

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ

04/2013

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ИТОГИ полевых сезона

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Регистрация и обработка сейсмических данных в арктических условиях
Российский рынок геофизического сервиса 2010 - 2013 гг



Объединяя стихии...



XZone
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



Bottom Fish

ДЛЯ РАБОТ
НА МОРЕ



Marsh Line

ДЛЯ РАБОТ
В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ



Fly Lander

ДЛЯ РАБОТ
НА СУШЕ



353477 Россия, Краснодарский край, г.Геленджик, ул.Ручейная,8
т.:(86141)26615, ф.:(86141)26601
office@intromarin.ru, www.intromarin.ru

ТЕМА НОМЕРА:

Итоги полевого сезона

НАШИ ПАРТНЕРЫ**КОЛОНКА РЕДАКТОРА**

Что год грядущий нам готовит

Главный редактор журнала П.А.Турлов 5

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Интегрированный подход к реализации крупномасштабных широкоазимутальных сейсморазведочных проектов

от планирования до выполнения работ 6

Ужакин Б. А., Горбачев С. В., Кобзарев Г. Ю., Волков В. Р.,
Егоров А. А., Костин Т. В.Об оптимальных глубинах возбуждения сейсмических колебаний при
использовании взрывного источника и атрибутивном анализе
качества полевого материала 18

Большбат В.М.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D с использованием
бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR 30

Гафаров Р.М., Муртаев И.С. , Лицкий В.П., Хакимов Р.Т.

Опробование технологии бескабельного сбора полевой сейсмической
информации при выполнении опытных работ в предгорных районах
Республики Ингушетия и Чеченской Республики 39

Орлов В.В., Бусыгин А.И., Панченко А.И.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫКомпьютер-терминал полевой телеметрической системы 428XL
под операционной системой Red Hat Enterprise Linux Workstation v5.4 46

Цыренжапов Б.С.

«Приборы и системы разведочной геофизики»

Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Учредитель
СРО МОО ЕАГО**Издатель**
ООО «ИнформГеофиз-
Сервис»**Директор**
Турлов П.А.**Адрес издательства**
410019, г. Саратов,
ул. Крайняя, д. 129
Тел. (8452) 64-14-32**Главный редактор**
Турлов П.А.
paturlov@mail.ru**Выпускающий редактор**
Кузнецов И.М.**Координатор проекта**
Матвеев С.А.**Верстка**
Мокроусов Д.В.**Обложка и оформление**
Мокроусов Д.В.**Web сайт**
psrgeo.ru**Тираж отпечатан**
в типографии ООО
«Формат» т.: 39-33-77
Тираж: 300 экз.**Подписано в печать**
02.12.2013**Дата выпуска**
24.12.2013Издание зарегистрировано
в Министерстве РФ по делам
печати, телерадиовещания
и средств массовых коммуни-
каций за номером ПИ №77-7906
от 27.04.2001

© Турлов П.А., составление, 2013

© ООО «ИнформГеофизСервис»,
оформление, 2013**От редколлегии**Ответственность за подбор
и изложение фактов в статьях
несут авторы. Редколлегия может
публиковать статьи, не разделяя
точки зрения авторовФото для обложки
предоставлено компанией
"СГЭ" филиал ФГУП "НВНИИГ"

Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин	51
Гужиков А.Ю.	

Использование сигналов с опорной плиты и инертной массы вибратора в методике вибросейсмических работ	62
Жуков А.П., Колесов С.В.	

Обеспечение синхронности и контроля работы импульсных электромагнитных источников сейсмических волн «Енисей»	71
Щадин П.Ю.	

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

310 км вдоль русла Нижней Тунгуски	79
Крутов А.Л., Схинас С.Н.	

Регистрация и обработка сейсмических данных в арктических условиях	83
Шон Л. Райс, Тим Дадли, Кёрт Шнайдер, Рэй Дж. Пирс, Брайан Хорн, Скотт Кэмерон, Роберт Блёр, Чжен Чжен (Джо) Чжоу	

ЗАМЕТКИ СУПЕРВАЙЗЕРА

Проблемы отечественной сейсморазведки	97
Рябошапко С.М.	

ЭКОНОМИКА

Российский рынок геофизического сервиса 2010-2013гг	103
Лаптев В.В.	

НАШИ ПАРТНЕРЫ



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY



Что год грядущий нам готовит

■ Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Исследователи и практики нефтегазовой отрасли, а также все так или иначе ею интересующиеся, стремятся заглянуть в недалекое будущее: какие же изменения принесет наступающий 2014 год? Предсказания – дело неблагодарное, но к прогнозам экспертов, тем не менее, стоит прислушаться.

В 2014 г. Всемирный банк (ВБ) ожидает роста российской экономики лишь на 3,1%. Ранее эксперты ВБ прогнозировали рост на 3,5%.

Всемирный банк отмечает, что экономика России приближается к пределу своих потенциальных возможностей. Темпы роста замедляются из-за ослабления спроса, обусловленного факторами циклического характера (высокая зависимость от экспорта нефти и газа) и структурного характера (наличие неконкурентоспособных отраслей и неконкурентных рынков).

В 2014 году Всемирный банк ожидает ухудшения состояния платежного баланса РФ. По мнению экспертов Банка средняя цена на нефть в 2014 г. составит \$104 за баррель.

Как утверждают аналитики Wall Street Journal со ссылкой на собственное исследование, уже в 2013 году США заняли первое место по суммарному производству нефти и природного газа, потеснив при этом Россию. Так уже в июле 2013 г. США произвели нефти и газа в количестве, аналогичном 22 млн баррелей нефти, против 21,8 млн баррелей, произведенных Россией. Стремительный рост уровня добычи в США стал возможен благодаря новейшим технологиям добычи и расширению производства сланцевой нефти и сланцевого газа в штатах Техас и Северная Дакота.

Одновременно американский импорт сырой нефти за последние пять лет сократился на 15%, а природного газа — на 32%.

Поскольку США являются очень крупным потребителем энергии, расширение добычи нефти и газа в США сделало доступным большой объем энергоносителей, производимых традиционными экспортерами нефти и газа, для других покупателей, что, учитывая высокую зависимость РФ от экспорта нефти и газа, ничего хорошего для российской экономики не сулит.

Между тем правительство РФ продолжает выверять долгосрочную стратегию развития экономики, однако с ее диверсификацией и уходом от «нефтегазовой иглы» особых подвижек пока не видно.

Но, как говорится, поживем – увидим. А пока о более позитивном – о том, что журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» готовит для своих читателей в 2014 г.

В 2014 г. выпуски журнала будут посвящены следующей тематике:

1-ый выпуск - Геофизика ВЧР – современное состояние, проблемы и их решения;

2-ой выпуск - Бескабельные сейсмические технологии;

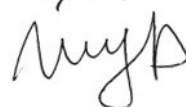
3-ий выпуск - Геофизический мониторинг месторождений углеводородов;

4-ый выпуск - ВСП – оборудование и технологии.

В то же время редакция оставляет за собой право вносить изменения и дополнения в тематику выпусков журнала, в том числе с учетом предложений читателей и авторов публикаций.

Ну вот и все. Мне остается лишь поздравить вас с новым нефтегазовым годом и пожелать всем счастья и удачи.

С наилучшими пожеланиями,



П.А.Турлов

Главный редактор

Интегрированный подход к реализации крупномасштабных широкоазимутальных сейсморазведочных проектов от планирования до выполнения работ

- Ужакин Б. А., ООО СП «Волгодеминойл», г.Волгоград
- Горбачев С. В., ООО «ЛАРГЕО НефтеГазСервис», г.Москва
- Кобзарев Г. Ю., ОАО «ЛУКОЙЛ», г.Москва
- Волков В. Р., ОАО «Волгограднефтегеофизика», г.Волгоград
- Егоров А. А., ООО «ЛАРГЕО НефтеГазСервис», г.Москва
- Костин Т. В., ООО СП "Волгодеминойл", г.Волгоград

Введение

Геологоразведочные работы (ГРР) используются нефтегазовыми компаниями в первую очередь для разведки/обнаружения перспективных структур, коррекции процессов разработки нефтегазовых месторождений, а также оценки и переоценки принадлежащих им запасов углеводородного сырья.

В ряде случаев многие компании проводят геолого-геофизические работы без их должного обоснования, что приводит, по сути, к повышению оценочной стоимости принадлежащих им месторождений и своей капитализации. В дальнейшем подобный подход может привести к ошибочным инвестициям, неоправданному бурению и разработке неперспективных месторождений. Поэтому к вопросам планирования и обоснования разведки, в том числе и сейсморазведочных работ, необходимо относиться очень серьезно, детально прорабатывая все этапы этого процесса.

Понимая значимость и необходимость качественного изучения геологического строения на своих лицензионных участках, многие крупные нефтегазовые компании ведут спланированные геолого-геофизические работы, зачастую не имея при этом своих квалифицированных специалистов с необходимым уровнем знаний для обоснованного принятия решений на всех этапах геофизических работ. В этом случае эффективно прибе-

гать к услугам независимых компаний-экспертов, которые специализируются на оптимизации различных этапов ГРР, таких как проектирование работ, их контроль и т.д.

Необходимо принимать во внимание еще один важный момент. Одно дело - хорошо спланировать работы, детально обосновав применение различных методик и технологий с технико-экономических позиций. Совсем другое дело - качественно и своевременно выполнить запланированные работы. Поэтому интегрированный подход с привлечением как компаний-экспертов, так и высококвалифицированных, надежных компаний-подрядчиков для реализации полевых работ, обработки и интерпретации полученных геолого-геофизических данных, а также тесная взаимосвязь специалистов Заказчика и Подрядчиков, позволяют решать поставленные задачи на высоком уровне.

Примером такой совместной работы представителей нефтегазовой компании, независимых экспертов по проектированию и технико-методическому контролю сейсмических работ 3D, а также полевой сервисной компании, стала реализация крупномасштабного проекта широкоазимутальной съемки МОГТ-3D на одном из перспективных объектов, расположенном на IV лицензионном участке ООО СП «Волгодеминойл» в Волгоградской области.

Задачи и район работ

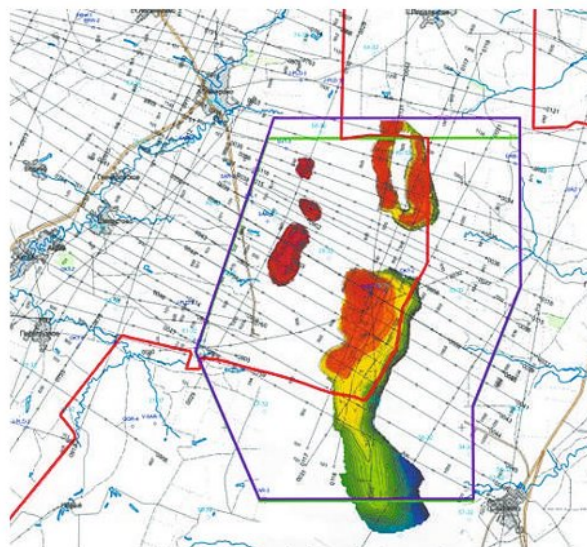
Целевым назначением работ являлось детальное изучение геологического строения района с помощью широкоазимутальных сейсморазведочных исследований МОГТ-3D, обеспечивающих получение качественного и достоверного материала в сложных условиях солянокупольной тектоники. Целевые горизонты находятся на глубинах от 4 до 7 километров.

Площадь исследований расположена в 90-120 км на юг от г. Волгоград. Рельеф местности относительно спокойный, в то же время с запада на восток она пересечена неглубокими речками, временными водотоками, образующими глубокие каньоны, и оврагами. На территории планируемой съемки 3D расположены автомобильные дороги, линии связи, газопровод и поселок. Значительная часть площади находится в зоне активного земледелия (пашни, посевы зерновых культур, пастбища и др.), что создаёт серьёзные трудности при согласовании проектируемых сейсмических работ с землепользователями и при определении размера денежной компенсации им за возможный ущерб. Также предполагалось, что в отведенный для съемки период (ноябрь-март) имеют место осенняя и весенняя распутицы, чередования оттепелей и морозов, что усложнит проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D.

Геология района и его изученность

ООО СП «Волгодеминойл» приступило к исследованию района сейсмическими методами в 1998 году. В районе площади съемки 3D отработано около 1127 пог.км сейсмических профилей МОГТ-2D. На основании этих данных была обоснована геолого-геофизическая модель строения подсолевых отложений и выделен пер-

спективный, предположительно верхнедевонский рифовый объект. Собственно для его более надежного обоснования, уточнения структурных особенностей залегания и локализации его размеров и была запроектирована широкоазимутальная 3D-съемка (рис. 1).



▲ Рис. 1. Схема изученности района с выделенными перспективными объектами.

Исследуемый участок в тектоническом отношении находится в юго-западной части Прикаспийской впадины, в пределах которой выделяются несколько структурных комплексов:

- надсолевой: преимущественно терригенный, включает отложения от четвертичных до верхнепермских;
- соленосный: представлен сульфатно-галогенными осадками кунгурского возраста;
- подсолевой: сульфатно-терригенно-карбонатные отложения различной мощности от нижнепермских до фундамента.

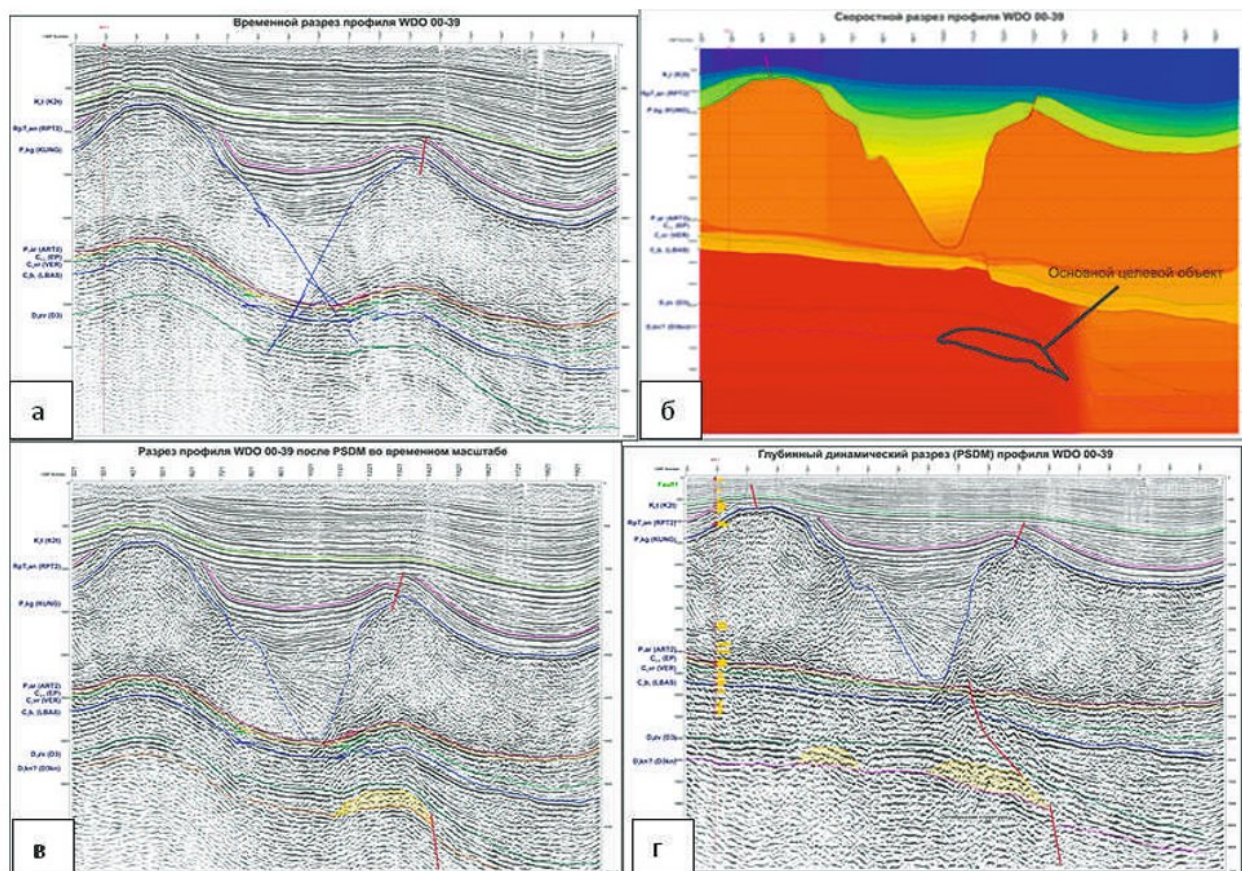
В процессе ранее выполненных поисково-разведочных работ девонские отложения на территории участка скважинами вскрыты не были. Однако, по аналогии с известным Карачаганакским нефтегазоконденсатным месторождением, Тенгизским нефтяным месторож-

дением и Астраханским газоконденсатным месторождением, которые расположены в пределах северной и южной частей Прикаспийской впадины, предполагается, что целевые потенциально продуктивные отложения на площади исследований также сложены рифогенными известняками и/или доломитами. Дополнительными ресурсами могут обладать нижнебашкирско-турнейские отложения, в которых по материалам сейсморазведки намечаются органогенные постройки. Скорее всего, это рифы, сформированные на краю карбонатной платформы.

Анализ результатов ранее выполненных работ 2D показал, что район характеризуется сложным геологическим строением, наличием низкоскоростных поверх-

ностных и среднескоростных преломленных волн-помех, негативным влиянием толщи кунгурских соленосных отложений и др. На рис. 2а представлен временной разрез после стандартной обработки. Как можно видеть, кунгурская толща очень сильно искажает изображение подсолевых отложений.

Только детальное построение глубинно-скоростной модели (рис. 2б) и глубинная миграция до суммирования (рис. 2г) позволили на более качественном уровне изучить особенности геологического строения участка и по-новому оценить перспективы нефтегазоносности геологического разреза подсолевых отложений Прикаспийской впадины. Вместе с тем, для получения более надежной и достоверной геолого-геофизической модели



▲ Рис. 2. Сейсмоданные по профилю 2D (IV лицензионный участок): а – разрез после временной обработки; б – глубинно-скоростная модель; в – разрез после глубинной миграции до суммирования, пересчитанный во временную область; г – глубинный разрез после глубинной миграции до суммирования.

среды и более уверенного старта поискового/разведочного бурения необходимо проведение 3D сейсморазведочных работ.

Проектирование работ: выбор методики и технологии

Большое значение при реализации сейсморазведочных проектов 3D имеет обоснование и оптимизация методики наблюдений, так как существует множество возможных систем наблюдений, отличающихся друг от друга параметрами (кратностью, расположением и шагом линий и пунктов приема и возбуждения, распределением азимутов и удалений, характеристиками помехоподавления и др.). Выбор полевой системы наблюдений и сейсмического источника должен производиться с учетом накопленного опыта реализации сейсмики 2D и 3D, результатов обработки и интерпретации сейсмических данных, а также сведений об особенностях геологического строения изучаемого объекта.

Следует специально отметить, что трёхмерные сейсморазведочные работы, нацеленные на получение объёмного изображения среды, должны обладать некоторым «запасом прочности», т. е. содержать некоторое избыточное количество информации для обеспечения возможной в будущем переобработки и переинтерпретации данных, когда будут увеличены вычислительные мощности и появятся новые, более эффективные алгоритмы обработки. Экономически указанное требование обосновывается большой стоимостью новых полевых работ (например, проведение повторной съёмки 4D и 3D/3C по усовершенствованной технологии и т. п.) по сравнению со стоимостью повторной обработки и интерпретации имеющихся данных на новом технико-методическом уровне.

На сегодняшний день к числу важных критериев выбора полевой методики и технологии полевых наблюдений относятся стоимостные показатели. Встречаются случаи, когда заказчик/исполнитель полевых работ проектирует съёмку 3D, исходя из имеющихся у него финансовых возможностей и/или оборудования, но не из геологических задач или особенностей строения объекта исследований. Как следствие, выбранная методика/технология сейсморазведочных работ становится менее обоснованной, менее оптимальной и менее способной решить поставленные перед геофизическими работами геологические задачи. Поэтому от обоснованности и убедительности результатов этапа проектирования во многом зависит качество и информативность получаемой геолого-геофизической информации.

Перед проектируемой методикой сейсмических исследований МОГТ-3D на IV лицензионном участке ООО СП «Волгодеминойл» были поставлены определённые условия и требования, основными из которых являлись:

- получение материала высокого качества для объективного изучения структурных условий залегания подсолевых отложений на значительных глубинах (4,5 – 9,0 км) в сложной геологической обстановке, обусловленной наличием мощных соляных тел;
- большая кратность данных для выполнения динамического анализа;
- возможность корректного выполнения глубинной миграции до суммирования;
- выполнение азимутальной обработки данных;
- высокая производительность полевых работ с целью выполнения съёмки на площади около 700 кв. км в течение короткого осенне-зимнего периода.

Выбор методики

Как говорилось ранее, корректное проектирование сейсмических работ должно быть основано на геологической модели. При планировании методики была построена 3D-модель исследуемого участка (рис. 3), по которой с помощью лучевого трассирования были рассчитаны различные атрибуты, в частности:

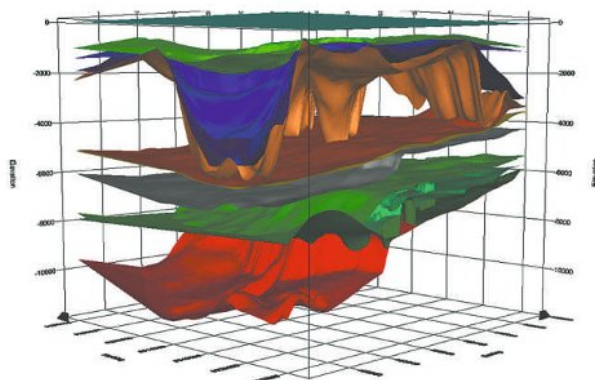
- максимальное удаление «источник-приемник»;
- апертура миграции с учетом наклона границ;
- карты освещенности целевых подсолевых горизонтов, поверхности соляных тел и др. (рис. 4).

В результате анализа геологических задач, геологической модели, рассчитан-

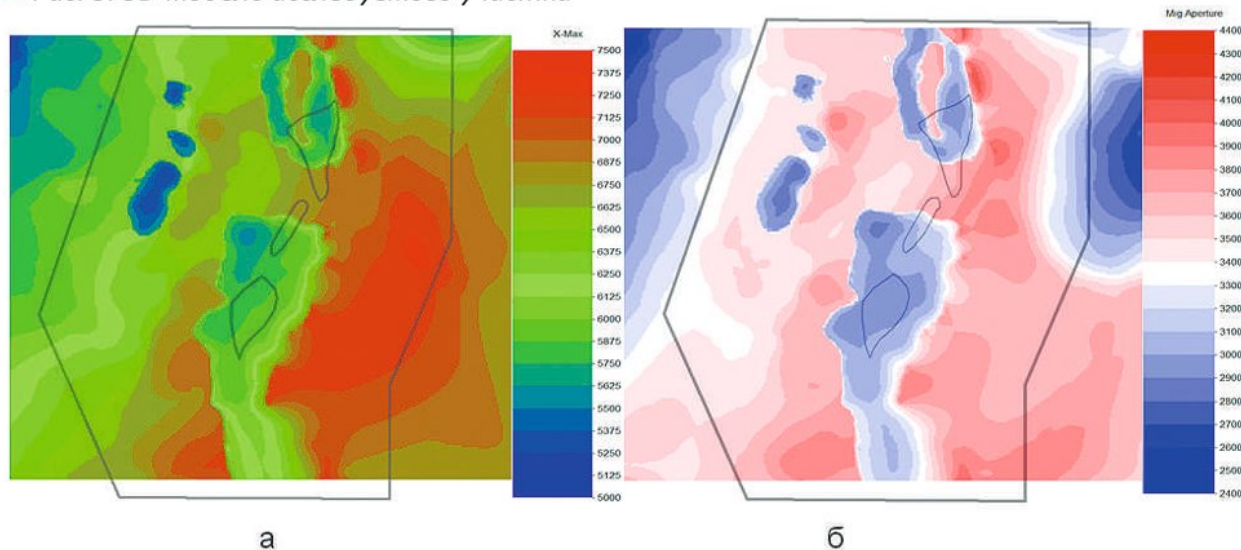
ных атрибутов и предварительной оценки возможных методик наблюдений были выбраны для анализа систем наблюдений следующие параметры методики работ, влияющие на экономические и технические показатели:

- шаг ПП/ПВ;
- шаг ЛПВ/ЛПП;
- количество линий в активной расстановке;
- количество активных каналов в одной линии приема;
- азимутальность системы наблюдения;
- максимальное удаление «источник-приемник»;
- максимальные удаления в продольном и поперечном направлениях;
- номинальная кратность.

Шаг ПП/ПВ выбирался исходя из разрешающей способности по горизонтали. Выполненный расчет показал, что для реперных надсолевых и целевых подсолевых горизонтов разрешающая способность колеблется от 20 до 40 метров. На основании этого был выбран размер бина 25x25 м, что соответствует шагу ПП/ПВ – 50/50 м.



▲ Рис. 3. 3D-модель исследуемого участка



▲ Рис. 4. Карты рассчитанных атрибутов для перспективного горизонта:
а) максимального удаления; б) апертуры миграции.

Следующим этапом проектирования работ был перебор количества активных каналов в линии ПП, количества линий ПП и расстояний между линиями возбуждения (ЛПВ) и приема (ЛПП). На рис. 5 представлены графики набора кратности для анализируемых систем наблюдения.

Важной характеристикой системы наблюдения является ее азимутальность. В соответствии с сейсмогеологическими условиями участка работ и задачами, стоящими перед сейсморазведкой 3D, необходимо применение широкоазимутальных высокочастотных систем наблю-

дения. Поэтому одним из критериев выбора системы является коэффициент азимутальности, который определяется как отношение сторон шаблона активной (единичной) расстановки и должен быть в пределах от 0,75 до 1,0 при рекомендуемой кратности не менее 200.

В первых четырех столбцах таблицы 1 зафиксированы параметры некоторых возможных систем наблюдения, а в последующих – изменение наиболее важных сейсмических (кратность, удаления и азимутальность) и технико-экономических (количество каналов, шаг

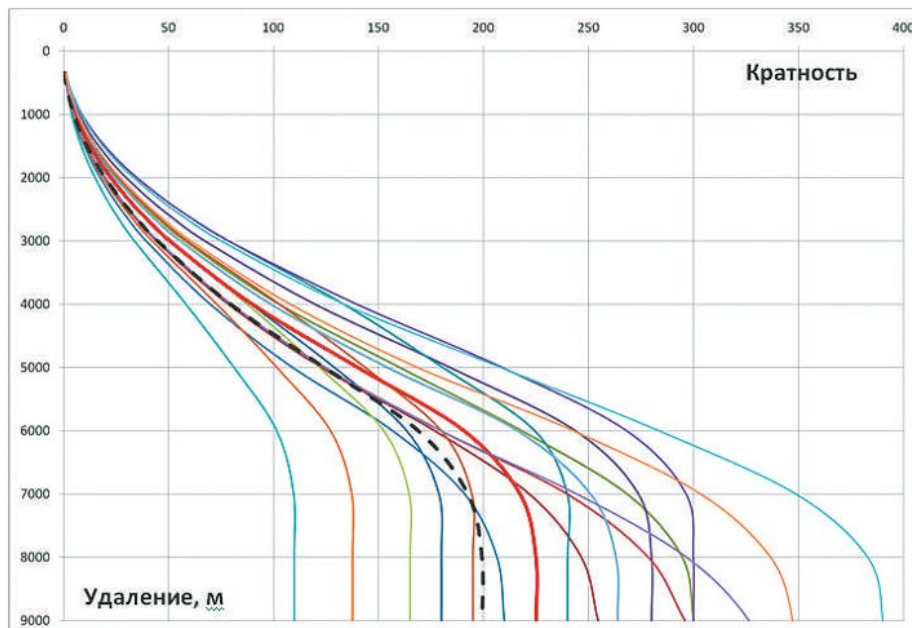


Рис. 5. Графики распределения кратности по удалениям для анализируемых систем наблюдения. Чёрным пунктиром показан минимально рекомендуемый уровень кратности.

№ вар.	Шаг ЛПП, (м)	Шаг ЛПВ, (м)	Активная расстановка		Колич. канал. в шаблоне	Коэф. Азимут.	Мин. удал. (м)	Макс. удал. (инлайн) (м)	Макс. удал. (кросс-лайн) (м)	Макс. удал. (м)	Кратность
			колич ЛПП	колич канал. в ЛПП							
CH1	400	450	28	252	7056	0.86	602	6275	5575	8394	196
CH2	400	450	30	252	7560	0.92	602	6275	5975	8665	210
CH3	400	400	30	240	7200	0.97	566	5975	5975	8450	225
CH4	400	400	28	256	7168	0.84	566	6375	5575	8469	224
CH5	400	350	28	252	7056	0.86	531	6275	5575	8394	252
CH6	300	400	36	256	9216	0.82	500	6375	5375	8339	288
CH7	400	300	28	264	7392	0.82	500	6575	5575	8620	308
CH8	300	300	36	264	9504	0.80	424	6575	5375	8492	396

Табл. 1. Системы наблюдения (CH), выбранные для подробного анализа.

▼ Табл. 2. Параметры системы наблюдений-вариант СН2

Параметры	
Шаг между ПП, м	50
Шаг между ПВ, м	50
Шаг между ЛПП, м	400
Шаг между ЛПВ, м	400
Количество активных линий в одном шаблоне	28
Количество каналов в одной активной линии	256
Количество активных каналов в активной расстановке	7168
Максимальное удаление, м	8469
Номинальная кратность	224

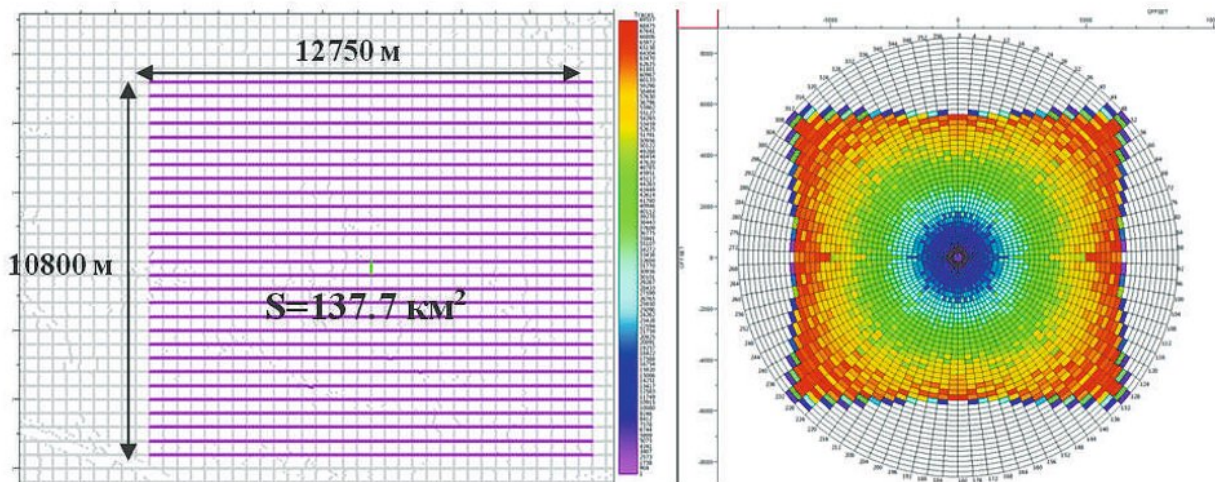
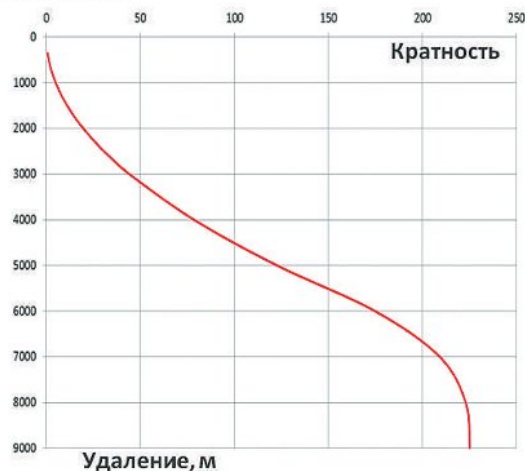
ЛПП/ЛПВ) параметров, влияющих на принятие решения при выборе оптимальной полевой системы.

