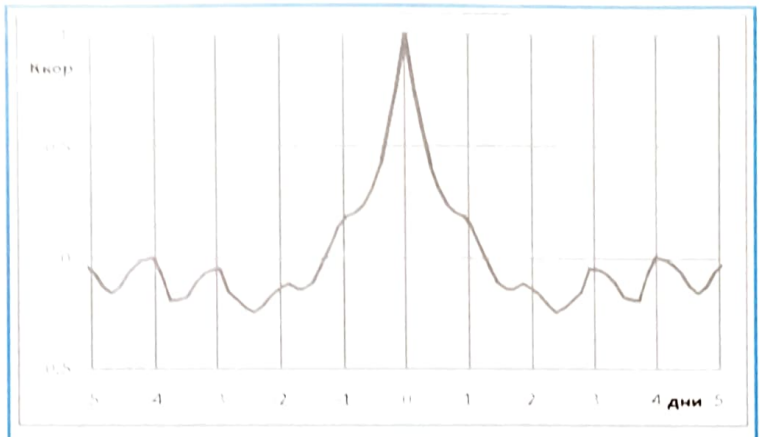


Рис.21. Функция автокорреляции значений скорости ветра по временной шкале.

(рис.21) обнаруживает слабую суточную периодичность (ночью немного тише), но в целом значения скорости ветра с интервалом в сутки являются статистически независимыми величинами с дисперсией 2.5-3 м/с.

Эти свойства микросейсм можно использовать несколькими путями. Во-первых, накопление идентичных воздействий невзрывного источника путем суммирования с весами, обратно пропорциональными энергии трассы в окне взвешивания [9], равносильно смещению распределения в область меньших шумов (рис.22). Величина эффекта зависит от доли энергии шума в сигнале и числа накоплений. Для чисто Рэлеевского распределения с 4-8 накоплениями на ПВ и кратностью 24-72 выигрыш S/N вблизи Fверх на суммотрассе в сравнении с равновесным накапливанием составляет до 6-8 дБ. При этом $S(Fверх)/N(Fверх) \leq 10^{-1}$ на записи одиночного воздействия. Для полноценного использования этого эффекта необходимо весовое суммирование таких записей в сравнительно узких полосах частот.

Во-вторых, адаптивный выбор накопления сигнала с невзрывным источником в зависимости от уровня шума и условий возбуждения. Для производства оптимально, если продолжительность работы на пикете примерно равна переезду и подготовке, т.е. составляет около 50% всего рабочего времени. Чтобы получить это соотношение для всего объема в среднем, нужно непосредственно обеспечить его при уровне шума, близком к максимуму распределения. В примере на рис.23, при амплитуде шума 5 мкВ и времени на переезд между ПВ 1 мин накопление воздействий тоже должно занимать около 1 мин. Исходя из этого формируется и стандарт качества записи. При изменении уровня микросейсм соответственно меняется длительность накопле-

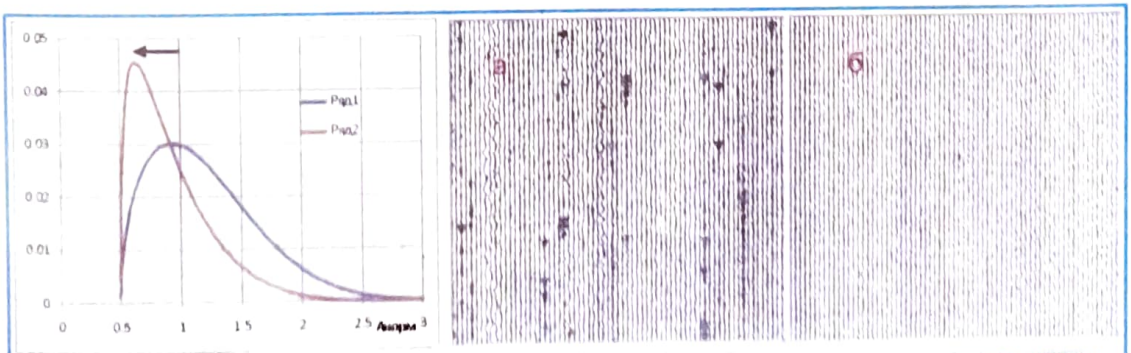


Рис.22. Слева – смещение распределения (снижение среднего шума) при весовом суммировании. Справа – одиночная запись микросейсм (а) и после 4-кратного весового суммирования с удвоенной амплитудой воспроизведения (б).

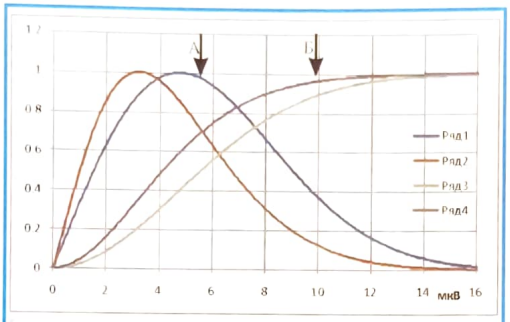


Рис.23. Рэлеевская аппроксимация распределения шумов (1), распределение производительности при адаптивном выборе накоплений с невзрывными источниками (2) и соответствующие интегральные распределения (3) и (4). А – уровень микросейсм, при котором выбирается стандарт с невзрывными и устанавливается порог шума с взрывными источниками, Б – рекомендованный порог шума при работе с невзрывными.

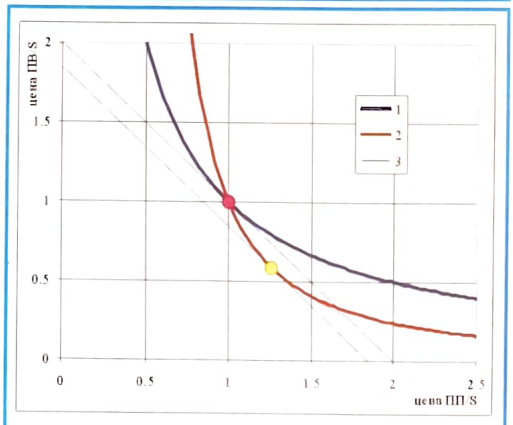


Рис.24. Графики относительных затрат на возбуждение и регистрацию при фиксированной производительности в км2 (1) и в количестве ПВ (2) за смену. (3) – линии суммарной стоимости.

ния сигнала, а распределение производительности в зависимости от шумов сдвигается влево. При удвоении уровня шумов производительность падает в 2.5 раза, после чего целесообразно прерывать работу для экономии ресурса техники. При этом простои составят около 10% времени, а увеличение производительности в тихую погоду будет почти двукратное.

Вообще, во взрывной сейсморазведке следует ограничивать работу уровнем шума, до которого приходится примерно половина всего времени (рис.23). Тогда записи будут весьма однородны по шуму. Подготовка скважин при этом идет независимо и ритмично, а регистрация, как правило, производительней, чем бурение. Так что за 1 смену можно отработать ПВ, разбуренные на протяжении 2-3 смен. Т.к. корреляция уровня ветровых помех с суточным интервалом отсутствует, то вероятность простоя подряд 2 смены и более есть произведение вероятностей однодневного простоя. Так, если запас каналов обеспечивает ритмичную работу сейсмобригад в течение 2 смен без отстрела, общая вероятность их простоя сокращается с 0.5 до 0.25. Аналогичным образом, вероятность ускоренной работы невзрывных источников в тихую погоду несколько смен подряд также мала.

Чтобы сгладить такую неравномерность работы, нужен дополнительный запас по производительности сейсмобригад (не менее 10% для невзрывных и 30% для взрывных источников) и минимум двухсменный запас каналов на «подмотку». По сравнению с традиционным требованием ритмичной работы, увеличение расходов на регистрацию в этом случае не превышает 30% при той же стоимости возбуждения, а выигрыш в отношении сигнал/помеха минимум 2-кратный.

Особенности комплексной оптимизации параметров систем 3D

Рассмотрим специфический для 3D аспект совместной оптимизации возбуждения и регистрации. Если кратность, бин и контур шаблона заданы, то этим задано значение произведения плотности взрывных и приемных линий (пикетов), которому могут удовлетворять несколько вариантов сети. В то же время, себестоимость 1 км^2 в основном складывается из суммы произведений плотности ЛВ и ЛП на себестоимость пог.км каждого типа линии. Получаем простейшую систему уравнений:

$$N_{ПВ} \cdot N_{ПП} = const \qquad \begin{cases} xy = A \\ x + y = B \end{cases}$$
$$N_{ПВ} \cdot C_{nb} + N_{ПП} * C_{nn} = C_{km}^2$$

где график равных плотностей – гипербола, график равных стоимостей – прямая (рис.24). Видно, что оптимальны системы с равной себестоимостью возбуждения и регистрации (включая подготовку ЛВ и ЛП). Однако, если производительность в ф.н. ограничена возможностями источников (обычно с невзрывными), то рационально увеличение шага ЛВ на 50-70% с пропорциональным сгущением ЛП. При этом доля возбуждения в себестоимости уменьшается с 1/2 до 1/3, а выигрыш достигается снижением себестоимости 1 пог.км ЛП за счет роста производительности в км2. Но поскольку 1 невзрывной ПВ обычно дешевле, чем взрывной, то различия параметров сети, оптимальных для этих типов источников, не столь велики.

Следует учесть, что наилучшие характеристики удалений и азимутов получаются только в том случае, когда облако точек пересечения ЛП и ЛВ достаточно изотропно в плане, что ограничивает выбор пропорций ортогональной сети. Эти рамки могут быть расширены с помощью «наклонных» сетей (рис.25).

Определенная трудность заключается в том, что если затраты на возбуждение и топоработы оцениваются непосредственно, то себестоимость регистрации зависит от производительно-

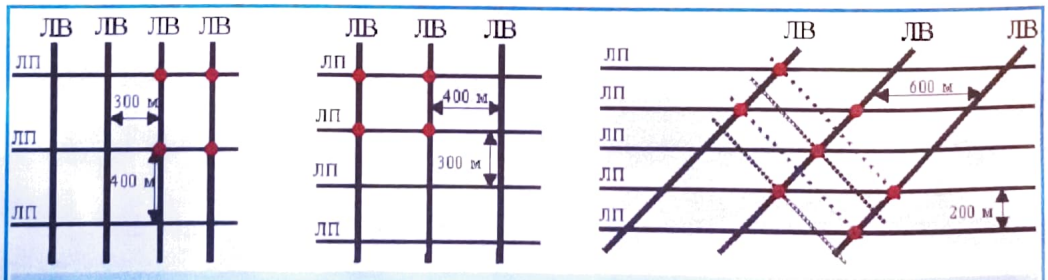


Рис.25. Варианты сети 3D одинаковой плотности с соотношением шага ЛВ и ЛП 3:4, 4:3 и 3:1 (наклонная под 45^0). Точками выделены пересечения ЛВ и ЛП.

сти, системы наблюдения, конфигурации каналов и сейсмограмм.

Перекрытие блоков 3D осуществляется так, что интервалы возбуждения четно кратны размеру шаблона, начиная с отношения 1/2. Наиболее часто используются схемы 1/2, 1/4, 1/n (n - число ЛП). Схема «1/2» наиболее проста и экономична, но неоднородна по crossline. Для «1/2» наиболее целесообразно число ЛП 10+4k, (k=0, 1, 2, ...), для «1/4» – 12+8k, а для «1/n» – любое четное.

При выборе размеров шаблона часто стараются полностью вписать его в максимальные удаления R. Наибольшей площадь шаблона (значит, и кратность при заданном шаге ЛВ и ЛП) для системы «1/2» получается при аспекте 3:2, но при этом он занимает только 42% круга R (рис.26). Оптимально увеличение шаблона до величины, когда 2 ближних к краю ПВ угла вписаны в R при том же аспекте. В итоге кратность повышается на 58%, равномернее азимутальная выборка, а затраты на регистрацию вырастают только на 20-25%. Вообще, для всех схем от «1/2» до «1/n» оптимальны примерно равные максимальные удаления inline и crossline, составляющие 0.9-0.95R.

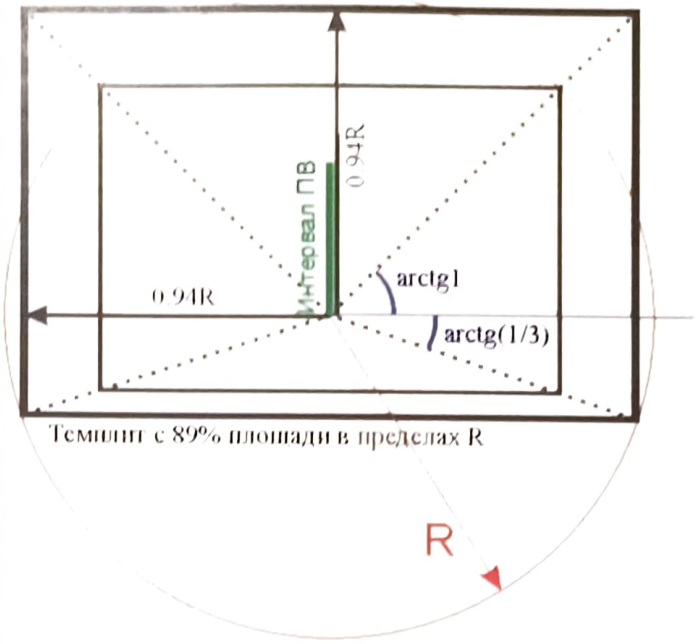


Рис.26. Оптимальный контур темплита системы 3D «1/2».

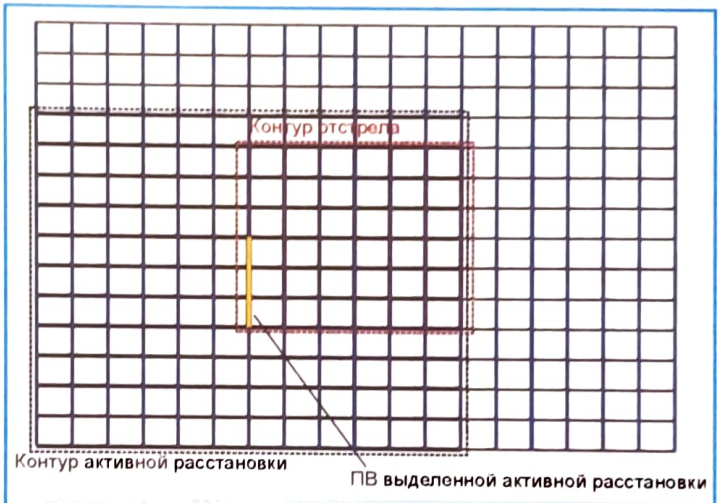


Рис.27. Пример расстановки 3D типа «1/4», подготовленной к работе. Ее контур и контур отстрела подобны.

Стоимость ПП, кроме затрат на подготовку профиля, складывается из амортизации и обслуживания оборудования и зависит от того, как долго оно в среднем находится на пикете и какое его количество перемещается в расчете на единицу отработанной площади. Имея определенное кол-во каналов в партии, нужно максимизировать площадь отстрела, получаемую без переноса этих каналов. Это достигается, если участок отстрела и сменная расстановка, включающая все готовые к работе каналы, подобны (рис.27). При этом подобие исчисляется не метрическими «габаритами», а целым числом линий и интервалов (в данном примере контур отстрела составляет 6 интервалов по 7 ЛВ, а контур всей расстановки – 15 ЛП по 18 интервалов, 6.7≈15.18). При несоблюдении подобия производительность падает тем значительнее, чем меньше отношение числа каналов в сменной и активной расстановках. Для систем 1/2, 1/4, 1/n минимальный комплект каналов можно ориентировочно принять 1.5-, 2- и 2.5-кратным, соответственно.

Трудозатраты по переносу каналов, т.н. «перемотке», возрастают с увеличением доли площади на перекрытие полос отработки, где каналы устанавливаются по 2 и более раз (полоса отработки ориентирована по направлению последовательного переноса каналов и необязательно совпадает с блоком системы наблюдения). Суммарная площадь перекрытий снижается, если контур отстрела вытянут поперек полосы отработки сравнительно с вышеуказанными пропорциями. С учетом всех факторов рекомендуется «удлинение» контура отстрела в 1.5-3 раза. В этом диапазоне производится оптимальное разбиение площади на полосы отработки.

Стоимость 1 ПП связана с размерами шаблона и производительностью в км^2 и не зависит от шага ЛП. Учет всех указанных факторов показал, что, за вычетом топоработ, она примерно пропорциональна производительности в степени -2/3 и в условиях Зап.Сибири при оптимальном планировании составляет от 10 до 30 величин суточной амортизации сейсмоканала.