На основании выполненного анализа геологических особенностей района, результатов предыдущих работ, результатов моделирования, а также потенциальных технологических возможностей была выбрана для проведения работ МОГТ-3D методика наблюдения, представленная в таблице 2.

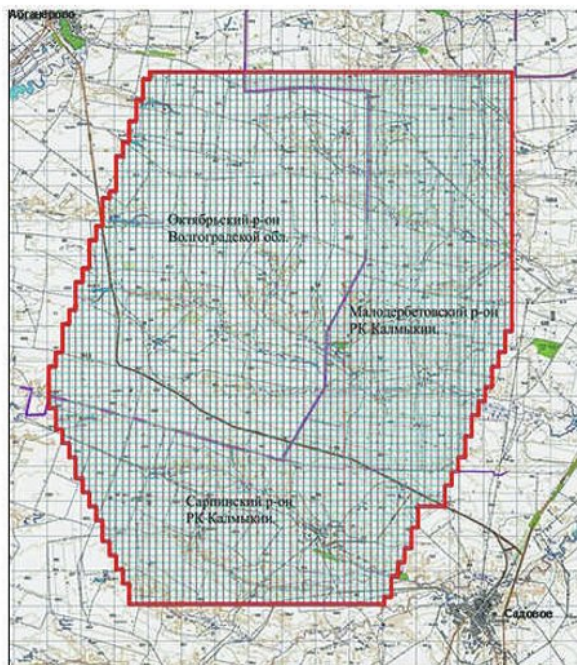
Шаблон активной расстановки и диаграмма распределения трасс по удалениям и азимутам представлены на рис. 6.

Немаловажным моментом является тот факт, что для одновременного обеспечения высокой кратности, широкоази-

мутальности и применения больших удалений необходимо использовать большое количество оборудования, что влечет за собой технологические трудности с его раскладкой, контролем, наладкой и перекладкой, а также существенное увеличение стоимости сейсмических работ МОГТ-3D. Фактически для нормальной конвейерной работы сейсмической партии необходимы полторы – две активные расстановки оборудования (групп сейсмоприемников, модулей, кабелей и т. п.). Например, при 3 тыс. активных каналов в шаблоне активной расстановки необходимо иметь 4,5-6 тыс. каналов, при 7 тыс. активных каналов – 11-14 тыс. каналов, а при 10 тыс. – 15-20 тыс. активных каналов. На россий-



▲ Рис. 6. Шаблон активной расстановки выбранной системы наблюдения (слева) и диаграмма распределения трасс по удалениям и азимутам (справа).



ском рынке мало у кого из сервисных компаний в одной сейсмопартии имеется такое количество оборудования. Даже в случае объединения двух-трёх партий и при наличии необходимого количества оборудования нужны специалисты, имеющие опыт управления и координации действий такой партии в момент производства работ. Естественно, что при уменьшении количества задействованных каналов процесс работы упрощается и ускоряется. Поэтому в процессе проектирования следует уделять повышенное внимание вопросам оптимизации технологии регистрации, так как она имеет существенное значение для подрядной организации.

На этапе проектирования работ на участке оптимизировалась вся технологическая цепочка сейсмических работ с целью минимизации временных затрат и количества задействованного оборудования. Здесь важной являлась оценка количества необходимого оборудования для бесперебойной работы сейсмопартии и достижения плановой среднесуточной производительности. В таблице 3 представлен расчет необходимого

Статистические данные съёмки 3D

Площадь работ	700 кв.км
Количество ПП	35548
Количество ПВ	35150
Количество шаблонов	4444
Количество каналов в одном шаблоне	7168
Количество ЛПП	77
Количество ЛПВ	70

▲ Рис. 7. Контур съёмки, схема расположения линий пунктов приема и возбуждения и статистические данные по объемам работ.

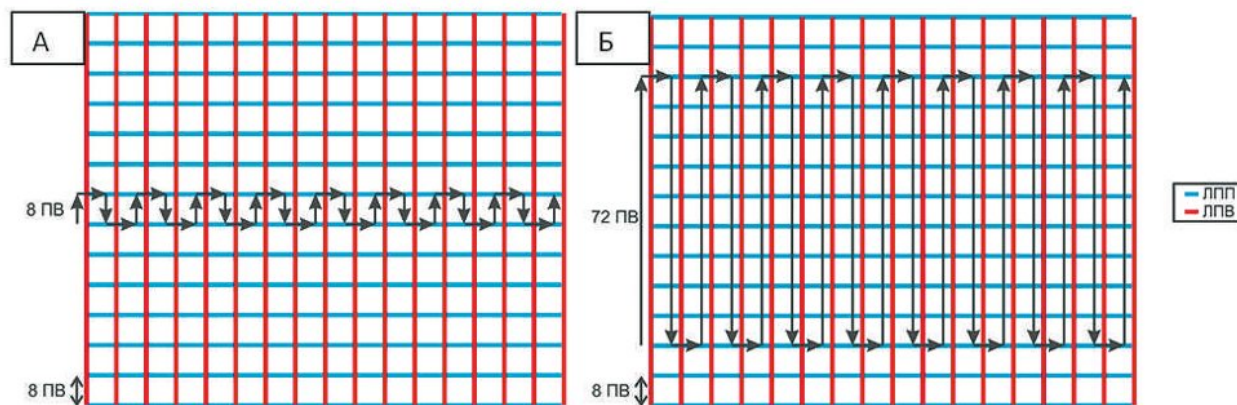
оборудования при априорно заданной среднесуточной производительности в 300 и 500 ПВ/день. Расчет проводился для двух технологий отстрела:

- технология 1 - с использованием 1 активного шаблона в поперечном направлении (8 ПВ) и с дальнейшим переездом на следующую ЛПВ (схема показана на рис. 8а);
- технология 2 – с отстрелом 9 активных шаблонов в поперечном направлении ($9 \times 8 = 72$ ПВ) и с дальнейшим переездом на следующую ЛПВ (схема показана на рис. 8б). В этом случае необходимо одновременно разложить сразу не 28 линий приёма (как в активной расстановке), а $28 + (9 - 1) = 36$ ЛПП.

Теперь отчётливо видно, насколько сильно зависит количество необходимых каналов от технологии отработки. В результате несложных расчетов можно сделать вывод, что для бесперебойной работы сейсмопартии кроме 7168 активных каналов для одного шаблона нужно еще от 4000 до 14000 дополнительных каналов в зависимости от необходимой производительности и от технологии отработки площади. Данные из таблицы

▼ Табл. 3. Количество необходимого оборудования.

	Количество необходимых каналов для конвейерной работы для 300 ПВ в сутки, (шт)	Количество необходимых каналов для конвейерной работы для 500 ПВ в сутки, (шт)
Технология 1 (полосами по 8 ПВ)	7168 акт. + 8656 доп. = 15824	7168 акт. + 14256 доп. = 21424
Технология 2 (полосами по 72 ПВ)	7168 акт. + 5504 доп. = 12672	7168 акт. + 6368 доп. = 13536



▲ Рис. 8. Технологии отработки площади полосами по 8 ПВ (слева) и по 72 ПВ (справа).

3 прямо указывают на то, что для подрядной организации проведение работ по технологии 2 наиболее удобно.

Полевые работы, их крупномасштабность

После завершения этапа планирования съемки 3D, обсуждения полученных результатов, принятия Заказчиком (ОАО «ЛУКОЙЛ», ООО СП «Волгодеминойл») рекомендуемых оптимизированных параметров полевой системы наблюдений и сейсмического (вибрационного) источника, согласования сейсморазведочных работ с различными государственными органами, землепользователями и выбора подрядной организации на основе открытого тендера (ОАО «Волгограднефтегеофизика») начались полевые работы.

В ходе полевых работ использовалась сейсмостанция SerceI 428XL. Полная

активная расстановка охватывала 137,7 кв.км., а с учетом проектной дневной производительности и бесперебойной работы площадь, на которой находилось оборудование, составила 214 кв.км. Было задействовано более 13550 каналов, что является минимальным количеством для выбранной оптимизированной технологии конвейерной отработки полосами по 72 ПВ при производительности 500 ф. н. в день.

Верхняя часть разреза неоднородна, поэтому для уточнения её строения был выполнен микросейсмокаратаж в 730 точках, равномерно распределённых по площади.

Благодаря современному оборудованию, четкой и слаженной работе сейсмической партии ОАО «Волгограднефтегеофизика» удалось отработать всю съёмку на площади 700 квадратных километров

за 85 дней (с 05.11.2012 г. по 28.01.2013 г.), т. е. существенно раньше проектного срока. Причинами такого ускорения являются оперативная мобилизация партии, бесперебойное материально-техническое снабжение и ремонт техники, чёткая организация работ, строгое соблюдение правил техники безопасности и охраны труда в течение всего периода съёмки, а также относительно благоприятные погодные условия (полевые работы эпизодически приостанавливались из-за резких потеплений и сильных ветровых помех).

В таблице 4 приведены проектные и фактические сроки и объёмы выполнения работ. На рис. 9 представлена карта фактической кратности МОГТ-3D и разница между проектной и фактической кратностью. Все пропуски ф.н. связаны с наличием в районе работ техногенных объектов (жилых зон, дорог, линий связи и др.), а также участков сложного рельефа (склонов оврагов и т. п.).

На рис. 10 представлены фрагменты полевых сейсмограмм и временного разреза, полученного в процессе предварительной обработки на полевом вычислительном центре. Анализ данных указывает на то, что полученный сейсмический материал характеризуется достаточно высоким качеством и оценивается как

пригодный для решения поставленных геолого-геофизических задач.

Первые результаты обработки

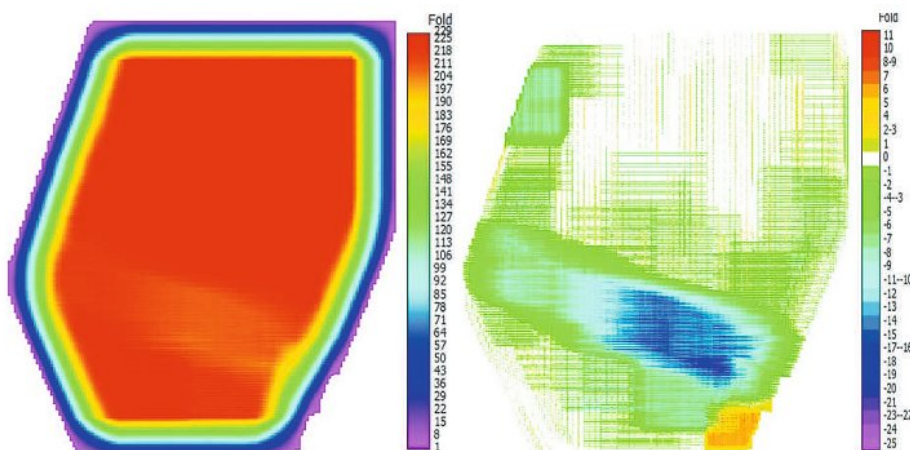
Результаты полевых работ поступили на обрабатывающий центр, где также было отмечено хорошее качество данных. Первые же результаты обработки показали лучшее изображение геологической среды и особенно перспективных объектов на новых широкоазимутальных данных 3D по сравнению с предыдущими работами 2D. На рисунке 11 представлено сравнение глубинных разрезов по профилю 2D и выбранной линии из куба 3D параллельно профилю.

Заключение

В статье описан пример успешного выполнения крупномасштабного сейсмического проекта. Применение интег-

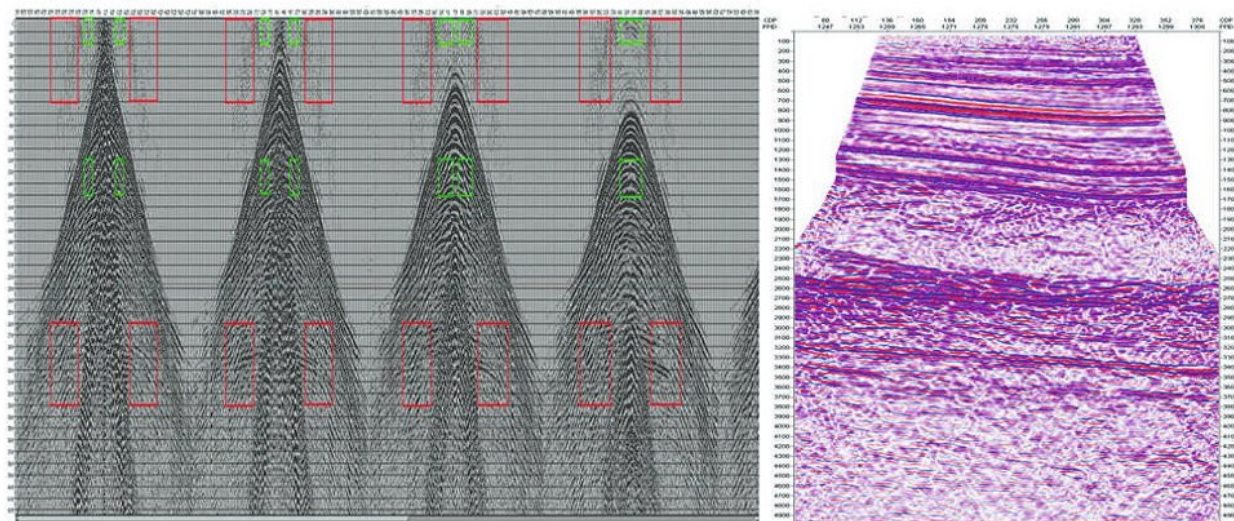
▼ Табл. 4. Сроки и объёмы выполненных работ

Месяц	Плановые показатели	Фактические показатели
	км ²	км ²
ноябрь	20.0	222.2
декабрь	160.0	208.2
январь	250.	269.6
февраль	220.0	-
Март	50.0	-
Итого:	700.0	700.0



◀ Рис. 9. Карты фактической кратности (слева) и отличия кратности от проектной (справа).

▼ Рис. 10. Примеры полевых сейсмограмм (слева) и временного разреза после процедур полевой обработки (справа).

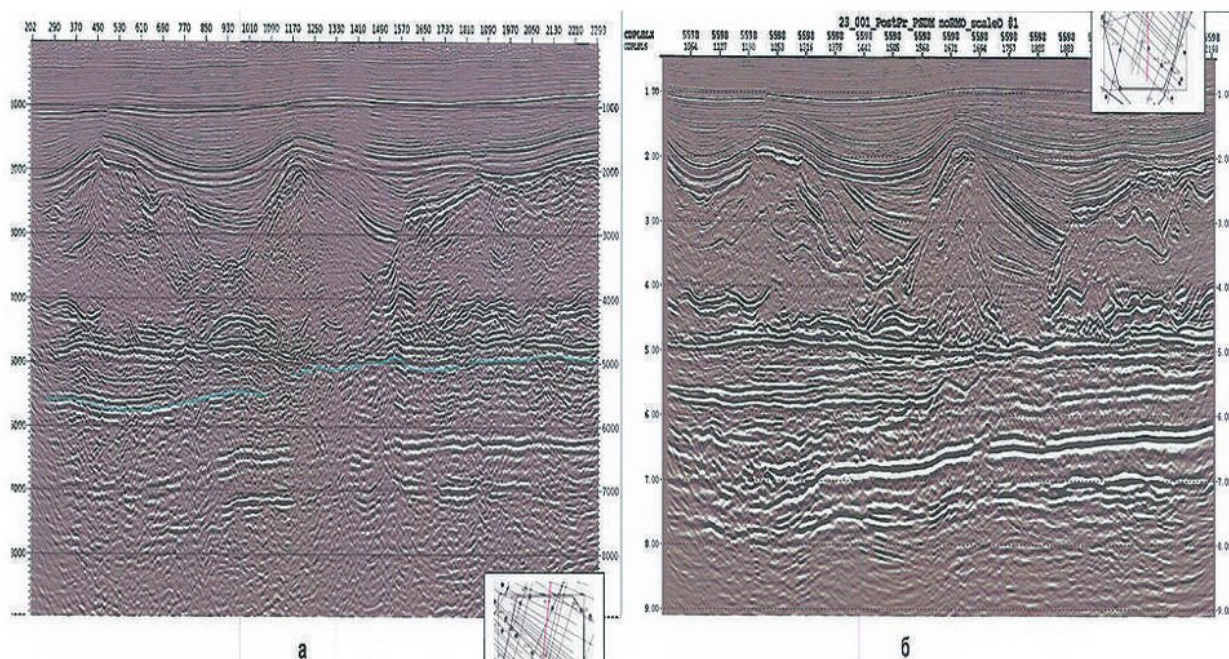


рированного подхода с привлечением специалистов сервисных и нефтяных компаний, детальный анализ сейсмогеологической обстановки района работ и применение методики сейсмогеологического моделирования позволили разработать оптимальную методику и технологию выполнения сейсморазведочных работ МОГТ-3D. Выбранная широкоазимутальная методика отвечает требованиям, поставленным для решения сложной геологической задачи -

надежного выделения и уточнения положения перспективного девонского объекта, залегающего на глубинах 4,0-7,0 км в сложных геологических условиях соляно-купольной тектоники.

Особенностью спроектированной методики является использование большого количества сейсмического оборудования для бесперебойной работы с высокой производительностью (около 500 ф. н./день).

Чёткое планирование, хорошая подго-



▲ Рис. 11. Сравнение результатов PSDM по данным 2D и субпараллельной линии из куба 3D.

товка к полевым работам, высокий уровень организационной деятельности полевой партии, а также слаженная работа всех подразделений подрядной организации в процессе выполнения съемки 3D позволили обеспечить выполнение поставленных задач с сокращением сроков работ без потери качества данных.

Первые результаты обработки подтверждают корректность выбранной методики, а хорошее качество данных позволяет решать поставленные геологические задачи.

Литература

1. Горбачев С.В. Особенности анализа и проектирования широкоазимутальных систем наблюдения // Tyumen 2013 - New Geotechnology for the Old Oil Provinces, Russia, Tyumen, 25-29 March 2013.

2. Горбачев С.В., Губарев М.В., Дердуга А.В., Титов А.Б. Применение сейсмического моделирования при проектировании 3D сейсмической съемки в сложных геологических и орографических условиях // Технологии сейсморазведки №4. 2012.

3. Горбачев С.В., Яковлев А.П. Моделирование сейсмических - инструмент повышения эффективности сейсморазведки // Oil&Gas Journal Russia, №10 (54), октябрь, 2011, стр.84-87.

4. Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приёмниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съёмок // Образовательный тур EAGE. 2012, 131 с.

5. Cordsen A., Galbraith M., Peirce J. Planning Land 3-D Seismic Surveys. Society of Exploration Geophysicists, 2000.

Подробнее об авторах



Ужакин
Борис Александрович
ООО СП «Волгодеминойл»,
г.Волгоград



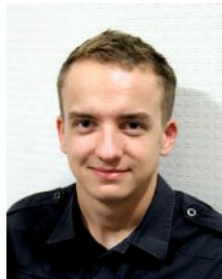
Горбачев
Сергей Викторович,
ООО «ЛАРГЕО
НефтеГазСервис»,
г.Москва



Кобзарев
Григорий Юрьевич,
ОАО «ЛУКОЙЛ»,
г.Москва



Волков
Валерий Реасович,
ОАО «Волгоград-
нефтегеофизика»,
г.Волгоград



Егоров
Антон Алексеевич,
ООО «ЛАРГЕО
НефтеГазСервис»,
г.Москва



Костин
Тимофей Васильевич,
ООО СП "Волгодеминойл",
г.Волгоград

Об оптимальных глубинах возбуждения сейсмических колебаний при использовании взрывного источника и атрибутивном анализе качества полевого материала

■ Ботьбат В.М., Тюменский филиал ЗАО «ГЕОТЕК Холдинг», г.Тюмень

Современные задачи сейсморазведки требуют получения высококачественных исходных данных, представленных динамически выразительными и максимально разрешенными по латерали и вертикали полезными отражениями.

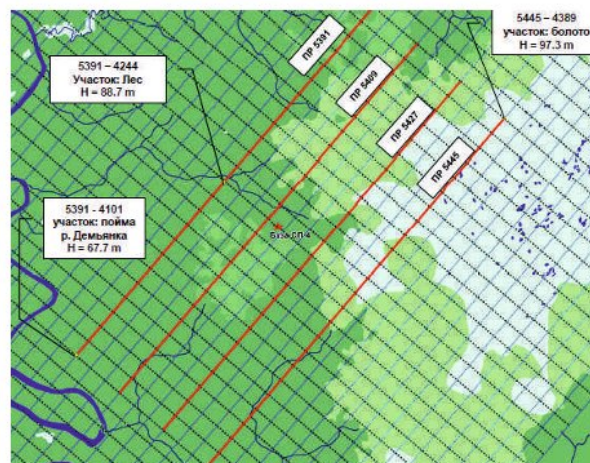
В последние десятилетия геолого-геофизические службы российских нефтяных компаний уделяют пристальное внимание так называемому атрибутивному анализу критериев качества сейсмограмм. На основании формализованных оценок стремятся «оптимизировать» технологию полевых сейсморазведочных работ таким образом, что бы добиться «максимальных» значений по комплексу параметров в заданных окнах на исходных сейсмограммах. В частности, при использовании взрывного источника это может приводить к массовой переотработке необоснованно забракованных физических наблюдений, с заданием избыточного увеличения глубины заложения заряда, что срывает плановые темпы работ, приводит к дополнительным издержкам производства и обуславливает высокие риски для своевременного выполнения полевого этапа геологического задания. В настоящей статье сделана попытка ответить на вопрос о том, насколько обосновано и оправдано увеличение затрат для повторного получения исходных данных, соответствующих формализованным оценкам компьютерных программ контроля качества

1. Стандартная методика выбора оптимальных параметров возбуждения

Порядок определения производственных параметров возбуждения сейсмических волн по результатам опытных работ, как правило, регламентируется похожими по содержанию для различных Заказчиков «Требованиями к производству сейсморазведочных работ...» и сводится к следующему (на примере проекта 3D, Тюменская область, Уватский район, сезон 2012-2013 г.г., основные показатели работ приведены в таблице 1).

На каждом из характерных в орографическом отношении участках площади работ, в частности: пойма, лес, болото - подготавливается по группе взрывных скважин с различным весом и глубиной заложения заряда (рис.1.1). Приемная расстановка должна включать весь спектр рабочих удалений взрыв-прибор.

Минимальный набор процедур атри-



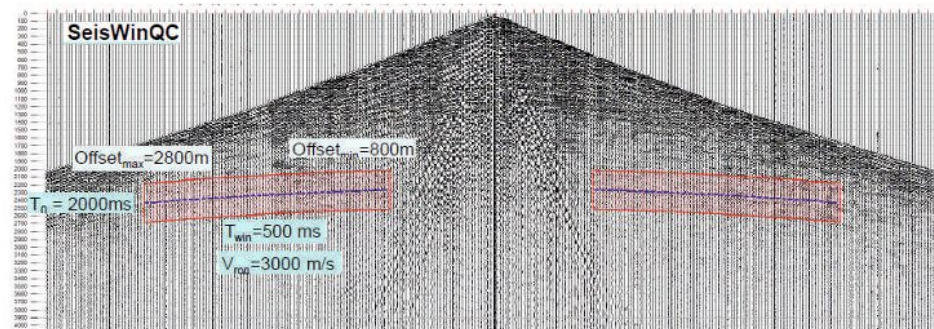
▲ Рис.1.1. Площадки опытных ПВ и приемная расстановка каналов (красные линии (ЛПП))

бутивной оценки качества сейсмограмм с опытных ПВ включает определение в целевом окне анализа (рис.1.2) доминантной частоты полезного (условно) сигнала и соотношения амплитуд сигнал/помеха.

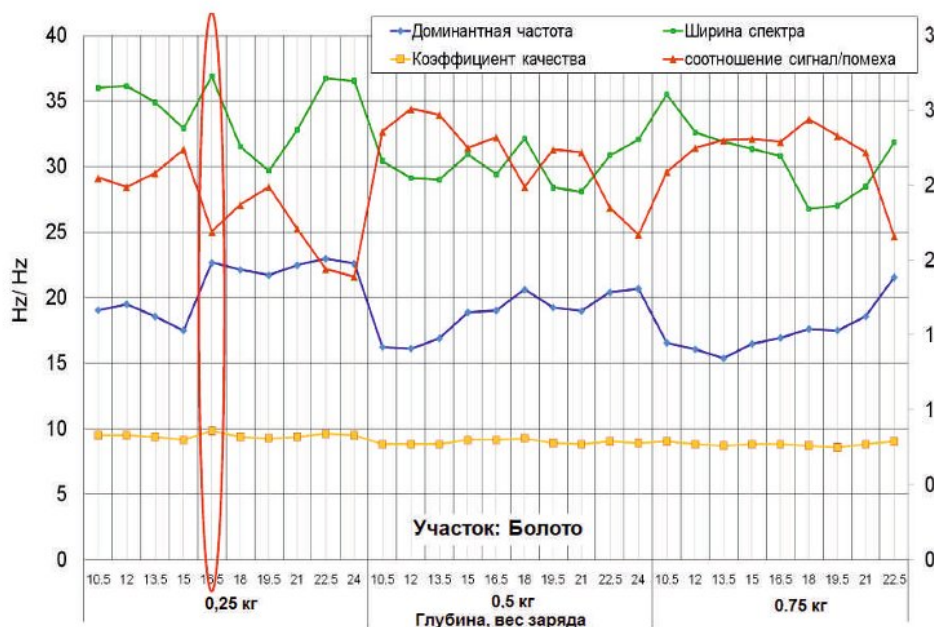
Формируются таблицы атрибутов, по которым для каждого из участков ОР строятся графики, один набор из которых приведен на рис. 1.3.

▼ Табл. 1. Основные показатели работ 3D, МСК

Основные показатели	Содержание
1. 3D	
Система наблюдения	3Д, блоковая, ортогональная
- аппаратура	SN 428 XL
- расстояние между ЛПП и ЛПВ, м	300
- расстояние между ПВ/ПП, м	50/25
- номинальная кратность	120
- кол-во ЛП в блоке/активных каналов на ЛП	20/288
- группирование сейсмоприемников	12 приборов GS-20DX на базе 25м
- условия возбуждения	Одиночные скважины с оптимальной массой заряда ВМ
- средний вес заряда, кг, тип ВВ	0,25 (БТП-250)
- глубина погружения ВМ, м	16,5 – 27
2. Изучение ВЧР	
- глубина скважины, м	до 40
- расстояние между ПП, м	1-14м :1, 14-40м: 2
- тип группирования, м	Один с/п -20DX на канал
- удаление ПП от скважины, м	1, 5, 10
- источник возбуждения	Взрывной - ЭДС-1



► Рис.1.2. Окна атрибутивного анализа, в частности, для ПМО SeisWin QC.



► Рис.1.3. Графики атрибутов качества для участка «болото»

Очевидно, что однозначная корреляция между количественными оценками амплитудно-частотных характеристик отражений и глубинами заряжения отсутствует. Естественно, что Исполнителем работ «ОАО «Интегра-Геофизика» была предложена для производства минимально возможная по затратам подготовки взрывных скважин глубина погружения в 16,5 м (красный овал на рис.1.3)

Аналогичная ситуация имела место и для участков «пойма», «лес».

Несмотря на отсутствие убедительных аргументов, Заказчик, вероятно руководствуясь соображением «чем глубже – тем лучше», «Заданием на регистрацию» установил глубины погружения ВМ в лесу не менее 18 м, на болоте и в пойме не менее 21 м, вес заряда повсеместно 0,25 кг.

Минимально-допустимая видимая частота сигнала для всех условий работ определена в 17 Гц.

2. Ревизия результатов опытных работ

Поскольку на детальном этапе 3D сейсморазведки практически повсеместно в условиях Широкого Приобья актуальным является (из геологического задания):

- детальное изучение геологического строения исследуемой территории по отражающим горизонтам в нижнемеловых и юрских отложениях;
- стратиграфическая привязка отражающих горизонтов, изучение акустических свойств разреза исследуемой территории;
- выявление и трассирование возможных зон тектонических нарушений;
- уточнение пространственного расположения зон пород-коллекторов продуктивных пластов;
- подготовка к глубокому бурению

выявленных и новых нефтегазоперспективных структур и объектов, постольку для решения таких задач необходимы исходные данные, преобладающее значение в которых имеют средне – и высокочастотные компоненты ОВ с удовлетворительным соотношением сигнал/помеха.

В связи с этим сейсмограммы опытных работ были обработаны полосовыми фильтрами 30-40-100-150Гц, 40-50-100-150Гц, и 50-60-100-150Гц с целью диагностики части диапазона спектра целевого окна записи, действительно необходимого для целей сейсморазведки, включая расчленение сложнопостроенных тонкослоистых пачек неокма (основной объект изучения).

Основные результаты повторного анализа материалов опытных работ сводятся к следующему:

Для пойменных и заболоченных участков (рис. 2.1-2.3)

С увеличением глубины заряжения ВМ с 10,5 до 19,5 м для всех вариантов фильтрации в диапазоне целевого интервала времени 1-2,3 с снижается корреляция и динамическая выразительность отражений от целевых горизонтов.