Комплексное применение описанных выше рекомендаций способно при минимальном увеличении затрат обеспечить повышение отношения сигнал/помеха в десятки раз и расширение полосы частот на несколько десятков Гц. На рис.28 сопоставлены разрез 2D, полученный на основе материала типичного качества с шагом ПВ и ПП 50 м, и совмещенный срез куба 3D (сеть 300×400 м, бин 25×50 м), выполненного с учетом приведенных рекомендаций (Ямал). Частотный диапазон составляет 10-60 Гц в первом случае и 5-100 Гц – во втором. Правый разрез характеризуется значительно лучшей кинематической и

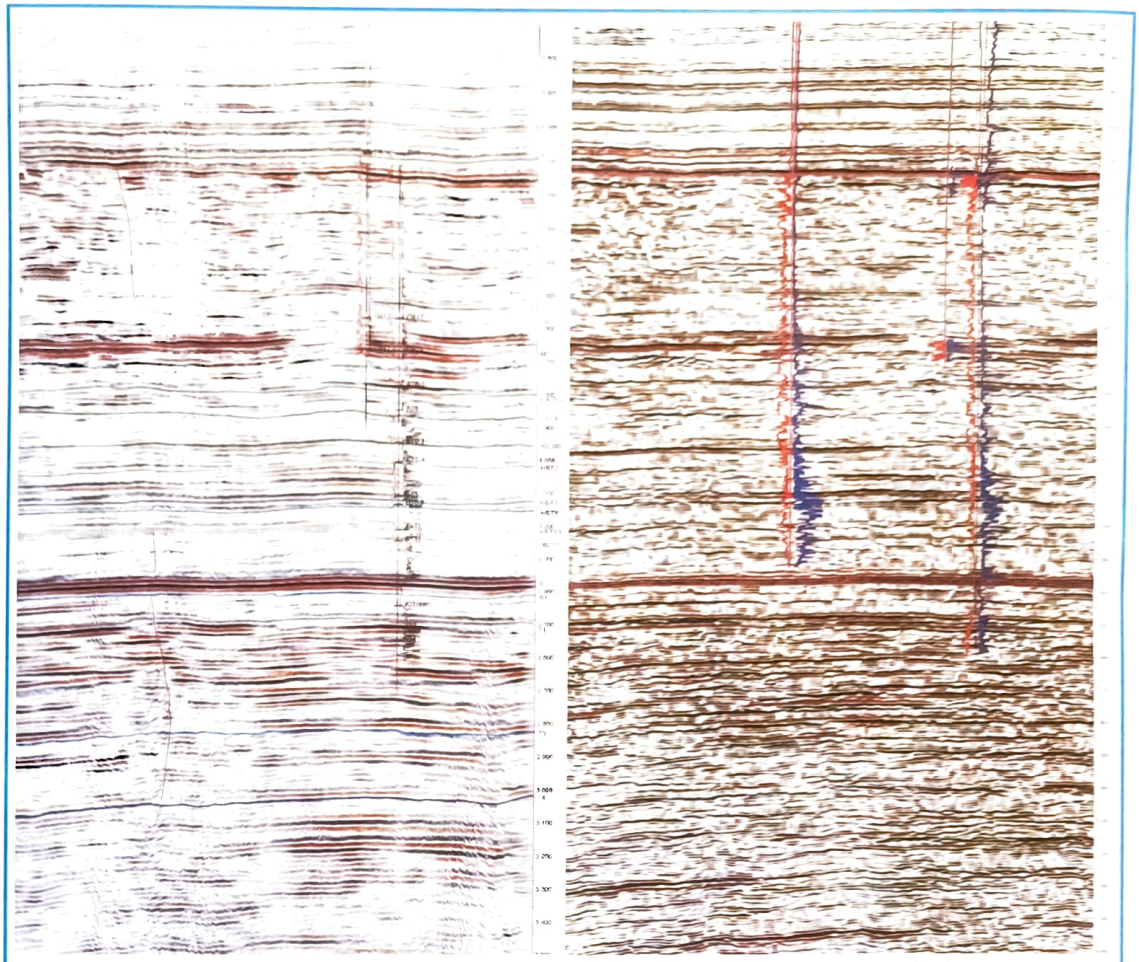


Рис.28. Сопоставление разреза 2D на основе стандартного полевого материала (слева) и широко- полосного разреза 3D на основе полевого материала, полученного с учетом приведенных рекомендаций.

динамической разрешенностью. Высокое отношение сигнал/помеха обеспечивает уверенное выделение когерентных отражающих площадок, малоамплитудных разломов и динамических аномалий; качество выдержано по латерали. На левом разрезе мы видим падение когерентности там, где сейсмограммы низкого качества получены на участках с увеличенной мощностью ЗМС, морфологически привязанных к зонам глубинных разломов. Последние оказались частично завуалированы «рябью», обусловленной ненадежными стат.поправками и низким отношением сигнал/помеха.

Список литературы.

1. Бембель Р.М. Высокоразрешающая объемная сейсморазведка. Новосибирск, Наука, 1990.
2. Берзон И.С. Сейсморазведка тонкослоистых сред. М., 1976.
3. Винер Н. Кибернетика. М., 1983, 343 с.
4. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. М., Недра, 1987.
5. Грехов И.О. Прогнозирование условий возбуждения сейсмических волн на основе ландшафтного районирования и анализа механических свойств пород ВЧР. Геофизический вестник ЕАГО, 2001, №10, с.4-8.
6. Грехов И.О. Объектно-ориентированная оптимизация параметров полевых сейсморазведочных работ МОГТ. Конференция Геофизика-2003, СПб. Тез.докл., с.42-46.
7. Грехов И.О. К вопросу о применении линейного группирования при проведении работ МОГТ в Западной Сибири. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006, №10, с.27-34.
8. Грехов И.О. Методика выбора параметров возбуждения сейсмических колебаний в ОАО «Сибнефтегеофизика». XI конференция «Хантымансийскгеофизики», Ханты-Мансийск, 2008.
9. Грехов И.О., Дроздов А.П. Опыт применения сейсмоисточников «Енисей» в ОАО «Сибнефтегеофизика». Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, №2, с.23-25.
10. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка. М., Недра, 1980. 551 с.
11. Кондратьев О.К. Разрешающая способность сейсморазведки МОВ-ОГТ. // Геофизика. 2006. №2, с.3-12.
12. Потапов О.А. Технология полевых сейсморазведочных работ. М., Недра. 1987. 309 с.
13. Притчетт У. Получение надежных данных сейсморазведки. М., Мир. 1999. 448 с.
14. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. М., Мир, 1987.
15. Anstey N.A. Whatever happened to ground roll. // The leading edge, 1986, 5, №12, с.19-21.
16. Jack I. Land seismic technology. Where do we go from here? // First break, 2003, №2.
17. Kerekes A.K. The stack array and the spatial alias. // The leading edge, 16, 345-348.
18. Kerekes A.K. Seismic array design by spatial convolution. // Geophysics v.66, no.4, p.1195-1207.
19. Kerekes A.K. Seismic field parameters – our neglected science. // The leading edge, 1997 no.1.
20. Tyapkin Y., Robinson E.A., Ewing M., Worzel J.L. How to optimize pilot sweep of vibratory sources in seismic surveys. // First break, 2003, №2.

Сейсморазведка 3D в транзитной зоне Северных широт

Захаров Н.В., Шумский Б.В., ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», г. Геленджик,
Пискунов Р.А., ООО «Газфлот», г. Москва.

Несмотря на экономический кризис, затронувший практически все отрасли экономики, геологоразведочные работы по освоению северных территорий продолжаются. Основная роль здесь отводится Ямало-Ненецкому Автономному округу (ЯНАО), где на его территории открыты 219 площадей углеводородного сырья. Из них 158 еще требуют доразведки. В настоящее время Ямалу нет альтернативы в поставке газа, как в ныне действующую систему газоснабжения, так и в экспортные трубопроводы. Начиная с 1995 года ООО «Газфлот», являющееся дочерним специализированным предприятием ООО «Газпром», выполняет геологоразведочные работы по его программам в Арктических морях – на Печорском шельфе Баренцевого моря, в Обской и Тазовской губах.

В 2008 году ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» выиграло конкурс, проведенный ООО «Газфлот», на выполнение полевых сейсморазведочных работ 3D (транзитная зона) в объеме 260 кв. км в Тазовской губе на Тота-Яхинском месторождении, находящемся в Тазовском районе ЯНАО. Площадь работ расположена в 300 километрах севернее Полярного круга.

На рисунке 1 приводится обзорная схема района работ. Границы транзитной области в 260 кв. км охватывают по контуру акваториальную часть Тазовской губы вплоть до ее береговой линии.

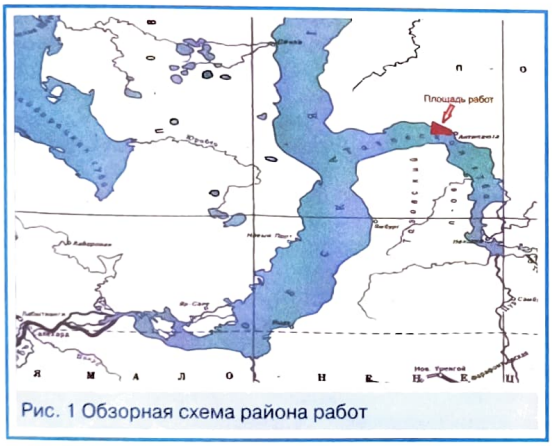


Рис. 1 Обзорная схема района работ

Задачами полевого этапа работ являлись:
- детализация структурных планов сеноманского, готерив-валанжинского и юрского комплексов отложении;
- увязка куба данных с последующим этапом выполнения сухопутных сейсморазведочных исследований.

На этапе проектирования Заказчиком были выдвинуты условия:
- не менее 8 линий приема в шаблоне;
- кратность перекрытия не ниже 70.

Учитывая мощность осадочного чехла на площади исследований, равную 6000-10000 метров, была спроектирована схема наблюдений со следующими параметрами:
- кратность прослеживания - 72;
- размер бина, м - 25 x 25;
- количество активных каналов - 864;
- максимальное значение минимальных удалений, м - 465;
- максимальное удаление «взрыв-прием», м - 5996;
- размер полуосей единичной расстановки, м - 3875x4575;
- соотношение полуосей шаблона - 0,85;
- система наблюдений: симметричная-ортогональная, «прямой крест».

Геометрия линий пунктов приема (ЛПП) в шаблоне:
- количество линий приема в полосе - 8;
- интервал между линиями приема, м - 400;
- количество пунктов приема на линии приема - 108;
- шаг пунктов приема на линии приема, м - 50.

Геометрия линий пунктов возбуждения (ЛПВ) в шаблоне:
- количество линий взрыва - 9;
- интервал между линиями взрыва, м - 300;
- количество пунктов взрыва на линии взрыва - 128;
- шаг пунктов взрыва на линии взрыва, м - 50.

Параметры перемещения шаблона:
- перемещение шаблона вдоль полосы в количестве интервалов между ЛВ - 9;
- перемещение шаблона на смежную полосу в количестве линий приема - 8.

Параметры регистрации:
- шаг дискретизации - 2 мс;
- длина записи - 5 с;
- ФВЧ - 1 Гц;
- ФНЧ - 206 Гц.

Предусматривалось выполнение возбуждений в береговой части акватории до глубин в один метр.

Для увязки результативных сейсмических материалов данных исследований с сухопутными работами, планируемыми в сезоне 2010 года, проектировался вынос приемной расстановки на берег каждой ЛПП на расстояние 800-1200 метров от уреза воды.

При проектировании системы наблюдений, согласно положениям, линии приема на западе, юге и востоке не должны выходить за пределы контура лицензионного участка, а это, по определению, не позволяет получить номинальную кратность в пределах участка исследований 260 кв. км. В связи с ограничениями, на краях площади кратность перекрытия равна S от номинальной. Учитывая вышесказанное, следует ввести понятие оценочных параметров. Для принятых проектных условий съемки оценочные параметры имеют следующий характер:
- общая площадь съемки по контуру линии приема – 290 кв. км;
- площадь исследований лицензионного участка – 260 кв. км;
- площадь перекрытия с номинальной кратностью 72 – 197.49 кв. км;
- площадь перекрытия, равная S номинальной кратности – 263.7 кв. км;
- площадь перекрытия с единичной кратностью – 317.09 кв. км;
- количество физических наблюдений на площади – 43304.

Движение сейсмической партии к месту работ выполнялось по маршруту г. Геленджик - г. Тобольск - г. Салехард – площадь работ. Из г. Геленджика все оборудование перевозилось автотранспортом до г. Тобольска, где выполнялась его погрузка на суда. Было арендовано 3 судна: комфортабельный теплоход-катамаран

«Ямал» для размещения регистрирующего оборудования и основного состава обслуживающего персонала; буксирный теплоход «Алдан» для организации «взрыв-пункта»; теплоход-сухогруз «М.Перловский», для размещения всего вспомогательного оборудования. За время перехода к месту работ вся аппаратура и оборудование были приведены в рабочее состояние.

По организационным причинам сейсмопартия приступила к производственным исследованиям на 3 суток позже относительно сроков плана-графика.

По прибытии к месту работ были выполнены навигационные исследования по картированию береговой линии и уточнению глубин в береговой части акватории.

Согласно полученным данным, проектная схема наблюдений несколько претерпела изменения. Корректировке подверглись линии пунктов взрыва, находящиеся на предельном мелководье в прибрежной части участка исследований, которые были изменены таким образом, что все участки профилей линий пунктов взрыва с глубинами от двух метров до уреза воды были снесены на изобату 2 – 2.5 м. При этом появилась возможность увеличения их длины. Корректировка ЛПВ в прибрежной зоне была согласована с супервайзером проекта.

На рисунке 2 показана схема расположения профилей ЛПП и ЛПВ в морской части Тота-Яхинского лицензионного участка после выполнения корректировки линий пунктов взрыва в прибрежной области.

После уточнения местоположения береговой линии, площадь сухопутной части съемки увеличилась на 5 км кв. Максимальный вынос приемной расстановки на берег составил 2650 м.

Всего на площади исследований размещается 44 шаблона. Отработка площади производилась по шаблонам, указанным на рисунке 2, с применением «конвейерного» способа, предусматривающего раскладку последующего шаблона при «отстреле» предыдущего.

Исследования выполнялись с применением радиотелеметрической системы «BOX» фирмы Fairfield Industries (США), включающей регистрирующий блок и радиотелеметрические буи с «мини-косами», каждая из которых оснащена четырьмя гидрофонами. При исследованиях на суше гидрофоны заменялись геофонами.

Раскладка/сборка приемного устройства на акватории осуществлялась с 5 лодок «Rib Fast 1000», каждая из которых оснащена двумя подвесными лодочными моторами YAMAHA F100. Лодки приобретены ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» в Испании с изменением базовой модели под нужды Заказчика. В процессе раскладки приемных устройств по заданным линиям приема место сброса гидрофона фиксировалось системой DGPS. При этом принималось во внимание, что поперечное смещение пунктов приема и возбуждения от проектного профиля не должно превышать10 метров, а продольное - 5 метров. Раскладка гидрофонов осуществлялась до глубин 1 метр, а далее с выходом на сушу устанавливались геофоны. В штормовую погоду лодки «Rib Fast 1000» поднимались на борт теплохода-сухогруза «М.Перловский» при помощи подъемного крана. По окончании шторма, как правило, производилась переустановка приемных устройств.

При доставке оборудования на сушу использовалось специализированное судно «Сейс-3». «Сейс-3» - это мелкосидящее маломерное судно-катамаран, специально изготовленное на судостроительном заводе в г.Санкт-Петербург по заказу ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» для выполнения наземных сейсморазведочных работ, сопутствующих морским исследованиям . Крейсерская скорость его 12 узлов обеспечивается двумя подвесными лодочными моторами YAMAHA F100. Судно имеет осадку 0.5 метра, большую вместимость, позволяющую одновременно доставлять на берег с базового теплохода необходимое количество оборудования и вездеход. Носовая часть судна - катамарана снабжена аппарелью, которая при подходе к берегу откидывается на грунт, после чего возможна выгрузка доставленного груза.

Раскладка приемных устройств на берегу осуществлялась с вездехода «Argo» по заранее подготовленным профилям линий приема. В местах, отмеченных пикетными вешками, устанавливались геофоны, так называемые «Торпеды». Установка геофона выполнялась с погрешностью, не превышающей 0.5 метра.

«Торпеда» - это группа из 6 последовательно соединенных между собой геофонов GS-20 DX, помещенных в цилиндрический контейнер, выполненный из нержавеющей стали, длиной 400 мм и диаметром 45 мм. Для облегчения задавливания контейнера в грунт в нижней его части имеется конусный наконечник. Обеспечена полная герметичность изготовления. Разработчиком и изготовителем данного устройства является ГНЦ ФГУГП «Южморгеология». Комплектование «торпеды» 6 геофонами позволяет повысить чувствительность датчика к слабым сигналам, возбуждаемым, как правило, в условиях предельного мелководья. Проведенные эксперименты показывают, что на глубине 1 метр амплитуды сигналов, регистрируемые «Торпедой» и гидрофоном, МР-24L3 близки между собой. «Торпеды» очень удобны в эксплуатации. Благодаря их прочному корпусу они могут задавливаться на большую глубину, обеспечивая контакт с твердой поверхностью, что является существенным при выполнении сейсмических исследований в летнее время в условиях тундры, где верхний оттаявший слой почвы и встречающиеся на профиле болота, являются своеобразной подушкой, поглощающие отраженный сигнал. В таких условиях, обычная конфигурация геофонов мало эффективна.