Некоторое улучшение качества волновой картины с 19,5 до 24 м, по-видимому, объясняется интерференцией основного цуга колебаний из очага возбуждения с вторичными волнами-спутниками от подошвы ЗМС до поверхности, длины волн которых кратны четверти длины, что приводит к увеличению энергии отраженных волн (далее ОВ), но при этом смещается фаза и искажается форма импульса. Подтверждением этого является набор функций автокорреляций для разных глубин, каждая из которых представляет собой сумму ФАК по 12-ти последовательным трассам в окне полез-

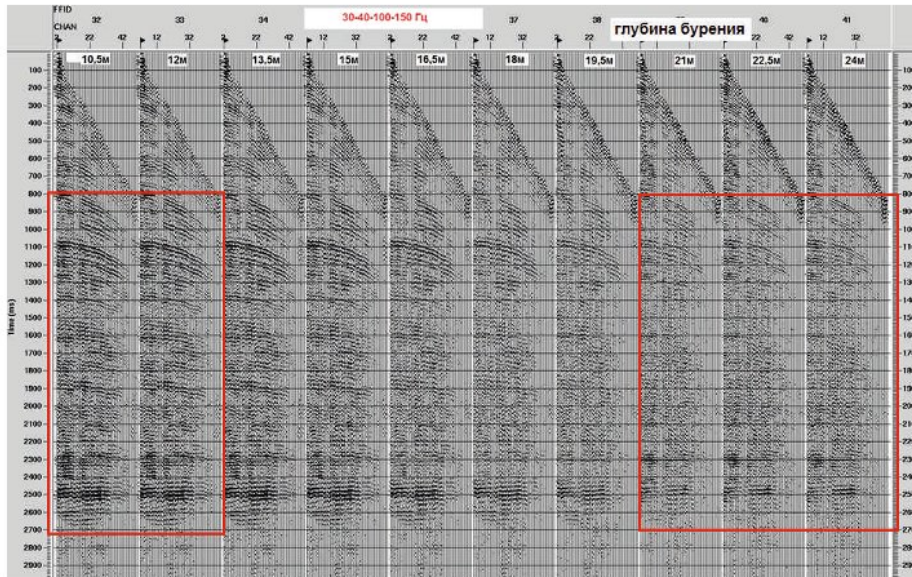


Рис.2.1. Фрагменты сейсмограмм ОР, пойма. Полосовой фильтр 30-40-100-150Гц (предпочтительные глубины возбуждения 10-13м)

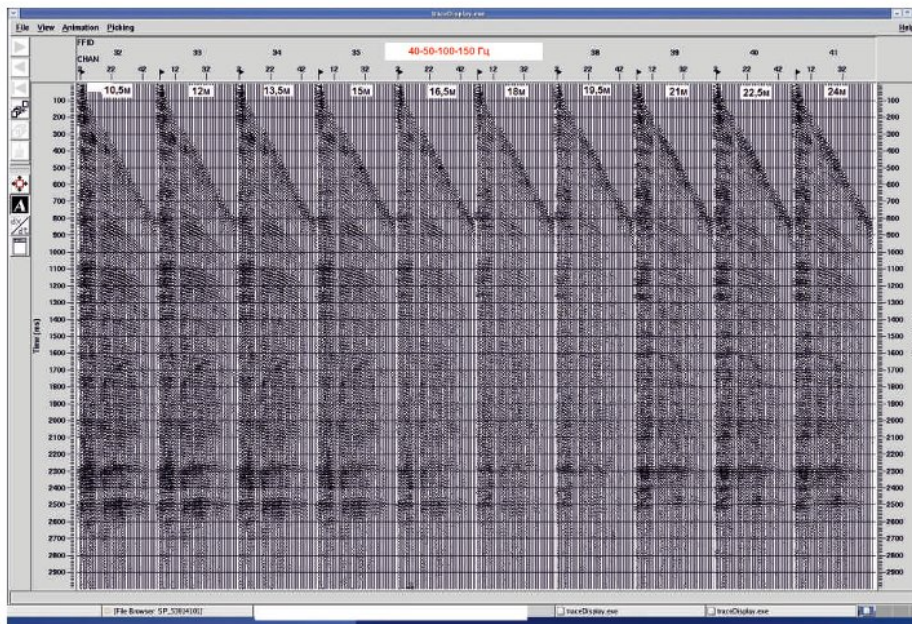


Рис.2.2. Фрагменты сейсмограмм, пойма. Полосовой фильтр 40-50-100-150Гц (оптимальная глубина погружения ВМ от 10 до 13.5м)

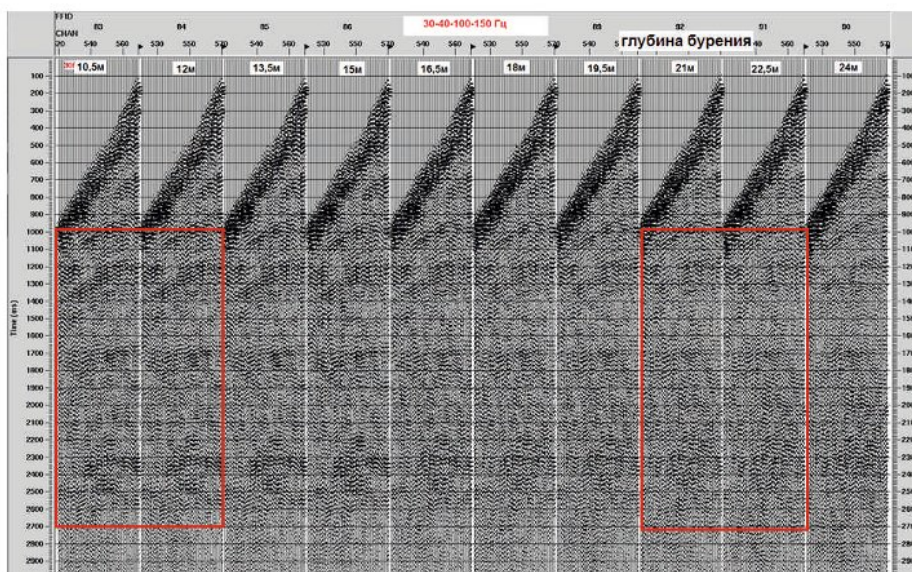


Рис.2.3. Фрагменты сейсмограмм ОР, болото. Полосовой фильтр 30-40-100-150Гц (глубины 10-12 м лучше, чем 21-22м, а на времени записи около 1 с существенно лучше)

ных отражений (рис.2.5). Классическая ФАК с четко выраженным центральным максимумом и минимальной амплитудой побочных экстремумов, свидетельствующими о диагностике преобладающего колебания (сигнала), получена на глубине 10,5 м. С увеличением глубины ФАК «размазывается», увеличиваются по амплитуде боковые «лепестки», обусловленные колебаниями, не имеющими отношения к полезным.

Для залесенных участков (рис.2.4)

Анализ сейсмограмм после фильтрации подтверждает корректность определения глубины заряжения в лесу в 18м. На больших глубинах значимого улучшения качества сейсмограмм не отмечается, что подтверждается и стабилизацией в этом диапазоне ФАК. В отличие от заболоченных и пойменных участков, где присутствует четкая акустическая граница подошвы ЗМС (торф-глина), формирующая интенсивные волны-спутники, на залесенных территориях акустический импеданс с глубиной выражен слабо (разрез более однороден), о чем свидетельствуют и данные МСК. «Подкачка» энергии от подошвы ЗМС здесь не столь существенна.

Вышеприведенные и, на первый взгляд, парадоксальные заключения для определенных поверхностных условий («чем глубже - тем хуже») вполне корректно вписываются в теоретическую концепцию об оптимальной для генерирования энергетически выраженных средне- и высокочастотных колебаний глубине погружения заряда на 3-6 м (в зависимости от глубины целевых объектов) ниже подошвы ЗМС.

На каждом из участков опытных работ (далее ОР) отработаны по одной скважине МСК. Годографы и результаты обработки данных МСК на участках ОР пред-

ставлены на рис.2.6.

Известно, что максимально возможную частоту отраженного сигнала ($F_{\text{макс}}$) в зависимости от его времени T на разрезе эмпирически связывает закон: $F_{\text{макс}} = 150/T$.

При возбуждении колебаний в коренных породах со скоростью V , характерной для данной площади длина падающей волны λ с частотой ($F_{\text{макс}}$) составит $\lambda = V/F_{\text{макс}}$

Оптимальная глубина заложения заряда определяется как $H_{\text{опт}} = H_{\text{ЗМС}} + \frac{1}{4}\lambda$.

Для наиболее глубокого целевого горизонта рассматриваемого проекта на времени около 2 с (рис.2.7) $H_{\text{опт}} = H_{\text{ЗМС}} + \frac{1}{4}(V/(150/2с)) \approx H_{\text{ЗМС}} + V/300$.

Для залесенного участка (ПК МСК – 5391/4244) мощность ЗМС – 9-10 м, скорость в подстилающем слое 1450 м/с. Оптимальная глубина погружения заряда: $10 \text{ м} + 1450 \text{ м/с} / 300 \approx 15 \text{ м}$. В пределах погрешности оценки параметров ВЧР (возможна трехслойная модель) и с учетом диапазона частот в 50-70 Гц можно согласиться с 18 м.

ПК – 5445/4389 (болото). Мощность ЗМС – 7-8 м, скорость в подстилающем слое 1820 м/с, $H_{\text{опт}} \approx 14 \text{ м}$.

ПВ – 5391/4101 (пойма). Мощность ЗМС – 5 м, $V = 1540 \text{ м/с}$, $H_{\text{опт}} \approx 10 \text{ м}$

На основании вышеизложенного представляется, что для заболоченных и пойменных участков площади предписанная Заказчиком глубина заряжения ВМ была избыточной. По данным МСК, выполненным на участке работ с плотностью 1 скв. на 2 кв.км, Исполнителем предложена оптимизированная схема глубин бурения взрывных скважин 3D, в целом с меньшим на 3-5 м погружением ВМ в сравнении с фактической (рис.2.8)

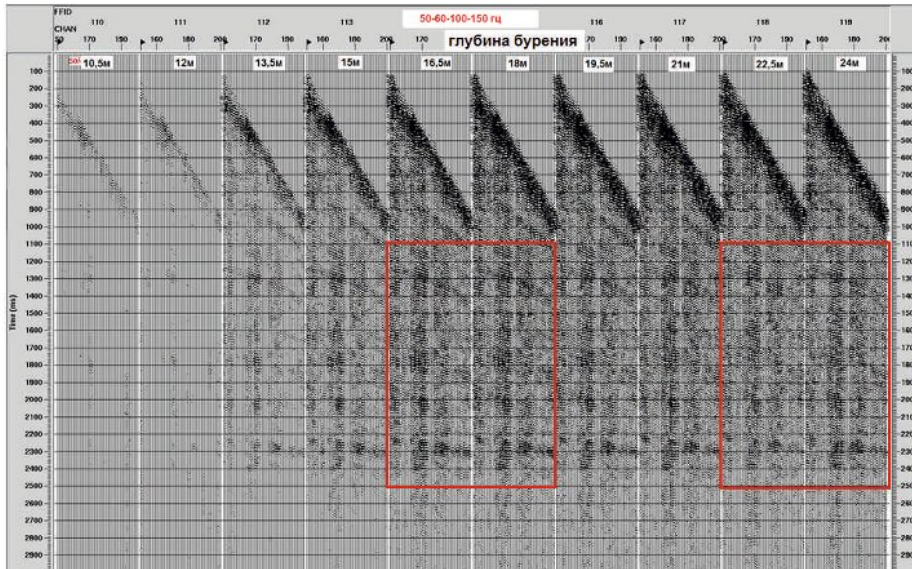


Рис.2.4. Фрагменты сейсмограмм ОР, лес. Полосовой фильтр 50-60-100-150Гц (достаточная глубина погружения заряда 16-18м)

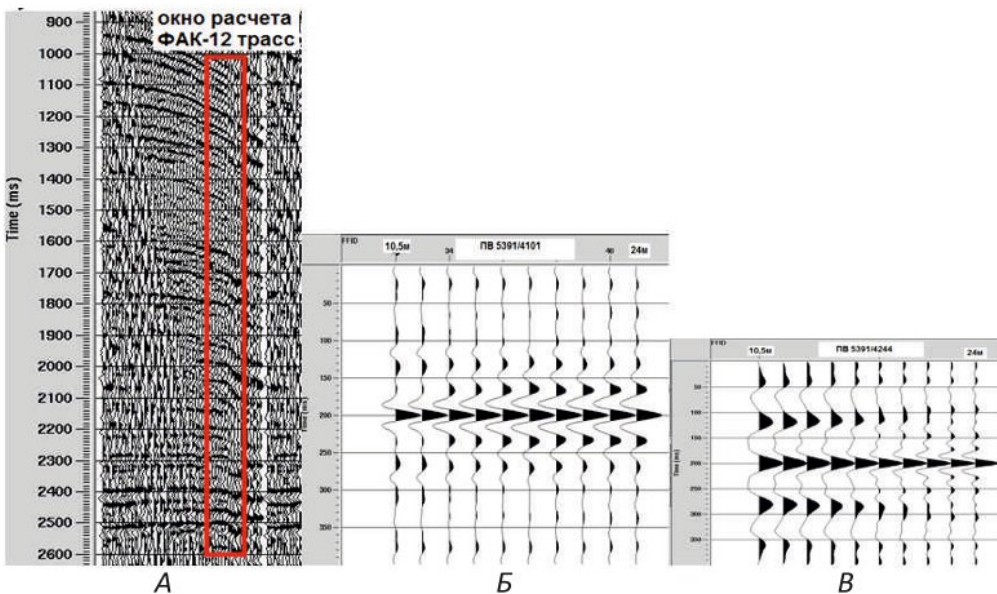


Рис.2.5. А-окно расчета ФАК, Б-ФАК для глубин 10,5-24м, пойма, В-ФАК для глубин 10,5-24м, лес

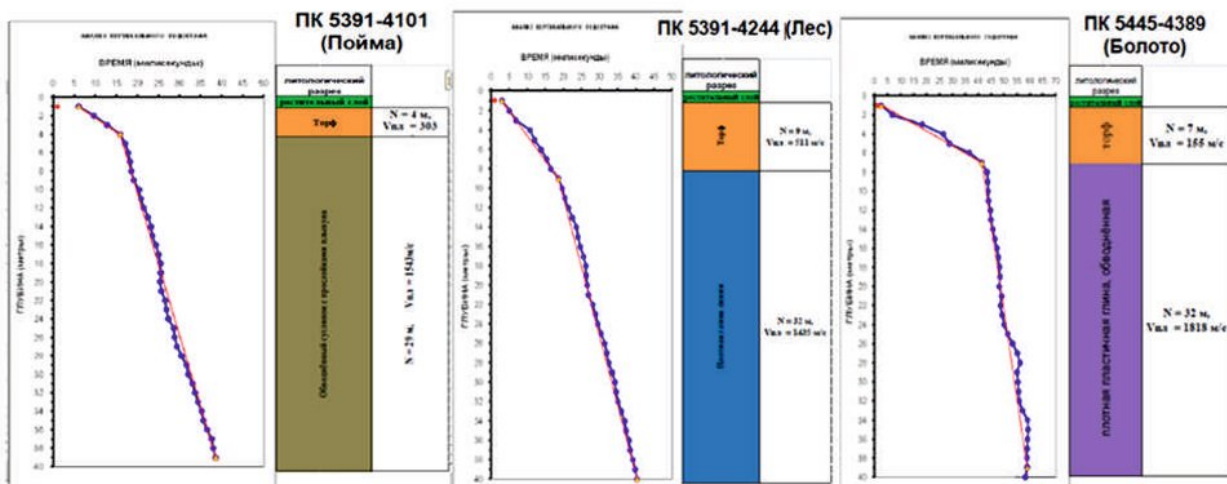
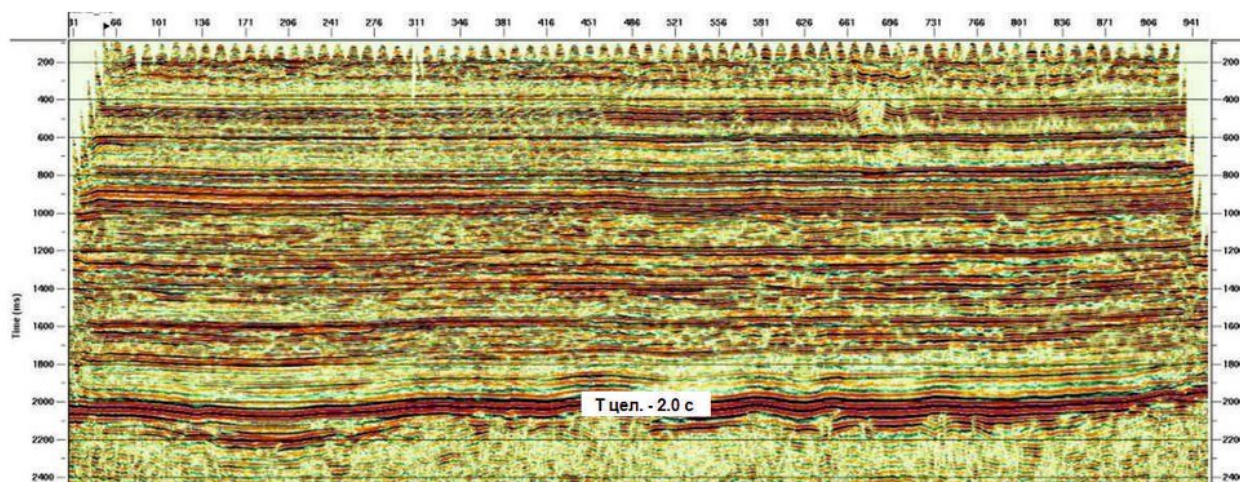
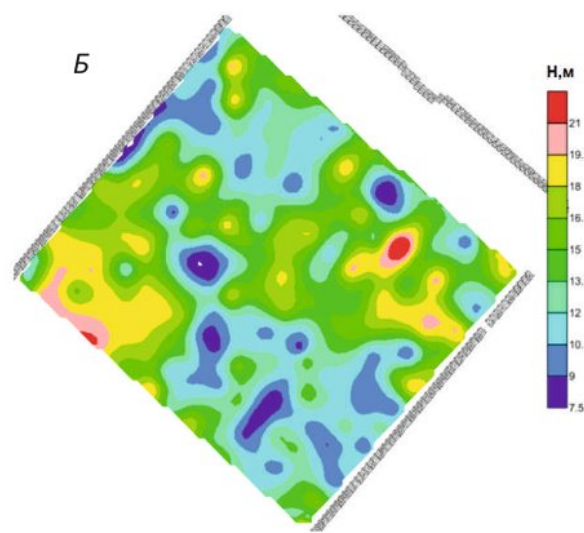
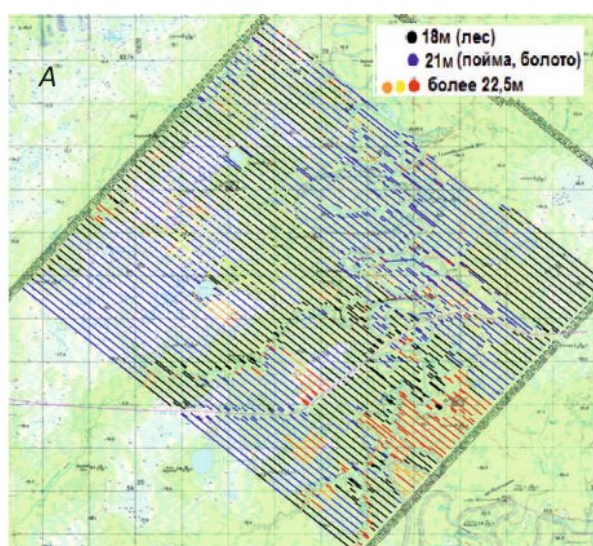


Рис.2.6. Годографы и результаты обработки данных МСК на участках опытных работ.



▲ Рис. 2.7. Пример временного разреза (Уватский район)



▲ Рис. 2.8. Фактическая и по данным МСК схемы глубин заряжения ВМ.

3. О методологии атрибутивного анализа

Из зарегистрированных на проекте 21 000 физических наблюдений (далее по тексту ф.н.) брак, оперативно переотработанный, составил 1400 ф.н. (6,6%). Подавляющее большинство сейсмограмм из этого количества (62%, рис.3.1) признано некондиционными по критерию низкой частоты сигнала (меньше 17 Гц). Приурочены такие сейсмограммы, в основном, к болоту (рис.3.2.)

Количественная оценка качества атрибутов, выполняемая по исходным данным, представляется некорректной,

поскольку необходимые для решения задач ПГР средне- и высокочастотные отражения завуалированы на сейсмограммах доминирующими волнами с АЧХ в 12-25 Гц, меньше всего представляющих интерес для камерального этапа.

В таком случае, массовая переотработка ф.н., не соответствующих пороговым значениям критериев качества, в частности, по частоте, не только поставила под угрозу срыва своевременное выполнение работ и привела к колоссальным убыткам сейсморайона, но и оказалась бессмысленной с точки зрения улучшения геофизической информативности.

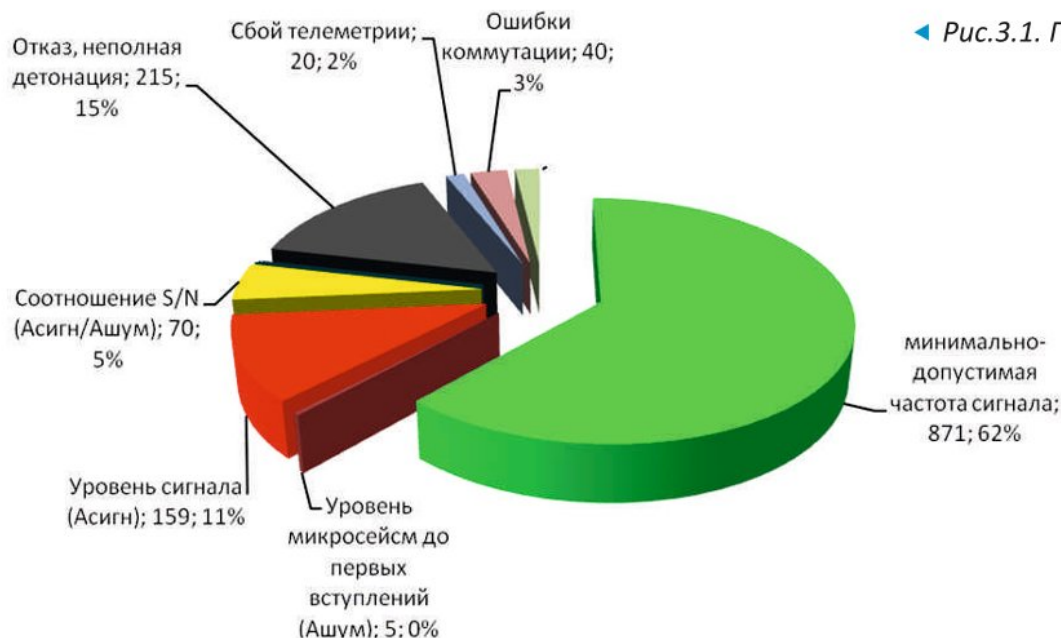


Рис.3.1. Причины брака

4. Сравнительная оценка временных разрезов «брак-перебур»

«Поскольку технические требования имеют дело с тем, что представляет собой потерянные данные и приемлемый процент потерянных данных, тем, кто принимает окончательное решение, должен быть обработчик сейсмических данных.

Например, важным является не отношение сигнал-шум по необработанным записям, а отношение сигнал-шум по конечным обработанным данным.»

Д-р Ричард Стокер, доктор философии, магистр точных наук, старший консультант по геолого-геофизическим исследованиям.

С целью выяснения насколько критично для конечного результата использование сейсмограмм с пониженными значениями S/N и видимой частотой сигнала, построены два временных разреза (далее ВР) по одному профилю участка площади, представленному плотным облаком переотработанных ф.н. (рис.3.3).

В суммирование использовалось

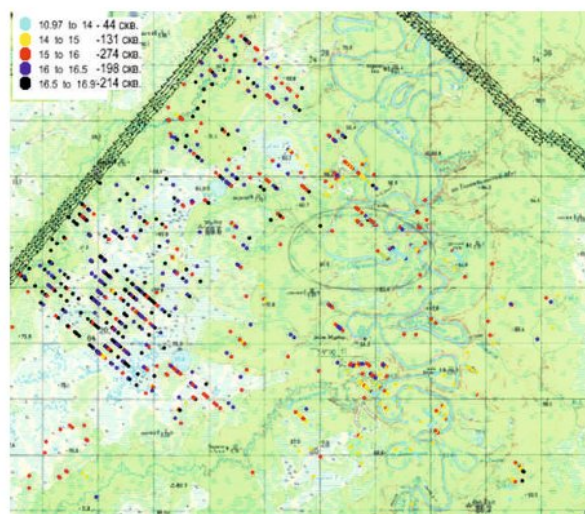
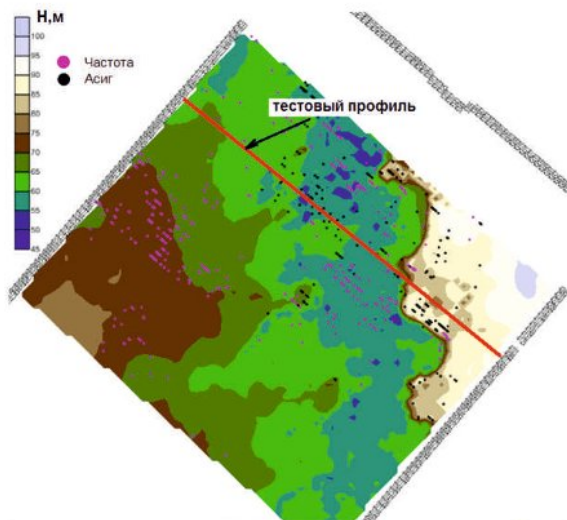


Рис.3.2. Забракованные ф.н. по частоте сигнала

4099 ф.н. принятых – сумма «Принято» и 4117 ф.н. с браком – сумма «С браком» (18 ф.н. – не переотработанный по Асиг. брак).

Предварительная обработка ограничена набором минимально необходимых процедур:

- ввод SEG-D файлов в систему обработки (ProMAX);
- присвоение геометрии;
- ввод поправки за сферическое расхождение (восстановление амплитуд);
- ввод статических поправок за рельеф (уровень приведения – 120 м,



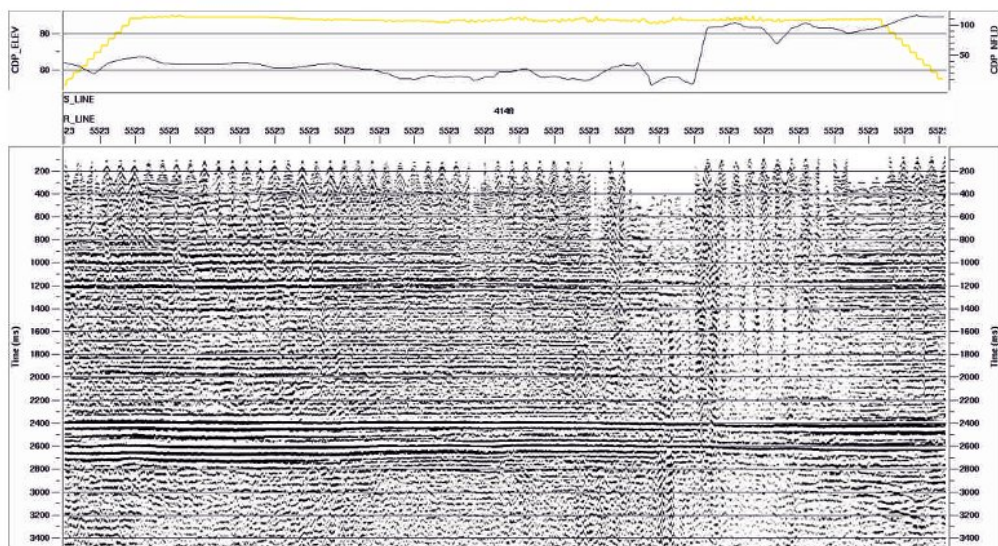
▲ Рис.3.3. Тестовый профиль на схеме забракованных ф.н.

- скорость замещения 1600м/сек);
- полосовой фильтр 10-13-80-90 Гц;
- ввод кинематических поправок, анализ по вертикальным скоростным спектрам, шаг 0,5х0,5 км);
- суммирование по ОГТ.

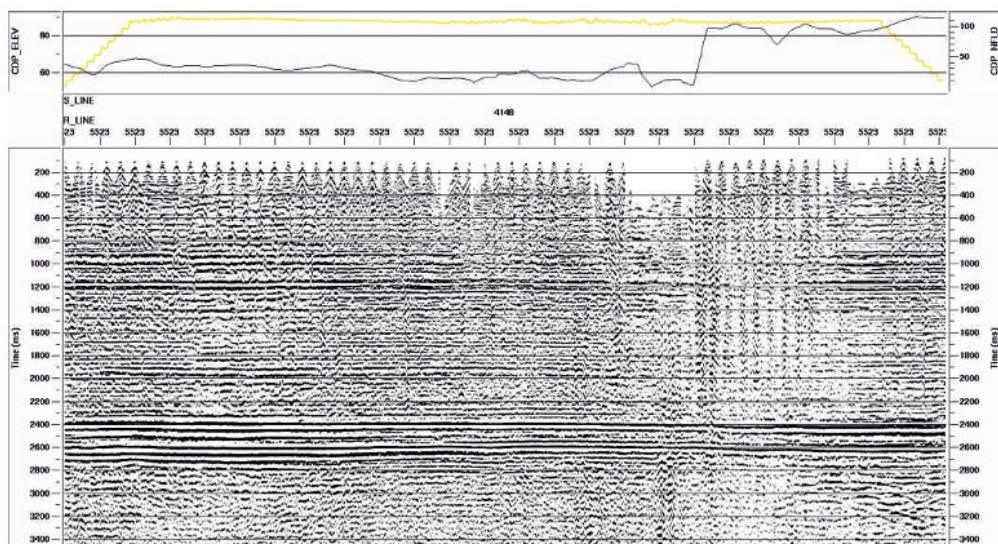
Из рис.3.4-3.7 следует, что ни визуаль-но, ни в количественных оценках АЧХ сумм нет разницы для полевых данных, «принятых» и «забракованных» по формальным оценкам.

Аналогичный результат получен и в работах 3D на этого же Заказчика в Нижневартовском районе (методика работ такая же, как в Уватском районе).

► Рис. 3.4.
ВР с браком



► Рис. 3.5.
ВР с переот-
работанным
браком



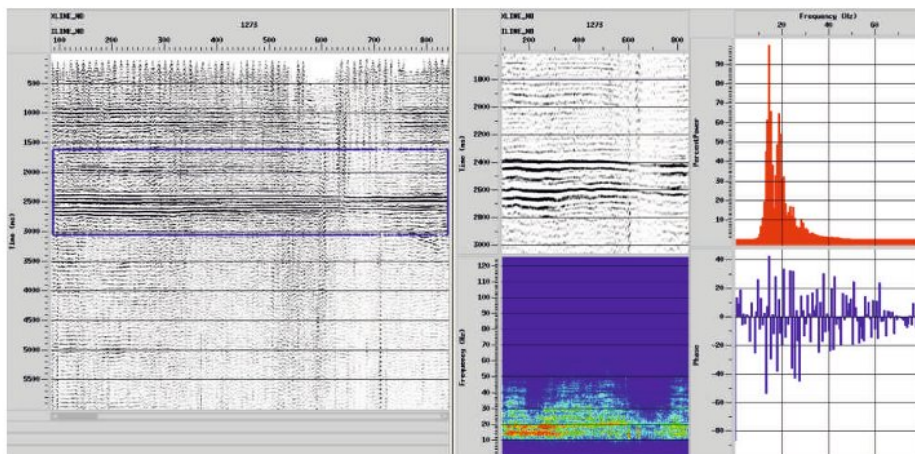


Рис. 3.6. Спектр нормированный суммы с браком (окно анализа в синем прямоугольнике)

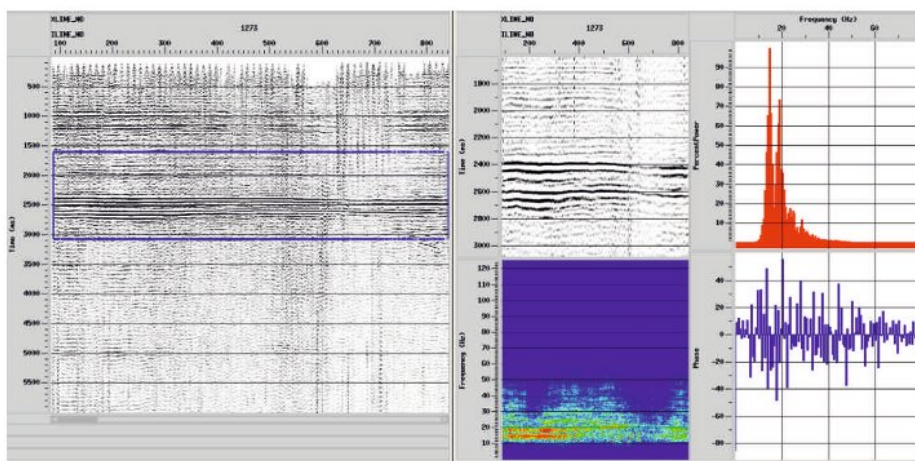


Рис. 3.7. Спектр нормированный суммы «принято»

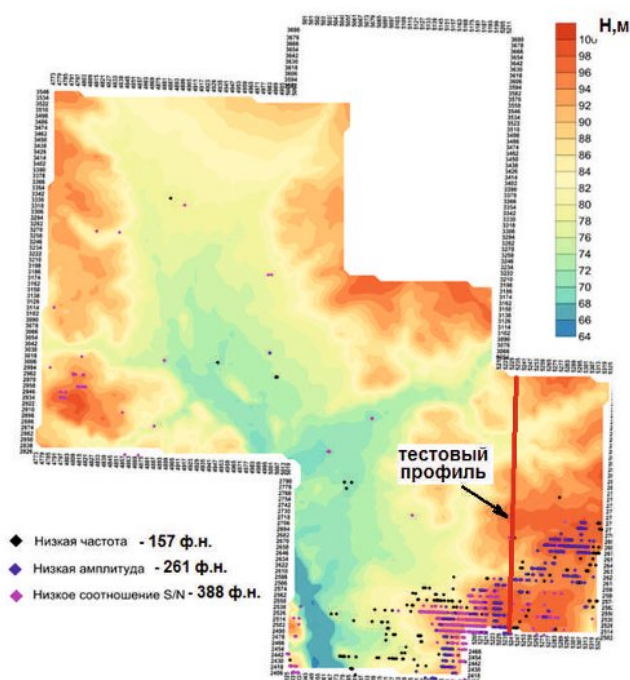


Рис.3.8. Тестовый профиль на схеме забракованных ф.н.

На рис. 3.8 представлено положение тестового профиля на схеме забракованных ф.н. (брак 4,1% от всего объема работ). На рис. 3.9-3.12 ВР с браком и с переработанными ф.н. и их АЧХ.

Представленные здесь временные разрезы с использованием «принятых» и «забракованных» по формальным оценкам полевых данных получены по очень сокращенному графу обработки, но не следует ожидать, что дополнительные адаптивная фильтрация данных, подавление случайного шума и кратных волн, миграция и пр. приведут к более информативному результату в варианте «принято» для расчета AVO атрибутов и дальнейшего решения задач ПГР. Напротив, процедуры фильтрации поверхностных волн, деконволюции, поверхностно-согласованной нормализации амплитуд, 3Д F-K фильтр, подавление влияния системы отстрела и т.п. полнос-

тью компенсируют некоторые различия (если они были) в АЧХ сейсмотрасс, «принятых» и «забракованных» по формальным оценкам.

Проекты, по которым здесь представлены материалы, характеризуются повышенной плотностью съемки (400 000 трасс/кв.км при бине 12,5х25м), широкоазимутальной приемной расстановкой (отношение сторон 0,8) и высокой кратностью регистрации (120). На таком высокотехнологичном фоне замена 2-3 % сейсмограмм визуально более представительными исходными данными не влияет заметно на результаты суммирования выборок по ОСТ.

Нормированные суммотрассы с отношением сигнал/помеха, многократно лучшим, чем у исходных сейсмограмм, нивелируют исходную разницу в АЧХ трасс по ОПВ, если она и была.

Однако, это утверждение относится только к ситуации, когда абсолютное большинство сейсмограмм (90 % и более) имеет достаточную энергию сигнала, широкий спектр и низкий уровень помех, то есть, когда заряды расположены на оптимальной глубине, датчики установлены в плотный снег и регистрация производится в приемлемых погодных условиях.

В случае преобладания сейсмограмм с пониженным качеством, эффект будет аналогичным, но результат противоположным. Улучшение отдельных сейсмограмм не окажет существенного влияния на качество итоговых данных.

Таким образом, приходим к выводу, что затягивание сроков выполнения работ, даже вызванное борьбой за максимально возможное качество каждой отдельной сейсмограммы, но приводящее, для завершения площади, к необходимости массовой отработки скважин в неблагоприятных погодных условиях (весенний период), скорее всего, приведет к общей потере качества данных на значительном участке.

Заключение

1. Следует очень аккуратно относиться к выбору оптимальных параметров возбуждения при использовании взрывного источника с учетом ключевых для качества атрибутов записи волновой картины и анализом спектральных характеристик, особенно в части компонент, действительно необходимым для решения поставленных геологических задач.

Необходимо адекватно выбирать глубины заложения зарядов, руководствуясь разумным компромиссом между общей энергией сигнала и долей высоких частот в спектре. Сокращение затрат времени на бурение избыточных метров уменьшит риски затягивания полевого сезона.

2. Очевидно, что определенные по результатам опережающего МСК глубины взрывных скважин более оптимальны с точки зрения «подкачки» высокочастотных составляющих сигнала, чем возбуждение с больших глубин, когда размазывается интерференция полезных волн от подошвы ЗМС(ЗПС). Необходимо предусматривать опережающее исследование ВЧР во всех регионах, где ЗМС изменчива.

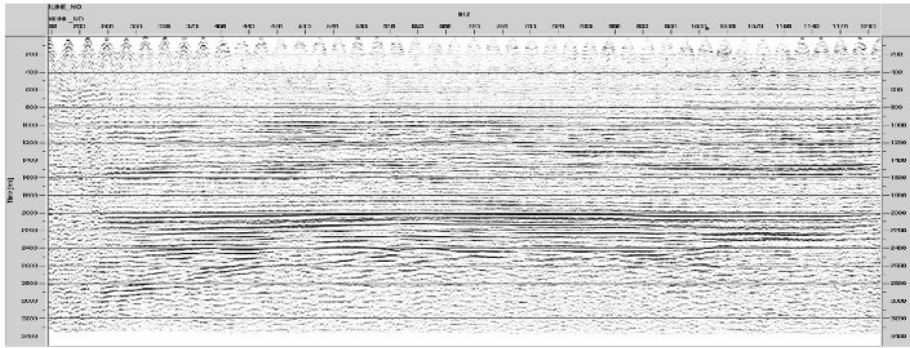
3. Представленные в настоящей статье результаты заставляют задуматься о целесообразности современного подхода к количественному атрибутивному анализу в целом. Считается, что атрибутивный анализ снижает риски неадекватной оценки качества, существующие из-за «человеческого фактора». При этом, выбор порога критериев качества во многом зависит от субъективной оценки и компетентности Супервайзера.

4. В случае наличия 4-6% «брака по атрибутам» (не технологического), когда пересмотр общих критериев оценки еще не требуется, а временные разрезы

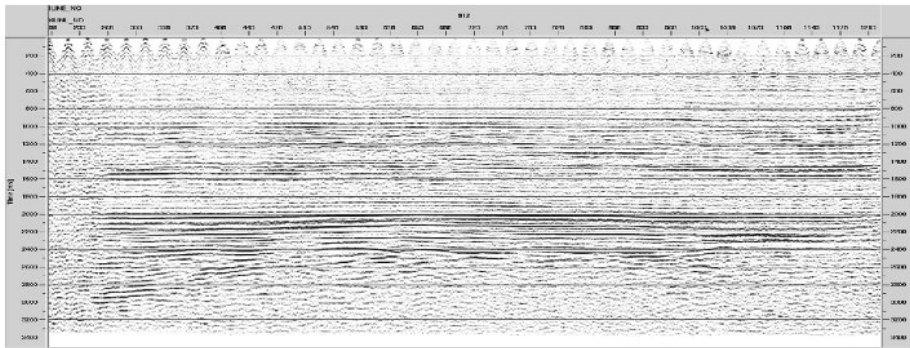
экспресс-обработки с «забракованными» ФН не отличаются от сумм с переотработанным ФН (без брака по атрибутам), необходимо, кроме повальной атрибутивной оценки ф.н., проводить визуальную оценку качества и анализ сейсмогеологических причин появления аномальных атрибутов, подтверждая

обоснованность «разбраковки» / приемки записей качеством временных разрезов.

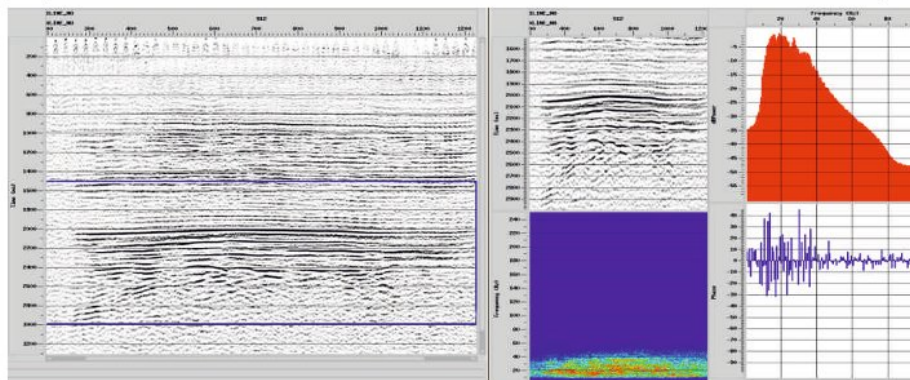
P.S. Выражаем глубокую благодарность В.С.Павлушину за консультации в некоторых аспектах затронутых здесь проблем сейсморазведки.



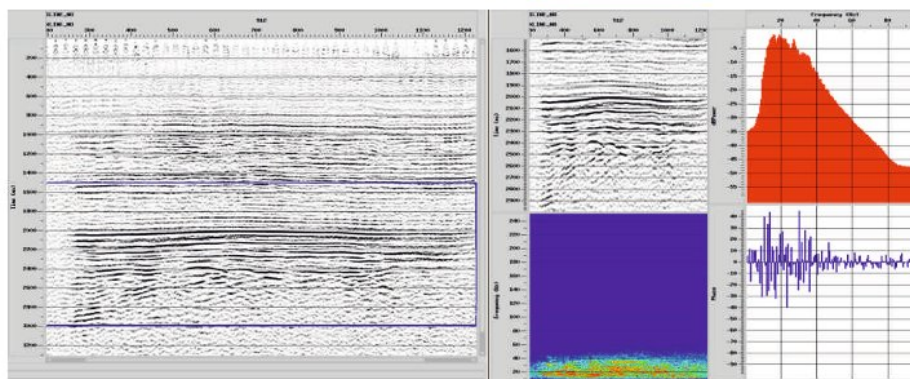
◀ Рис.3.9. ВР, содержащий забракованные по атрибутам ф.н. Inline 912



◀ Рис.3.10. ВР с переотработанным по атрибутам браком.



◀ Рис.3.11. Спектральный анализ разреза с браком



◀ Рис.3.12. Спектральный анализ разреза с переотработанным браком

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR

■ Гафаров Р.М., Муртаев И.С., Лицкий В.П., Хакимов Р.Т.,
ОАО «Башнефтегеофизика», г.Уфа

Введение

Данные Американского геологического общества по 25 наиболее крупным нефтегазовым бассейнам говорят о том, что большая часть (70-80%) существующих запасов и потенциальных ресурсов углеводородов расположена на суше. Вместе с тем, проблемы в наземной сейсморазведке разнообразны и, зачастую, труднопреодолимы с использованием существующих технологий выполнения сейсморазведочных работ. Некоторые из этих проблем связаны непосредственно с выявлением целевого объекта: трудные подповерхностные условия, сложные структуры, еле заметные стратиграфические ловушки, трещиноватые коллекторы и необходимость поиска все более глубоко залегающих объектов.

Другие проблемы являются чисто производственными и связаны с ужесточением общих требований к снижению затрат и потерь времени при проведении полевых работ, сокращению рабочих циклов и обеспечению безопасных, здоровых и экологических условий.

Все это требует от геофизиков использования последних достижений в области аппаратуры и методик.

До недавнего времени для решения специфических задач при исследовании строения недр в особо сложных условиях проведения работ использовались лишь кабельные многоканальные телеметрические сейсморегистрирующие системы. Однако в последнее время появился ряд сообщений о выполнении 3D проектов с использованием различных типов бескабельных сейсморегистрирующих систем [1, 2, 3, 4].

Все технологии сейсморазведочных работ, базирующиеся на конкретных технических средствах, имеют как свои преимущества, так и ограничения по возможности использования. Оптимальное оборудование для одних сейсмогеологических условий может оказаться совершенно неприемлемым для других.

Опытные работы, выполненные ОАО «Башнефтегеофизика» в 2011 г. в условиях Западной Сибири (Тюменская область, Герасимовская площадь) с использованием бескабельных систем GSR (компания OYO Geospace, США) и UNITE (компания Sercel, Франция) показали, что обе системы работоспособны и в условиях Западной Сибири вполне применимы [5].

В сезон 2012-2013 гг. ОАО «Башнефтегеофизика» продолжило выполнение сейсморазведочных работ с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы в условиях Западной Сибири, но уже в производственном режиме.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D были проведены на территориях Белоярского и Октябрьского районов ХМАО-ЮГРЫ Тюменской области. Работы были выполнены с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR автономного типа. Насколько нам известно, сейсморазведочные работы МОГТ 3D с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR в производственном режиме были выполнены ОАО «Башнефтегеофизика» впервые в России и представленные ниже результаты этих работ должны представить интерес для специалистов российских геофизических предприятий.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на Бобровской площади

Сейсморазведочные работы 3Д на Бобровской площади в сезон 2012-2013 гг. были проведены силами СП 52 Шаимской сейсмической экспедиции ОАО «Башнефтегеофизика» на основании геологического задания, выданного ЗАО «Континентальная геофизическая компания», согласно договора № 42/110-12 от 05.03.2012 г.

Объектом исследования являлось:

- детальное изучение геологического строения Бобровского месторождения по отражающим горизонтам, приуроченным к поверхности доюрского основания, юрским и нижнемеловым отложениям;
- получение 3-хмерных сейсмических материалов и их обработка с целью создания детальных геологических моделей строения залежи УВ в пласте ЮК2-3 и прогнозных карт по перспективным горизонтам ЮК4-11 тюменской свиты, ЮК1, ЮК0 верхней юры, пластов ВК1-3 и АС1-3 меловых отложений;
- учет аномалий ВЧР, связанных с многолетними мерзлыми породами и влияющих на точность построений по отражающим горизонтам.

В административном отношении площадь работ расположена на территории Белоярского района ХМАО-Югры Тюменской обл.

Обзорная карта работ представлена на рис.1

С целью определения глубин погружения и веса заряда на низких пойменных заболоченных участках и высоких участках и буграх, оптимальных для генерирования энергетически выраженных средне- и высокочастотных колебаний, в период 20-21.01.2013 были проведены опытно-методические работы.

Работы проводились на 2-х точках

РФ Тюменская обл. ХМАО

ОАО БНГФ к проекту



▲ Рис. 1. Обзорная карта района работ.

пр142/пк245(alt140), пр142/пк240(alt123) при рабочей расстановке - 1 линия, 144 каналов. Группирование сейсмоприемников - 12 сейсмоприемников типа GS20-DX в точке, Регистрация упругих колебаний проводилась телеметрической сейсмостанцией SN 428XL.

Параметры регистрации:

- шаг квантования - 2 мс;
- длительность записи - 5с;
- ФВЧ - выключен;
- антиаляйсинг-фильтр - минимально-фазовый 0,8N;
- РФ - выключен;

В качестве источников возбуждения упругих колебаний использовался взрыв одинарного, двойного и тройного заряда ЗС-40ТГ50 с электродетонатором ЭДС-1.

Объем работ составил 38 ф.н. МОГТ. По результатам работ были выбраны следующие параметры возбуждения сейсмических колебаний:

- на низких пойменных заболоченных участках глубина погружения заряда 3 метра (ниже подошвы торфяного слоя)

для групп из 3 скважин с весом заряда в каждой скважине 640гр и общей базой 20 метров;

- на высоких участках и буграх глубина погружения заряда 21 метр с весом заряда 960гр.

Сейсморазведочные работы

Детальный этап сейсморазведочных работ проводился методом ОГТ 3D с 13.02.2013 г. по 23.02.2013 г.

Сейсморазведочные работы проводились с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR, производства компании «OYO Geospace» (США).

Параметры регистрации:

- длина записи – 5 с;
- дискретность – 2 мс;
- ФНЧ – 0,8 Nyquist мин.-фазовый;
- ФВЧ – открытый канал;
- режекторные фильтры – выключены;
- усиление предусилителей - 0 Дб;
- база группирования – 50 м;
- число активных каналов – 1568;
- тип геофонов – GS-One

Отличительными особенностями системы GSR являются:

- Автономный режим регистрации сейсмоданных;
- 24-битовый регистратор цифровых данных;
- Встроенный GPS-приемник и синхронизируемые/калибруемые часы;
- Встроенный генератор тест-сигнала для проверки геофонов;
- Хранение данных во флэш-памяти;
- Возможность вести непрерывную запись в течение длительного времени, до 30 суток;
- Идеально подходит для проектов, связанных с непрерывной записью сейсмических данных в районах, удаленных от населенных пунктов;
- Возможность наращивания системы до более 10 000 каналов.

В комплект системы GSR входили:

1. Полевые блоки GSX (в состав блока входит аналого-цифровой преобразователь GPS-приёмник, энергонезависимая память и устройство связи Wi-Fi);
2. Аккумуляторные блоки;
3. Устройства зарядки аккумуляторов;
4. Контроллер сейсмоисточника;
5. Консоль управления – Field Management Console (FMC);
6. Устройство просмотра линии - Line Viewer (Контроль качества);
7. Модуль передачи данных - Data Transfer Module (DTM);
8. Блок управления системой - GeoRes-XTC.

Более подробное описание системы GSR и ее спецификацию можно найти в [6].

Для решения поставленной геологической задачи на Бобровском месторождении применялась методика и технология трехмерной сейсморазведки МОГТ (модификация «3D»).

Площадь сейсмической съемки на Бобровском участке составила 60 кв. км.

На участке была применена площадная система наблюдений типа «Крест». Была подготовлена сеть из 38 профилей возбуждения (ЛПВ) в субширотном направлении, ортогонально к ним была проложена сеть из 18 профилей приема (ЛПП). Общая протяженность ЛПВ составила 154,1 пог. км, ЛПП – 215,1 пог. км, общее количество число физических наблюдений – 3120 при плотности наблюдений 52 ф.н./кв.км. Интервал между ЛПВ - 400 м и ЛПП - 300 м, интервал между ПВ и ПП - 50 м.

Профили приема группировались в сейсмоблоки, по 14 профилей из 112 активных каналов на линию в каждом (1568 активных каналов). При этом следующий соседний блок перекрывался с предыдущим тринадцатью профилями.

ми приема. Каждый блок отрабатывался по центрально-симметричной схеме наблюдений. После отработки 6 пунктов возбуждения на центральном, по отношению к расстановке СП (между 56 и 57 каналами, 7 и 8 активными линиями приема) профиле возбуждения, расстановка геофонов в пределах отрабатываемого сейсмоблока перекоммутировалась на 400 м вперед по профилю приема, после чего отрабатывались аналогичные 6 пунктов возбуждения, размещенные на следующем (соседнем) профиле возбуждения, и т. д., до отработки пунктов на последнем профиле. По аналогичной схеме отрабатывались все другие сейсмоблоки.

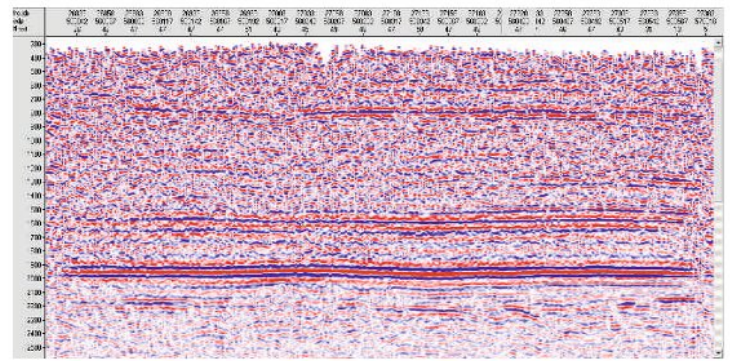
Данная схема отработки площади позволила получить сейсмическую информацию в узлах сети 25×25 м (бин) с максимальным удалением ПП-ПВ 3465 м, минимальным удалением 35 м и с кратностью 49 в полнократной части. Продемонстрирована зона набора кратности (до номинала 49) на краях сейсмической съёмки, которая составляет по оси $X=900$ м, по оси $Y=1200$ м.

Система наблюдения была проанализирована по кратности наблюдений на отражающих горизонтах нефтенасыщенных пластов, характерных для Бобровской структуры (центральный купол), расположенной на проектном участке (по данным сейсморазведочных работ и акустического каротажа скв. 4 Бобровская на предыдущем этапе исследований).

Предварительная обработка осуществлялась на полевом ВЦ, оснащённом интерактивной системой обработки сейсмических данных Geovector Plus v.4100 (компании CGG), обладающей широкими функциональными возможностями. Экспресс-анализ полевых материалов и полученные по результа-

там предварительной обработки динамические атрибуты полевых записей, а также первые суммы позволили количественно оценивать качество отработки и принимать решения. Качество полевого материала определялась внутренними требованиями ОАО «Башнефтегеофизика». Оценке подвергались такие параметры как геометрия, соотношение сигнал/шум, доминирующая частота. Общая оценка качества материала составила 0.978.

На рис.2 представлен фрагмент временного разреза по inline.



▲ Рис. 2. Фрагмент временного разреза по inline

В целом, по участку проведенных исследований получен первичный сейсмический материал, позволяющий провести обработку и структурные построения согласно геологическому заданию.

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на Остапенковском месторождении

Сейсморазведочные работы МОГТ 3D на Остапенковском месторождении, расположенном в Белоярском и Октябрьском районах ХМАО-Югры Тюменской области, проводились на основании Договора № 43/110-12 от 05.03.12 г. между ООО «БЕЛГЕО» и ОАО «Башнефтегеофизика».

Целевое назначение работ:

- детальное изучение геологического строения Остапенковского месторожде-

ния по отражающим горизонтам, приуроченным к поверхности доюрского основания, юрским и нижнемеловым отложениям;

- получение 3-хмерных сейсмических материалов и их обработка с целью создания детальных геологических моделей строения залежи УВ в пласте ЮК2-3 и прогнозных карт по перспективным горизонтам ЮК4-11 тюменской свиты, ЮК1, ЮК0 верхней юры, пластов ВК1-3 и АС1-3 меловых отложений;

- учет аномалий ВЧР, связанных с многолетними мерзлыми породами и влияющих на точность построений по отражающим горизонтам.

Сейсморегистрирующая система (GSR), параметры регистрации, методики и технология трехмерной сейсморазведки МОГТ-3D, примененные для решения поставленной геологической задачи на Остапенковском месторождении, были аналогичны тем, которые были применены ранее при проведении сейсморазведочных работ на Бобровской площади.

Обзорная карта работ представлена на рис.3.

РФ Тюменская обл. ХМАО

ОАО БНГФ в. проекту



▲ Рис. 3. Обзорная карта района работ.

На участке применялась площадная система наблюдений типа «Крест».

Площадь сейсмической съемки на Остапенковском участке составила 75 кв. км. Была подготовлена сеть из 38 профилей возбуждения (ЛПВ) в субширотном направлении, ортогонально к ним проложена сеть из 31 профиля приема (ЛПП). Общая протяженность ЛПВ составляет 197,6 пог. км, ЛПП – 267,25 пог. км, общее расчетное число физических наблюдений – 3990 при плотности наблюдений 53,2 ф.н./кв.км. Интервал между ЛПВ - 400 м и ЛПП - 300 м, интервал между ПВ и ПП - 50 м.

Профили приема группировались в сейсмоблоки, по 14 профилей из 112 активных каналов на линию в каждом (1568 активных каналов). При этом следующий соседний блок перекрывался с предыдущим тринадцатью профилями приема. Отработка сейсмоблоков осуществлялась по схеме, аналогичной схеме отработки сейсмоблоков при проведении работ на Бобровской площади.

Ряд ПВ был перенесён со своих плановых позиций на ближайшие разрешённые пикеты (с предварительного согласия представителя Заказчика), что в свою очередь в некоторой степени изменило характеристику отдельных бинов. Смещения проводились до 350 м вправо-влево перпендикулярно к линии возбуждения с шагом 50 м при сохранении центрально-симметричной расстановки относительно смещаемого ПВ. Если перпендикулярное перемещение было невозможно, то перемещение пункта возбуждения проводилось перпендикулярно линии приема, а затем перпендикулярно линии возбуждения. Нумерация пикетов быть изменена на величину, соответствующую интервалу смещения. Все смещения ПВ были перенесены в соответствии с требованиями на прове-

дение работ МОГТ-3D. Расчет смещений выполнялся непосредственно при производстве сейсморазведочных работ с использованием специализированного программного обеспечения "ПИКЕЗА-3".

Полевые наблюдения проводились по центрально-симметричной схеме с использованием бескабельной системы GSR, активная расстановка - 112 каналов на 14 ЛПП, кратность наблюдений - 49. Отработано 75 кв. км (3990 ф.н.). Шаг пунктов наблюдения и возбуждения – 50 м, шаг ЛПП – 300 м, ЛПВ - 400 м. Длина записи 5 с, шаг дискретизации 2 мс. Источник возбуждения – группа из 2 скважин глубиной 3 м.

Контроль качества полевых материалов выполнялся на полевом вычислительном центре с использованием программы GeovectorPlus.

На рис.4 представлен фрагмент временного разреза по inline.

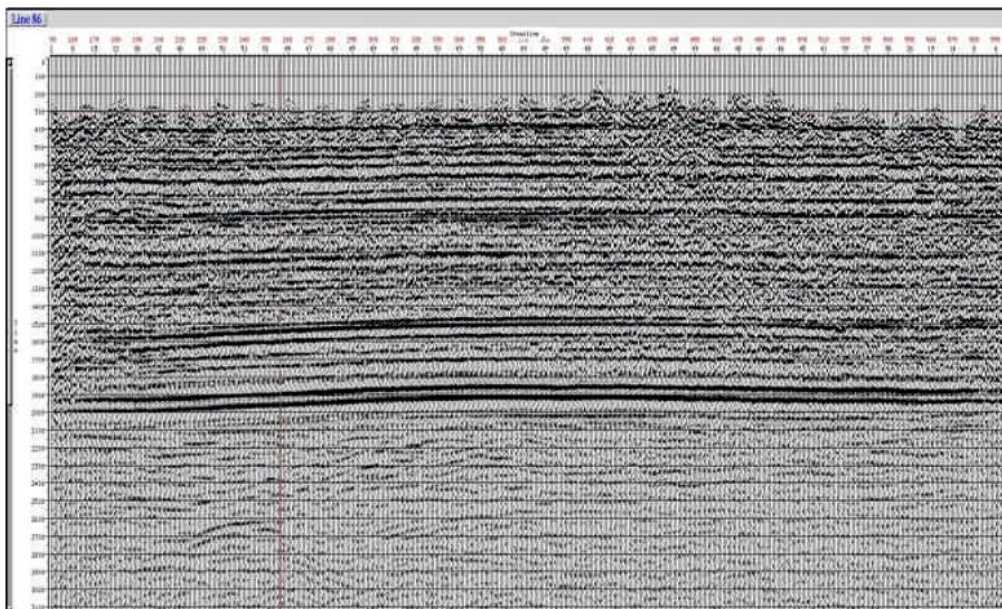
Полученные материалы характеризуются хорошим качеством первичных сейсмических данных, что позволяет рассчитывать на успешное проведение их обработки и интерпретации, а также решение поставленных геологических задач.

Описание процесса производства работ с использованием бескабельной сейсморегирующей системы GSR

Технология выполнения полевых работ с использованием бескабельной сейсморегирующей системы имеет свои особенности, связанные не только с отсутствием кабельного канала передачи данных, но и с типом самой системы (сетевой, полуавтономный и автономный типы) и только всесторонний учет этих особенностей может обеспечить реализацию всех потенциальных возможностей бескабельной системы того или иного типа. Ниже приведено описание процесса производства работ с использованием системы GSR – бескабельной сейсморегирующей системы автономного типа.

Для начала производства, оборудование подготавливается к работе на базе партии:

1. Производится зарядка аккумуляторов;
2. Операторами сейсмостанции с помощью программного обеспечения Geo-Reaper в блоки GSX заносится информация о параметрах записи, (шаг дискретизации, усиление предусилителей,



◀ Рис. 4. Фрагмент временного разреза по inline.

параметры фильтрации, длина записи, фаза ОМ);

3. В устройство просмотра линии Line Viewer вводятся географические координаты ПП в формате SP-1.

После подготовки оборудования к работе производится доставка оборудования на профиль.

Установка на профиле заключается в следующем:

1. К блокам GSX подключаются сейсмоприёмники GS-1 и аккумуляторы. После подключения к блоку аккумулятора, система автоматически начинает поиск спутников и определение своих координат по GPS. Если все верно, блоку GSX присваивается номер профиля и пикета;

2. Производится тестирование уровня заряда аккумулятора;

3. Производится тестирование параметров геофонов (уровень шумов, мгновенный динамический диапазон, импеданс, взаимные влияния и т.д.);

4. Устройство просмотра линии Line Viewer позволяет технику «прозванивать» каждый записывающий блок GSR после установки и проверять состояние самого блока и геофона. Операция занимает несколько секунд.

Оборудование готово к работе. С этого момента блок непрерывно записывает информацию с сейсмоприёмника, синхронизируя время по спутнику. Параллельно, на сейсмостанции, в контроллере сейсмоисточника также установлены часы, с синхронизацией по спутнику. Там же формируется отметка момента возбуждения от каждого ПВ.

Все вышеперечисленные действия осуществляются без выхода блока из режима записи.

Перед тем как начать отстрел вся информация, снятая Line Viewer с каждой размотанной линии, доставляется и скачивается на станцию, после чего можно визуально наблюдать размотан-

ные на профиле каналы и проверить: состояние самого блока и прибора на профиле; находится ли прибор на нужном пикете, на своей линии; уровень заряда аккумуляторов; состояние связи со спутниками и т.д.. И если по каким-то причинам прибор не обозначен, либо стоит не на своей линии, нет связи GPS со спутниками - на место выезжает техник с Line Viwer для устранения неполадок. После этого процедура проверки повторяется. В режиме реального времени при отстреле и после него невозможно узнать о состоянии прибора со станции. К примеру: если блок GSX был по каким-то причинам сбит, случайно по нему проехали, либо блок завалился на бок. Прибор в таком положении не в состоянии связаться со спутником и после нескольких неудачных попыток производит перезагрузку. В этот момент прибор не будет записывать информацию.