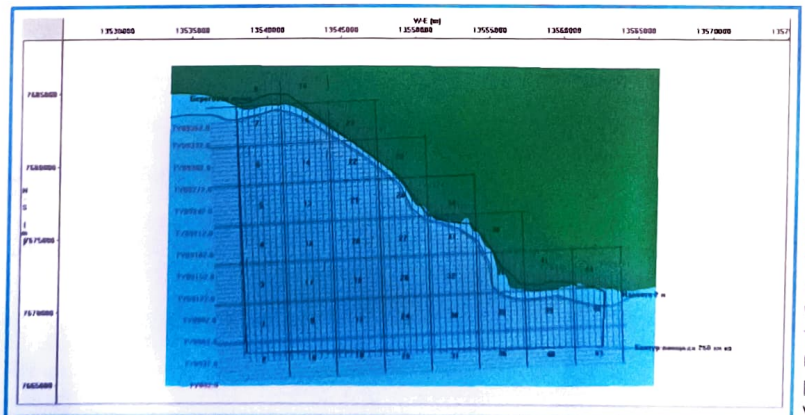


Рис. 2 Схема расположения профилей ЛПП и ЛПВ после выполнения корректировки линий пунктов взрыва в прибрежной области

После раскладки [illegible] нялось тестирование [illegible] сти, проводилась [illegible] дующих модулей, аккумуляторов, [illegible] настройки всех активных каналов, участвующих в шаблоне, снимались аппаратурные тесты, контролирующие уровень шумов геофонов/гидрофонов, утечки, сопротивление каналов и т.д. Снятые и записанные на ленту тесты, соответствующие требованиям инструкций, позволяли начать рабочую регистрацию.

Судно-источник выполняло возбуждение упругих колебаний по заданному профилю с использованием группового пневмоизлучателя с суммарным объемом 12.7 литров при рабочем давлении в камерах 138 атмосфер. Расчетные параметры группы позволяли обеспечивать излучение сигнала до 200 Гц с максимальной амплитудой (Pik to Pik) равной 28.6 бар м и подавлением пульсации газового пузыря (Pik to Bubble) - 21.3.

В процессе регистрации, которая осуществлялась на картриджи IBM 3490 в формате SEG-D, выполнялся контроль получаемых сейсмограмм на экране монитора в реальном времени, а также по их копиям на бумажном носителе. При возникающих сбоях оборудования (регистрирующего, пневматического, навигационного) выполнялась циркуляция судна-источника и «отстрел» повторялся.

Контроль за качеством раскладки приемных устройств и выполненного «отстрела» осуществлялся после отработки каждого шаблона с использованием гидрографического матобеспечения в программе HYDROpro. Оценка контроля свидетельствует, что все точки отражений находятся в пределах проектных бинов. Отклонения пунктов приема от проектного местоположения отмечены только на берегу в связи с невозможностью установки геофона в заданной точке. Координаты отклонений фиксировались.

По завершении регистрации на шаблоне производилось переформатирование сейсмических записей из формата SEG-D в формат SEG-Y с записью на DVD-диски и формировались SPS-файлы. Подготовленный материал, совместно с рапортом оператора, передавался в группу обработки на борту судна для проведения оценки качества (QC-анализ) выполненных исследований.

С целью оценки качества сейсмических и гидрографических материалов предварительная обработка и QC-анализ сейсмических данных осуществлялись на борту судна. Обработка сейсмических данных проводилась с шагом дискретизации 2 мс на персональном компьютере в обрабатывающем пакете Geocluster 4.1 по следующему графу:

1. Копирование сейсмограмм;
2. Переформатирование файлов SEGY в формат Geocluster;
3. Формирование GEOFILE (используется для восстановления заголовков трасс);
4. Формирование LIBRI XY (формирование позиций пунктов приема и пунктов взрыва);
5. Формирование позиций линий отстрела;
6. Формирование позиций линий приема;
7. Редактирование и слияние данных в пределах одного шаблона;
8. Бинирование и присвоение геометрии;
9. Коррекция заголовков трасс;
10. Формирование координат центров бинов;
11. Формирование координат точек ОГТ;
12. SPASM – пространственное сглаживание амплитуд;
13. Расчет амплитудно-частотных спектров шума и сигнала в пределах целевых горизонтов;
14. FILTR - широкополосный частотный фильтр;
15. TVDEF - спектральное выравнивание;
16. MCDEC - многоканальная предсказывающая деконволюция;
17. FILTR - частотный фильтр;
18. DYNQU - автоматическая регулировка амплитуд;
19. VESPA - расчет скоростных спектров и их пикирование;
20. BSORT - сортировка по линиям и ОГТ;
21. FANMO - ввод кинематических поправок;
22. STACK - суммирование;
23. FILTR - частотный фильтр;
24. Вывод временных разрезов по направлениям In-Line и Cross-Line.

После ввода информации в ЭВМ, на экране монитора просматривались все полевые записи.

При визуальном просмотре сейсмограмм отмечено различие в сейсмической записи на шаблонах, зарегистрированных в глубоководной, мелководной и «суша-море» частях акватории (Рис. 3).

В целом, сейсмическая запись имеет низкочастотный характер.

Типичный вид сейсмограмм с 8-ю линиями приема для рассматриваемых условий представлен на рисунках 4, 5, 6. Сейсмограммы, полученные на больших глубинах (6 - 9 м), имеют наиболее низкочастотную запись, характерную для условий с присутствием мощного слоя (порядка 1м) иловых осадков на дне водоема. В прибрежной области (мелководной и «суша-море») - для условий регистрации при отсутствии илового покрова либо при незначительном их наличии.

Анализ волновой картины показывает, что в начале записи регистрируются, по всей вероятно-

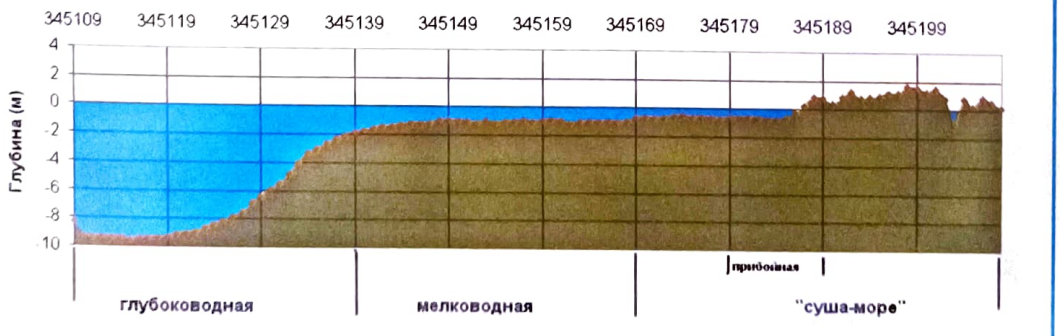


Рис.3 Распределение участков в транзитной зоне

сти, кратно-преломленные волны с кажущейся скоростью 1800 м/с. Они образуются от первой жесткой границы, залегающей на глубине 150 – 200 метров (to = 0.2с). Параметры системы наблюдений не позволяют проследить ее на временных разрезах. Далее на записи присутствуют отраженные волны до конца регистрации. От пункта взрыва, образуя конус, регистрируется звуковая волна с кажущейся скоростью около 350 м/с, у которой по мере удаления пункта взрыва от пункта приема время регистрации увеличивается, а годограф, имеющий форму крутой гиперболы, выполаживается.

Частотный состав полезных отражений для глубоководной области отмечается в интервале 3-13 Гц с пиковой частотой 7-8 Гц. Частотный состав шумов – 3-10 Гц. Отношение Ас / Аш находится в пределах 2-5 на уровне отражающего горизонта «В» (to около 2.5 с). Естественно, для более мелких отражающих границ отношение Ас / Аш более высокое.

В прибрежных районах частотный состав отражений составляет 3-23 Гц с доминантной частотой в 12 Гц.

Среднеквадратический уровень микросейсм на морских сейсмограммах составляет 1-4 мкв.

Качество сейсмического материала, полученного на участке «суша-море», несколько отличается от качества материала, полученного в глубоководной и мелководной зонах (Рис. 6), поскольку регистрация отраженного сигнала на участке «суша-море» осуществляется как геофонами, так и гидрофонами. Видно, что годографы отраженных волн прослеживаются в пределах линий приема на всех трассах сейсмограммы. Визуально можно отметить, что уровень шумов на геофонах (трассы в правой части на каждой приемной линии), как по частотному составу, так и по энергии, выше, чем на гидрофонах, а звуковая волна имеет более выраженный характер. Среднеквадратический уровень шумов геофонов находится в интервале 5-15 мкв, а отношение Ас / Аш колеблется от 0.5 до 2.

Разделяют трассы геофонов и гидрофонов записи трасс с пониженной энергией, соответствующие регистрации от гидрофонов в прибойной зоне.

Рисунок 7 «а» иллюстрирует сейсмограмму с одной линии приема, охватывающей прибрежную область суши и моря. В данном примере вынос приемной расстановки с геофонами на берег, составляет 1700 метров (35 геофонов), превышение рельефа над уровнем моря – 40 метров. Среднеквадратический уровень шумов геофонов составляет 4. 85 мкв

Минимальный среднеквадратический уровень шумов на трасах геофонов, равный 4.85 мкв, можно достигнуть только при тихой погоде. Растительность тундры (трава, мелкий кустарник) даже при незначительном ветре расшатывает верхний оттаявший слой почвы, что, естественно, повышает уровень шумов при регистрации на геофонах. Спектр отраженного сигнала имеет диапазон 5 – 23 Гц, шума 20 – 55 Гц (Рис. 7 «в»).

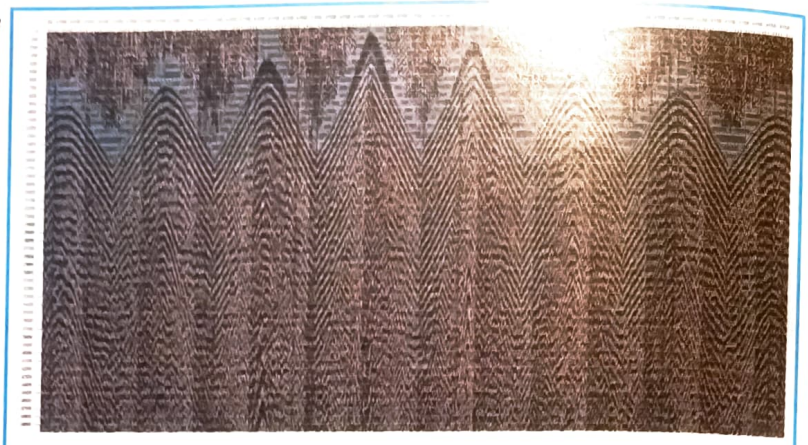


Рис.4 Типичный вид сейсмограммы с 8-ю линиями приема, полученной в условиях глубоководного водоема

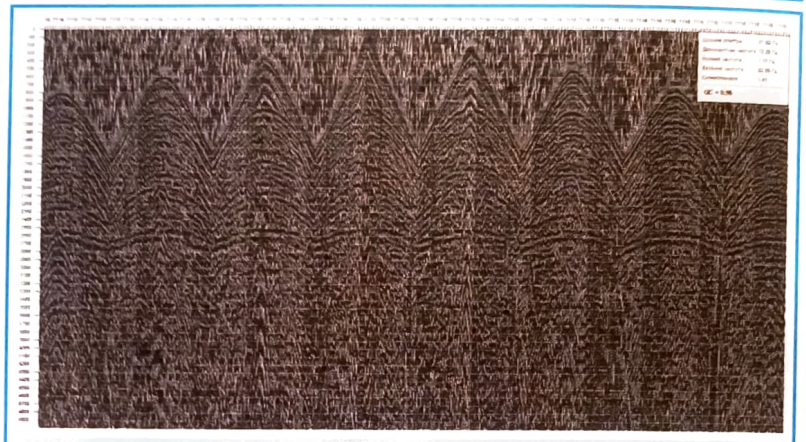


Рис. 5 Типичный вид сейсмограммы с 8-ю линиями приема, полученной в мелководной зоне

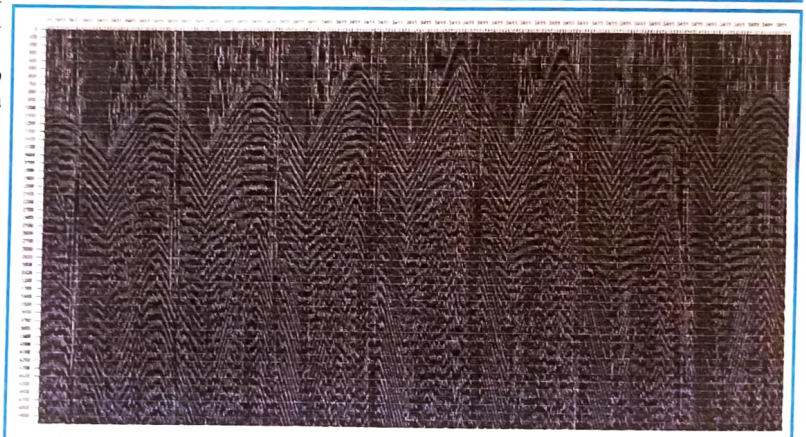


Рис. 6 Типичный вид сейсмограммы с 8-ю линиями приема, полученной в переходной зоне «суша-море»

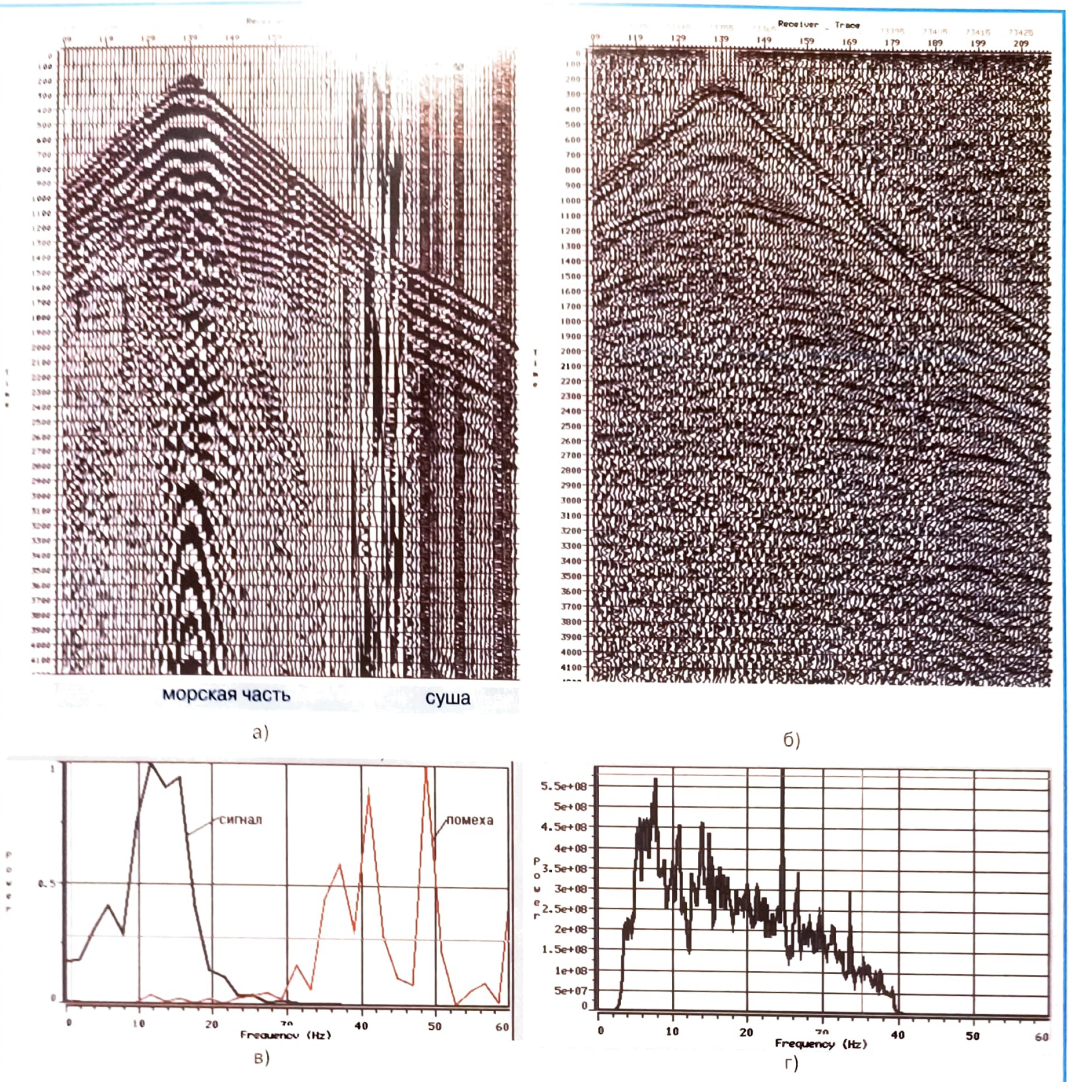


Рис.7 Сейсмограммы и их амплитудно-частотные спектры.
а) исходная сейсмограмма;
б) сейсмограмма после предобработки;
в) спектр отраженного сигнала при регистрации гидрофоном и помехи, регистрируемые геофоном;
г) спектр сейсмограммы после предобработки.

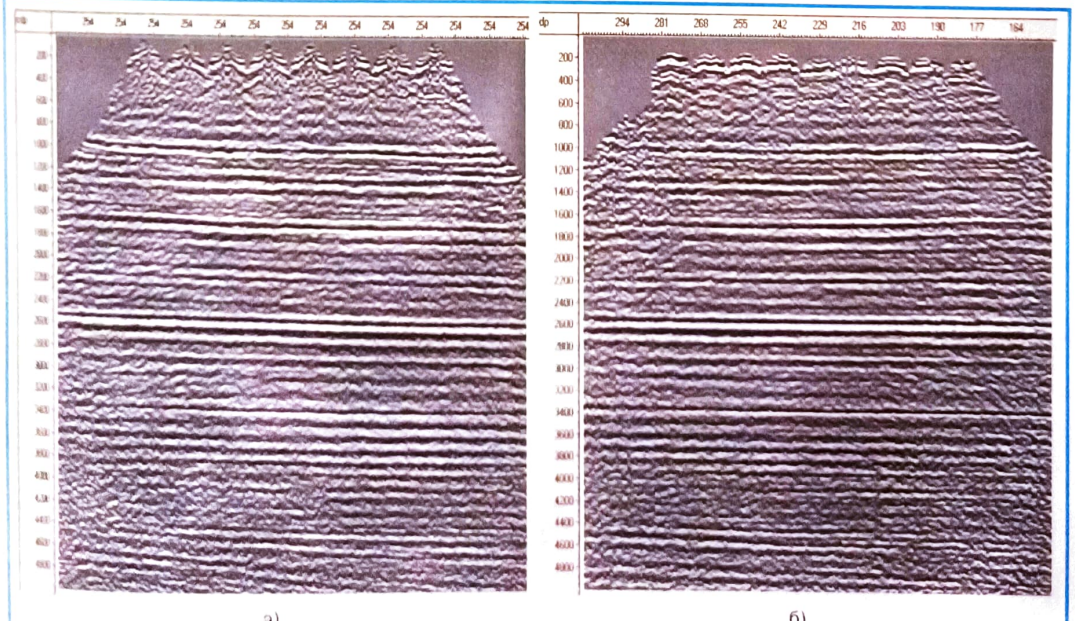


Рис.8 Временные разрез по линиям In-Line (а) и Cross- Line (б)

Различия в частотных составах спектров отраженного сигнала и помехи позволяют эффективно избавиться от последней при обработке сейсмических материалов (Рис. 7 «б»).

На рисунке 8 приведены временные разрезы по линиям In-Line и Cross- Line, полученные по материалам, зарегистрированным на акватории, а на рисунке 9 - временной разрез по линии In-Line, иллюстрирующий качество сейсмического материала при стыковке «суша-море». Временной разрез «суша-море», представленный на рисунке, получен без учета коррекции статических поправок и компенсации поправки за фазу геофонов. Следовательно, при окончательной обработке материалов можно ожидать дополнительного улучшения в прослеживании отражающих горизонтов.

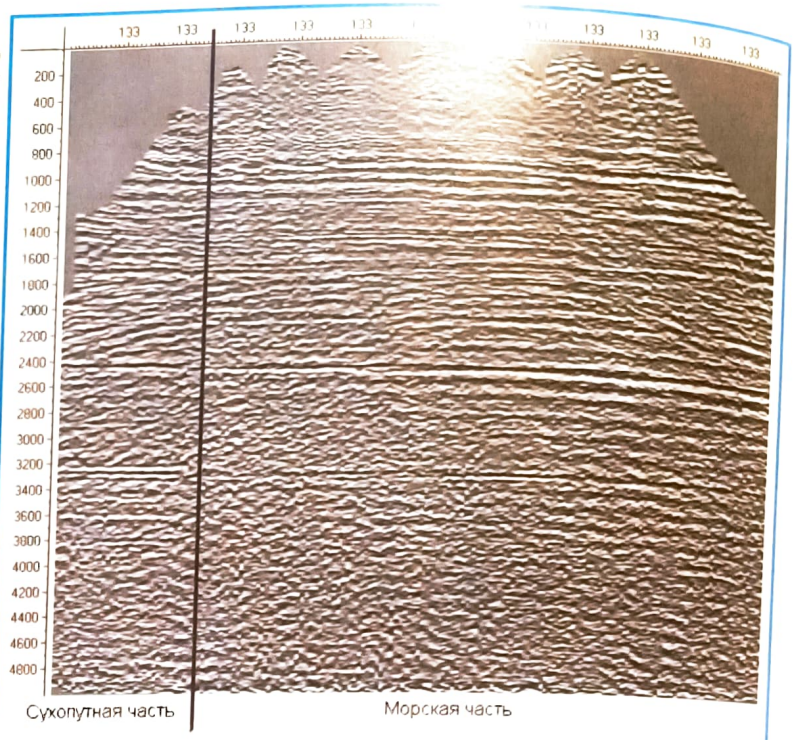


Рис.9 Временной разрез по линии In-Line в переходной зоне «суша-море»

Предобработка способствует существенному ослаблению низкочастотных волн-помех, а также повышает энергию отраженных волн, расширяет и выравнивает их частотный диапазон, что положительно сказывается на качестве результативного сейсмического материала.

Серьезным препятствием в получении качественного сейсмического материала являются прибойные зоны, где уровень воды сильно зависит от приливно-отливных и ветровых сгонно-нагонных явлений. В данном районе приливы-отливы имеют амплитуду колебаний ± 0.6 метров. В соответствии с проектом, установка геофонов предусматривается от глубины 1 метр и менее. Казалось бы, что если установить геофоны, с учетом приливно-отливных явлений, начиная с глубин 1.6 метра, то все проблемы были бы решены. Однако дополнительно существующие сгонно-нагонные процессы, обусловленные ветровыми потоками, в дополнение к приливам и отливам, изменяют уровень воды приблизительно на ± 1 метр. Нередко получалось так, что гидрофоны, разложенные до глубины 1 метр, через 4 – 6 часов, если ветер менял направление, оказывались на суше. Учесть в совокупности приливно-отливные и сгонно-нагонные явления в производственном процессе при раскладке приемной расстановки практически невозможно. Отсюда следует, что гидрофоны в прибойной зоне нередко находятся на глубинах порядка 0.5 метра, и, следовательно, чувствительность их понижается. В результате, на сейсмограммах (Рис.7 «а») появляются трассы со слабым уровнем сигнала.

Таким образом, опыт работ в прибрежной

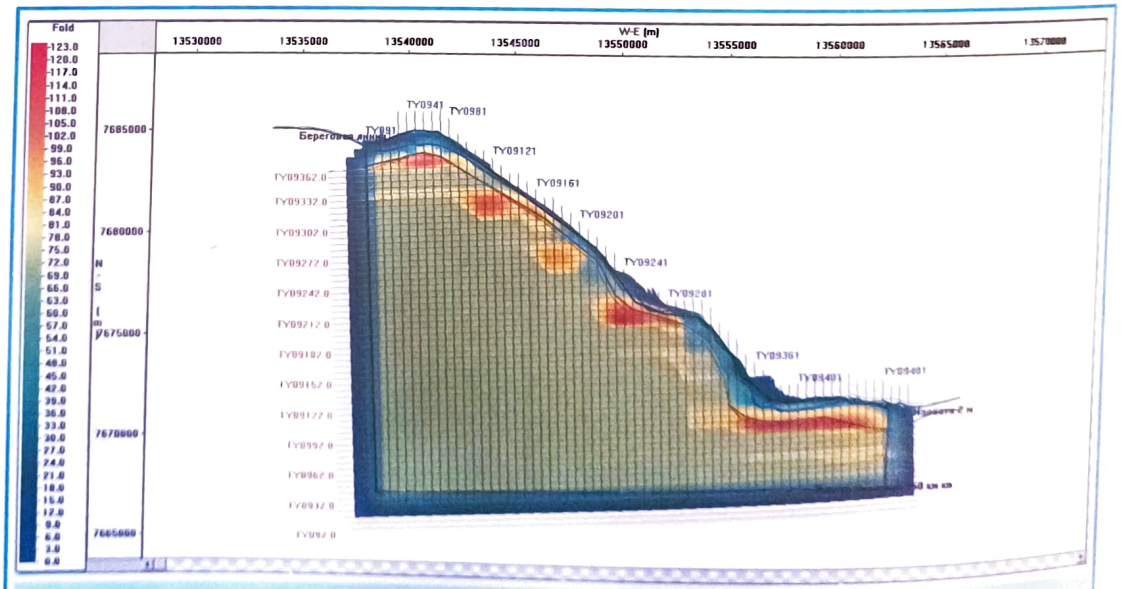


Рис.10 Распределение кратности на площади исследований

части «суша-море» показыва[ет] роль в получении качественного [сейсмического] материала на берегу и в прибойной [зоне] погодные условия.

За полевой период с 22 июля по 15 сентября 2009 г сейсморазведочная партия ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» согласно условиям договора №33600/78-09 выполнила полевые сейсмические исследования по методике 3D в транзитной зоне Тазовской губы на Тота-Яхинском лицензионном участке в полном объеме.

На рисунке 10 приведена фактическая схема распределения кратности на исследуемой площади, реализованная по дизайну съемки 3D, представленному на рисунке 2, в котором кратность перекрытия в прибрежных акваториальных частях площади в отдельных случаях достигает 124.

Новое, в отличии от проектного, расположение линий возбуждения существенно улучшило качество съемки в пределах мелководья и, благодаря 2-х метровому заглублению пневмоисточников, позволило получить более качественный сейсмический материал.

Распределение кратности перекрытия на берегу, по конуру уточненной после выполнения рекогносцировки береговой линии, колеблется в диапазоне 30-90. Учитывая то, что при исследованиях на суше и акваториях используются различные источники возбуждения и, следовательно, отраженный сигнал может иметь различную форму импульса, перекрытие съемок 3D, выполненных при возбуждении сигналов с акватории, а в последующем полученных на суше, является важным фактором для исключения ошибок в корреляции при совместной интерпретации.

В результате выполненных сейсмических [исследований] получены следующие основные [проектные параметры]:

- общая площадь съемки по контуру линии приема – 290 кв. км;
- площадь исследований лицензионного участка – 260 кв. км;
- площадь перекрытия с номинальной кратностью 72 – 232.77 кв. км;
- площадь перекрытия, равная S номинальной кратности – 266.56 кв. км;
- площадь перекрытия с единичной кратностью – 304.53 кв. км;
- количество физических наблюдений на площади – 44847;
- количество принятых физических наблюдений на площади – 44757;
- средний коэффициент качества физических наблюдений – 0.92

На рисунках 11 и 12 приведены сопоставления площадей по кратности перекрытия 72, согласно выполненному дизайну съемки и предлагаемому изначально в проекте.

Площадь с номинальной кратностью по выполненному дизайну существенно расширена и составляет 232.77 кв. км, вместо 197.49 кв. км, согласно изначальному проекту.

В целом, коэффициент качества физических наблюдений на площади работ оценивается несколько выше, чем «хорошо» - 0.92. На снижение коэффициента качества повлияли следующие причины:

- отсутствие регистрирующих каналов на сейсмограммах;
- пропуск пунктов взрыва в процессе регистрации;
- аппаратурные сбои.

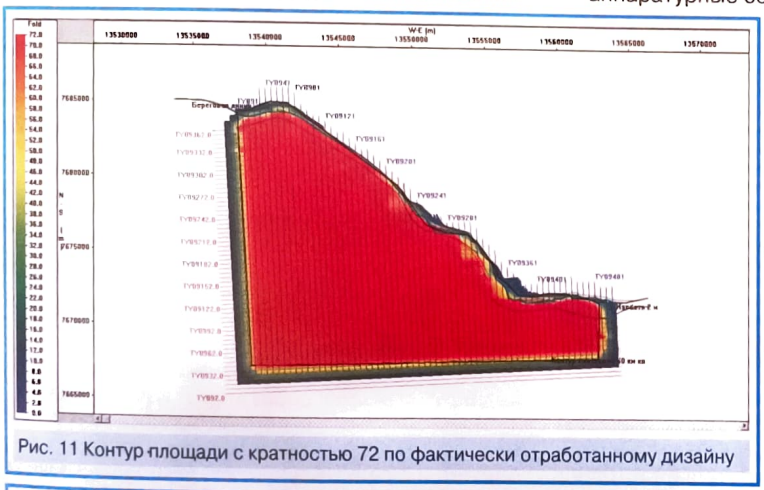


Рис. 11 Контур площади с кратностью 72 по фактически отработанному дизайну

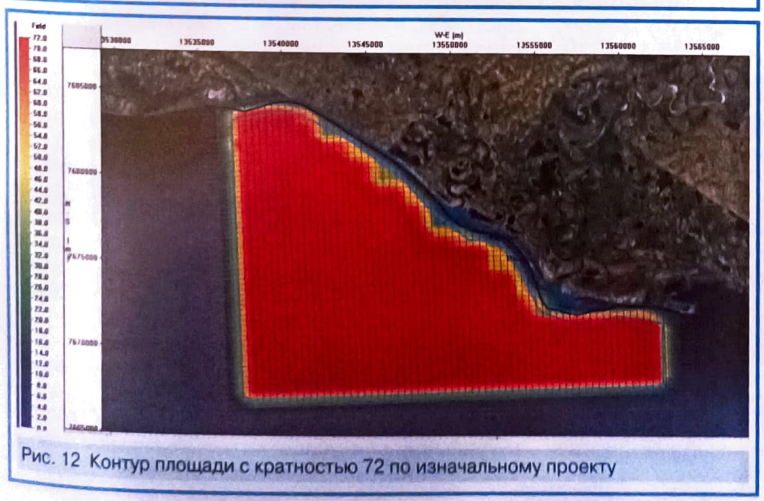


Рис. 12 Контур площади с кратностью 72 по изначальному проекту

Физические наблюдения, превышающие допуски по вышеуказанным причинам, относились к браку. Всего принято 44757 ф. н. Средний коэффициент «брака» ф. н. составил 0.2%.

Качество результативного сейсмического материала иллюстрируется на представленных предварительных временных разрезах (Рис. 13, 14), полученных по линиям In-line (соответствует линии приема TY09001) и Cross-line (соответствует линии взрыва TY09080) по всей их проектной длине.

На временных разрезах, согласно существующей стратиграфической привязке, обозначена индексация отражающих горизонтов:

- горизонт А – соответствует поверхности герцинского складчатого фундамента;
- горизонт Т – соответствует нижне-среднеюрскому комплексу, кровле триаса;
- горизонт Б – соответствует основанию полудинской серии;
- горизонт В – соответствует нижнемеловым отложениям (Ачимовская пачка);
- горизонт М – соответ-

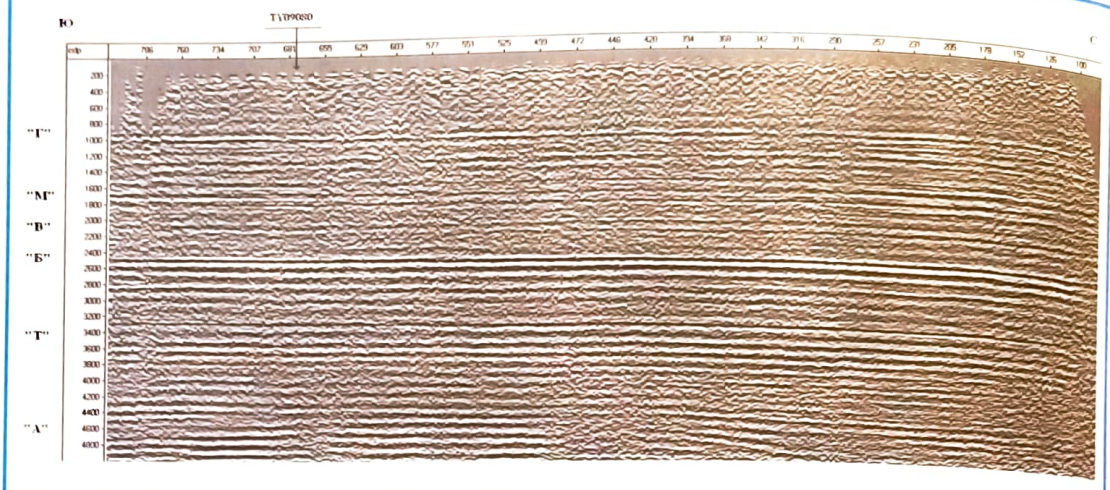


Рис. 13 Временной разрез In-line по линии профиля приема TY09001

Рис. 14 Временной разрез Cross-line по линии профиля приема TY09080

ствует апт-сеноманским отложениям;
- горизонт Г – соответствует сеноманским отложениям.

Даже на предварительных временных разрезах, просуммированных с одной скоростной кривой, применением автомьютинга, без коррекции статических и кинематических поправок, получен удовлетворительный результативный материал. С уверенностью можно констатировать, что на этапе окончательной обработки с использованием процедур коррекции статических и кинематических поправок, а так же программ трехмерной обработки, таких как DMO, миграция и т.д., будет получен сейсмический материал по кубу данных, удовлетворяющий запросы Заказчика.

Исследованный интервал осадочного чехла соответствует геологическому заданию.