Так как информация записывается не в саму сейсмостанцию, а находится в самом блоке GSX, оборудование может лежать в поле длительное время (до 25 суток при полном разряде батареи) до того момента пока не будет набрано нужное количество каналов для передачи на ВЦ (минимум половина активной расстановки). Таким образом, нет возможности просмотра первых отработанных сейсмограмм сразу же после отстрела.

Можно сразу же после отстрела собрать и доставить на станцию нужное количество блоков GSX для скачивания информации и визуального контроля качества сейсмограмм или параметров регистрации, но при этом потребуются дополнительное время на подмотку, последующую размотку и формирование SEG-D файлов, а так же тестирование прибора после установки на место.

При размотке с ГАЗ 34039 в среднем за 4 часа бригада из 3-х человек устанавливает 230 каналов. 1 человек разматывает, второй устанавливает, третий человек снимает тест с прибора при помощи Line

Viewer и сравнивает координаты блока GSX с базой данных Line Viewer.

Подмотка на ГАЗ 34039 занимает порядка 3 часов.

Время скачивания информации с 192-х блоков (это 2 полностью загруженные блоки DTM) составляет 8-10 мин. время скачивания напрямую зависит от объёма информации, т.е. от времени работы блока на профиле. Общий цикл передачи информации 192-х блоков (подключение, скачивание и отключение) составляет 15 мин;

Сортировка информации и создание SPS-файлов занимает порядка 30 мин.

Чтобы передать на ВЦ половину активной расстановки с 4х линий приема (учитывая набор кратности) потребовалось отработать 502 скважины.

Таким образом, для создания полноценных SEG-D файлов с максимальной проектной расстановкой 1568 каналов нужно отработать 1809 ПВ.

Выводы

Несмотря на сравнительно недавнее появление современных бескабельных сейсморегистрирующих систем, данные сейсморегистрирующие системы уже достаточно активно используются за рубежом в различных климатических зонах с использованием современных сейсмических технологий, в том числе при выполнении сейсморазведочных работ МОГТ 3D.

Результаты, полученные ОАО «Башнефтегеофизика» при выполнении сейсморазведочных работ МОГТ 3D с использованием бескабельной сейсморегистрирующей системы автономного типа GSR, убедительно свидетельствуют о том, что данная систем вполне применима в условиях Западной Сибири.

Опыт, полученный специалистами ОАО «Башнефтегеофизика» при выполнении сейсморазведочных работ МОГТ 3D в условиях Западной Сибири с исполь-

зованием бескабельной сейсморегистрирующей системы GSR, позволяет сделать следующие выводы:

1. Бескабельная система сбора сейсмических данных автономного типа GSR в сравнении с существующими кабельными телеметрическими сейсморегистрирующими системами имеет следующие преимущества:

- портативность и транспортабельность;
- непрерывная запись информации;
- для размотки и установки приборов на профиле достаточно 2х человек в одной бригаде;
- возможность установки приборов в эксклюзивных зонах, высокая скорость размотки (эффективная конструкция, малый вес);
- исключены повреждения оборудования, обрывы кабеля при подмотке/размотке;
- энергонезависимая память прибора позволяет скачать информацию при повреждении блока (наезд техники, прочие неучтенные ситуации);
- возможность формирования SEG D файлов по новым SPS файлам (в случае ошибок);
- упрощена наладка активной расстановки (1 техник с LineViewer способен оперативно устранить неполадки на линии, протестировать и запустить в работу прибор на месте);
- аккумуляторные батареи нового поколения способны поддерживать круглосуточную бесперебойную запись прибора в течении 25 суток;
- возможность снятия тестов с прибора без выхода прибора из режима записи
- наличие высокоскоростного порта передачи данных;
- сеймостанция не передвигается по площади (при условии радиосигнала достаточно высокого уровня);
- наличие второго независимого блока управления полем FMC, что обеспечива-

ет возможность параллельных (опытных) работ;

- все оборудование поставляется в специально оборудованных контейнерах, что придает мобильность системе и обеспечивает сохранность оборудования.

Вместе с тем, в процессе выполнения работ специалистами сейсмопартий были отмечены следующие недостатки системы:

- основным недостатком системы является отсутствие on-line контроля за расстановкой, снятие тестов по шумам осуществляется выездом техника-геофизика на профиль с устройством просмотра линии lineViewer. Впрочем, данный недостаток присущ всем бескабельным сейсморегистрирующим системам автономного типа;

- отсутствие системы поиска прибора на профиле (при отсутствии пикета, может возникнуть сложность с поиском, требуется Garmin)

- отмечена некорректная совместная работа SGD (Новосибирск) и аппаратного обеспечения GSR-SI (представители Geospace готовы исправить проблему);

- не работает GPS навигация (нет контроля за взрывниками);

- не всегда корректно работает устройство просмотра линии lineViewer при тестировании полевых блоков со снегохода "Буран";

- для работы сейсмостанции и зарядки аккумуляторов требуется напряжение 110 В, 50 Гц;

- в рапортах оператора не фиксируются вертикальные времена T_v (приходится вносить вручную);

- длительный простой аккумуляторов приводит их в негодность;

- при переезде в другую географическую зону возникают проблемы с геодезией.

Рекомендации:

Для более оптимального выполнения работ необходимо:

- использовать группы геофонов 3х2;
- наладить систему GPS навигации для контроля взрывников;
- обеспечить сейсmobригады устройствами Garmin;
- устранить проблему фиксации отметки вертикального времени в рапорте оператора;
- скорректировать работу SGD с GSR-SI;
- желательно работать вдали от населенных пунктов и зон техногенных помех.

В целом же, по результатам выполненных работ можно сделать вывод о том, что бескабельная сейсморегистрирующая система GSR надежна, практична, мобильна и проста в использовании, что обеспечивает возможность выполнения больших объемов работ в короткие сроки.

Литература

1. MikeYates, Jeff Reck, Marty Smithey, Wine country 3-D: Cable-less seismic acquisition in Mendoza Province, Argentina [2011]
2. Wireless vs. Wireline Land 3D Seismic in North Italy [2013] www.geotecspa.com
3. Wireless land survey in Colorado, Digital Energy Journal, January 06, 2009 www.apachecorp.com
4. Jack Caldwell, Cable-less seismic offers real-world advantages. Hart's E&P [2010] www.epmag.com
5. Гафаров Р.М., Опытные работы по испытаниям полевых бескабельных систем GSR (GEOSPACE) и UNITE (Sercel). Приборы и системы разведочной геофизики, №02(40)/2012
6. Кузнецов И.М., Современные бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы (обзор). Приборы и системы разведочной геофизики, №02 (36)/2011

Опробование технологии бескабельного сбора полевой сейсмической информации при выполнении опытных работ в предгорных районах Республики Ингушетия и Чеченской Республики

■ Орлов В.В., Бусыгин А.И., Панченко А.И., ОАО «Ставропольнефтегеофизика», г.Ставрополь

В августе-сентябре 2013г. ОАО «Ставропольнефтегеофизика» выполняло комплексные геолого-геофизические исследования поднадвиговых структур вдоль склонов Терской и Сунженской антиклинальных зон в пределах Республики Ингушетия, а также синклинальных зон Терско-Каспийского прогиба в пределах Чеченской Республики.

Основной целью проведенных сейсморазведочных работ МОГТ-2D было обоснование приоритетных направлений по воспроизводству ресурсной базы УВ в данных Республиках и выделение первоочередных объектов лицензирования.

Вместе с тем, для оценки возможности использования в дальнейшем в данных орографических условиях технологии бескабельного сбора полевой сейсмической информации было принято решение опробовать в ходе проведения работ данную технологию сбора данных с использованием отечественной беска-

бельной телеметрической сейсмореги-стрирующей системы "SCOUT" производства ОАО «СКБ СП».

Опытные работы по опробованию новой технологии сбора данных выполнялись специалистами ОАО «Ставропольнефтегеофизика» и ОАО «СКБ СП».

Республика Ингушетия

Для проведения опытных работ в Республике Ингушетия был выбран участок 17 профиля ПК 730-769 (Рис.1) с различными ландшафтными условиями: горные склоны, сильно заросшие кустарником и относительно ровные места (Рис.2).

В качестве основной сейсмореги-стрирующей системы использовалась кабельная система "I/O-2".

На ровном участке профиля расстановка кабельной и бескабельной систем производилась с использованием автотранспорта. В раскладке бескабельной системы были задействованы: 1 автома-



▲ Рис. 1 Участок проведения опытных работ на топооснове (красным цветом отмечен участок расстановки "Scout")



▲ Рис. 2 Положение профиля на местности (красная линия)

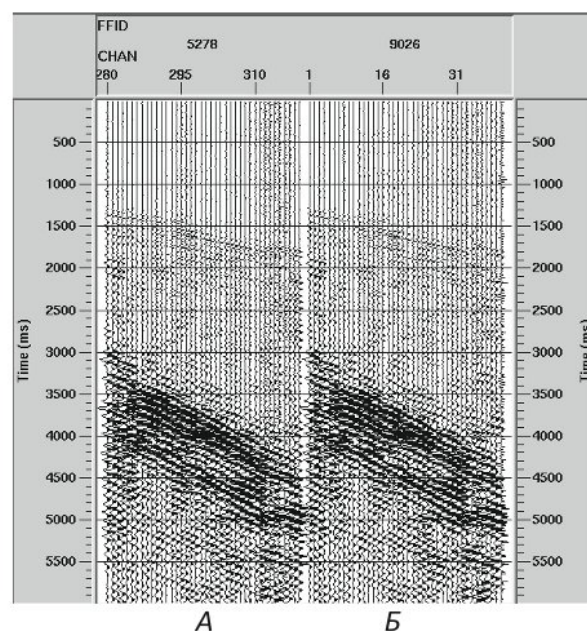
шина и 2 рабочих. В раскладке кабельной системы было задействовано: 1 автомашина и 4 человека. Время раскладки 40 каналов кабельной и бескабельной систем было примерно одинаковым. Тестирование полевых модулей и групп сейсмоприемников системы “SCOUT” выполнялось одновременно с установкой модулей. Тестирование и наладка размотанного наземного оборудования кабельной системы выполнялись после подключения всего наземного оборудования к центральному регистрирующему комплексу (ЦРК), что потребовало дополнительного времени.

Раскладка оборудования в сложной зоне густого кустарника на горном склоне выполнялась вручную – 2 рабочих для бескабельной системы и 4 рабочих для кабельной. При этом раскладка 40 каналов бескабельной системы заняла 2 часа, а размотка такого же числа каналов кабельной системы заняла 3 часа. Разница времени установки систем связана с тем, что на данном участке профиля было невозможно использовать автотранспорт и тяжелое оборудование кабельной системы (сейсмические кабели, блоки MRX и аккумулятор-

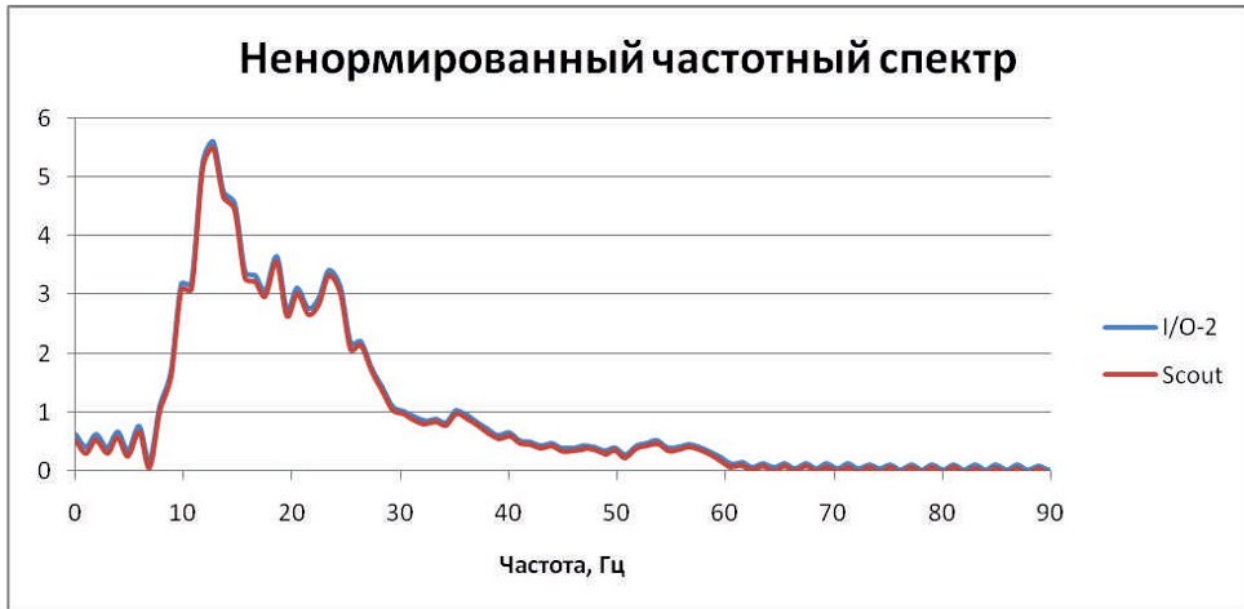
ные батареи) приходилось перемещать и менять в процессе работы вручную.

Группы сейсмоприемников системы “SCOUT” были установлены параллельно с группами сейсмоприемников системы “I/O-2”. В качестве источника возбуждения использовался вибратор СВ-14/150 (ЗАО «ГЕОСВИП»).

Отработка профиля производилась с параллельной регистрацией кабельной и бескабельной системами. После приве-



▲ Рис. 3 Фрагменты сейсмограмм, зарегистрированных кабельной (А) и бескабельной (Б) системами.



► Рис. 4 Сравнение ненормированных частотных спектров в окне целевых горизонтов полученных кабельной ("I/O-2") и бескабельной ("Scout") системами

дения сейсмограмм к одному уровню был проведен их визуальный и спектральный анализ.

На Рис.3 приведены сейсмограммы, полученные кабельной и бескабельной системами. Визуально сейсмограммы идентичны.

На Рис.4 представлены амплитудно-частотные характеристики данных сейсмограмм, подтверждающие их визуальную идентичность.

Чеченская Республика

Для проведения опытных работ в Чеченской Республике был выбран

участок 3 профиля ПК 1475-1513 (Рис.5), включающий залесенный заболоченный участок и относительно ровный луговой.

В качестве основной сейсморегирующей системы использовалась кабельная система "SN 388".

На Рис.6 и 7 представлены, соответственно, залесенный и заболоченный участки профиля, на которых были установлены полевые блоки и сейсмогруппы систем "SCOUT" и "SN 388".

Методика работ использовалась та же, что и в Ингушетии.

Время, людские ресурсы и оборудование, потребовавшиеся для раскладки



▲ Рис. 5 Участок проведения опытных работ на топооснове (красным цветом отмечен участок расстановки "Scout")



▲ Рис. 6 Раскладка групп сейсмоприемников и полевых блоков систем "Scout" и "SN 388"



▲ Рис. 7 Расстановка групп сейсмоприемников и полевых блоков систем "Scout" и "SN 388" на заболоченном участке (группы сейсмоприемников установлены в точку)

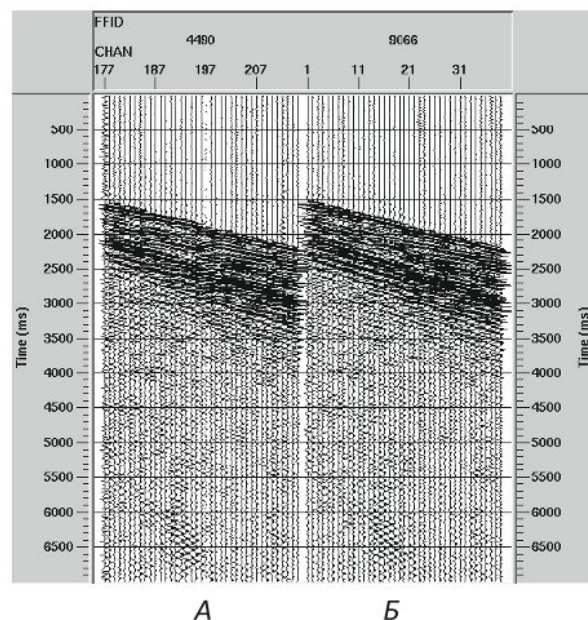
кабельной и бескабельной систем на ровном участке профиля были такими же, как при выполнении работ на аналогичном участке в Ингушетии.

На сложном лесном (местами заболоченном) участке профиля раскладка оборудования выполнялась вручную (2 рабочих для бескабельной системы, 4 рабочих для кабельной системы). Раскладка 40 каналов бескабельной системы заняла 2,2 часа, а размотка такого же числа каналов кабельной системы заняла 3,5 часа. Увеличение времени установки систем связано со сложными поверхностными условиями - густой лес и заболоченные участки с длинными обходами. Кроме того, в процессе работ в кабельной системе приходилось менять аккумуляторные батареи и размотанные на заболоченных участках сейсмические кабели из-за появляющихся «утечек».

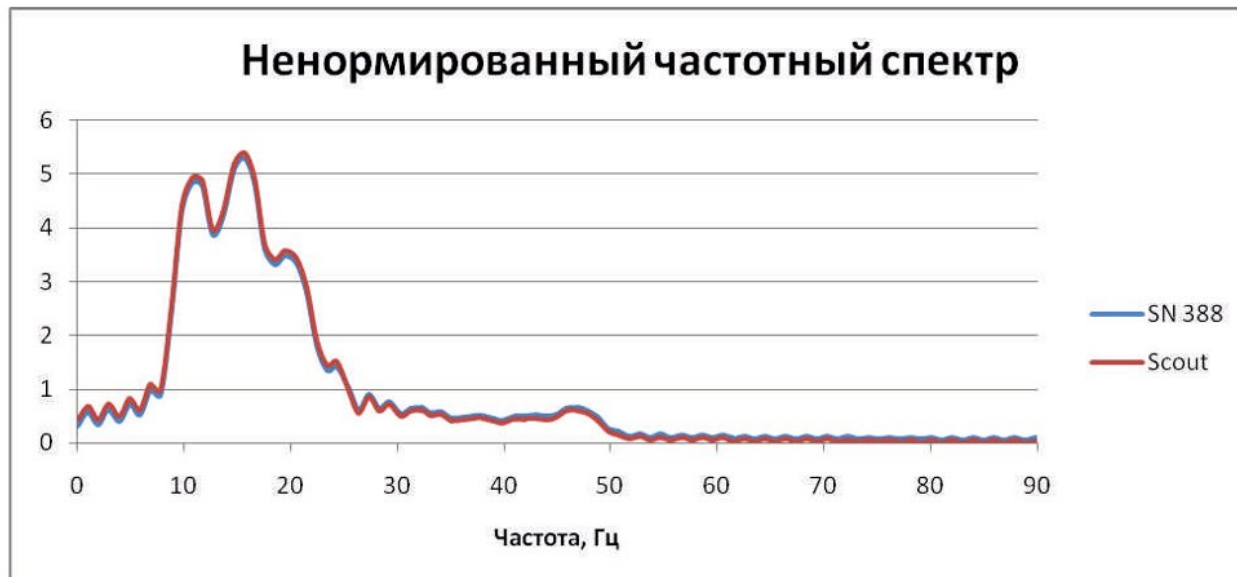
Группы сейсмоприемников системы "SCOUT" были установлены параллельно с группами сейсмоприемников системы "SN 388".

Поскольку в бескабельной сейсмосистеме синхронизация работы всех компонентов системы осуществляется с использованием сигналов GPS, при

работе на участке профиля, расположенного в густом лесу, предметом особого внимания был контроль работы систем синхронизации полевых блоков. Контроль осуществлялся в процессе раскладки блоков на пикетах с помощью светодиодных индикаторов, размещенных на крышках полевых блоков. Несмотря на наличие помех (деревья, кусты и т.д.), прием сигналов GPS был уверенный и проблем с синхронизацией блоков не возникало.



▲ Рис. 8 Фрагменты сейсмограмм, зарегистрированных кабельной (А) и бескабельной (Б) системами



► Рис. 9 Сравнение ненормированных частотных спектров в окне целевых горизонтов полученных кабельной ("SN 388") и бескабельной ("Scout") системами

В качестве источника возбуждения использовался вибратор СВ-27/150 (ЗАО «ГЕОСВИП»).

Отработка профиля производилась с параллельной регистрацией кабельной и бескабельной системами. После приведения сейсмограмм к одному уровню был проведен их визуальный и спектральный анализ.

На Рис.8 приведены сейсмограммы, зарегистрированные кабельной и бескабельной системами. Визуально сейсмограммы идентичны.

На Рис.9 представлены амплитудно-частотные характеристики данных сейсмограмм, подтверждающие их визуальную идентичность.

Выводы

Полученные в ходе выполнения опытных работ МОГТ-2D результаты опробования технологии бескабельного сбора сейсмической информации в сложных орографических условиях предгорных районов позволяют сделать следующие выводы:

1. Созданная в ОАО «СКБ СП» бескабельная телеметрическая система "SCOUT" (в дальнейшем Система) обеспечена полным набором программных и аппаратных средств, необходимых для производства полевых работ по технологии МОГТ-2D;

2. Система обеспечивает регистрацию сейсмоданных, не уступающих по информативности сейсмоданным, регистрируемым кабельными телеметрическими сейсмосистемами;

3. Система обеспечивает уверенный прием сигналов GPS и синхронизацию работы всех компонентов системы даже в сложных орографических условиях района выполнения работ;

4. Система позволяет выполнять сейсмическую съемку с высокой производительностью за счет:

- исключения смоточно-размоточных операций с сейсмическим кабелем, что повышает рентабельность работ, особенно в труднодоступных районах;
- сокращения времени наладки системы за счет совмещения операций

расстановки полевых блоков на профиле и их наладки;

- минимального количества необходимых соединений на профиле, что повышает надежность работы полевого оборудования и сводит к минимуму время, затрачиваемое на поиск неисправностей и ремонт;

- высокой скорости съема сейсмоданных, хранящихся во внутренней памяти полевых блоков;

- высокой эксплуатационной готовности Системы, независимо от условий ее использования;

5. Использование Системы технологично и не требует особой подготовки персонала;

6. Система существенно снижает нагрузку на экологию района проведения сейсморазведочных работ;

7. Разработчикам Системы целесообразно повысить ее возможности по обеспечению сходимости параметров регистрации с наиболее широко представленными в России кабельными сейсморегистрирующими системами для удобства в работе и повышения производительности при использовании кабельной и бескабельной сейсмосистем в единой сейсмической расстановке;

8. Система относится к классу автономных бескабельных сейсморегистрирующих систем и не обеспечивает оперативный контроль в режиме реального времени за состоянием групп сейсмоприемников, подключенных к полевым блокам Системы, уровнем микросейсм, качеством получаемого материала, состоянием внутренней батареи блока. Вместе с тем, современные системы наблюдения с избыточной плотность трасс и кратностью наблюдения, а также

высокая надежность работы полевого оборудования автономных бескабельных сейсмосистем позволяют выполнять сейсмические исследования с высоким качеством зарегистрированной сейсмической информации, что ставит под сомнение острую необходимость осуществления такого контроля в реальном времени. В частности, подтверждением вышесказанному является достаточно широкое использование автономных бескабельных сейсмосистем для выполнения сейсморазведочных работ МОГТ-2D, 3D зарубежными геофизическими компаниями.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



32 Bit АЦП
T 0,25-4 мс



Энергонезависимая
Flash память до 32 Gb



Ethernet
Высокоскоростной порт
Ethernet



Wi-Fi
Встроенный Wi-Fi
модуль



GPS
Встроенный GPS
модуль



Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D

Любые проекты

*Повышенная производительность.
Низкие затраты на логистику и обслуживание.
Улучшенное качество полевого материала.
Работа в недоступных для кабельных систем местах.*



ОАО "СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ"

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, тел.: (8452) 53-45-06; 570-500, факс: (8452) 27-21-01

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

Компьютер-терминал полевой телеметрической системы 428XL под операционной системой Red Hat Enterprise Linux Workstation v5.4

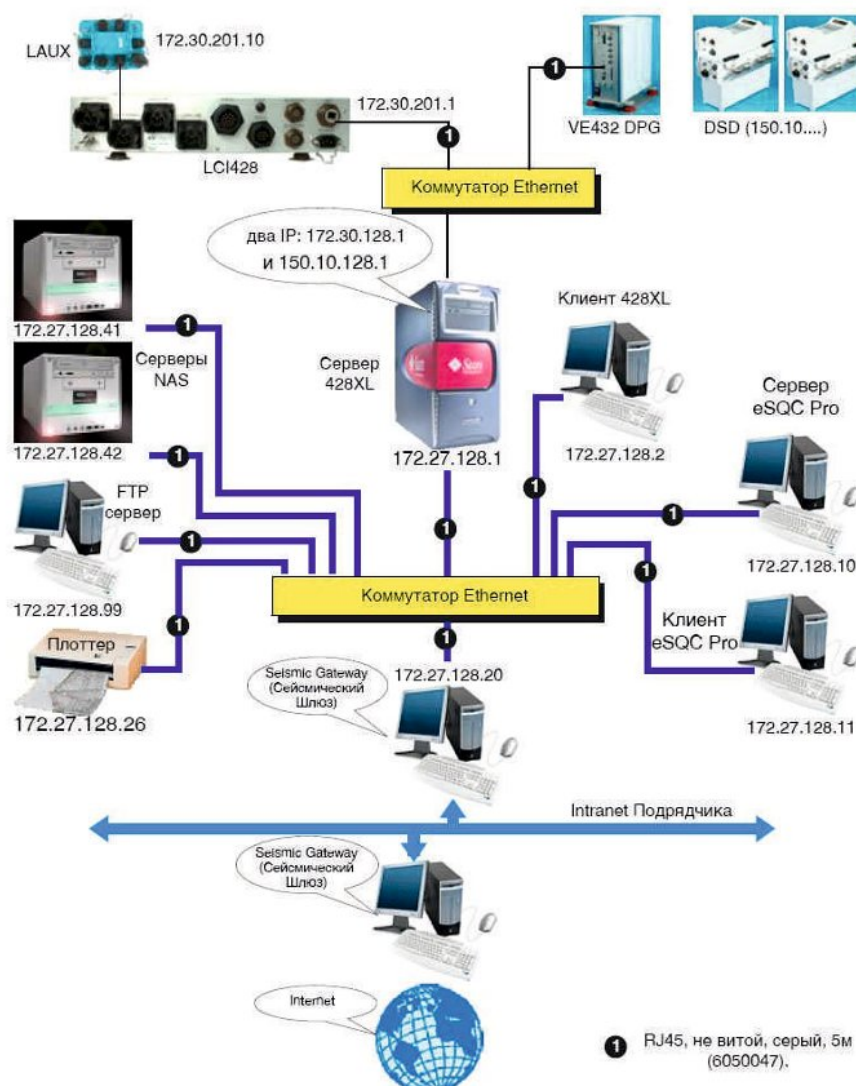
■ Цыренжапов Б.С., ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», г.Нарьян-Мар

Современная сейсморазведка базируется на высокоразвитой технике получения полевых материалов. Ее основными элементами являются компьютеризированные системы цифровой регистрации упругих колебаний, возбуждаемых сейсмическими источниками различных типов.

В полевых работах ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», входящее в структуру «ГЕОТЕК Холдинг», использует телеметрические системы 428XL производства компании Sercel.

Стандартная поставка центральной электроники системы использует архитектуру клиент/сервер. В ее состав входят следующие компоненты:

Сервер HP Z800 Workstation	- 1
Клиент HP Z800 Workstation	- 1
Nasstart Model D	- 2
SERCEL LCI - 428XL	- 1
Plotter V12	- 1
Принтер HP DeskJet 4200	- 1
Smart-UPS 3000	- 1
Монитор: NEC MultiSync LCD 2090UXI	- 2
SWITCH Gigabit Ethernet	- 2
Кабели	- -



Отделом информационных технологий ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка» Цыренжаповым Б.С. было предложено, согласовано с производителем и внедрено в практику проектное решение, повышающее безопасность и отказоустойчивость клиент-серверной архитектуры с использованием составляющих блоков центральной электроники российской поставки, суть которого заключается в нижеследующем.

На рабочей станции сервера HP Z800 Workstation используется операционная система Red Hat Enterprise Linux Workstation v5.4 (RHEL WS v5.4). На нем устанавливается серверное программное обеспечение e-428, которое осуществляет вычисление данных, хранение и обработку локальных или удаленных клиентов. В качестве операционной системы рабочей станции с клиентской программой e-428 Sercel предлагает:

- Windows XP Professional;
- Windows 7;
- RHEL WS v5.4.

Для хранения полученного полевого материала используются сетевые серверы хранилища NAS. Типичный NAS-сервер подключается к локальной сети и делает доступным настроенное дисковое пространство, используя собственную файловую систему и специальное программное обеспечение для управления данными. Устройство NAS START SHUTTLE хранит данные на дисках, смонтированных в «зеркальный» RAID массив с операционной системой, основанной на Debian.

Наиболее распространенной системой, устанавливаемой на рабочую станцию с клиентской частью e-428, является Windows. Использование различных операционных систем, про-

граммных обеспечений при работе в разнородной сетевой среде в случае сбоев может существенно затруднить локализацию неполадок. Любая проблема, появляющаяся в процессе эксплуатации, может привести к простоям полевых работ, следовательно, к серьезным финансовым потерям. Для восстановления работоспособности сейсмостанции в кратчайшие сроки геофизик-оператор должен обладать знаниями и опытом работы в Windows и Unix-подобных операционных системах, построении и настройке гетерогенных локальных сетей. С целью повышения отказоустойчивости была проведена разработка программной среды, оптимально адаптированной к возможностям геофизика-оператора.

Оператор львиную долю времени проводит за работой с компьютером-терминалом, с клиентским программным обеспечением. Для повышения надежности системы в целом было принято решение установить операционную систему Red Hat Enterprise Linux. Она не подвержена атакам вирусов и, как любая Linux-подобная система, имеет строгое разделение прав доступа к файлам. Данное разграничение обеспечивает сохранность системы, не позволяя пользователю случайно удалить системные файлы. При этом система пользователей, групп и назначения им прав организуется с учетом максимальной безопасности системы.

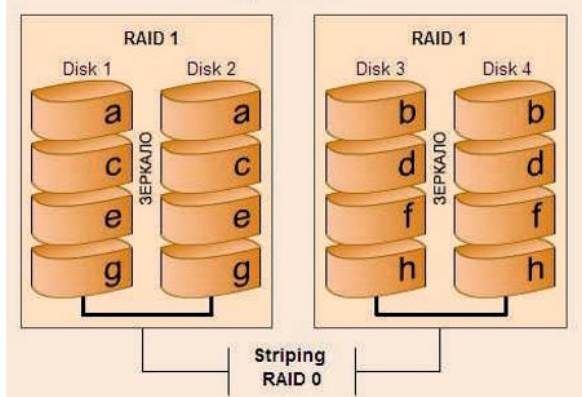
Полевые работы связаны с частыми переездами, в связи с чем актуальным вопросом становится сохранность системы и полученных данных. Для повышения отказоустойчивости жестких дисков в компьютере-терминале используется

аппаратный RAID массив с дублированием и параллельной обработкой.