Подводя итог, необходимо отметить, что ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» впервые проводила сейсмические исследования 3D в условиях Крайнего Севера, где основным фактором успеха является выполнение планового задания в ограниченном временном интервале (3 – 3,5 месяца). Опыт работ, приобретенный в условиях северных широт, чрезвычайно важен для планирования дальнейших производственных исследований и позволяет сделать следующие выводы:

1. Так как проект для отдаленных районов, как правило, составляется по априорным данным, необходимо иметь в сейсмической партии квалифицированный персонал, способный после выполнения рекогносцировки изменить первоначальный дизайн съемки без ущерба проектным условиям.

2. Чтобы не нарушить планируемый цикл работ, необходимо иметь на борту работоспособное приемные устройства (проверенные и протестированные) в количестве, заявленном в Договоре. В противном случае, после «выбраковки» отдельных элементов «косы» в начале выполнения производственных исследований планируемый цикл работ может измениться.

3. Необходимо строго соблюдать планируемые сроки этапов мобилизации сейсмической партии. Погодные условия Крайнего Севера настолько изменчивы, что, как правило, не прогнозируемы. Нередко, данные по прогнозу погоды, получаемые по Интернету из различных источников, противоречат друг другу. Пожалуй, единственное, что можно сказать с уверенностью, это то, что погода в северных широтах в июле-августе благоприятнее, чем в сентябре-октябре. Отсюда следует, что все планируемые даты, предшествующие началу полевых работ, должны выполняться своевременно. Один день, потерянный при мобилизации партии, компенсируется, как минимум, увеличением продолжительности времени полевых работ на 2-3 суток.

4. При организации полевых работ необходима четкая согласованность действий руководителей всех уровней. Крылатая фраза «руководить – значит предвидеть» является весьма актуальной для успешного выполнения плановых заданий.

EAGE
EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS

EAGE

SEG
Society of Exploration Geophysicists
The international society of applied geophysics

Генеральный спонсор
ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Санкт Петербург 2010

К новым открытиям через интеграцию геонаук

4-я Международная геолого-геофизическая конференция и выставка

5-8 апреля 2010 г.
Международный деловой центр, Санкт-Петербург, Россия

- ✓ *Приглашаем специалистов принять участие в научной программе конференции*
- ✓ *Приглашаем организации принять участие в представительной выставке, которая будет проходить при участии крупнейших российских и зарубежных компаний, работающих в области геологии и геофизики*

ВАЖНЫЕ ДАТЫ:

Начало предварительной регистрации на конференцию и выставку	1 ноября 2009 г.
Публикация научной программы конференции	15 декабря 2009 г.
Окончание регистрации по льготному тарифу	15 января 2010 г.
Окончание предварительной регистрации	15 марта 2010 г.
Начало регистрации на месте	03 апреля 2010 г.
Образовательный курс EAGE (EET IV) Усовершенствованное построение сейсмического изображения	04 апреля 2010 г.
Научно-практический семинар: Стохастические модели сейсмического описания резервуара	05 апреля 2010 г.
Торжественное открытие конференции	05 апреля 2010 г.
Студенческая программа: А Вы готовы к будущему?	08 апреля 2010 г.
Конференция и выставка	05 - 08 апреля 2010 г.

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ:

1. Региональная геология и моделирование бассейнов
2. Геологоразведочные работы на нефть и газ
3. Нефтегазовые системы
4. Анализ рисков и экономическая геология
5. Моделирование резервуаров
6. Интеграция: от геологической карты до зрелого месторождения
7. Разработка месторождений и повышение нефтеотдачи
8. Управление данными и визуализация
9. Нефтегазовая наноминералогия
10. Физика горных пород (Rock physics)
11. Сейсмическая теория и моделирование
12. Наземная сейсморазведка
13. Морская сейсморазведка
14. Обработка сейсмических данных
15. Сейсмические построения и скоростное моделирование
16. Инверсия/ AVO анализ
17. Многоволновая и скважинная сейсморазведка
18. Геологическая интерпретация сейсмических и скважинных данных
19. Новые разработки
20. Геофизические исследования скважин и анализ керна
21. Электромагнитные методы
22. Гравиметрические методы
23. Малоглубинная геофизика

С подробной информацией об условиях участия Вы можете ознакомиться на сайтах www.eage.ru, www.eage.org или в Региональном офисе EAGE в России и странах СНГ (тел./факс + 7(495) 661-92-85, +7 (495) 661-92-86, E-mail: spb@eage.ru)

Методика и технология комплексных геофизических исследований для обеспечения геологической безопасности высотного строительства (на примере Юго-Западного АО г. Москва)

Гурьев С.В., ООО "Фирма "Геосейс", г.Москва, Голосов В.П., МИРЭА, г. Москва; Захаров В.Н., Костюченко С.Л., Липовецкий И.А., Мушин И.А., ГФУП «ВНИИГеофизика», г. Москва; Сопоцько С.А., Москомархитектура, г. Москва

Массовое развитие высотного гражданского и промышленного строительства предъявляет возрастающие требования к качеству и достоверности информации об инженерно-геологических условиях территорий планируемой застройки. Увеличение этажности зданий, глубины и масштабов освоения наземного и подземного пространства приводит к усилению прямого инженерно-технического и опосредствованного (накопление стационарных изменений) влияний на приповерхностные (первые метры), глубокие (первые сотни метров) и глубинные (первые километры) горизонты геологического разреза. Сложившиеся обстоятельства определяют необходимость не только расширения объемов и видов опережающих геолого-геофизических исследований, но и совершенствования методических и технологических подходов их производства.

Всероссийский научно-исследовательский институт геофизических методов разведки (ГФУП «ВНИИГеофизика») более 25 лет осуществляет разработку, создание и внедрение в практику аппаратурно-технических комплексов, совершенствование методических приемов и способов проведения геолого-геофизических исследований, изучение, обработку и интерпретацию материалов по инженерно-геологическим условиям г. Москвы, Московского региона и других городских и промышленных центров РФ.

К основной цели предыдущих исследований относилось изучение верхней части геологического разреза, обнаружение участков нарушенного состояния среды (наличие карстовых полостей, разломов) и техногенных изменений (захороненных свалок, остатков инженерных конструкций и выработок, прорывов коммуникаций), установление и мониторинг уровня грунтовых вод и т.д. В 2007-2008 гг. по заказу Департамента городского строительства города Москвы и Москомархитектуры в рамках научно-исследовательской темы «Оценка сейсмических воздействий на здания высотной застройки на основе результатов проведения детального сейсмического районирования юго-западного сектора Москвы и анализ полученных результатов» ГФУП «ВНИИГеофизика» выполнило комплексные сейсмогеологические работы, ориентированные не только на изучение приповерхностных (первые десятки-сотни метров) горизонтов, но и на обнаружение зон глубинных разломов и оценку реакции грунтов на упругие события, вызванные землетрясениями.

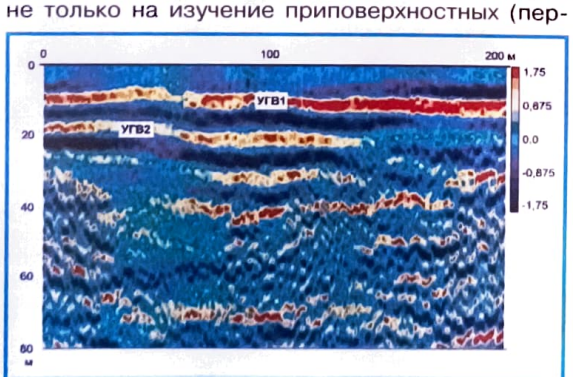


Рис. 1. Динамический разрез по продольным волнам, характеризующий положение двух уровней грунтовых вод (УГВ1 и УГВ2). ЮЗАО г. Москва.

Были применены три метода исследований: (1) малоглубинные многоволновые сейсмические работы МОГТ по профилям в оползне и карстоопасных районах; (2) наземная глубинная сейсморазведка МОГТ по профилям с рассечками; (3) сейсмологический мониторинг (организация и проведение непрерывной регистрации местных и удаленных землетрясений сетью высокочувствительных сейсмических станций).

Выполнение работ потребовало адаптации технологии сейсморазведки МОГТ и мониторинга к городским условиям, характеризующимся неравномерной плотностью городской застройки, наличием сетей ЛЭП, подземных коммуникаций, сильными техногенными шумами, движением транспортных средств, ограниченностью «свободных» территорий и невозможность выноса пунктов возбуждения за пределы расстановки сейсмоприемников.

Малоглубинные многоволновые сейсмические исследования с использованием продольных (Р) и поперечных волн преимущественно горизонтальной поляризации (SH) - наиболее эффективный способ изучения приповерхностной части геологического разреза (Голосов и др., 2001, 2004, 2008; Баев и др., 2009). Исследования проводятся в условиях естественного залегания горных пород, не нарушая сплошности геологического разреза. В дополнение к редким данным бурения скважин результаты сейсмических наблюдений обеспечивают непрерывное изучение физических свойств разреза и прослеживание границ слоев горных пород до глубины 100-150 м. на всей территории работ.

Профильные малоглубинные сейсморазведочные исследования методом многократных перекрытий (МОГТ) проведены на 9 участках Юго-западного административного округа г. Москвы. Отработано 37 линейных профилей общим объемом около 11 пог.км. Применялась сейсмостанция «Эхо» и сейсмоприемники СВ-10 и СГ-10 для раздельной регистрации продольных и поперечных волн, соответственно. В зависимости от реальных условий работ расстояние между сейсмоприемниками составляло 1, 2 и 3 м, а между пунктами возбуждения - 2, 4 и 6 м. Число каналов - 48, кратность наблюдений - 6 и 12. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось ударами молота массой 6 кг. Для возбуждения волн различной поляризации использовались специальные подставки. Накопление одиночных воздействий изменялось от 5 до 10.

В качестве систем обработки полученных сейсмических данных использовались пакеты программ «VISTA» и «SEIS WIN PRO», позволяющие производить обработку информации с этапа ввода исходных данных до получения суммарного разреза и построения куба.

Комплексное использование продольных и поперечных волн обеспечивает уверенное выделение большего числа отражающих границ, чем при применении одного типа волн. Продольными

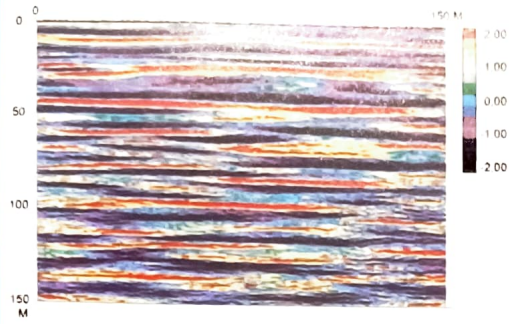


Рис. 2. Глубинный динамический разрез по данным поперечных волн. ЮЗАО г.Москва.

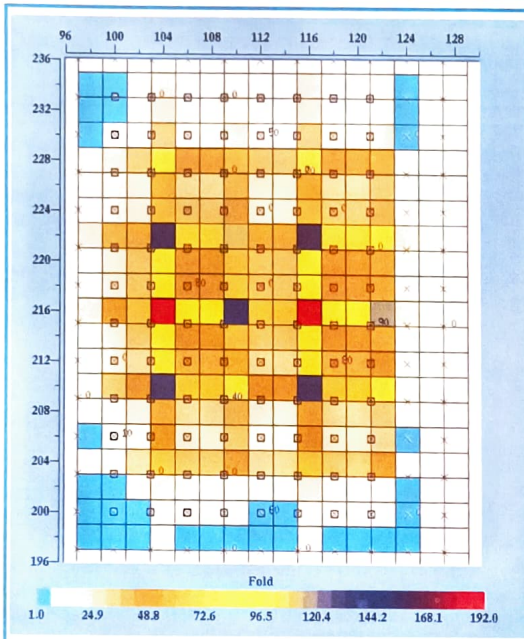


Рис. 3. Система наблюдений и кратность 3-Д исследований в ЮЗАО г. Москва.

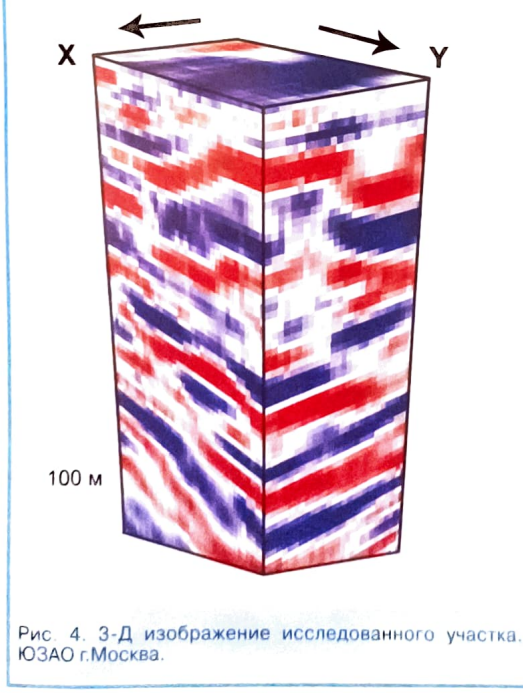


Рис. 4. 3-Д изображение исследованного участка. ЮЗАО г.Москва.

волнами, начиная от первых-нескольких метров глубины, уверенно прослеживается 1 – 2 уровня грунтовых вод (УГВ), которые являются сильными экранирующими границами для нижележащих горизонтов (рис.1). Поперечные волны характеризуются пониженными скоростями и более чувствительны к изменениям физических свойств горных пород, слагающих геологический разрез. По их данным, как правило, прослеживается от 5 до 6 устойчивых отражающих горизонтов. Применение поперечных волн обеспечило надежное прослеживание толщ мореных и подморенных отложений, кровли песчаных отложений нижнемелового возраста, кровли юрских глин и кровли карбонатных пород верхнего карбона в интервале от дневной поверхности до глубины 100 м и более (рис. 2). Выделяемые с помощью поперечных волн зоны разуплотнения (разрушения) предлагается оценивать по формуле $D = 0,3\sqrt{\lambda Z}$, где D - характерный размер (диаметр) неоднородности в горизонтальной плоскости, λ – длина волны, Z – расстояние от дневной поверхности до зоны разуплотнения. При максимальной частоте спектра SH волн, отраженных от горизонтов четвертичного возраста, около 40 Гц и скорости этих волн 2000 м/сек, на глубине 30 м распознаются зоны с горизонтальными размерами около 3–4 м.

В районе Новоясеневского проспекта выполнены площадные работы по системе профилей, обеспечивших технологию 3D исследований. Система наблюдений и кратности приведены на рис. 3. В процессе обработки реализовано основное преимущество трехмерной съемки по сравнению со стандартными профильными наблюдениями, а именно, выполнение 3D миграции. На рис. 4 показано объемное изображение исследованного участка. Горизонтальные разрезы могут быть воспроизведены для любых глубин куба. Вертикальные сейсмические разрезы по осям X и Y куба строятся по каждой из линий.

В результате выполненных работ оценены мощности и физические параметры сейсмо-геологических комплексов (толщ) геологического разреза. Установлены особенности залегания границ: субгоризонтальные, моноклинальные, дислоцированные и со смещением. На отдельных участках профилей обнаружены устойчивые нарушения корреляции сейсмических волн, интерпретируемые в качестве зон разрушения среды (рис. 5). Дополнительную информацию привносит анализ динамических свойств зарегистрированных сейсмических волн, например, для оценки модулей упругости и плотности песчаных отложений.

По совокупности установленных сейсмических и геологических признаков полученные материалы позволили оценить исследованные участки по степени инженерно-геологической опасности: безопасные, средней категории и опасные. На территории последних в обязательном порядке должны быть проведены дополнительные геофизические исследования и инженерное бурение.

Профильная глубинная сейсморазведка МОГТ-2D впервые обеспечила изучение особенностей строения осадочного чехла и кровли фундамента под г. Москва до глубины 2,0-2,5 км. Наблюдения выполнены в трех модификациях: (1) с применением импульсных источников Геотон-12 (в объеме 45,0 пог.км), (2) с высокочастотным вибрационным источником SV-5-300V (около 4,0 пог.км) и (3) с обработкой трех компонент волнового поля (11,0 пог.км).

Полевые работы проводило ООО «Геосейс» под руководством С.В.Гурьева с использовани-

ем телеметрической сейсморегистрирующей системы SERCEL428 и цифровых акселерометров DSU3. Расстояние между сейсмоприемниками составляло 10 м, между пунктами возбуждения – 20 м. Применена симметричная система наблюдений. Кратность, зависимости от длины профиля, - 7–75. Максимальная длина расстановки – 1600 м, количество активных каналов до 300.

Для получения наиболее качественных материалов при использовании электродинамических импульсных источников Геотон–12 (Фирм «Геосейс») необходимо их группирование в количестве не менее 4-х на базе 10 м при 26 воздействиях на 1 физ. наблюдение. При возбуждении среды высокочастотным вибрационным источником SV-5-300V (ЗАО «Геосвип») оптимальными признаны следующие параметры: Тсв - 16 с, Тзап - 3 сек, количество накоплений - 12, частота - до 240 Гц (рис. 6).

Изучение строения ВЧР и расчет априорных статических поправок проводились методом первых вступлений на сейсмограммах МОГТ с использованием программного обеспечения фирмы Green Mauntain Geophisics, Inc. (GMG) Millennium Series Software включающего систему GeoScrible (ввод геометрии и контроль качества анализируемых материалов).

Обработка полученных материалов выполнена на базе комплекса ULTRA SPARC - 2 в обрабатывающей системе ProMAX и системе интерпретации Discovery-2D. Обработка съемки 2D-3C (X,Y,Z – компоненты) осуществлена в ООО "Геофизические Системы Данных" с использованием системы ProMAX компании Landmark и системы IST 3MP компании ГСД. Геологическая интерпретация выполнена с применением методики спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза (Мушин и др., 2008; Mushin et al., 2000).

Глубинные исследования МОГТ проводились на территории района Хорошево-Мневники, в Филевском парке и в природно-историческом парке «Битцевский лес». В результате проведенных работ составлен комплект сейсмических разрезов, сейсмо-формационных моделей и структурно-тектонических схем, отражающих глубины залегания сейсмо-геологических границ, мощности отложений, структуру рифейского и вендкайнозойского комплексов осадочного чехла, положение разломов. Рис. 7 иллюстрирует эффективность сейсморазведочных работ в Нижних Мневниках. На территории «Битцевского парка» впервые инструментально установлен ориентированный в субширотном направлении глубинный и оперяющие к нему разломы в палеозойской части разреза (рис. 8). По результатам интерпретации с применением СВАН технологий разломы классифицированы на проницаемые и непроницаемые (рис.9). Проницаемые разломы могут обеспечивать поступление подземных вод в приповерхностные горизонты земли и, таким образом, контролировать размещение и развитие карстовых процессов.

Для установления связи между глубинными и приповерхностными неоднородностями геологического разреза необходимо комплексирование результатов малоглубинной и глубинной сейсморазведки МОГТ, полученных на одних и

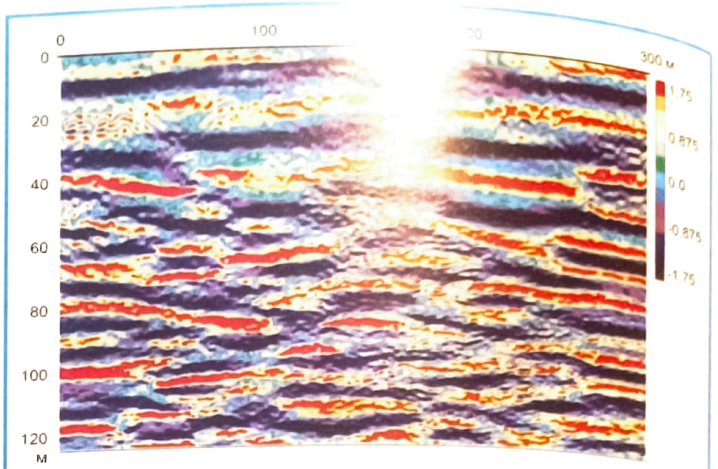


Рис.5. Глубинный динамический разрез по данным поперечных волн, отражающий нарушенную среду. ЮЗАО г.Москва.

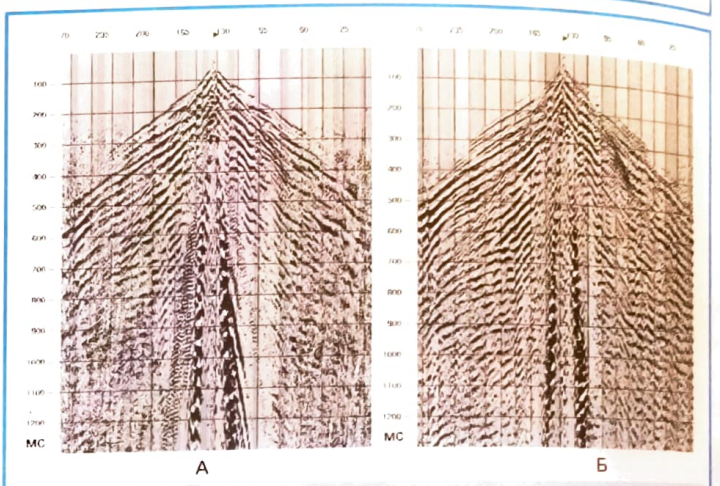


Рис. 6. Исходные сейсмограммы, полученные на одном и том же пункте наблюдений, с применением в качестве источника возбуждений группы Геотон-12 (А) и высокочастотного вибратора SV-5-300v (Б)

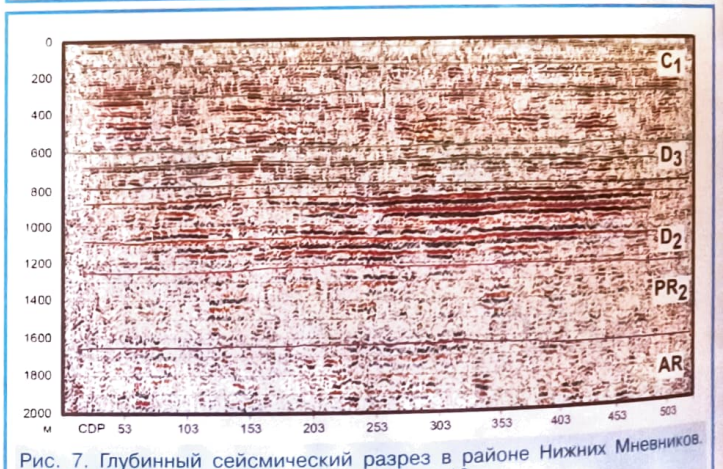


Рис. 7. Глубинный сейсмический разрез в районе Нижних Мневников. ЮЗАО г. Москва. Применена группа Геотон-12

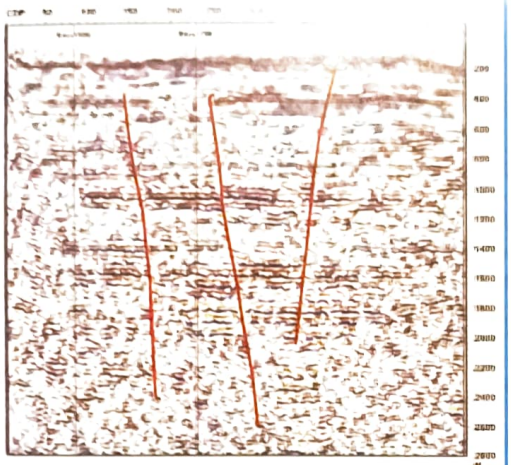


Рис. 8. Глубинный сейсмический разрез на территории Битцевского парка, иллюстрирующий структуру недр и положение глубинных разломов. ЮЗАО г. Москва

тех же профилях. С целью обеспечения безопасности строительства высотных зданий и сооружений необходимо сгущение сети фактических наблюдений по всем видам работ.

Сейсмологический мониторинг включал непрерывную регистрацию землетрясений с 15 сентября 2007 года до окончания 2008 г. шестью автономными цифровыми четырехканальными станциями «Дельта-ГЕОН», размещенными по территории г. Москвы и ближнего Подмосковья (Табл.1). В качестве датчика сейсмических колебаний применялся электродинамический низкочастотный трехкомпонентный сейсмоприемник СК-1П (велосиметр), имеющий одну вертикальную и две горизонтальных компоненты, расположенные ортогонально. Перед началом работ была определена идентичность всех сейсмических каналов (сейсмического тракта) используемой аппаратуры. В процессе наблюдений осуществлялся контроль АЧХ сейсмических каналов и внутренних часов регистраторов.

Регистрация сейсмической информации производилась ежесуточно непрерывно с 00 час. 01мин. до 23 час.58 мин. по Гринвичу в полосе частот 0,1- 15,0 Гц в режиме "Безусловная запись", а в 00 час. 00 мин. автоматически выполнялась «калибровка» сейсмических каналов. За сутки объем получаемой сейсмической информации достигал 0,4-0,5 GB. Съем записи с флэш-карт каждого регистратора выполнялся периодически один раз в 2-3 дня.

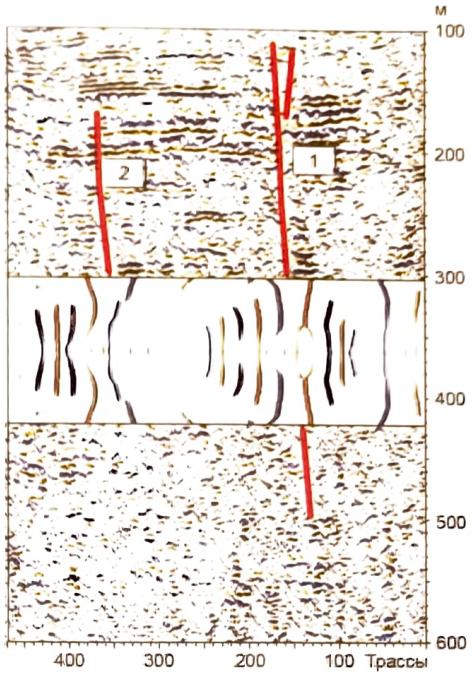


Рис. 9. Выделение экранирующего (1) и проводящего (2) тектонических нарушений на основе СВАН-технологий. Битцевский парк, ЮЗАО г.Москва

Для правильного выбора параметров регистрации проведен анализ частотного состава полезных событий (близкие и удаленные землетрясения), фона промышленных помех и его уровня. Сейсмические материалы просматривались и обрабатывались программой WINRSS и

Табл.1. Пункты сейсмического мониторинга и времена прихода P и S волн от удаленных землетрясений

Событие \ ПН	Тип волн	Апрелевка (ПН1)	Троицк (ПН2)	г. Москва			
				Ясенево (ПН3)	Волгина (ПН4)	Чертаново (ПН5)	Н.Красносельская (ПН6)
Греция 08.06.08 г. To = 12 ч. 25 м. 29,71 с.	P	12ч. 30м. 08,290с.	12ч. 30м. 09,016	12ч. 30м. 11,113	12ч. 30м. 11,850	12ч. 30м. 11,355	
Байкал 27.08.08 г. To = 01ч. 35м. 29,3 с	P	01ч. 42м. 57,097с.	01ч. 42м. 55,801с.	01ч. 42м. 54,833с.	01ч. 42м. 55,833с.	01ч. 42м. 57,081с.	01ч. 42м. 53,210с.
Гиндукуш 06.10.08 г. To = 05 ч. 47 м. 38 с.	P	05ч. 53м. 30,618с.	05ч. 53м. 28,522с.	05ч. 53м. 28,650с.	05ч. 53м. 28,729с.	05ч. 53м. 28,153с.	
Китай 05.10.08 г. To = 15 ч. 52 м. 49 с.	P	15ч. 58м. 48,649с.	15ч. 58м. 46,553	15ч. 58м. 46,555с.	15ч. 58м. 47,290с.	15ч. 58м. 46,050с.	15ч. 58м. 46,171с.
Северный Ледовитый океан To = 10 ч. 00 м. 46,2 с.	P	10ч. 08м. 56,810с.	10ч. 08м. 57,545с.		10ч. 08м. 56,188с.	10ч. 08м. 56,921с.	10ч. 08м. 55,065с.
Северный Кавказ 11.10.08 г. To = 09 ч. 06 м. 09 с.	P	09ч. 09м. 21,401с.		09ч. 09м. 22,089с.	09ч. 09м. 22,475с.	09ч. 09м. 20,730с.	09ч. 09м. 21,977с.
	S	09ч. 11м. 38,266с.		09ч. 11м. 43,865с.	09ч. 11м. 45,611с.	09ч. 11м. 43,002с.	09ч. 11м. 45,801с.

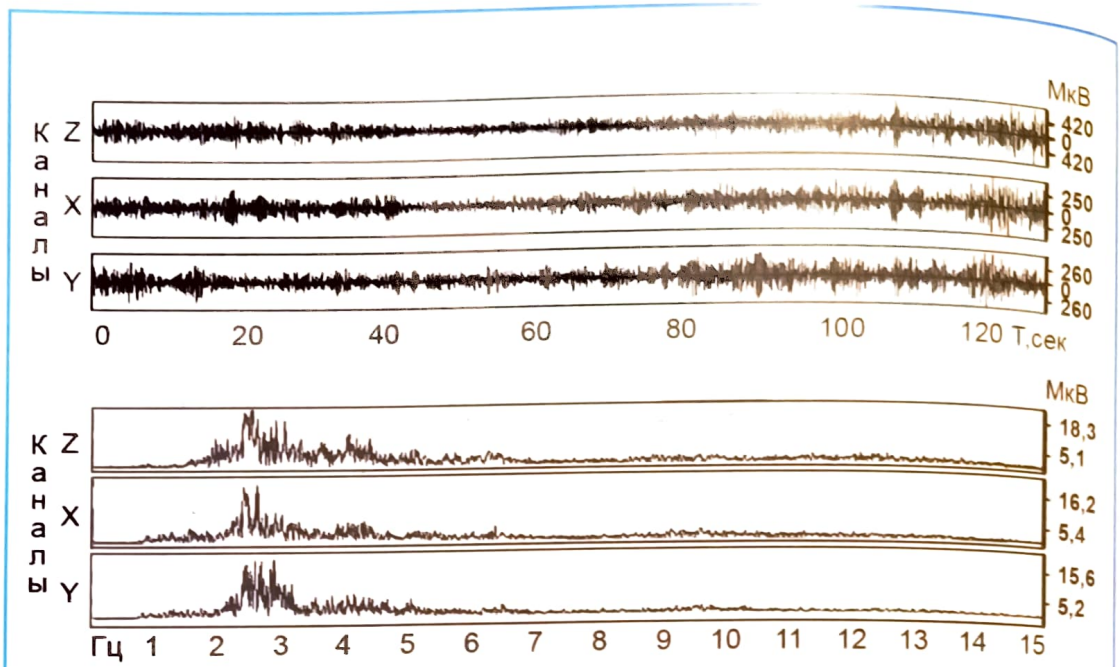


Рис. 10. Фон промышленных помех и его спектр на пункте наблюдения в ЮЗАО г. Москва

программами, составленными в Центре ГЕОН.

В результате работ получены записи далеких землетрясений с магнитудой 5,3 баллов и выше и составлен каталог зарегистрированных событий. Из-за высокого уровня помех, вызванных работой предприятий, строительством, движением автотранспорта и т.д., не все, даже достаточно сильные, землетрясения можно уверенно выделит на записях без применения низкочастотной фильтрации 0,1-1,2 Гц. Выделение и просмотр местных событий, по всей вероятности, практически невозможен, так как их частотный состав близок частотному составу помех, а амплитуда меньше. Для уменьшения уровня помех рекомендуется погружение сейсмометров в скважины на глубину 200-400 м.

Анализ времен прихода P-волн и S-волн от удаленных землетрясений, зарегистрированных на станциях мониторинговой сети в период с 08.06.2008 г. по 11.10.2008 г. (Китайских, Индийского, Байкальского, Грозненского и др.), показал, что на территории юго-западного сектора г.Москвы существуют временные различия, которые могут свидетельствовать о нахождении регистрирующих сейсмостанций в различных блоках земной коры (Табл.1). Эти блоки по-разному реагируют на сейсмические воздействия далеких землетрясений независимо от азимута прихода и должны учитываться при проведении детального сейсмического районирования. Для повышения надежности информации и более точного определения контуров блоков необходимо сгущение сети сейсмологического мониторинга до 1 пункта наблюдения на 10-25 кв.км. Для оценки степени воздействия приходящих землетрясений на здания высотной застройки желательно установить по 2 пункта наблюдения на нескольких конкретных высотных зданиях: один пункт наблюдения в подвальной части, а второй на верхнем этаже.

Заключение.

Материалы комплексных геофизических исследований, полученные в производственных объемах на территории Юго-западного административного округа г. Москвы, показали их эффективность при решении инженерно-геологических задач под строительство высотных зданий и сооружений. Разработаны и опробованы методические и технологические аспекты производства работ. Очевидна не только необходимость продолжения подобных исследований в крупных городах, промышленных агломерациях и в районах расположения особо важных объектов для оценки геологической безопасности строительства и установления причин возникновения аварийных ситуаций, но и введение их в регламентирующие документы планирования и производства изыскательских работ.

Литература:

1. Баев А.А., Голосов В.П., Захаров В.Н., Костюченко С.Л., Липовецкий И.А. Обоснование безопасности строительства высотных зданий в юго-западном секторе г. Москвы по результатам инженерно-геофизических исследований. Инженерные изыскания. 2009. № 6. С.64-67.
2. Голосов В. П., Захаров В.Н., Костюченко С.Л., Липовецкий И.А. Малоглубинная сейсморазведка – эффективный инструмент московских градостроителей. Инженерные изыскания. 2008. С. 76-80.
3. Голосов В.П., Федотов С.А., Тимофеев В.В., Федотов А.С. Аппаратурно-методический комплекс для малоглубинных сейсмических исследований. Разведка и охрана недр. 4. 2001. С.45-47.
4. Голосов В.П., Гурова Е.А., Ерхов В.А., Тимофеев В.В., Федотов А.С. Высокоэффективная мобильная многоволновая сейсморазведочная технология малоглубинных исследований. Разведка и охрана недр. 7-2004. С.14-17.
5. Мушин И.А., Копилевич Е.А., Лисунова О.В. Методики спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза. «Геофизика», М., №3, 2008, с.22-28.
6. Mushin I.A., Makarov V.V., Kozlov E.A. and Lowrie A. Structural-formational interpretation tools for seismic stratigraphy. Geophysical Prospecting 48, 953-983, 2000.