RAID 10 объединяет в себе высокую отказоустойчивость и производительность. Обеспечивает выигрыш в скорости записи и чтения при распараллеливании запросов. Для данного уровня RAID возможно сохранение целостности данных при выходе из строя половины дисков. Необратимое разрушение массива происходит только при выходе из строя двух дисков и только если они находятся в одной зеркальной паре.

RAID 10

Отказоустойчивый массив с дублированием и параллельной обработкой



В связи с использованием на компьютере-терминале операционной системы Linux мы получили однородную локальную сеть.

Использование однородной сети позволяет повысить безопасность соединений, гибкость в настройке сетевой среды. Данное сетевое окружение предоставляет широкий спектр безопасных инструментов как для управления, так и для работы с данными, расположенными в сетевых хранилищах. Для удаленного подключения к серверу 428XL и сетевому хранилищу NAS используется сетевой протокол сеансового уровня SSH, позволяющий производить удалённое управление операционной системой и туннелирование TCP-соединений (например, для передачи файлов). SSH шифрует весь трафик, включая передаваемые пароли. Также для удаленного управления можно использовать VNC — систему удалённого доступа к рабочему столу компьютера, использующую протокол RFB (Remote FrameBuffer). Управление осуществляется путём передачи нажатий клавиш на клавиатуре и движений мыши с одного компьютера на другой и ретрансляции содержимого экрана через компьютерную сеть. Для доступа к данным, расположенным на NAS, использу-



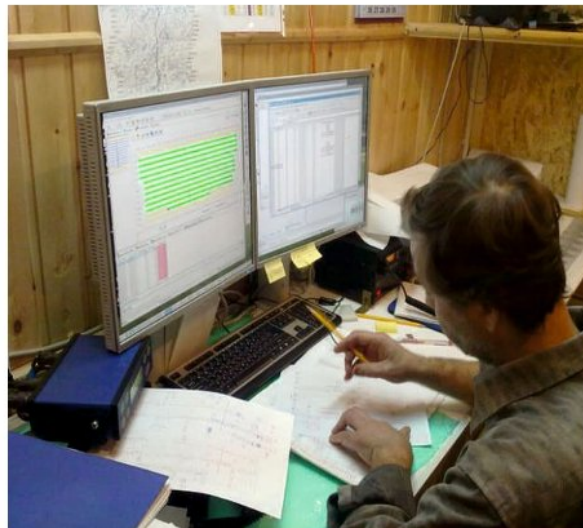
ется процесс монтирования соответствующего каталога к компьютеру-терминалу, что позволяет работать в режиме виртуального расположения данных непосредственно на компьютере геофизика-оператора.

Кроме самой операционной системы оператор получает доступ к огромному количеству свободных программных продуктов, разработанных для него. Для создания рапортов, отчетов и ведения другой документации используется офисное приложение OpenOffice.org. OpenOffice совместим с основными офисными пакетами, в частности, с Microsoft Office.

В качестве компьютера-терминала нами используется рабочая станция HP Z800, идентичная серверу. Данное решение позволяет исключить простои полевых работ, связанные с выходом из строя серверной части центральной электроники. За считанные часы клиентский компьютер может быть преобразован в сервер. При этом выбор аппаратных средств основывается на достаточно широком перечне официальных поставок и фирменного сервисного обслуживания.

При анализе поставляемого оборудования центральной электроники мы столкнулись с отсутствием поставок в Россию картриджей для принтеров HP Deskjet D4200. Было принято решение заменить их на HP Deskjet D2663. Для повышения отказоустойчивости сервера центральной электроники системы 428XL следует также добавить жесткий диск для создания «зеркального» системного RAID массива.

Кроме того, для повышения надежности процесса передачи полевых мате-



риалов в группу контроля качества вместо дорогостоящих NAS или мобильных жестких дисков было решено использовать твердотельные накопители SSD.

Результатом работы стал отказоустойчивый компьютер-терминал центральной электроники системы 428XL под операционной системой Linux. В ходе разработки была создана безопасная сетевая среда, позволяющая производить удаленное управление сервером 428XL и получать доступ к полевым материалам на NAS. Для восстановления системы были написаны инструкции по работе с операционной системой Linux и разворачиванию RAID массива.

С использованием опытного компьютера-терминала в 2010 году успешно, без единого сбоя были выполнены полевые работы 3D на Кумжинском объекте в объеме 144 кв.км с применением импульсных источников возбуждения упругих колебаний. А с 2011 года уже все полевые партии ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка» оснащены и успешно работают с использованием данной конфигурации центральной электроники.

НОВЫЙ

508^{XT}

Новая концепция регистрации
сейсмоданных на суше



Новая технология X-Tech™ объединяет в одной универсальной системе регистрацию данных в режиме реального времени и в автономном режиме, что позволяет достичь высочайшей производительности в любых условиях.

// ВЫСОКАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

Нулевое время простоя
Сокращенный цикл съёмки
Наименьший вес

// ВЫСОКАЯ АДАПТИВНОСТЬ

Оптимальна для любых условий
Возможна работа с любыми датчиками
(аналоговыми / цифровыми)
Автономная регистрация

X-TECH ARCHITECTURE



Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

www.sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.



Ahead of the Curve™

Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин

■ Гужиков А.Ю., СГУ им. Н.Г. Чернышевского, г. Саратов

Рассмотрены примеры использования данных о магнитных свойствах керна и шлама для решения некоторых задач геологоразведки: детального расчленения разрезов, индивидуализации продуктивных пластов, реконструкций среды осадконакопления, ориентировки керна. Выбраны примеры, связанные с изучением наиболее слабомагнитных осадочных пород, традиционно считавшихся неблагоприятными объектами для проведения палеомагнитных и петромагнитных исследований.

Методы палеомагнетизма широко используются для решения фундаментальных и практических проблем стратиграфии, в том числе при проведении геологосъемочных и поисковых работ. Уровни геомагнитных инверсий, соответствующие сменам режима полярности поля, являются важнейшими изохронными реперами, как для глобальных, так и региональных корреляций. Комплексное использование био- и магнитостратиграфических данных позволяет достичь наиболее детального сопоставления удаленных разрезов, контролировать диахронность границ как литологического, так и палеонтологического обоснования, выявлять перерывы в осадконакоплении и оценивать их длительность, уточнять возраст отложений [5, 18, 22 и др.].

Менее известна в региональных исследованиях роль петромагнитных данных (несмотря на то, что магнитостратиграфические подразделения де-юре могут быть и палео-, и петромагнитного обоснования [16], де-факто в унифицированных региональных стратиграфических схемах фигурируют пока только магнитополярные подразделения). Между тем, как показывает опыт, петромагнитные подразделения по латеральной устойчивости не уступают, а иногда и превосходят возможности корреляции по литологическим признакам. Например, нижеаптские битуминозные сланцы, являющиеся региональным

отражением глобального аноксического события ОАЕ-1а [1], распространены на большей части Ульяновской, Самарской областей и на севере Саратовской области. К югу (на широте г.Саратова) битуминозно-сланцевые породы фациально сменяются глинами, но уровень горючих сланцев прослеживается в других фациях в разрезе р. Гуселка по петромагнитному признаку – приросту магнитной восприимчивости (dK), который фиксирует повышенные концентрации тонкодисперсного пирита (рис. 1а) [4]. Сильномагнитный интервал в верхнеготеривских отложениях, связанный с аутигенными магнитными сульфидами (пирротин, грейгит), латерально устойчив в региональном масштабе (от Москвы до Саратовского Заволжья) и представляет собой важный корреляционный репер, учитывая литологическую однородность и скудность палеонтологических находок в пограничных слоях готерива-баррема Русской плиты в целом (рис. 1б) [4]. Возможно, что он является региональным отражением глобального позднеготеривского аноксического события "Faraoni" [4, 19].

В поисково-оценочных работах на первый план выступают задачи, связанные с детальным расчленением и корреляцией разрезов скважин, концентрирующихся вблизи месторождения, и продуктивных пластов, получением подробных литолого-седиментологических

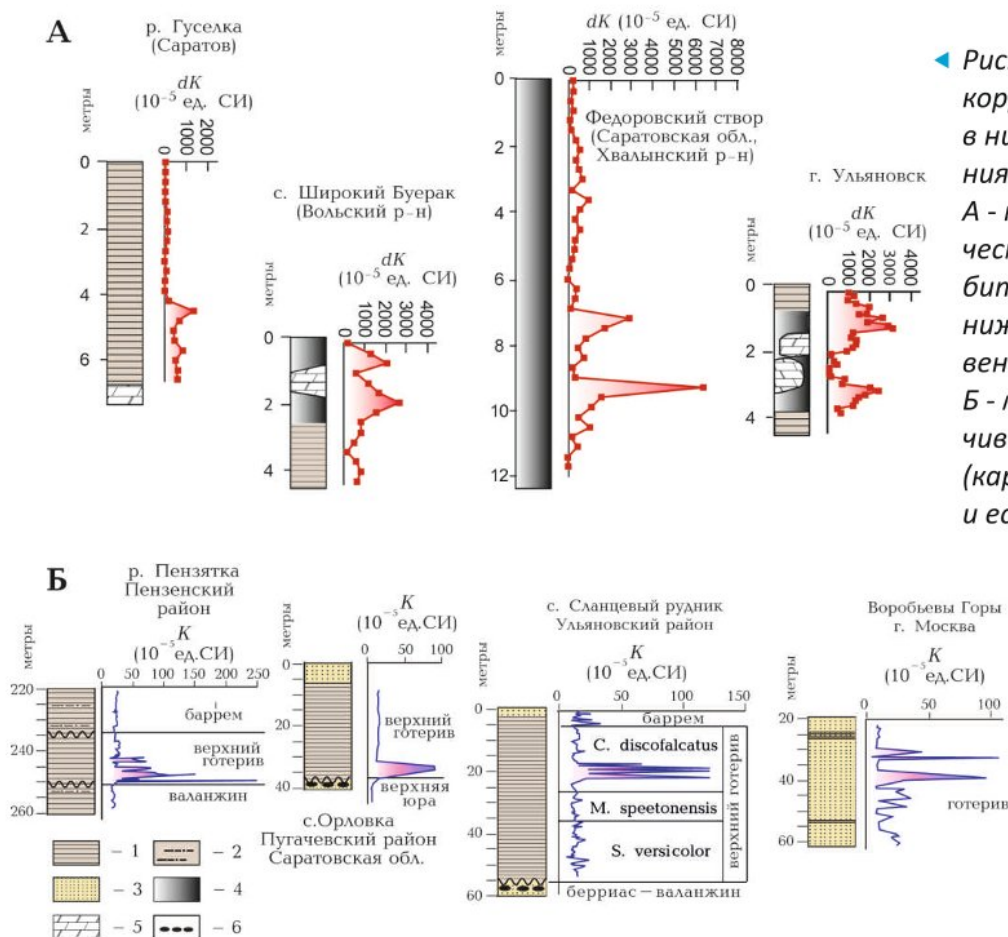


Рис. 1. Петромагнитные корреляционные уровни в нижнемеловых отложениях Русской плиты [4]: А - термокаппаметрические характеристики битуминозных сланцев нижнего апта (естественные обнажения). Б - магнитная восприимчивость верхнего готерива (картировочные скважины и естественное обнажение).

Условные обозначения: 1 - глины, 2 - алевроиты, 3 - преимущественно песчаные отложения, 4 - битуминозные сланцы, 5 - мергели, 6 - фосфориты.

характеристик, определением форм и размеров залежей, оценкой их промышленной значимости. На этом этапе геологоразведочных работ палеомагнитные исследования наиболее актуальны в связи с возможностью полной ориентировки керна (верх-низ и по частям света). Реконструировав положение керна в пространстве, можно определить элементы залегания пластов, преимущественную ориентацию систем трещин, направления палеотечений, а также извлечь дополнительную палеомагнитную информацию и сведения об анизотропии петромагнитных параметров.

Сведения о скалярных магнитных характеристиках можно получить по любым образцам, в том числе по шламу скважин. (Перед измерениями шлам должен быть хорошо отмыт и очищен

магнитом от железных частиц, попавших в результате истирания буровых труб и долота, а магнитная вытяжка из каждой пробы следует просмотреть под биноклем на предмет обнаружения в ней частиц ферромагнитных минералов природного происхождения.) С их помощью также может быть решен широкий круг геологических задач, связанных со стратификацией разрезов, выяснением состава и генезиса пород.

Важным достоинством петромагнитного метода, использующим скалярные характеристики, является его экспрессность и, как следствие, массовость. Например, высокоточные каппаметрические исследования (измерения магнитной восприимчивости - K) с помощью портативных приборов КТ-10 могут выполняться непосредственно в полевых

условиях на обнажениях или в кернохранилищах, или сразу же после извлечения керна из скважины (замер магнитной восприимчивости занимает секунды). Магнитная восприимчивость зависит от концентрации пара- и ферромагнитных минералов в породе (при значениях $K > 20 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ ее, практически, определяется только концентрацией ферромагнетиков), и поэтому вариации K надежно фиксируют участки разреза с повышенными концентрациями тех или иных минералов (например, магнетита, гематита и др.). Зачастую уже по магнитной восприимчивости можно детально расчленить разрез, выявить седиментационную ритмичность, наметить корреляционные уровни, иногда решить и другие задачи, связанные, например, с определениями концентраций полезных и вредных компонентов в калийных солях [13].

Для оперативного получения и термокаппаметрической информации (об изменениях K пород после их нагрева до определенной температуры), кроме измерителя K , потребуется муфельная печь и дополнительное время (несколько часов), главным образом, на нагрев и остывание породы. По термокаппаметрическим данным выделяются интервалы, обогащенные тонкодисперсным пиритом, которые фиксируют либо слои с повышенными концентрациями органического вещества в исходном осадке, либо зоны эпигенетических изменений за счет вертикальной миграции углеводородов. Изначально немагнитный пирит при температурах $430-480^\circ\text{C}$ в окислительной среде превращается в сильномагнитный магнетит, и, таким образом, вариации прироста магнитной восприимчивости $(dK) = K_t - K_0$, где K_t — магнитная восприимчивость после нагрева (термокаппа) до 500°C , а K_0 — исходная магнитная восприимчивость) по стратиграфическому разрезу отражают концентрации новообразованного

магнетита, по которым можно судить о наличии FeS_2 в породах [9, 12]. Преимуществом петромагнитной диагностики является определение наличия сульфидов железа, независимо от размерности их фракции.

Изучение скалярных петромагнитных параметров в стационарных условиях, также требует минимальных временных и, соответственно, финансовых затрат, по сравнению с большинством видов лабораторных анализов, на которые передаются керн и шлам скважин. Зато дополнительные данные (например, материалы магнитного насыщения, дифференциального термомагнитного анализа), позволяют надежно диагностировать минералы-носители магнитных свойств, тем самым уточнив и детализировав геологические результаты, базирующиеся на каппаметрических и термокаппаметрических данных, и, нередко, получить новую стратиграфическую и литолого-седиментологическую информацию.

Для проведения палеомагнитных исследований желательны ориентированные («верх-низ») образцы керна, объем которых должен позволять выпилить из них либо кубики с ребром в 20 мм, либо цилиндры диаметром 25,4 мм и длиной 22 мм. Частичной ориентации, в большинстве случаев, достаточно для определений знака магнитной полярности. В случае произвольно взятого керна существует возможность его ориентировки, но эта методика связана с дополнительными трудозатратами и не всегда может гарантировать восстановление его положения в пространстве. Для определения магнитной полярности достаточно, как правило, 1-2 кубиков с каждого стратиграфического уровня.

Для изучения большинства петромагнитных параметров могут быть использованы любые образцы керна или хорошо отмытого шлама, объемом не менее 8 см^3 . Некоторые петромагнитные характеристики, например анизотропия магнит-

ной восприимчивости, могут быть получены только по ориентированному керну.

В рассмотренных ниже примерах использования данных о магнетизме пород в решении геологических задач для получения палео- и петромагнитных данных использовалось следующее оборудование: для измерений магнитной восприимчивости – каппа-бридж MFK1-FB, для нагревов образцов до температуры 500°C – муфельная электропечь СНОЛ 6/11-В, для замеров намагниченности – спин-магнитометр JR-6, для магнитных чисток переменным магнитным полем – демагнетизатор LDA-3AF, для опытов магнитного насыщения – электромагнит с максимальной интенсивностью поля 700 мТл.

Результаты каппаметрических и термокаппаметрических исследований шлама из палеозоя Саратовского Правобережья (Лысогорский район) [3].

Пробы шлама (массой по 10-20 г) из девонско-каменноугольной толщи, предварительно очищенные от посторонних примесей путем отмывки и отмагничивания, были подвергнуты

измерениям магнитной восприимчивости до и после прогрева образцов до 500°C в течение часа. В совокупности графики К и dK способствуют уточнению шлагограммы, дополнительному расчленению горизонтов, дополнительному обоснованию стратиграфических границ, индивидуализации стратонов.

На рис. 2, где приведены фрагменты разреза скважины, можно видеть, что в карбонатной толще верхов франа – низов фамена диамагнитные доломиты четко отличаются от парамагнитных известняков по отрицательным (до $(-2) \cdot 10^{-5}$ ед. СИ) и положительным (до $4 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ) значениям магнитной восприимчивости, соответственно. Положительные значения К на отметках глубин 2170 м и 2200 м позволяют скорректировать шлагограмму и сделать вывод о наличии доломитовой составляющей в этом интервале.

Верейский горизонт по магнитной восприимчивости четко подразделяется на две части: нижнюю – сильномагнитную (К до $100 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ и более) и верхнюю – слабомагнитную (К менее $20 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ). Мелекесскому горизонту и сильномагнитной частью верейского соответ-

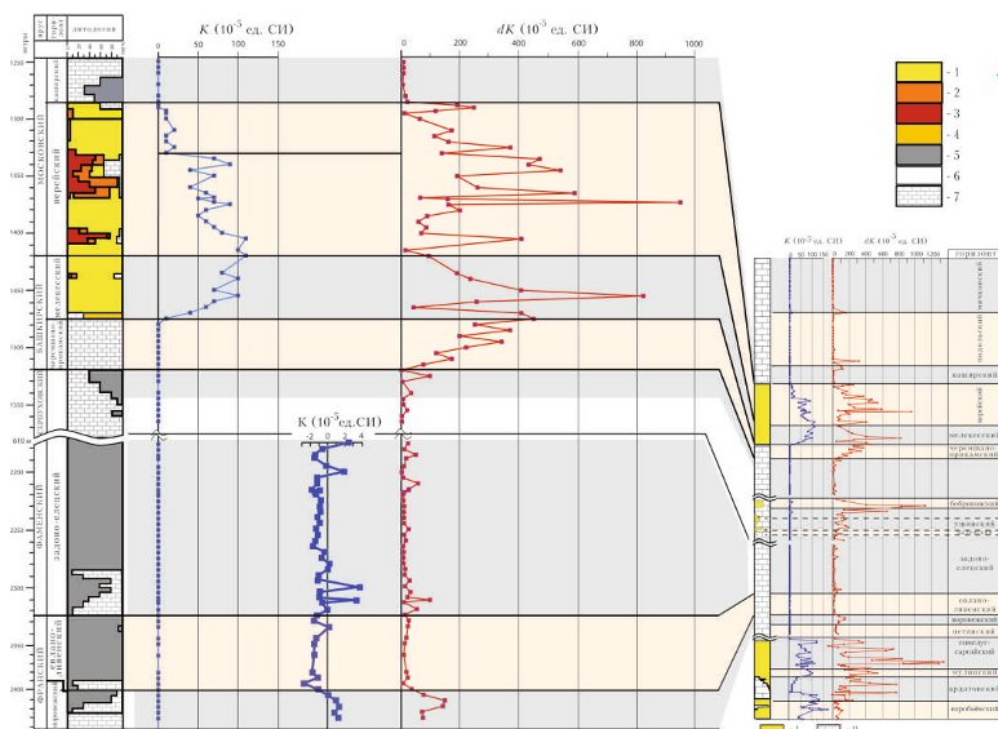


Рис. 2. Петромагнитные характеристики верхне-девонских-среднекаменноугольных отложений Саратовского Правобережья (Лысогорский район), полученные по шламу разведочной скважины [3]. Условные обозначения: 1 - глина, 2 - алевролит, 3 - песчаник, 4 - аргиллит, 5 - доломит, 6 - мергель, 7 - известняк. I - терригенные породы, II - карбонатные породы.

тствуют два петромагнитных ритма: более и менее сильномагнитный ($K_{cp.}=76 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ и $K_{cp.}=63 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ, соответственно). Полная запись петромагнитной ритмичности характеризуется плавным возрастанием и убыванием значений параметров, а резкие изменения в поведении петромагнитных характеристик приурочены, как правило, к поверхностям размыва, разделяющим породы, формировавшиеся в существенно разных условиях. Скачкообразный перепад значений K на глубине 1332 м отражает смену седиментационной обстановки и, скорее всего, связан с наиболее существенным в мелекесско-верейском терригенном комплексе перерывом в осадконакоплении.

По максимальным значениям dK определяются интервалы с повышенными концентрациями тонкодисперсного пирита, обусловленным, вероятно, повышенными концентрациями рассеянного органического вещества (РОВ). Судя по термокаппаметрическим данным, содержание РОВ в терригенном комплексе среднего карбона сопоставимо с таковым в ардатовском, мулинском, семилуг-саргайском и бобриковском горизонтах.

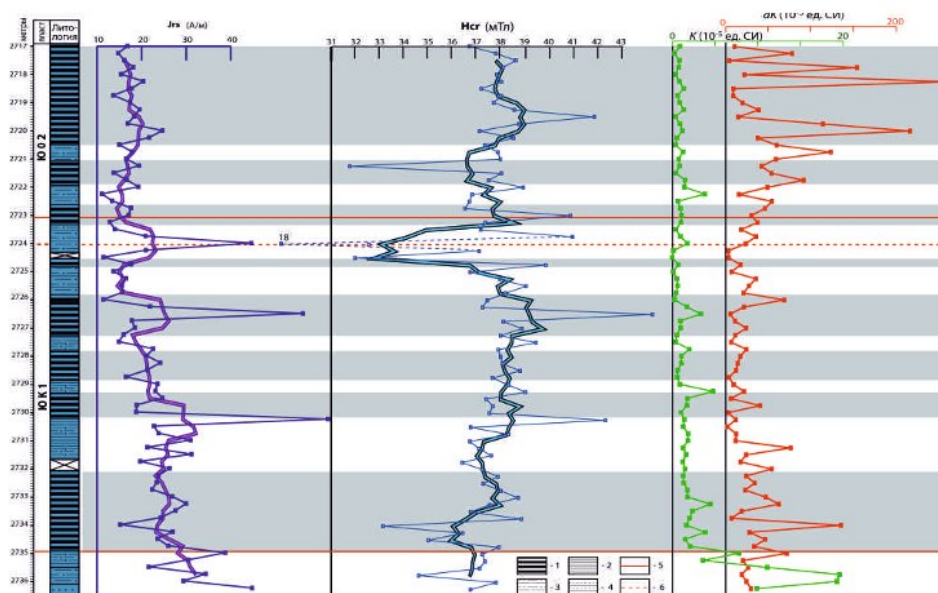
Рубеж между серпуховским и башкирским ярусами четко фиксируется по резкому возрастанию dK , а черемшано-прикамский горизонт дополнительно индивидуализируется по выразительному тренду к увеличению dK при минимальных значениях K .

Результаты петромагнитного изучения керна из баженовской свиты (Восточно-Каменное нефтяное месторождение, Ханты-Мансийский автономный округ)

По 78 кусочкам керна (весом по 10-20 г), отобранным по разрезу баженовской свиты (пласты ЮК-1 и ЮО-2), приблизительно, через каждые 25 см, были получены определения K , dK , остаточной намагниченности насыщения (J_{rs}) и остаточной коэрцитивной силы (H_{cr}) (рис. 3).

Несмотря на то, что отложения весьма слабомагнитны, все петромагнитные параметры обнаруживают значимую дифференциацию по разрезу и тем самым способствуют дополнительному расчленению и индивидуализации пластов. Например, пласт ЮО2 выделяется в разрезе высокими (в целом) величинами dK , и дополнительно расчленяется по этому параметру на три части: нижнюю ($dK_{cp.}=60 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ со всплесками до 100-

► Рис. 3. Петромагнитные характеристики баженовской свиты Восточно-Каменного нефтяного месторождения (ХМАО), полученные по керну разведочной скважины. Условные обозначения: 1 – битуминозный сланец, 2 – глина, 3 – алевролит, 4 – глина песчанистая, 5, 6 – положение границ пластов по результатам описания керна (5) и с учетом петромагнитных данных (6).



$200 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ и более), среднюю ($dK_{cp.}=20 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ) и верхнюю ($dK_{cp.}=90 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ со всплесками до $100-200 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ и более).

На осредненных (с окном в 5 образцов) графиках остаточной намагниченности насыщения и коэрцитивной силы в нижней части разреза фиксируются выразительные тренды: убывание J_{rs} и возрастание H_{cr} .

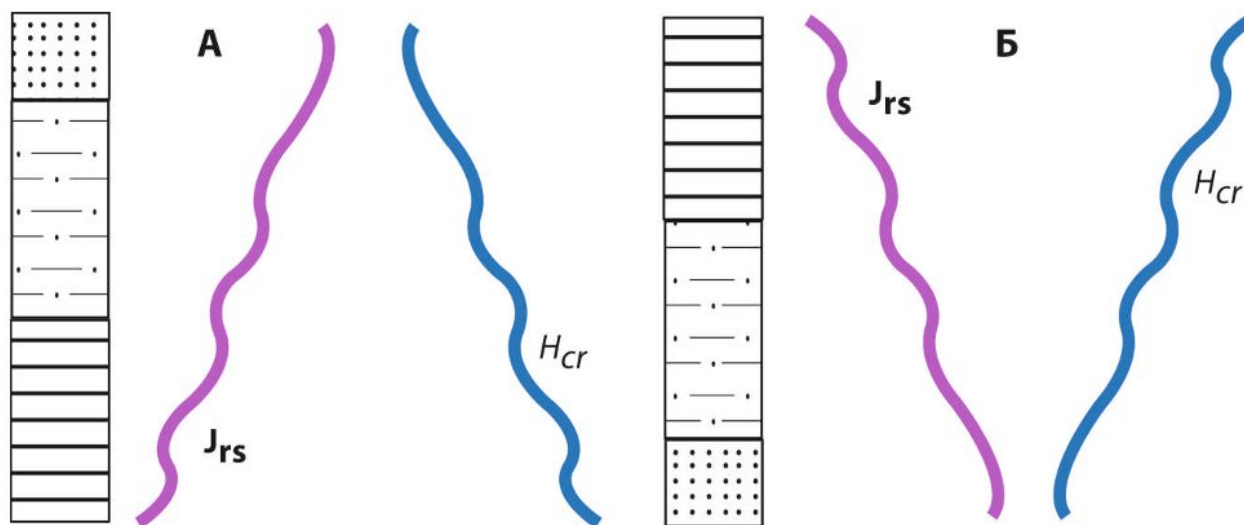
Величина остаточной намагниченности насыщения определяется концентрацией ферромагнитного материала (чем больше концентрация ферромагнетиков, тем больше J_{rs}). Коэрцитивная сила связана обратной зависимостью с размерностью ферромагнитных зерен: чем больше размер зерна, тем меньше H_{cr} и наоборот.

Тесная обратная связь между параметрами J_{rs} и H_{cr} (рис. 3) очень характерна для отложений, носителем магнитных свойств которых являются аллотигенные минералы [7].

Возрастание параметра J_{rs} фиксирует увеличение концентрации ферромагнитного материала. Одновременное уменьшение H_{cr} связано с увеличением размера ферромагнитных зерен. Подобная ситуация очень характерна для регрес-

сивной стадии, когда активизируется терригенный снос в палеобассейн (рис. 4а). Обратная картина - убывание J_{rs} и возрастание H_{cr} вверх по разрезу (рис. 4б), напротив, отражает повышение уровня моря, сопровождающееся уменьшением привноса обломочных ферромагнетиков (и снижением J_{rs}) и уменьшением размерности ферромагнитных зерен (увеличением H_{cr}).

Основная часть пласта ЮК1 характеризуется трендом к убыванию J_{rs} , в сочетании с возрастанием H_{cr} вверх по разрезу, и, следовательно, формировалась на трансгрессивном этапе развития палеобассейна. В это время в палеобассейн привносилось незначительное количество терригенного материала. Вероятно, за счет слабой гидродинамики придонные слои немного аэрировались, и для них были характерны дизоксигенные условия (с малым количеством кислорода). Пласт ЮО2, где связь между графиками J_{rs} и H_{cr} отсутствует, формировался в застойных, аноксигенных (бескислородных) условиях, о которых свидетельствуют максимальные значения термокаппаметрического параметра.



▲ Рис. 4. Схемы изменения величин остаточной намагниченности насыщения (J_{rs}) и остаточной коэрцитивной силы (H_{cr}) по разрезу при понижении (А) и повышении (Б) уровня моря в случае, когда носителем намагниченности являются аллотигенные ферромагнетики. (Условные обозначения литологии такие же, как на рис. 1)

Интервал глубин 2723-2725 м, где обратно взаимосвязанные тренды графиков J_{rs} и H_{cr} прекращаются, соответствует, скорее всего, смене условий дизоксийного бассейна на аноксийный. Этот вывод, базирующийся на анализе петромагнитных данных совпадает с независимыми данными седиментологических исследований керна Е.Ю. Барабошкиным (МГУ).

Аномально низкое для данного разреза значение H_{cr} (на глубине 2724 м), возможно, связано с аутигенным магнетитом, которое предшествовало интенсивному образованию сульфидов железа в пласте ЮО2. Этот уровень целесообразно принять в качестве подошвы пласта ЮО2.

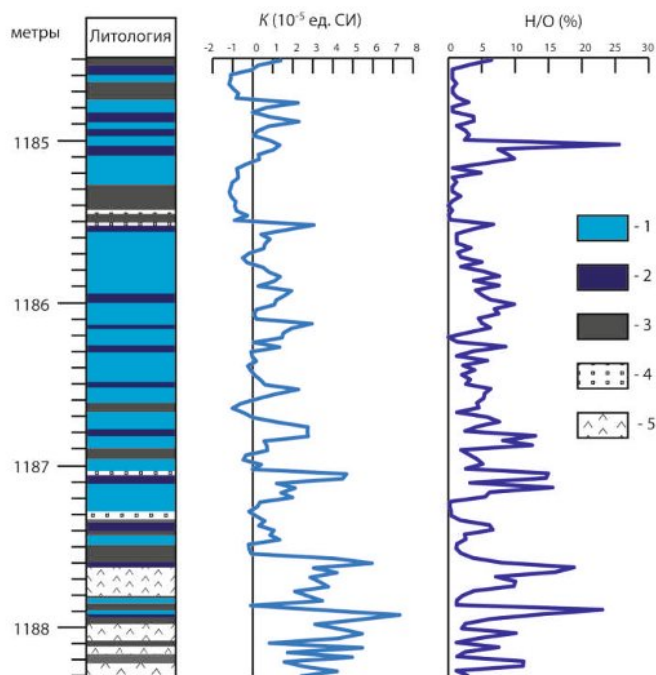
Результаты петромагнитных исследований разрезов калийных солей Гремячинского месторождения [13]

Несмотря на минимальную естественную магнитность ($K \sim 0$) и диамагнетизм ($K < 0$) солей, распределение их магнитной восприимчивости, измеренной на высокочувствительных приборах (на стационарном каппабридже МФК-1FB или с помощью портативного прибора КТ-10), обнаруживает значимые вариации по разрезам, создавая тем самым предпосылки для дополнительного расчленения и детальной корреляции калиеносных пластов даже при рекогносцировочных (с шагом от 0,3 до 1 м и более) измерениях образцов (рис. 5).