Техника и тех[illegible]сейсмической разведки в условиях Припятской впа[illegible]

Баранов С.А., Управление полевых сейсморазведочных работ ПО «Белоруснефть», г. Речица, Республика Беларусь

В Республике Беларусь перспективными в нефтегазоносном отношении территориями являются Припятский прогиб, Оршанская и Подлясско-Брестская впадины.

Месторождения с промышленными запасами нефти открыты только в Припятском прогибе.

Разведанность территории Припятской впадины очень высокая, но из мирового опыта известно, что для того, чтобы разведать оставшиеся 20% ресурсов, необходимо затратить такие же средства, которые были затрачены на разведку 80% ресурсов.

В середине 90-х годов в Белорусии были внедрены принципиально новые технологии геологоразведочных работ, включающие следующие направления:

- возможность проведения сейсморазведочных работ 3D со взрывными и невзрывными источниками сейсмических сигналов;
- топогеодезическое обслуживание на базе использования систем спутниковой навигации GPS;
- использование специализированного программного пакета проектирования сейсмических съемок 2D и 3D с дальнейшей адаптацией созданных проектов к изменениям, происходящим в процессе реализации проектов;
- компьютеризированный контроль качества получаемой информации непосредственно в процессе выполнения полевых работ;
- применение программных средств контроля уровня нелинейных искажений, утечек, взаимных влияний при возбуждении и регистрации упругих колебаний;

В условиях Припятской впадины (резко выраженной солянокупольной тектоники), характеризующейся узкими и глубокими прогибами с амплитудой, соизмеримой с амплитудами положительных структурных форм, практически невозможно проложить профиль вкрест простирания границ раздела, поскольку угол падения и азимут непрерывно меняются вдоль линии наблюдения и по глубине. Это влечет за собой необходимость регистрации отраженных волн, распространяющихся в различно направленных плоскостях. Вот почему в период с 1996 года по 2009 год Управлением полевых сейсморазведочных работ были применены различные методики 3D - от узкоазимутальных (4 линии приема по 120) до широкоазимутальных (12 линий приема по 160 каналов).

Отличительной особенностью исследований объектов в Припятской впадине является необходимость получения качественной информации в диапазоне глубин 400-5000 м и более. Целевые горизонты залегают на больших глубинах, а прослеживание мелко - и среднезалегающих горизонтов необходимо для коррекции статики и построения достоверных пластовых моделей для процедуры миграции. Это обстоятельство вынуждает применять соответствующие системы наблюдений с набором минимальных и максимальных удалений.

Несмотря на глубокие изменения в методике полевых сейсморазведочных работ, основным проблемным вопросом остается расширение мгновенного динамического диапазона амплитуд и частотного диапазона регистрируемых колебаний. Существенное улучшение динамических характеристик сейсмической записи можно получить, в основном, только при применении технологий, максимально учитывающих поверхностные условия. Следует отметить, что наиболее успешно геологические задачи решались там, где в качестве источника сейсмического сигнала использовались взрывы. Это объясняется тем, что большинство площадей, на которых приходится в последние годы работать, связаны с мощными торфяниками и заболоченными участками. Бурение взрывных скважин осуществляется с помощью установок УРБ-2А-2 и УРБ-4Т. Для подрыва скважинных зарядов применяются системы синхронизации взрыва «Pelton», укомплектованные системами GPS.

Вибрационные источники сейсмических сигналов являются эффективным средством получения сейсмической информации в местах, где необходимо провести исследования с наименьшим ущербом для окружающей среды. В управлении накоплен большой опыт эксплуатации виброисточников СВ-30/120М и СВ-18/120 производства ОАО «Сейсмотехника», оснащенных французской системой управления VE-416, которая позволяет управлять процессом возбуждения сейсмических сигналов в автоматическом режиме и контролировать работу виброисточников в реальном времени.

Для оценки характеристик волнового поля и эффективности применения многоволновой сейсморазведки в условиях Припятской впадины в декабре 2008 года, Управление полевых сейсморазведочных работ провело опытные работы с использованием трехкомпонентных акселерометров DSU-3 и TCC 428 XL компании Sercel.

Повышенный интерес к трехкомпонентным наблюдениям обусловлен тем, что они дают не только опорную информацию для корректной интерпретации сейсмических материалов, но в ряде случаев используются и для непосредственного решения литолого-стратиграфических и промысловых задач изучения продуктивных коллекторов. Преимущества совместного использования продольных и поперечных волн создают возможность более точного определения свойств пород, прогноза литологии и выявления трещиноватости.

Оборудование нового поколения на основе технологии MEMS-систем характеризуется постоянными во всем диапазоне амплитудной и фазовой характеристиками, что расширяет динамический диапазон и увеличивает разрешенность записи.

В условиях Припятского прогиба, когда на многих хорошо изученных территориях объектами поиска являются малоамплитудные поднятия и краевые части месторождений, точное восстановление структурной поверхности глубоких горизонтов становится чрезвычайно важной задачей. Работа «классической» однокомпонентной сейсморазведки на продольных волнах успешно использовалась на протяжении многих лет. При решении большинства производственных задач открывались и уточнялись структурные построения. В связи с увеличением доли сложнопостроенных неструктурных ловушек нефти и газа стандартные методические приемы, применяемые при сейсмических исследованиях, уже не обеспечивают уверенного решения поставленных геологических задач. В связи с этим необходимо постоянное опробование и внедрение новых технологий ведения работ для увеличения достоверности прогноза и эффективности геофизических исследований.

Государственное геофизическое предприятие „Укргеофизика" – на рынке геофизических услу[illegible]аине

Бегаль А.С., Музыка В.В., Пясецкий Г.В., Ромасенко В.Н., Толкуно[illegible]
ГГП «Укргеофизика», г. Киев

Государственное геофизическое предприятие „Укргеофизика" со своей более чем 50-ти летней историей и сегодня занимает ведущее место на рынке геофизических услуг в Украине.

Вот фрагменты из истории создания геофизической службы в Украине:

1930 год - принято решения Правительства СССР о передаче геофизических партии, работающих в Украине, Украинскому районному геологическому управлению (г. Киев);

1932 год - в Украинском геологическом тресте организована геофизическая служба;

1939 год - геофизическая служба подчинена тресту „Укрнефтеразведка";

1941 год - геофизическая служба выделена в самостоятельное предприятие - Украинское отделение Государственного Союзного геофизического треста;

1951 год - Украинское отделение Государственного Союзного геофизического треста реорганизовано в трест „Укрнефтегеофизика";

1957 год - трест „Укрнефтегеофизика" реорганизован в трест „Укргеофизразведка";

1979 год - трест „Укргеофизразведка" реорганизован в производственное объединение „Укргеофизика";

1991 год - Производственное объединение „Укргеофизика" реорганизовано в Государственное геофизическое предприятие „Укргеофизика".

В настоящее время ГГП „Укргеофизика" - это 14 обособленных подразделений, около 4 тысяч работников.

Основные виды работ и задачи, которые решает предприятие:

- региональное изучение и геологическое картирование (сейсмические, гравиметрические, магнитометрические и электроразведочные работы);
- подготовка под параметрическое и поисково-разведочное бурение объектов и площадей, перспективных на нефть, газ и другие виды полезных ископаемых;
- геофизические исследования и работы в скважинах для изучения геологического разреза и оценки его производительности;
- поиск месторождений твердых полезных ископаемых и подземных вод;
- специализированные работы по экологии, инженерно-геологические и другие виды исследований;
- подготовка геофизической основы под геолого-съемочные работы разных масштабов;
- обработка информации, комплексная интерпретация и обобщение геолого-геофизических материалов.

Основными заказчиками работ являются предприятия НАК „Нефтегаз Украины", НАК „Недра Украины", ОАО „Укрнефть", „Регал Петролеум Корпорейшн Лимитед" и другие предприятия различных форм собственности. Проводятся также работы с такими известными компаниями, как: SHELL, FERREXPO, HELLENIC PETROLEUM и другие. ГГП „Укргеофизика" является членом Ассоциации АИС, Евро-Азиатского геофизического общества, Украинской нефтегазовой академии Украины (УНГА) и других организаций, имеет опыт проведения сейсморазведочных работ за пределами Украины.

Фактически все месторождения углеводородов, а это больше 350, открыты на территории Украины при участии специалистов ГГП „Укргеофизика". И здесь, безусловно, решающую роль играет интеллектуальный потенциал, накопленный за время существования предприятия. Сегодня на предприятии работают 15 кандидатов наук, 12 академиков и членов-корреспондентов УНГА. Золотым фондом предприятия являются почти 2 тысячи инженерно-технических работников предприятия, которые работают в Прикарпатье, в горах Карпат, на территории Днепрово-Донецкой впадины, в степях Донетчины и Луганщины, Таврийских степях, в сердце Украины - Полтавщине, Черниговщине, Харьковщине, на землях Крыма, шельфе Черного и Азовского морей...

Независимой Украине уже 18 лет. Было время, когда предприятие было монополистом на рынке геофизических услуг, но в Украине уже появились геофизические фирмы, как правило, с частным капиталом. Вхождение Украины в ВТО, в свою очередь, расширяет конкурентную среду и, безусловно, приведет к жесткой конкурентной борьбе за место на рынке геофизических услуг.

Основное значение в этой борьбе имеют две составляющие:

- умелое использование возможностей и условий рынка. Это, прежде всего, знание законодательной базы Украины: Законов Украины, нормативно-правовых актов геологической отрасли, лицензирования, разрешительной системы, правовых отношений с владельцами земель и т.п.. ГГП „Укргеофизика" в полной мере владеет этими вопросами.
- знание геологии Украины.

И здесь, безусловно, предприятие стоит на первом месте в рейтинге. Ведь „за плечами" предприятия уже более 50 лет работы.

Вот мы и вышли на чисто производственную деятельность предприятия.

Проектирование работ. Здесь ГГП „Укргеофизика" вне конкуренции. Ведущие места в первых двух составляющих, еще раз посмотрите их, обеспечивают первенство и в проектировании, тем более что это подкреплено накопленной за более чем 50 лет информацией, имеющейся в

...дах предприятия. В том ч...
...ормацией, которая является ...
...м предприятия. Все это обеспе...
...наиболее эффективное проек...
...определение методик и технологий исследований, в том числе необходимой техники.

Большое значение в конкурентной борьбе имеет возможность использования новейшей техники. Но и здесь ГГП „Укргеофизика", как говорится, „не пасет задних". При проведении полевых работ используются современная аппаратура и оборудование, что обеспечивает высокое качество работ:

- регистрирующие системы: Input/Output System Four AC, Input/Output - 2000, Intrormatin, Bizon, Прогресс - Т-2, Прогресс - Т-155;
- взрывные, вибрационные и пневматические источники возбуждения упругих колебаний типа: ANV-IV-362, Sercel Nomad 65, СВ-20-150, СВ-10-80, СВ-5-150 и скважинные пневматические источники;
- буровые станки УРБ-2А, УРБ-2,5А;
- многоканальные скважинные сейсмические зонды;
- спутниковые системы привязки GPS;

Постоянная оптимизация в соответствии с геологическими задачами систем наблюдений, условий возбуждения и приема - является гарантией эффективности работ.

Имеющаяся аппаратура и оборудование обеспечивают выполнение геофизических исследований в скважинах глубиной до 7000м., с температурами до 175-200°С, давлением до 150 МПа, что, в свою очередь, обеспечивает:

- стратиграфическое и литологическое расчленение разреза скважин;
- выделение коллекторов, определение их фильтрационно-емкостных свойств;
- определение характера насыщения;
- контроль траектории и технического состояния скважин;
- контроль за разработкой месторождений и капитальным ремонтом скважин;
- решение задач по определению положения технических элементов в скважинах;
- контроль качества цементажа эксплуатационных колонн и их технического состояния;
- определение профилей притока, причин и источников обводнения, гидродинамических параметров пластов, коэффициента остаточной нефтенасыщенности коллекторов;
- промышленно-геофизические исследования в горизонтальных скважинах и боковых стволах;
- геохимические и геолого-технологические исследования скважин;
- исследование скважин опробователями пластов на трубах и каротажном кабеле;
- отбор керна кернозаборниками на кабеле;
- проведение интенсификации добычи взрывными и вибрационными методами;
- ликвидацию аварий в скважинах с использованием энергии взрыва;
- сбор и хранение, интерпретацию и обобщение геолого-геофизической информации по скважинам и месторождениям.

Возьмем, для примера, этап подготовки к проведению полевых работ. Согласование с землепользователями, получение разрешений (лицензий) на использование взрывных материалов, перевозка и использование источников ...зирующих излучений... - все это только ...шая часть подготовительных работ. А вопрос использования и обслуживание геофизической аппаратуры? И здесь ГГП „Укргеофизика" вне конкуренции! В составе экспедиций имеются лаборатории измерительной техники, которые осуществляют:

- ввод оборудования в эксплуатацию;
- техническое обслуживание геофизической аппаратуры и ее ремонт;
- контроль выполнения регламентных работ по проверке технических и метрологических показателей геофизической аппаратуры и ее соответствия установленным требованиям.

Безусловно, наличие новейшей аппаратуры очень важно. Но не менее важным является обеспечение оперативного и качественного обслуживания данной аппаратуры.

В составе лабораторий измерительной техники всех 11 экспедиций есть автономные подразделения – калибровочные лаборатории, прошедшие аттестацию в соответствии с Законом Украины "О метрологии и метрологической деятельности" и отраслевых нормативных документов.

Наличие разнопрофильной аппаратуры вызвало необходимость создания на базе Приднепровской ГРЭ, ДГЭ „Днепрогеофизика", КГФ „Крымгеофизика" базовых организаций метрологической службы Госгеолслужбы по сейсморозведочным, гравиразведочным, электроразведочным работам. Данные базовые организации аттестованы с привлечением Национального научного центра "Институт метрологии" Госпотребстандарта Украины.

Этап проведения геофизических исследований аккумулирует все вышесказанное. И здесь большое значение имеет многолетний опыт специалистов предприятия, которые обеспечивают постоянный контроль соблюдения технологии работ, соответствия технических и метрологических характеристик геофизической аппаратуры требованиям нормативных и эксплуатационных документов и, безусловно, требованиям инвесторов. При этом первоочередным является контроль соблюдения природоохранного законодательства Украины, а также охраны труда. Эта сторона деятельности предприятия находится под неусыпным контролем представителей созданного заказчиками института супервайзеров, который является для ГГП „Укргеофизика" инструментом постоянного взаимодействия с инвесторами работ, дисциплинирующим и повышающим ответственность за результаты работ фактором на всех уровнях производства - от первых руководителей до непосредственных исполнителей.

И вот получены результаты исследований. Далее проводится обработка и интерпретация сейсмической информации, которая осуществляется как в специализированном Технологическом центре (г. Киев), так и в региональных вычислительных центрах экспедиций предприятия. Используются персональные компьютеры, объединенные в локальные сети, с общим количеством рабочих мест - больше 70. Безусловно, на сегодняшний день Технологический центр ГГП „Укргеофизика" вне всякой конкуренции в Украине.

Обработка результатов сейсморазведки 2D и 3D осуществляется с использованием программного продукта PROMAX компании Land-

mark. Для построения глубинно-скоростных моделей используется пакет Geodepth компании Paradigm.

На предприятии разработана собственная оригинальная технология обработки (2,5 D), которая позволяет без проведения дополнительных полевых работ, трансформировать материалы прежде выполненной сейсморазведки 2D в сейсмический куб.

Интерпретация сейсмических материалов осуществляется с применением пакетов INPRES-5, GeoGraphix, Seis-X, Integral Pius, Seis Work.

На завершающем этапе работ выполняется комплексная интерпретация всей имеющейся геолого-геофизической информации, что обеспечивает эффективное определение основных исследуемых характеристик объектов, в том числе:

- внешняя и внутренняя структуры;
- стратиграфическая приуроченность и генезис;
- прогнозирование зон развития коллекторов;
- моделирование резервуаров;
- оптимизация местонахождения поисковых разведывательных и эксплуатационных скважин.

На предприятии создан банк геолого-геофизических данных, который постоянно пополняется и обеспечивает надежное хранение информации для ее многоразового использования при обработке и интерпретации.

Время идет и требует новых подходов к управлению. Реалии текущего момента рынка геофизических услуг таковы, что предприятиям, для того чтобы выжить в нынешних условиях, необходимо внедрять современные технологии управления. Наличие и успешное использование таких технологий - мощное преимущество, которое позволяет предприятию опередить своих конкурентов. Решение этих вопросов является одним из наиболее приоритетных для руководства ГГП „Укргеофизика". С привлечением специалистов консалтинговой фирмы SGS-Украина была разработана и сертифицирована на соответствие требованиям ISO 9001:2000 система менеджмента качества. В стадии разработки находятся системы экологического менеджмента и здравоохранения и безопасности труда (с учетом требований ISO 14001:2004 и OHSAS 18[illegible] ответственно). В финансово-экономи[illegible]ельности предприятия внедряется [illegible], в том числе система бюджетирова[illegible]шое значение придается вопросам сох[illegible] и поддержания интеллектуального потен[illegible]. Лицензированный учебный комбинат предприятия осуществляет подготовку и переподготовку специалистов необходимых предприятию профессий: каротажников-перфораторщиков, рабочих для выполнения взрывных работ (наземных и в скважинах), бурильщиков для буровых установок, машинистов каротажных подъемников, зав. складами взрывных материалов, руководителей взрывных работ и других.