Сверхдетальные (практически непрерывные - с шагом 2-3 см) измерения магнитной восприимчивости по разрезу сильвинитовой толщи выявляют ее ритмичный характер (рис. 5), обусловленный изменениями гидрогеохимии солеродного бассейна и интенсивности терригенного привноса. Тренд к уменьшению K вверх по разрезу отражает снижение роли нерастворимых компонентов в сильвинитовой толще от ее подошвы к кровле. Эта тенденция являет-

ся общей закономерностью для всего разреза продуктивного пласта Гремячинского месторождения. Выявленные петромагнитные ритмы также могут служить корреляционными признаками для сравнения разрезов продуктивного пласта различных участков месторождения.

Величины магнитной восприимчивости тесно зависят от концентраций нерастворимого остатка: коэффициент линейной корреляции между этими параметрами равен 0,49, что намного превышает его критическое значение (0,22) на уровне значимости $p=0,01$, при объеме выборки (количестве образцов) 132. Наличие подобной взаимосвязи предопределяет возможность определения



▲ Рис. 5. Распределения величин магнитной восприимчивости и концентраций нерастворимого остатка (H/O) по разрезу сильвинитовой толщи Гремячинского месторождения калийных солей (Волгоградская область), полученные по керну разведочной скважины [13].

Условные обозначения: 1 - сильвинит, 2 - сильвинит с галопелитом, 3 - галит, 4 - галит-ангидритовая порода, 5 - рассеянный ангидрит.

содержаний нерастворимого остатка по значениям петромагнитных характеристик, не прибегая к длительной и трудоемкой процедуре его выделения с последующим взвешиванием.

Ориентирование керна скважин в пространстве.

В палеомагнетизме известно несколько способов для ориентирования образцов керна в пространстве с помощью компонент естественной остаточной намагниченности (J_n): по вектору первичной намагниченности [10, 12], по нормальям к большим кругам, проведенных через любые две компоненты J_n [15], но наиболее широко в практике применяется метод, использующий направление вязкой компоненты намагниченности (J_v), совпадающей с направлением современного геомагнитного поля [10, 12, 20].

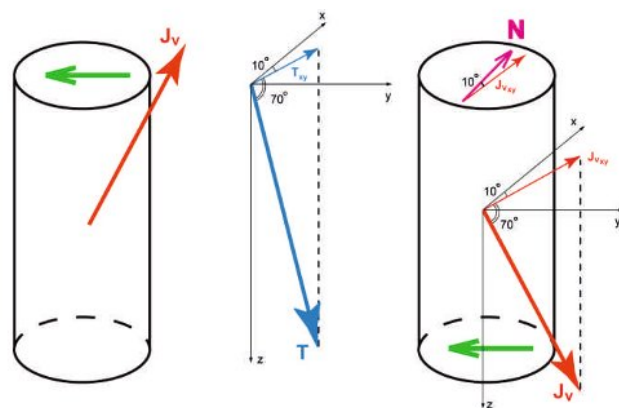
Задача реконструкции положения керна в пространстве решена, если путем магнитных чисток выделена низкокоэрцитивная (низкотемпературная) компонента и обоснована ее вязкая природа. В этом случае горизонтальная проекция J_v будет указывать на северный магнитный полюс (рис. 6).

Низкая намагниченность пород, на грани погрешности измерительной аппаратуры, снижает точность выделения компонент намагниченности или, worse, делает его невозможным. С этой точки зрения, соли, являющиеся по своей природе диамагнетиками, справедливо считались, если не запрещенным, то крайне неблагоприятным объектом для палеомагнитных исследований, вообще, и с целью ориентировки керна, в частности.

При разведке сложнодислоцированных калиеносных пластов в условиях солянокупольной тектоники, характерной для территории Дальнего Саратовского Заволжья задача ориентировки керна особенно актуальна в связи с необходимостью определений элементов залегания терригенных пропластков

для выполнения структурных построений. Рекогносцировочные палеомагнитные исследования керна солей на Восточном лицензионном участке (Озинский район) обнаружили, что величина J_n у образцов чистых солей с выраженным диамагнитным эффектом ($K < 0$), как и следовало ожидать, сопоставима или меньше пороговой чувствительности спин-магнитометра JR-6 ($< 0,05 \cdot 10^{-3}$ А/м), в силу чего в них не удалось выделить компоненты намагниченности. Но образцы, в наибольшей степени обогащенные терригенным материалом ($K = 2-3 \cdot 10^{-5}$ ед.СИ), обнаружили величины J_n от 0,12 до $0,84 \cdot 10^{-3}$ А/м, и в них удалось надежно выделить компоненту намагниченности со средним наклоном $74,1^\circ$ (рис. 7), свидетельствующим о ее вязкой природе.

Точность ориентировки керна определяется параметром a_{95} (радиус круга, внутри которого лежит истинное направление вектора с вероятностью 95%). В данном случае, $a_{95} = 16,1^\circ$, следовательно, стрелка на поверхности керна, совпадаю-



▲ Рис. 6. Схема, иллюстрирующая процедуру ориентировки керна в пространстве. Зеленая стрелка — произвольно выбранная маркировка керна перед палеомагнитными измерениями, синие стрелки — вектор современного геомагнитного поля (T) и его горизонтальная составляющая (T_{xy}), красные стрелки — вязкая намагниченность (J_v) и ее горизонтальная составляющая (J_{vxy}), малиновая стрелка — направление на север (N).

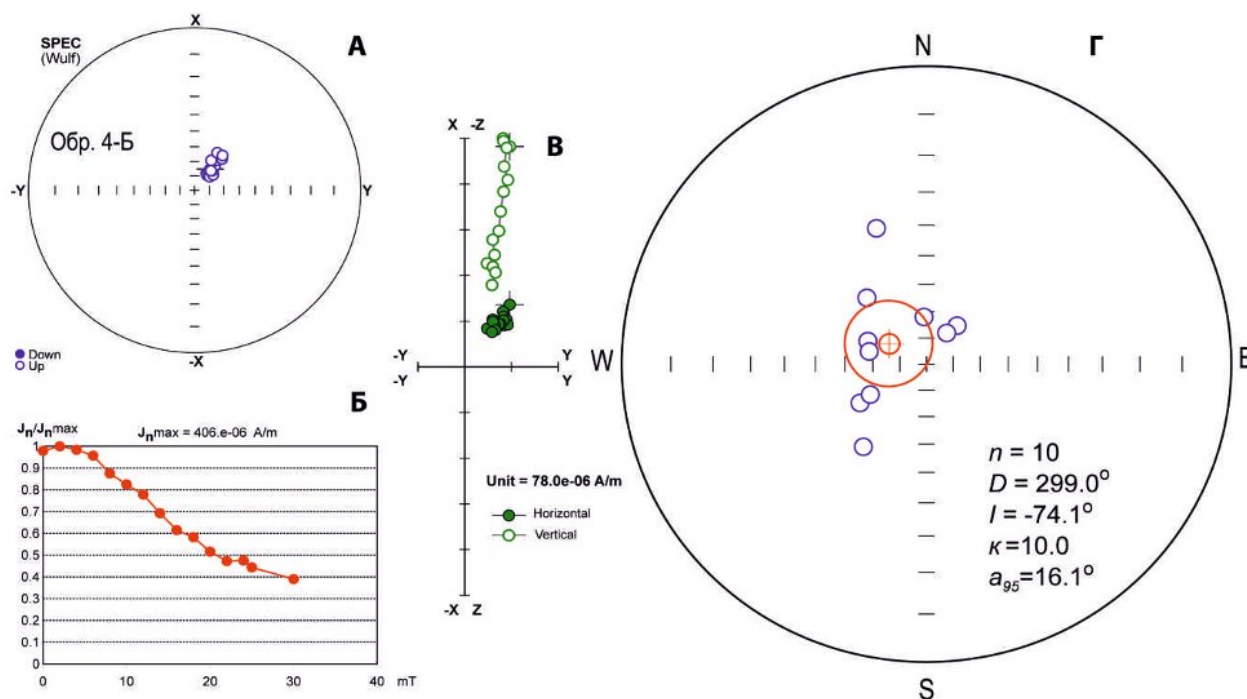


Рис. 7. Результаты компонентного анализа солей: А – стереопроекция изменений J_n в ходе магнитных чисток переменным полем, Б – кривая размагничивания, В – диаграмма Зийдervельда, Г – стереографические проекции J_v .

щая с направлением горизонтальной проекции J_v (с учетом магнитного склонения), указывает направление на географический север с точностью $\pm 16^\circ$ (рис. 7г). Очевидно, что погрешность ориентировки уменьшается по мере увеличения количества образцов, поэтому для достижения лучшей точности ($\pm 10^\circ$ и точнее), возможно, понадобятся подготовка и изучение 20 и более образцов из каждого образца керна.

Поскольку установлена принципиальная возможность ориентировки керна солей (по крайней мере, J_v надежно выделяется в образцах солей, обогащенных терригенным материалом), то перспективы любых других слабомагнитных осадочных пород, в этом смысле, выглядят многообещающе. Однако следует помнить, что длительное хранение керна и образцов приводит к разрушению естественной вязкой намагниченности и, следовательно, к потере ориентирующего признака, поэтому время, прошедшее от бурения до палеомагнитных измере-

ний, нужно стараться сократить до минимума.

Заключение

Неоднородности магнитных свойств осадочных толщ адекватно отражают седиментационную и геохимическую ритмичность развития палеобассейнов. Петромагнитные ритмы (интервалы) являются разновидностью региональных и местных магнитостратиграфических подразделений, некоторые петромагнитные уровни являются отражением глобальных событий (например, океанских аноксических событий - ОАЕ), что позволяет использовать их в качестве корреляционных реперов при межрегиональных сопоставлениях.

Существует система геологической интерпретации петромагнитных данных [7, 11], апробированная на множестве объектов различного возраста и генезиса [2, 6, 8, 14, 21 и др.], суть которой заключается в том, что при безусловном знании вида и генезиса минералов-носителей магнитных свойств (которые определя-

ются с помощью магнито-минералогических методов) по вариациям петромагнитных характеристик можно адекватно судить о многих важных условиях осадконакопления: изменениях уровня моря, вследствие тектонического и/или эвстатического фактора, геохимической обстановке в придонных слоях палеобассейна и т. д. С этой точки зрения петромагнитный метод является частной разновидностью литолого-фациальных исследований (ЛФИ).

Современная высокоточная аппаратура для магнитометрических измерений позволяет выявлять значимые петромагнитные дифференциации даже в самых слабромагнитных разностях осадочного чехла платформ, который является объектом геологоразведочных работ на нефть и газ, калийные соли и другие полезные ископаемые.

Важно, что петромагнитные данные могут быть получены как по керну по шламу. К достоинствам петромагнитного метода, наряду с его высокой геологической информативностью, следует отнести экспрессность (возможность проведения каппаметрии в полевых условиях), малый объем каменного материала, требуемого для лабораторных исследований, диагностику некоторых железосодержащих минералов (например, пирита, магнетита, сидерита, гидроокислов железа, являющихся индикаторами геохимического режима придонных слоев) независимо от размерности их фракции.

Палеомагнитные данные могут быть получены по керну скважин. На поисково-разведочном этапе работ они могут быть востребованы для дополнительного расчленения и корреляции, как правило, наиболее актуальны в связи с процедурой ориентации керна, после которой можно определить элементы залегания пластов, преимущественные направления трещиноватости пород и прочие

закономерности пространственного распределения вещественного состава пород.

Благодарности

Автор благодарен Назымской Геологоразведочной экспедиции (Ханты-Мансийск), ООО "Восток-Ангидрит" (Санкт-Петербург) и лично Е.Ю. Барабошкину (МГУ) за предоставленные образцы и материалы для исследований.

Литература

1. Гаврилов Ю.О., Щепетова Е.В., Барабошкин Е.Ю., Щербинина Е.А., 2002, Аноксический раннемеловой бассейн Русской плиты: седиментология и геохимия: Литология и полезные ископаемые, 4, 359 - 380.
2. Гришанов А.Н., Гужиков А.Ю., Молодцовская И.И., Харитонов Т.В., 1997, Использование петромагнитных критериев для детального расчленения разрезов уфимского яруса и обоснования границы между соликамским и шешминским горизонтами в пределах Соликамской впадины Предуральяского прогиба: Изв. ВУЗов. Геология и разведка, 1, 19 - 25.
3. Гришанов А.Н., Гужиков А.Ю., Багаева М.И., Сорокин А.С., Технология каппаметрии и термокаппаметрии шлама скважин в качестве дополнения к стандартным геолого-техническим исследованиям: IV Саратовский салон изобретений, инноваций и инвестиций: Ч.1. – Саратов, Изд-во Саратов. ун-та, 83 - 84.
4. Гужиков А.Ю., 2008, О возможном отражении глобальных геологических событий в петромагнетизме осадочных пород (на примере средней юры и нижнего мела Поволжья): Очерки по региональной геологии: Сб. науч. трудов / Под ред. В.Н. Староверова: Саратов, Издательский центр «Наука», 34 - 47.
5. Гужиков А.Ю., Барабошкин Е.Ю., 2006, Оценка диахронности биостратиграфических границ путем магнитохронологической калибровки зональных шкал нижнего мела Тетического и Бореального поясов: Доклады Академии Наук, Т.409, 3, 365-368.

6. Гужиков А.Ю., Барабошкин Е.Ю., Гаврилов Ю.О., Щепетова Е.В., Букина Т.Ф., Яночкина З.А., 1999, Магнитные свойства волжских отложений как индикаторы железосодержащих минералов и их значение для реконструкций условий седиментации в позднеюрском палеобассейне Поволжья: Геологические науки – 99: Избранные труды межведомственной научной конференции: Саратов, изд-во ГосУНЦ «Колледж», 38 - 42.

7. Гужиков А.Ю., Молостовский Э.А., 1995, Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты): Бюл. МОИП, Отд. геол., вып.1, Т.70, 32 - 41.

8. Гужиков А.Ю., Ямпольская О.Б., Гончаренко О.П., 2002, Петромагнетизм байосбатских отложений Поволжья: стратиграфический и палеотектонический аспекты: Изв. ВУЗов, Геология и разведка, 2, 53 - 62.

9. Еремин В.Н., Молостовский Э.А., Первушова Е.В., Черняева А.Ф., 1986, Магнитная зональность осадочных пород и пространственное распределение аутигенных минералов железа в зонах влияния углеводородов: Геология нефти и газа, 4, 38 - 44.

10. Молостовский Э.А., 1986, Скалярные магнитные характеристики горных пород как показатели условий седиментации: Использование магнетизма горных пород при геологической съемке: Л., Недра, 150 - 166.

11. Методика палеомагнитного изучения красцветов (под ред. В.П. Боронина): Казань: Изд-во Казанского университета, 1979.

12. Молостовский Э.А., Храмов А.Н., 1997, Магнитостратиграфия и ее значение в геологии: Саратов: Издательство Саратовского университета, 1997.

13. Московский Г.А., Гужиков А.Ю., Решетников М.В., Сорокин А.С., Свидзинский С.А., 2010, Отражение в петромагнетизме закономерностей распределения нерастворимого остатка по разрезу силвинитового пласта Гремячинского месторождения: Известия Саратовского университета: Новая серия, Т. 10: Сер. Науки о Земле, Вып. 1, 54 - 60.

14. Пименов М.В., Глинских Л.А., Гужиков А.Ю., Михайлов А.М., Рогов М.А., Тесакова Е.М., 2009, О возможном отражении палеоэкологических условий в петромагнетизме келловейских-оксфордских отложений разреза п. Дубки (г. Саратов): Известия

Саратовского университета: Новая серия: Науки о Земле, 1, 70 - 75.

15. Попов В.В., Храмов А.Н., 2007, Новый палеомагнитный метод ориентирования керна скважин в пространстве: Государственный патент RU №2298209: Нефтегазовая геология: Теория и практика, Т.2. - <http://www.ngtp.ru/rub/12/016.pdf>

16. Стратиграфический кодекс России: СПб.: Издательство ВСЕГЕИ, 2006.

17. Фомин В.А., Гончаренко О.П., Жуков А.Н., Маникин А.Г., Пименов М.В., Решетников М.В., 2006, Петромагнитная и минералогическая характеристика разреза верхнемеловых отложений с. Пудовкино (Саратовский район): Недра Поволжья и Прикаспия, Вып.47, 46 - 55.

18. Хоша В., Прунер П., Захаров В.А., Костак М., Шадима М., Рогов М.А., Шлехта С., Мазух М., 2007, Бореально-тетическая корреляция пограничного юрско-мелового интервала по магнито- и биостратиграфическим данным: Стратиграфия: Геологическая корреляция, Т.15. 3, 63 - 76.

19. Baudin F., 2003, A Late Hauterivian short-lived anoxic event in the Mediterranean Tethys: the "Faraoni Event": Mesozoic paleoceanography: Paris, 10 - 11, 4.

20. Fuller M., 1969, Magnetic orientation of borehole cores: Geophysics, vol. 34, 5, 772 - 774.

21. Guzhikov A., Molostovsky E., 1999, Some features of the Early Cretaceous sedimentation in the Cis-Caucasia reflected in magnetic properties of the sedimentary cover: Geodiversitas, Vol. 21, 3, 365 - 385.

22. Guzhikov A.Yu., Baraboshkin E.Yu., Birbina A.V., 2003, New paleomagnetic data for the Hauterivian–Aptian deposits of the Middle Volga region: A possibility of global correlation and dating of time-shifting of stratigraphic boundaries: Russian Journal of Earth Sciences, Vol. 5, 6, 1 - 30.

Подробнее об авторах



Гужиков
Андрей Юрьевич

Зав. кафедрой общей геологии и полезных ископаемых СГУ им. Н.Г. Чернышевского, д.г.-м.н., профессор.

Использование сигналов с опорной плиты и инертной массы вибратора в методике вибросейсмических работ

■ Жуков А.П., Колесов С.В., ООО «Геофизические системы данных», г.Москва

Введение

В технологии сейсмических (в том числе вибросейсмических) работ назревает очередная революция. В первую очередь она обусловлена требованиями нефтегазовых компаний к дальнейшему повышению детальности и достоверности геологических моделей нефтегазовых резервуаров, которые строятся в основном на базе 3-х мерных сейсмических съемок.

Также возрастают требования к повышению производительности работ, что ведет к сокращению общего цикла геологоразведочных работ, к качеству исходных данных, к четкости 3-х мерного изображения исследуемой земной толщи. Поэтому в последнее время при проведении 3-х мерных вибросейморазведочных работ наблюдается тенденция к переходу на увеличение плотности систем наблюдений, использование регистрации сигналов одиночными сейсмодатчиками и исключение группирования виброисточников.

Все это направлено на увеличение латеральной плотности наблюдений (аналог увеличения количества пикселей для улучшения изображения в компьютерах), расширение частотного диапазона возбуждаемых и принимаемых колебаний.

Одним из существенных элементов новых подходов к проведению сейсмических работ является появление так называемых «нодальных» (модульных) бескабельных систем регистрации сейсмических колебаний, представляющих из себя одноканальные цифровые с/станции (приёмные модули – ПМ) малого объема (0,5 – 2,5 кг) с автоном-

ным блоком питания, со встроенными сейсмодатчиками, либо с присоединёнными. При 3-х мерных съемках количество таких модулей может достигать нескольких десятков тысяч и более штук, что позволяет резко увеличить производительность работ и проводить съемку с любой плотностью в труднопроходимых условиях и местах со сложным рельефом. При этом модули оснащены системой GPS, что позволяет определять с высокой точностью их координаты, и они постоянно включены в режиме регистрации (считывание информации обычно происходит после 2 – 3 недельной работы). Для возбуждения обычно используются несколько мощных одиночных виброисточников, работающих по заданным программам. Организация работ в данном случае является одной из задач систем управления виброисточниками.

Геофизики - сейсморазведчики всегда хотели знать свойства сигнала, который посылается в геологическую среду источником возбуждения сейсмических колебаний. С появлением сейсмических вибраторов такая возможность как будто бы появилась. Однако сигнал, посылаемый в среду системой вибратор/грунт, достаточно заметно отличается от опорного сигнала, который управляет (в первом приближении) работой вибратора.

На свойствах посылаемого сигнала сказываются условия возбуждения, определяемые свойствами «присоединенной массы» грунта, вовлекаемой вибратором в процесс возбуждения сейсмических колебаний.

Для повышения качества результатов сейсмических работ нужно, чтобы сво-

йства посылаемого в среду сигнала были бы постоянны, но в таком случае следует как-то учесть (или компенсировать) изменение условий возбуждения по площади (профилю) сейсмических работ. Учет фильтрующего действия верхней части разреза и его компенсация достигается при использовании технологии адаптивной вибросейсморазведки АВИС [3], что позволяет дополнительно расширять эффективный частотный диапазон регистрируемых колебаний как в сторону высоких, так и низких частот.

В «адаптивной технологии» вибросейсморазведки для расчёта «адаптивного» свипа используется сейсмическая запись от предварительно посланного свипа. В случае «нодальных» систем запись информации с каждого ПВ может оказаться недоступной в процессе работ. В связи с этим было предпринято изучение возможностей использования сигналов с виброисточников для расчета «адаптивного» сигнала. В настоящее время в компании ГСД проводятся работы по модернизации программного обеспечения блоков управления виброисточниками GDS-I для работы с системами «нодального» типа.

Исследования [6] показывают, что характер спектра вибросейсмического сигнала можно оценить по «Ground Force» (называемой ещё действующей силой или земляной силой или силой земли). Для дальнейшего изложения обозначим её как GF. Сила GF вычисляется как сумма масштабированных и со своими знаками сигналов с акселерометров, установленных на плите и на инертной массе, умноженных на массы, соответственно плиты со штоком и инертной (реактивной) массы вибровозбудителя:

$$GF(t) = BP(t) \cdot m(BP) + RM(t) \cdot m(RM), \quad (1)$$

где BP – плита со штоком, BP(t) – её ускорение (как функция времени развёртки), RM – реактивная масса, RM(t) – ускорение реактивной массы в зависимости от времени.

В таком случае до начала производственных работ, не разматывая кос с сейсмоприёмниками, можно одним вибратором изучить на всех или заданных пунктах возбуждения площади сигналы GF и районировать площадь по условиям возбуждения.

Вместе с тем ясно, что сигналы плиты BP(t) и инертной массы RM(t) не просто обратны по фазе (и это показано в [6]), но каждый из них может иметь ещё свои особенности, которые помогут сопоставлять особенности GF с условиями возбуждения сейсмических сигналов (УВСС). Чтоб оценивать УВСС, нужно на каждом ПВ записывать сигнал GF(t), а лучше все три величины GF(t), BP(t), и RM(t), для удобства дальнейшего их использования в практике вибросейсмических работ.

Записывать сигналы GF(t), BP(t), RM(t) в полевых условиях на блоках управления вибраторами при производственных работах начали сравнительно недавно. При этом известно применение GF(t) для корреляционной обработки виброграмм при так называемой «сейсморазведке повышенной достоверности» (см. обзор публикаций зарубежной прессы [2]).

В России запись сигналов BP(t), RM(t), GF(t) на блоках управления вибраторами пока реализована на данный момент лишь в GDS-1 (Geophysical Digital System - 1) – многофункциональной геофизической системе управления виброисточниками, с помощью которой производятся полевые вибросейсмические работы, в том числе по технологии АВИС (адаптивной вибрационной сейсморазведке). Один из первых опытов валовой записи сигналов вибратора был проведен на

одной из площадей Западной Сибири. Ниже рассмотрены предварительные результаты анализа сигналов $BP(t)$, $RM(t)$ и $GF(t)$.

Общая характеристика полевого материала

В технологии АВИС [3] на каждом ПВ первоначально производится отработка настроечного свип-сигнала, далее определяются параметры оптимального адаптивного свипа, который и отрабатывается вибратором (группой вибраторов) с заданным числом накоплений. В данных опытах в качестве настроечного использовался ЛЧМ свип, а число накоплений на ПВ уже с адаптивным свипом было равно 6. Граничные частоты всех свипов были 10 Гц и 100 Гц, длительности частотных развёрток – 10 с, конуса – по 0.5 с. Интервал дискретизации временных развёрток составлял 0.001 с.

Амплитуды сигналов, выставляемые на вибраторе («прижим»), были постоянны.

При каждом пуске сейсмического сигнала (настроечном или производственном) производилась запись во флеш – память четырёх сигналов: опорного электрического (обозначим его как $SB(t)$), сигнала с акселерометра на опорной плите – $BP(t)$, сигнала с акселерометра на инертной массе – $RM(t)$ и вычисленного сигнала «действующей» силы – $GF(t)$.

Рассмотрим на что, судя по имеющемуся полемому материалу, следует обращать внимание при анализе $BP(t)$, $RM(t)$ и их спектров $BP(f)$, $RM(f)$ в зависимости от ПВ. Это:

1) характер изменения амплитуд квазисинусоид $BP(t)$ и $RM(t)$, в том числе верхней и нижней огибающих этих сигналов, а также полусуммы этих огибающих в зависимости от времени;

2) характер изменений осреднённых амплитуд спектров (тенденции, а также пики и провалы) в зависимости от ПВ и частоты свипа. Осреднение необходимо для лучшего прослеживания тенденций изменения спектральных амплитуд на фоне их дисперсии;

3) величины общей дисперсии спектральных амплитуд и изменение средней дисперсии в зависимости от частоты и других факторов;

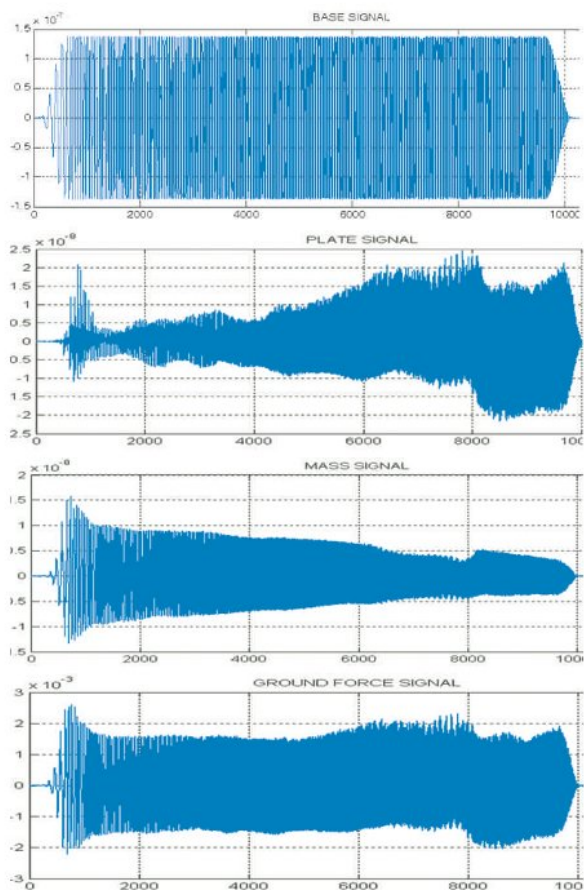
4) общую мощность побочных гармоник, вид и максимальные амплитуды их спектров;

5) соотношение параметров побочных гармоник для $BP(t)$ и $RM(t)$.

При анализе упомянутых выше величин и характеристик нужно учитывать и влияние разного рода помех, то есть здесь необходима большая статистика, чтобы вычленивать признаки, по которым можно было бы предсказывать значимые для вибросейсморазведки изменения условий возбуждения.

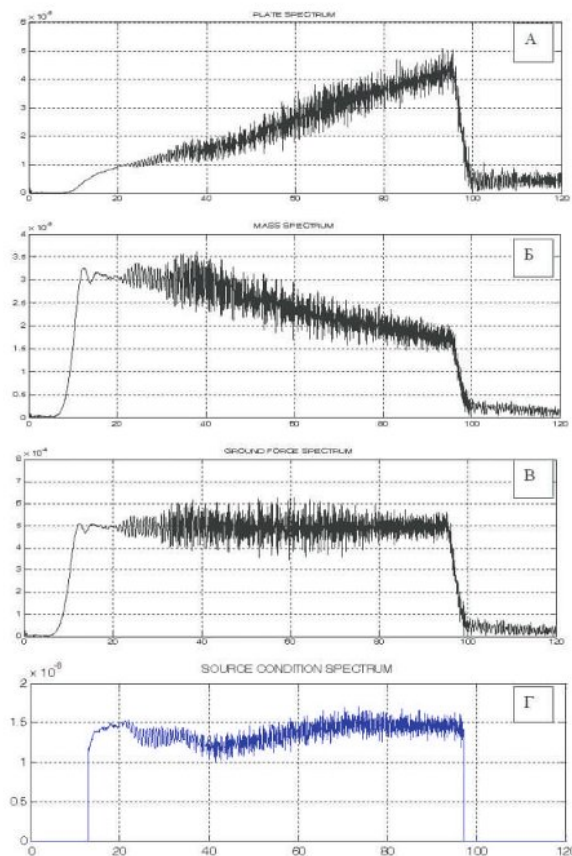
Для оценки изменений условий возбуждения с помощью анализа $GF(t)$, $BP(t)$, $RM(t)$ и их спектров целесообразно использовать в качестве опорных ЛЧМ свипы, имеющие одни и те же параметры развёртки и спектры прямоугольной формы для всех исследуемых ПВ. Таких записей было сделано более 120. Анализировались временные развёртки сигналов, их спектры, автокорреляционные функции и функции взаимной корреляции.

Рассмотрение временных развёрток сигналов $BP(t)$, $RM(t)$ и $GF(t)$ показало, что их амплитуды меняются со временем (и с частотой, что удобно было наблюдать, поскольку $F(t)$ – функция частотной развёртки была линейной) (рис.1). Амплитуды сигналов $BP(t)$ в среднем нарастают, а сигналов $RM(t)$ – в среднем (для разных ПВ) убывают со временем.



▲ Рис. 1. Временные развёртки регистрируемых сигналов: опорного – BASE, с плиты – PLATE, с инертной массы – MASS, действующей силы – GROUND_FORCE на одном из ПВ.