Восстанавливается забытое старое - объединение усилий производства и учебных заведений в подготовке специалистов. Примером может служить взаимодействие Приднепровской ГРЕ с Днепропетровским Национальным горным университетом по созданию на базе сейсморазведочного полигона экспедиции производственно-учебного центра для подготовки специалистов - геофизиков.

Выход на рынок Украины мощного частного капитала ставит перед предприятием необходимость проведения новой маркетинговой политики. Время, когда государство в лице Государственной геологической службы было главным, монопольным заказчиком геофизических работ, ушло в прошлое. К сожалению, тенденция снижения заказов на проведение геофизических исследований, а также низкая дисциплина расчетов инвесторов за выполненные работы, в свою очередь, вынуждает предприятие совершенствовать работу с инвесторами, заказывающими сравнительно небольшие объемы работ. Т.е. предприятию надо быть более мобильным и здесь возникает множество организационных, технических и финансовых проблем. Но ГГП „Укргеофизика" к этому готово и проводит плановую реструктуризацию предприятия.

Конечно, все выше сказанное лишь часть того, что сделано в ГГП «Укргеофизика», чтобы соответствовать реалиям времени. И тот факт, что ГГП «Укргеофизика» и в настоящее время занимает лидирующие позиции на рынке геофизических услуг в Украине, свидетельствует о том, что предприятие развивается в правильном направлении.

Геофизики России понесли невосполнимую утрату....

24 ноября 2009 г. на 80-м году жизни скончался Николай Андреевич Савостьянов – бессменный президент МОО ЕАГО. Ушёл из жизни человек, отдавший весь свой многолетний опыт, знания и силы благородной цели – служению геофизике и через неё – служению Отчизне.

Заслуга Николая Андреевича в деле объединения геофизиков России под знаменем ЕАГО в трудные 90-е годы XX века неоспорима. Вся деятельность этой общественной организации под его руководством была направлена на защиту интересов России, на защиту интересов геофизики, на защиту интересов геофизиков - разработчиков, - приборостроителей, - практиков. От нас ушёл высококлассный специалист, друг и товарищ, поэт и лирик.

Саратовское отделение ЕАГО, редакция журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» выражают родным и близким Николая Андреевича, коллективу МОО ЕАГО, всем, кто знал Николая Андреевича свои глубокие соболезнования и скорбят вместе с ними...

Компании ION и BGP объявляют о создании совместного предприятия по наземному сейсмическому оборудованию

ION получит от BGP 175 млн. долларов

Основная часть долга ION будет погашена или рефинансирована при заключении сделки

ХЬЮСТОН (США) и ПЕКИН (Китай), 23 октября 2009 г. ION Geophysical Corporation (NYSE: IO) и BGP Inc., ведущая мировая геофизическая компания, сегодня объявили о подписании Протокола о намерениях по созданию совместного предприятия, которое будет заниматься поставками оборудования для наземной сейсморазведки по всему миру. Это СП объединит инновационные достижения ION в области наземного оборудования и опыт BGP в проведении наземных сейсмических работ и превратится в новое предприятие, обладающее ресурсами, технологией и опытом, необходимыми для предоставления новейших продуктов и услуг в глобальном масштабе.

Компания ION значительно улучшит свое финансовое положение благодаря денежным поступлениям от BGP в размере 175 млн. долларов. Взамен BGP получит 51-процентную долю в СП и 16,66% долю самой компании ION. До создания совместного предприятия ION также получит от BGP еще до 40 млн. долларов в виде промежуточного финансирования. После закрытия этой сделки ION сможет рефинансировать и сократить свою долгосрочную задолженность и возобновить кредитную линию в увеличенном объеме. В общем, в результате этой сделки ION рассчитывает собрать ликвидные средства в размере свыше 100 млн. долларов за счет полученных денежных средств и резерва в виде возобновляемой кредитной линии.

Боб Пиблер, главный управляющий компании ION, прокомментировал это так: «Наш совет директоров и старшее руководство рады участвовать в создании этого гибкого партнерства с BGP. История сотрудничества ION и BGP насчитывает уже более двух десятилетий, и каждая из этих компаний внесла свой вклад в развитие и успех партнера. Результатом данной сделки станет не только появление нового глобального лидера в области наземного сейсморазведочного оборудования, способного реализовать ценные возможности на самых быстроразвивающихся геофизических рынках, но и улучшение финансового положения ION благодаря существенному сокращению долга компании».

Ван Тецзюнь, президент BGP, добавляет: «Являясь долгие годы заказчиком ION, компания BGP всегда восхищалась стратегией и продуктами ION, которые доказали свою способность повышать производительность, безопасность и экологическую эффективность сейсморазведочных работ на суше. Объединяя свои усилия в этом новом СП, мы верим в возможность совместить производственные знания, опыт и все больше расширяющийся портфель наземного сейсмического оборудования BGP с инновационными продуктами и культурой ION, чтобы превратиться в ведущую компанию XXI-го века в области технологий наземной сейсморазведки. Целью ION и BGP при создании нашего совместного предприятия будет предоставление продуктов и полевых услуг не только BGP, но и всем подрядчикам, проводящим наземные сейсмические работы во всем мире. Продажа продуктов и предоставление полевых услуг как для собственных сейсмопартий BGP, так и сторонним сейсмическим подрядчикам является проверенной отраслевой моделью, которая принесет выгоду широкому геофизическому сообществу и сотням сейсмопартий, работающих во всех уголках планеты».

Сделка подлежит проверке на соответствие нормативным требованиям и должны быть получены соответствующие разрешения от государственных органов США и Китая, что ожидается в I квартале 2010 года. Перед закрытием сделки компании ION и BGP подадут добровольное уведомление о сделке на рассмотрение в Комитет по иностранным инвестициям в США (CFIUS) – правительственный межведомственный комитет, председателем которого является Министр финансов.

Протокол о намерениях был единогласно принят компанией BGP и советом директоров ION и не требует одобрения со стороны акционеров ION. Банковская группа, обслуживающая ION, увеличила размер ее кредитования до величины, достаточной для совершения сделки.

Основные аспекты, связанные с СП

Долевым взносом компании ION в совместное предприятие станут активы ее подразделения Land Imaging Systems и интеллектуальная собственность, включая линейки систем ARAM, Aries ®, Scorpion ® и FireFly ®, а также подразделения по наземным датчикам VectorSeis ® и вибросейсмическому оборудованию, но без подразделения по аналоговым геофонам Sensor. Все остальные подразделения ION, включая Marine Imaging Systems, Concept Systems, Data Management Solutions, GXT Imaging Solutions, Integrated Seismic Solutions (ISS) и BasinSPAN ™ (библиотеки сейсмических данных), останутся в составе ION и не войдут в СП.

Компания BGP в качестве долевого взноса предоставит для СП свое наземное сейсмическое оборудование и интеллектуальную собственность, в том числе инновационную наземную регистрирующую систему, находящуюся в данное время в разработке, свое вибросейсмическое подразделение и различные вспомогательные подразделения по наземному сейсморазведочному оборудованию. Подразделение BGP по геофонам, включая связанные с этим СП с участием BGP и третьих компаний, не войдут в новое СП.

51% акций СП будут принадлежать BGP, а 49% – ION. Управление совместным предприятием будет осуществляться советом директоров, в который войдут представители обоих владельцев. Совет будет назначать руководителей, утверждать стратегические и оперативные планы и определять направление и эффективность деятельности компании.

С учетом материальных и нематериальных активов, вносимых в качестве взносов в СП обеими сторонами, денежные средства, уплачиваемые компанией BGP компании ION в отношении совместного предприятия, составят 108,5 млн. долларов.

Эффект в отношении акционерного капитала и долга ION

При закрытии сделки по созданию совместного предприятия компания ION передаст примерно 23,8 миллионов своих обыкновенных акций компании BGP, в результате чего BGP будет принадлежать около 16,66% выпущенных обыкновенных акций ION. Объем средств, вырученных компанией ION от продажи акций, соста-

вит примерно 66,6 млн. долларов. После закрытия сделки ION введет в свой совет директоров представителя BGP в дополнение к уже работающим девяти его членам.

До создания совместного предприятия ION также получит от BGP до 40 млн. долларов в виде промежуточного финансирования. Если компания ION выберет весь объем промежуточного финансирования в размере 40 млн. долларов, то в оставшийся объем промежуточного финансирования перейдет примерно 14,3 миллиона обыкновенных акций ION и компания будет кредитована под залог около 23,8 миллиона обыкновенных акций ION, подлежащих передаче компании BGP при закрытии сделки.

Компания BGP приняла на себя обязательство рефинансировать непогашенную долгосрочную задолженность ION в размере 106,3 млн. долларов при закрытии сделки.

ION использует часть полученных от сделки средств на выплату и списание непогашенного долга в 98 млн. долларов по текущему возобновляемому кредиту и 35 млн. долларов долга за приобретение компании ARAM в сентябре 2008 года.

При закрытии сделки по созданию совместного предприятия ION получит новый возобновляемый кредит на 100 млн. долларов.

Потенциальные выгоды от объединения усилий в области наземного сейсмического оборудования

Данное совместное предприятие обеспечит ION приоритетный доступ к крупнейшему в мире подрядчику по наземной сейсморазведке, на которого работают 110 сейсмопартий по всему миру.

Объединение активов и работ в рамках совместного предприятия создаст возможности для расширения объема и масштаба деятельности и повышения эффективности производственной цепочки по всему СП, что позволит более своевременно предоставлять продукты заказчикам с меньшими затратами.

Результатом этой сделки станет объединение преимуществ компании ION в области инновационного наземного оборудования с расширяющимся портфелем геофизических продуктов и производственным опытом наземных сейсмопартий BGP для разработки и полевых испытаний новых продуктов СП с целью обеспечения надежности, качества и производительности работ для всех заказчиков.

Данное СП объединит в себе технологию наземного оборудования и производственный опыт обеих компаний, для того, чтобы инженерные группы СП смогли разрабатывать инновационные, ведущие на рынке наземные регистрирующие системы, 3-компонентные (многоволновые) датчики и вибросейсмическое оборудование.

Финансовым консультантом ION по этой сделке была компания Evercore Partners, а BGP консультировали компании Goldman Sachs (Asia) L.L.C. и Morgan Stanley Asia Limited .

О компании ION

ION Geophysical Corporation является ведущим поставщиком геофизических технологий, услуг и решений для глобальной нефтегазовой отрасли. Продукты компании ION позволяют компаниям, занимающимся поиском и разработкой месторождений, получать изображения геологической среды более высокого разрешения, снижая риски, связанные с поисково-разведочными работами и разработкой месторождений, а подрядчикам по сейсморазведке – более эффективно проводить свои исследования. Дополнительные данные о компании ION опубликованы на сайте www.iongeo.com.

О компании BGP

BGP является одним из ведущих мировых геофизических подрядчиков. Услуги компании включают в себя проведение сейсмических съемок 2D, 3D, 4D, трехкомпонентные съемки, а также 3D ВСП – работы, наиболее часто требующиеся для решения задач заказчиков. Помимо сейсмики, BGP проводит гравиметрические, магнитометрические, электромагнитные и геохимические изыскания. Компания также регулярно предоставляет услуги по геологическим исследованиям для энергетической отрасли в Китае и за рубежом. Дополнительные данные о компании BGP опубликованы на сайте www.bgp.com.cn.

Информация в настоящем документе содержит некоторые прогнозные заявления в смысле, определенном в разделе 27A Закона о ценных бумагах от 1933 г. и в разделе 21E Закона о фондовых биржах от 1934 г. Такие прогнозные заявления включают заявления в отношении выгод от сделок, будущих продаж и развития рынка, будущей ликвидности и уровня денежных средств, будущей эффективности, будущей разработки продуктов, количестве обыкновенных акций, непогашенных в будущем, и прочие заявления, не являющиеся историческим фактом. Фактические результаты могут существенно отличаться от описываемых в этих прогнозных заявлениях. Все прогнозные заявления отражают различные допущения и включают некоторые риски и неопределенности. Эти риски и неопределенности включают риски, связанные с требуемыми нормативными разрешениями, сроками выпуска и разработкой будущих продуктов и услуг, экономическими и изменяющимися кредитными условиями, интеграцией деятельности, предложениями конкурентов и вызванным этим ценовым давлением; риски того, что источники средств могут оказаться неприемлемыми для компании ION; а также риски влияния технологических и рыночных изменений на номенклатуру продукции. Дополнительные факторы риска, которые могли бы повлиять на фактические результаты, периодически указываются компанией ION в ее документах, подаваемых в Комиссию по ценным бумагам и биржам, включая годовой отчет по форме 10-K на конец последнего года (31 декабря 2008 г.) и квартальные отчеты по форме 10-Q.

Контактная информация

ION (финансовый отдел),
Брайан Хэнсон (Brian Hanson), +1 281.879.3672, Финансовый директор

ION (отдел связей со СМИ)
Крис М . Фридеманн (Chris M. Friedemann), +1 281.879.3690, Старший вице-президент по коммерческому развитию

BGP (отдел связей со СМИ)
Чжу Цианъ (Zhu Qiang), +86 312.382.1463, Заместитель главного экономиста – BGP International

НОВАЯ ЭРА НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

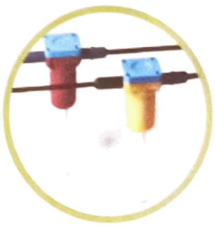
FireFly
Бескабельная наземная регистрирующая система

Vib Pro
Система синхронизации

Shot Pro II
Система синхронизации для взрывных работ

VectorSeis
Точечный многокомпонентный датчик

Системы наземной сейсморазведки



Sensor SM-24
Аналоговый сейсмоприемник

ARIES
Наземная кабельная регистрирующая система

Scorpion
Наземная кабельная регистрирующая система

AHV-IV
Вибратор на колесной базе

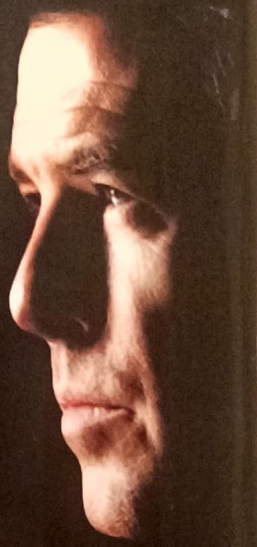
НЕОБХОДИМЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ

Для получения наилучших результатов требуются наилучшие технологии. Наземное оборудование компании ION позволяет регистрировать сейсмические данные в любой среде и при любых геологических условиях. Целое поколение подрядчиков признает системы Scorpion® и ARIES™ стандартом по эффективности и надежности. Система FireFly™ в 2009 году была награждена премией Hart's Award в области инженерных инноваций и относится к новому поколению бескабельных наземных систем сейсморазведки. Мы предлагаем полный комплекс оборудования от регистрирующих систем до виброисточников, от аналоговых сейсмоприемников до цифровых датчиков VectorSeis® для многоволновых съемок.

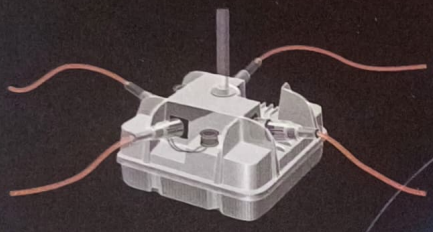
Столкнулись со сложными условиями при проведении работ?
Обратитесь в ION.

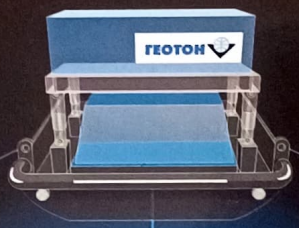
ion
[GEOPHYSICAL WITH INNOVATION]

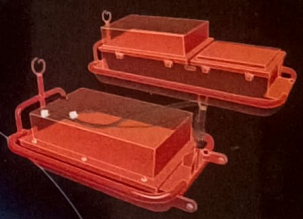
ГРУППА КОМПАНИЙ «ГЕОСЕЙС» ПРЕДСТАВЛЯЕТ:



Настоящий сейсмо-РАЗВЕДЧИК должен быть СНАРЯЖЕН И ОСНАЩЕН



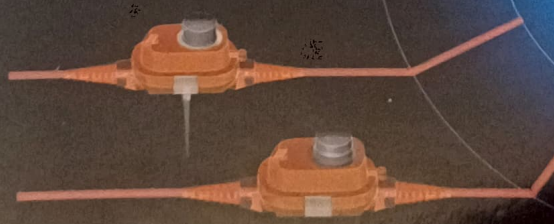




Аренда геофизического оборудования: импульсные и вибрационные источники сейсмических сигналов, сейсмостанции с наземной телеметрией, сейсмоприемники.

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