Амплитуды сигналов $GF(t)$ для разных ПВ в основном постоянны (в размахе). Однако у всех трёх сигналов средняя линия сигнала может смещаться и колебаться относительно нуля. Возможная причина этого – нелинейные сейсмические явления, нарушение закона Гука. Говорить об их особенностях пока рано, но важно то, что они проявляются по-разному от ПВ к ПВ и можно попытаться их использовать для оценки изменений УВСС. Другие детали временных развёрток из-за большой их длительности неудобны для анализа. Более интересные сведения о сигналах получаются при анализе их амплитудных спектров и спектров мощности. Обозначим спектры сигналов $SB(t)$, $BP(t)$, $RM(t)$, $GF(t)$ соот-



▲ Рис. 2. Типичные спектры сигналов: А) с плиты – $BP(f)$, Б) с инертной массы – $RM(f)$, и В) сигнала Ground Force – $GF(f)$. Г) спектральная характеристика условий возбуждения $SC(f)$ – на другом ПВ по сравнению с рис.1.

ственно через $SB(f)$, $BP(f)$, $RM(f)$ и $GF(f)$. На рис. 2 показаны типичные спектры этих сигналов вибраторов при генерации ЛЧМ свипов (полученные на другом ПВ, чем на рис.1). Спектр опорного ЛЧМ сигнала $SB(f)$ не приводится – он всем хорошо известен.

Общий вид спектров следующий: большей частью спектры $BP(t)$ возрастают от нуля по прямой линии или вогнутой параболе, тогда как спектры $RM(t)$, соответственно, убывают от низких частот к высоким, а все спектры $GF(t)$ имеют вид, близкий к прямоугольному, поскольку мы пока рассматриваем результаты посылки ЛЧМ свипов. Все сигналы генерировались в интервале частот 10 – 100Гц, так что колебания

после 100Гц можно отнести к побочным гармоникам – кратным, суммарным, вызванными нелинейными искажениями основного сигнала (1й гармоники). Так на рис.2 после 100Гц амплитуды спектров $BP(f)$, $RM(f)$ и $GF(f)$ не равны нулю, что означает, что эти спектральные компоненты относятся к побочным гармоникам. При шаге дискретизации 0.001с максимальная частота спектра равна 250Гц, - половине частоты Найквиста, если исключаются аляйсинг-эффекты. На рисунках 4 – 7 спектры приведены уже для полосы частот 0 – 250Гц и хорошо видны части спектров (более 100Гц) побочных волн – гармоник.

Соотношение между спектрами сигналов с плиты и с инертной массы было отмечено ещё в [6]: на мягких грунтах видно, как вибрирует плита, а масса ведёт себя спокойнее, тогда как на жёстком грунте, например на дорожном асфальте – сильно подсакивает масса, а движения плиты почти не видно.

Согласно работе [5] Кузнецова В.В. и др., спектральную характеристику условий установки вибратора (условия возбуждения сигнала) можно выразить отношением спектра сигнала с плиты $BP(\omega)$ к спектру сигнала, генерируемого вибратором. В работе [5] в качестве такого сигнала был взят опорный электрический сигнал $SB(t)$, поскольку сигнал с реактивной массы не регистрировался. В нашем случае регистрировались сигналы акселерометров с плиты и массы - $BP(t)$, $RM(t)$, а также расчётный сигнал $GF(t)$, который был использован в качестве сигнала, посылаемого вибратором в грунт.

Для приведения спектров сигналов с акселерометра к спектрам перемещения плиты вибратора в [5] отношение $BP(f)/(GF(f))$ должно делиться ω^2 . Практика обработки и анализа (сравнения

между собой результатов обработки с разных пунктов возбуждения) исходных данных показала, что удобнее использовать не сами перемещения, а их скорости, т.е. делить отношение $BP(f)/(GF(f))$ на ω . Переходя от ω к $(2\pi f)$, получим следующее выражение для спектральной характеристики условий возбуждения (source condition spectrum – $SC(f)$):

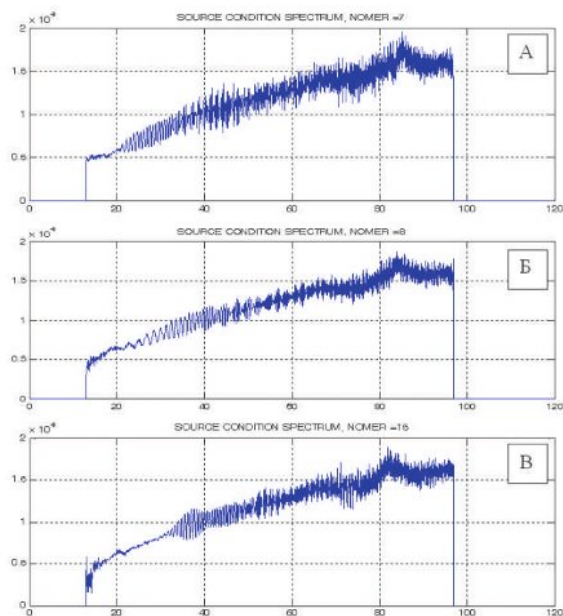
$$SC(f) = BP(f)/(GF(f) * (2\pi f)) \quad (2)$$

В качестве “оправдания” перехода от ω^2 к ω вспомним, что в сейсморазведке сейсмоприёмники регистрируют именно скорости перемещения.

Вычисления проводились в сокращённом частотном интервале – чтобы не попасть при делении в зоны конусования свипов. В данном случае конусование захватывало несколько больше 2Гц, поэтому частотный интервал 10 – 100Гц был сокращён до 13 – 97Гц.

Вычисления велись в системе Матлаб-7. Были опробованы варианты с делением на ω и ω^2 , с делением на опорный сигнал $SB(f)$ (вместо $GF(f)$), как на константу - при ЛЧМ свипе, и на заданный опорный НЧМ, если рассматривать посылки НЧМ свипов – адаптивного, произвольного вида, спектр которого строился по набору точек, а также функциональных [4] адаптивных НЧМ свипов, параметры которых подбирались по спектру адаптивного свипа. Сравнение показало, что работа со спектром опорного сигнала $SB(f)$ даёт тот же результат, что и использование $GF(f)$, за исключением мелких деталей характеристик $SC(f)$.

Интересно, что характеристика условий возбуждения $SC(f)$ в большинстве случаев записи сигналов $SB(t)$, $BP(t)$, $RM(t)$ и $GF(t)$, для одного и того же ПВ одна и та же с точностью до постоянного множителя, независимо от посылаемого сигнала – ЛЧМ, адаптивного общего вида или функционального, при первом



▲ Рис. 3 Характеристики условий возбуждения $SC(f)$ для трёх свипов на одном ПВ:

- А) установочного ЛЧМ,
 Б) адаптивного АВИС и
 В) функционального адаптивного НЧМ свипа (ФАС).

накоплении или последующих (см. рис.3). Это свидетельствует об устойчивости такой характеристики. Однако для записей сигналов на некоторых ПВ были замечены и исключения.

На рисунках 4 ÷ 7 приведены различные варианты форм и соотношений спектров сигналов $BP(t)$ и $RM(t)$. Приведены некоторые наиболее нетипичные спектры из имеющегося исходного материала, что, конечно, не означает, что они равновероятны.

На этих рисунках хорошо заметны изменения характеристик $SC(f)$ в зависимости от размещения пункта возбуждения (ПВ). Чтобы связать эти изменения с какими-то физическими и геоморфологическими условиями возбуждения, нужно проводить специальные наблюдения на местности, определяя, в том числе, координаты ПВ, фиксируя описание особенностей грунта на ПВ и внося эти данные в записи сигналов $SB(t)$ $BP(t)$,

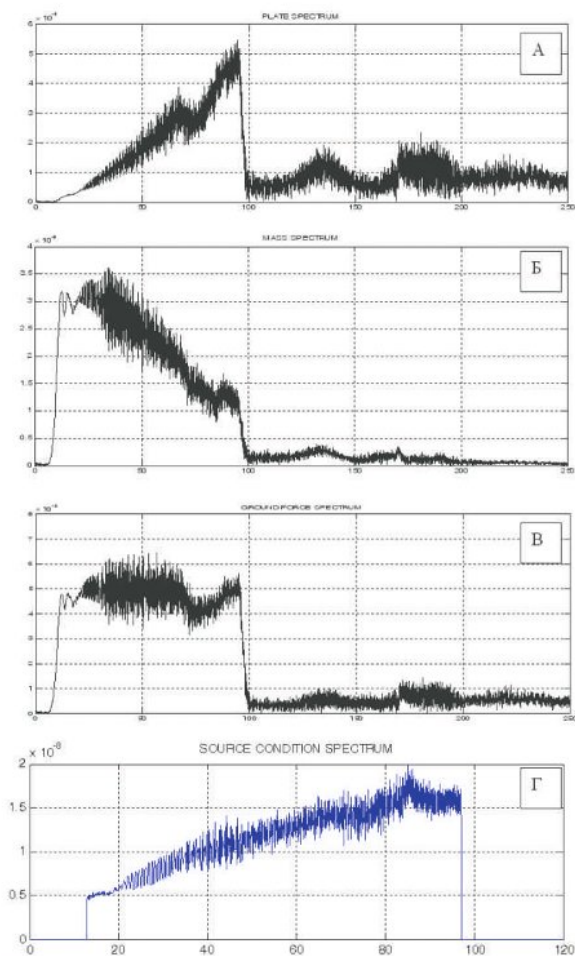
$RM(t)$ и $GF(t)$ (записи велись в системе SEG Y), что в данном случае не было сделано.

Кроме того, такие опыты нужно специально ставить, чтобы избежать нежелательных случайностей при позиционировании вибраторов на ПВ и чтобы не принять плохую подготовку профиля возбуждения или неудачную установку вибратора на ПВ за физическую закономерность.

При анализе спектров $BP(f)$, $RM(f)$ и $GF(f)$ на предмет их связи с условиями возбуждения можно было заметить что, как и следовало ожидать, наиболее интересны спектры записей с плиты $BP(f)$. Это можно видеть на рисунках 4÷7. Однако интересны и спектры $RM(f)$, иногда имеющие, на первый взгляд, свои особенности, несмотря на их зависимость от движения плиты. На рисунках, начиная с №4, не приводятся спектры опорного сигнала и $GF(f)$. Опорный сигнал везде один и тот же, а спектр $GF(f)$ в частотном диапазоне 10 – 100 Гц везде, за редким исключением (как, например, на рисунке 2), очень близок к спектру опорного сигнала.

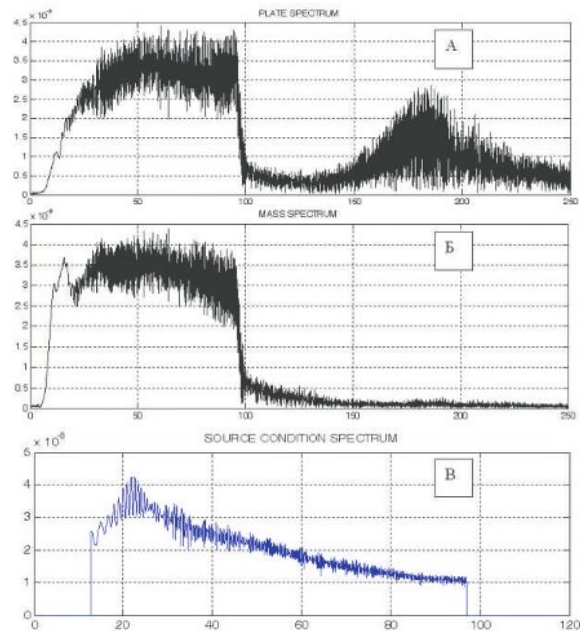
Возможно, для районирования нет единого признака для всех грунтов. Сведение всех различий УВСС только к жёсткости грунта явно недостаточно: убираются из рассмотрения все нелинейные явления, а вместе с ними и связанные с ними помехи, а также возможное использование этих явлений для получения дополнительной геологической информации. Кроме того, такие признаки могут быть различными для разных геофизических задач.

Кроме общего вида спектров $BP(f)$, $RM(f)$, $GF(f)$ и характеристик $SC(f)$ представляет интерес и вид спектров побочных волн-гармоник, хорошо видных на



▲ Рис. 4. Амплитудные спектры в диапазоне 0-250Гц сигналов с плиты А), массы Б) и действующей силы В) на одном из ПВ. После 100Гц на сигнале с плиты видны сильные спектральные составляющие волн-гармоник. На рис.Г) характеристика условий возбуждения SC(f) в диапазоне 13-97Гц.

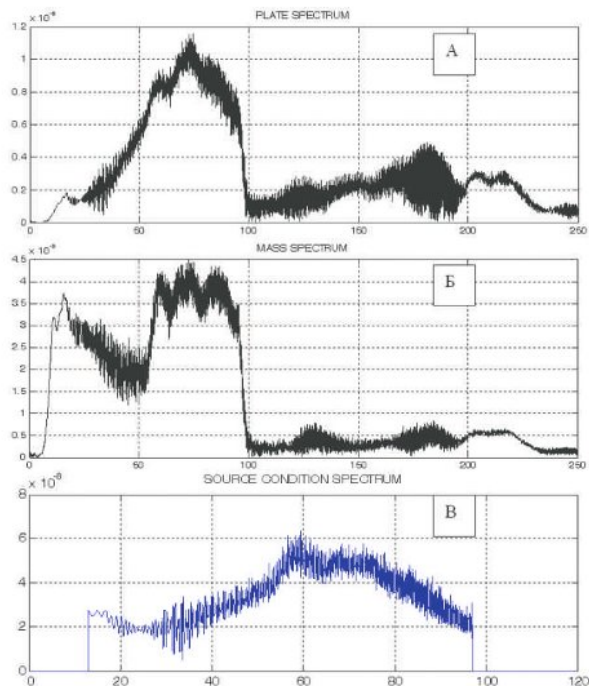
рисунках 4÷7 после 100Гц и до 250Гц. Волны гармоники есть и до 100Гц, но на общем фоне спектра записей они не так заметны. Лучше всего гармоники видны на BP(f), тогда как на RM(f) они относительно слабые, на GF(f) – они средние по амплитудам, хотя общий их рисунок повторяется подобно BP(f). Можно полагать, что волны – гармоники также могут характеризовать условия возбуждения, но как именно – ещё предстоит выяснить. При этом известно, что сам вибратор (без присоединённой массы) является генератором волн – гармоник.



▲ Рис. 5. Спектры сигналов с плиты – А) BP(f) и с массы – Б) RM(f) оба почти прямоугольные и не похожи на соответствующие спектры рисунков № 2 и № 3. На спектре BP(f) видны мощные побочные гармоники, тогда как на спектре RM(f) их амплитуды на много меньше – всё это при одних и тех же нормирующих множителях (10^{-9}). На рис. В) характеристика условий возбуждения SC(f) в диапазоне 13-97Гц.

Наличие достаточно сильных (с амплитудами иногда более половины амплитуды спектра 1й гармоники – см. рис 5А и рис. 7А) побочных волн – гармоник позволяет считать их частью возбуждаемого сигнала. Конечно, разработчики вибраторов стремятся уменьшить нелинейные искажения в сигнале вибратора, ну а если эти искажения возрастают именно из-за условий возбуждения? В таком случае следует производить корреляционную обработку не с опорным сигналом, а с сигналом GF(t).

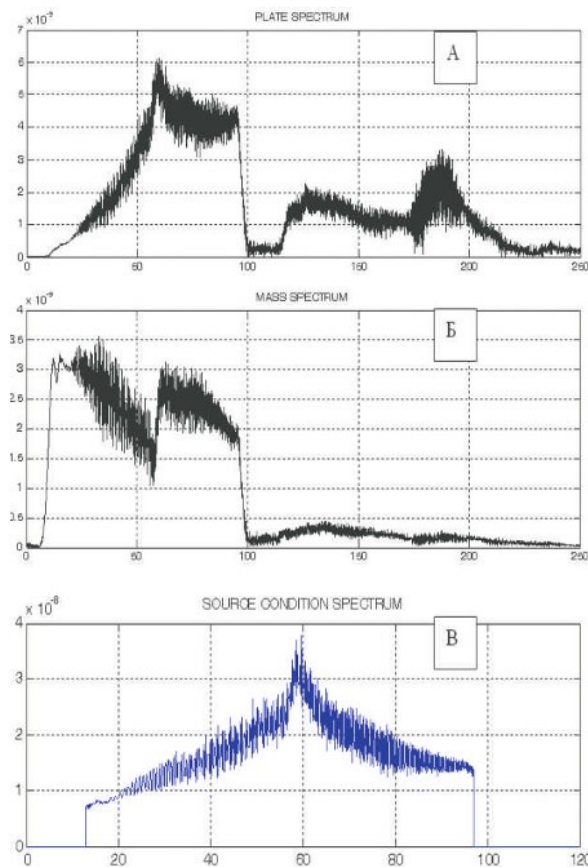
Из того насколько мощны бывают волны – гармоники следует, что вопрос о том, с чем коррелировать виброграммы – с опорным сигналом или сигналом GF(t), явно не праздный и если есть



▲ Рис. 6. Спектры $BP(f)$ и $RM(f)$ довольно причудливой формы и не похожи на соответствующие спектры рисунков № 2 и № 4. Амплитуды побочных гармоник на спектре $BP(f)$ примерно в 6–7 раз больше, чем на спектре $RM(f)$. На рис. В) характеристика условий возбуждения $SC(f)$ в диапазоне 13–97 Гц.

возможность, то лучше использовать $GF(t)$. Разумеется, взаимная корреляция опорного сигнала с результатом посылки $GF(t)$, имеющего в своём составе волны гармоник, приводит к ослаблению их влияния, но шумы взаимной корреляции всё же остаются.

Идея использования для взаимной корреляции виброграмм сигнала, посылаемого вибратором в среду, чтобы учитывать изменение условий возбуждения от ПВ к ПВ, не нова. Так в [1] предлагается для взаимной корреляции виброграмм использовать $GF(t)$ сигнал. Однако существовавшие тогда блоки управления (БУСВ) не могли ещё записывать сигналы $GF(t)$ на каждом ПВ и это предложение не было реализовано в производственных условиях.



▲ Рис. 7. Спектры $BP(f)$ и $RM(f)$ с резонансными пиками на 60 Гц – внутри частотного интервала. Соотношение амплитуд гармоник соответственно примерно 8:1. На рис. В) характеристика условий возбуждения $SC(f)$ в диапазоне 13–97 Гц.

Выше была рассмотрена лишь небольшая часть того, что может быть получено на основе анализа имеющегося фактического материала. Сюда следует отнести анализ волн-гармоник и их зависимость от условий возбуждения вибросейсмических сигналов, анализ дисперсий амплитуд спектров сигналов с плиты и массы, анализ характеристик условий возбуждения $SC(f)$ и спектров $BP(f)$, $RM(f)$ и $GF(f)$ при возбуждении нелинейных свипов и многое другое, что может быть обнаружено при вновь поставленных экспериментах. Так что по тем данным, что приведены выше, можно делать лишь предварительные выводы.

Выводы

1) При вычислении спектральной характеристики условий возбуждения на ПВ $SC(f)$ целесообразно пользоваться формулой $SC(f) = BP(f)/(GF(f) \cdot (2\pi f))$, где в качестве спектра сейсмического сигнала, возбуждаемого в среде, взят спектр действующей силы $GF(f)$ и взята первая степень круговой частоты $(2\pi f)$, а не её квадрат (см. [5]).

2) Вид спектральной характеристики условий возбуждения может достаточно заметно меняться, что позволяет надеяться на использование её для расчёта параметров адаптивного сигнала и районирования площади работ.

3) Сейсмический вибратор с возможностью записи возбуждаемых сигналов – это очень полезное устройство для изучения условий возбуждения вибро-сейсмических сигналов, а также для других целей, где требуется определение механических свойств грунтов.

Литература

1. Кострыгин Ю.П., Нигматзянов А.М., Гродзенский В.А., Шнеерсон М.Б. 1992г., «Система для проведения вибросейсмической разведки» АС СССР № 1805411, где предлагается для взаимной корреляции виброграмм использовать сигнал, посылаемый вибратором в среду и конкретно – GF сигнал.

2. Шнеерсон М.Б., Жуков А.П., 2010, Современные тенденции вибрационной

сейсморазведки (по материалам зарубежных статей)//Приборы и системы разведочной геофизики, СО ЕАГО, 3.

3. Жуков А.П., Шнеерсон М.Б., 2000, Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки: М., ООО «Недра-Бизнесцентр».

4. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б., 2011, Сейсморазведка с вибрационными источниками.//Тверь, Изд. «ГЕРС»

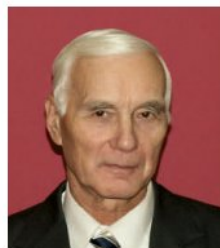
5. Кузнецов В.В. и др. 1981, Влияние условий установки виброисточника на возбуждаемое волновое поле. //В сб. Исследование Земли невзрывными сейсмическими источниками. АН СССР, ИФЗ, «Наука», М..

6. Schrodte Joseph K., 1987, Techniques for improving vibroseis data: Geophysics, 52,4, 469 - 482.

Подробнее об авторе



Жуков
Александр Петрович
д.т.н., профессор МГУ,
Директор ООО
"Геофизические
Системы Данных"



Колесов
Сергей Васильевич
д.т.н., научный сотрудник
ООО «Геофизические
системы данных» (ГСД).

Обеспечение синхронности и контроля работы импульсных электромагнитных источников сейсмических волн «Енисей»

■ Щадин П.Ю., ООО «Эвенкиягеофизика»

Проблема синхронности воздействий группы импульсных источников всегда была и остается в центре внимания специалистов полевых подразделений и супервайзерских служб сейсморазведочных предприятий. Решение задачи обеспечения синхронности воздействий достигается применением комплекса технических, технологических и организационных мер при проведении полевых сейсморазведочных работ.

Геофизические предприятия, использующие импульсные источники «Енисей» (рис.1), как правило, оснащаются одной из двух систем синхронизации и контроля:



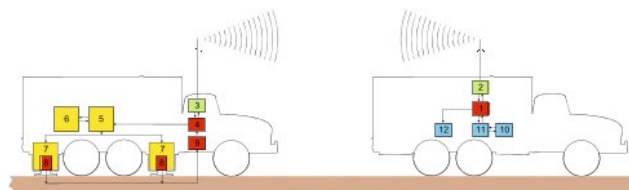
▲ Рис. 1. Группа импульсных электромагнитных источников сейсмических волн «Енисей КЭМ-4».

1. Система синхронизации и управления невзрывными источниками сейсмических волн SGD-SP. Производство НПФ «Сибгеофизприбор», г.Новосибирск.

2. Аппаратура контроля за работой невзрывных источников ССВ-2Н. Производство СКБ Сейсмического приборостроения, г.Саратов.

1. Система синхронизации и управления SGD-SP предназначена для работы в

составе многоканальных сейсморазведочных станций отечественного и зарубежного производства при проведении профильных и площадных сейсморазведочных работ с применением импульсных электромагнитных источников возбуждения сейсмических колебаний типа «ЕНИСЕЙ», «ГЕОТОН» и т.д. [3, 8].

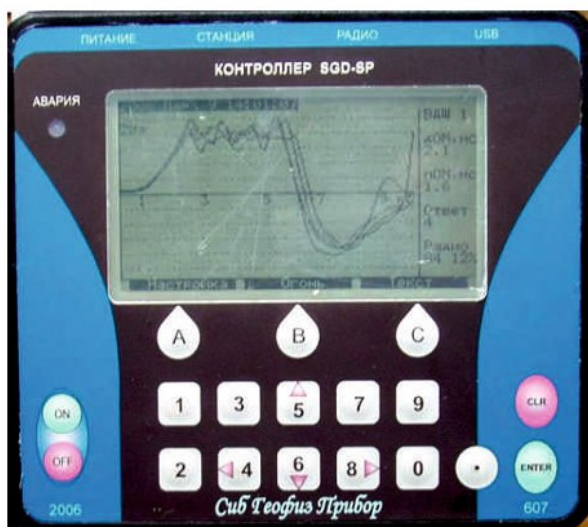


▲ Рис. 2. Общая функциональная схема работы системы синхронизации и управления невзрывными источниками сейсмических волн SGD-SP.

1 – контроллер (шифратор),
2-3 – радиостанция, 4 – пульт устройства синхронизации и управления УСУ (дешифратор),
5 – устройство заряда-разряда,
6 – блок конденсаторов,
7 – электромагнитные двигатели-излучатели, 8 – акселерометры,
9 – коммутатор-стабилизатор,
10 – центральный блок управления,
11 – рабочая станция,
12 – компьютер контроля качества.

Общая функциональная схема работы системы SGD-SP изображена на рис.2.

Запуск в работу группы источников осуществляется оператором сеймостанции через интерфейс оператора. Рабочая станция 11 через контроллер 1 и радиостанцию 2 посылает по радиоканалу сигнал «FIRE» через радиостанцию 3 на пульт устройства синхронизации и управления УСУ 4 сейсмоисточника. С устройства синхронизации и управления 4



▲ Рис.3. Панель контроллера SGD-SP с графиками ускорений, полученных с акселерометров, установленных на излучателях источников.

сигнал поступает на устройство заряда-разряда 5.

Через устройство заряда-разряда 5 накопительные конденсаторы 6 разряжаются на обмотку возбуждения индукторов электромагнитных двигателей 7, которые преобразуют импульс тока в импульс силы, передаваемый через плиту излучателя в грунт, возбуждая сейсмический импульс.

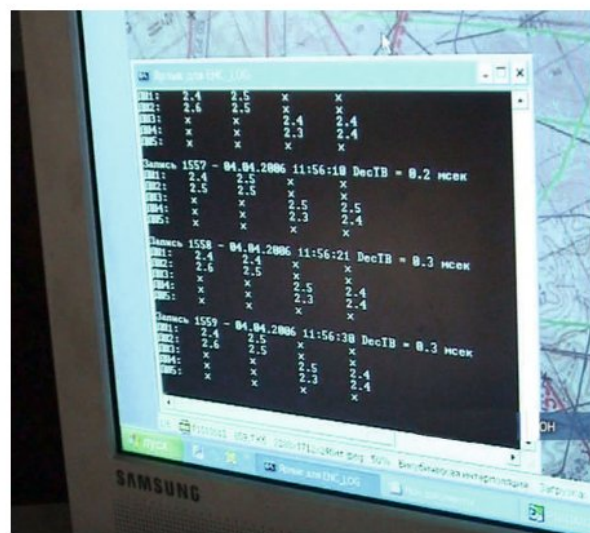
Датчики (акселерометры) 8, установленные на излучателях, выдают сигнал, пропорциональный ускорению груза. Сигнал с акселерометров через коммутатор сигналов 9 и устройство синхронизации и управления УСУ 4 по радиоканалу с радиостанции 3 на радиостанцию 2 передается на контроллер 1, где отображается на экране в виде графика функции ускорения массы во времени (рис. 3).

Как правило, синхронность работы источников оценивается на уровне 10g на графике ускорения массы. Однако этот уровень может быть изменен оператором самостоятельно, в зависимости от решаемых задач.

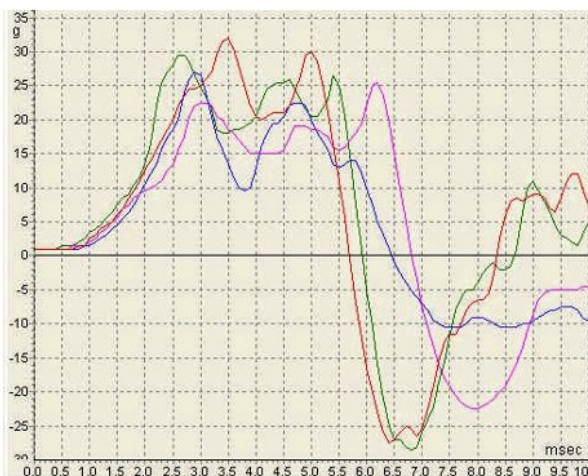
Кроме графического изображения на панели контроллера 4, дополнительно, синхронность работы источников отображается на экране компьютера контроля качества 12 в цифровом виде (рис.4). Здесь можно оценить моменты срабатывания каждого излучателя всех работающих источников. Количество источников до 5 шт., количество излучателей на каждом источнике до 4 шт. Присутствует также информация о номере каждого возбуждения, дате и времени возбуждения, переданной отметке момента возбуждения. Полученные данные хранятся в рапортах (LOG-файлах).

Эти два канала являются каналами для оперативной оценки синхронности работы группы источников непосредственно в момент возбуждения.

Существует также отложенный контроль за работой источников. В каждом устройстве синхронизации и управления УСУ имеется энергонезависимая память, в которой сохраняются данные о каждом



▲ Рис.4. Отображение синхронности срабатывания группы источников в цифровом виде на мониторе компьютера контроля качества. Система SGD-SP.



▲ Рис.5. Графики ускорений массы излучателей по каждому воздействию, хранящиеся в энергонезависимой памяти УСУ (дешифратора).

воздействии каждого излучателя как в виде графика, так и в цифровом виде (рис.5).

По окончании смены или в любое время, оператор или супервайзер может перенести данные из памяти устройства синхронизации и управления (УСУ) на компьютер и детально проанализировать работу группы источников.

Косвенно, работу группы источников можно оценить по записям сигналов в служебные трассы. На выходах вспомогательных каналов в момент срабатывания формируются импульсы длительностью 50 мс [3]. Поскольку на одной трассе записывается информация о всех источниках и излучателях, импульсы, соответствующие разным излучателям, разнесены во времени на фиксированную величину (рис.6).

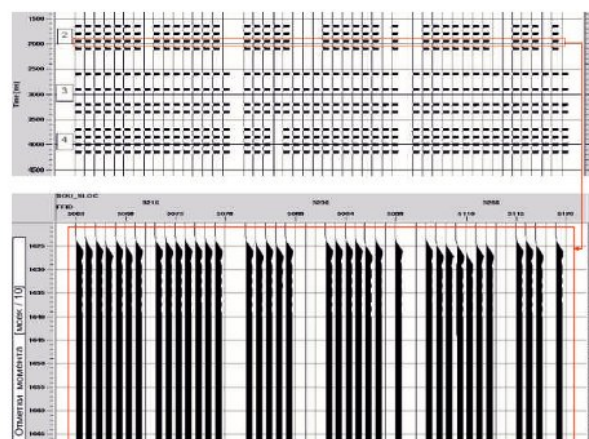
Однако импульсы, записанные во вспомогательные каналы, не могут быть применены для надежной оценки синхронности работы источников, это всего лишь индикатор срабатывания или несрабатывания того или иного излучателя.

2. Аппаратура контроля за работой импульсных источников возбуждения «АКР-ИВ» (ССВ-2Н) предназначена для работы в составе многоканальных сейсмических станций отечественного и зарубежного производства при проведении сейсморазведочных работ с применением импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний типа «Енисей» [2, 5].

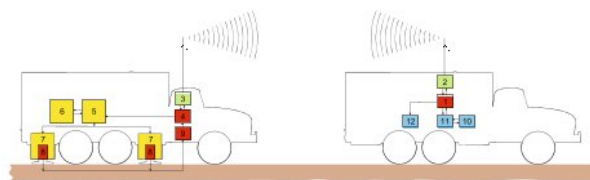
Общая функциональная схема работы системы «АКР-ИВ» (ССВ-2Н) изображена на рис.7 и, за исключением деталей, аналогична схеме SGD-SP

Запуск в работу группы источников осуществляется оператором сейсмостанции через интерфейс оператора. Рабочая станция 11 через БСУ шифратор 1 и радиостанцию 2 по радиоканалу команду «Старт ССВ» через радиостанцию 3 на БСУ дешифратор 4 сейсмоисточника. С устройства синхронизации и управления 4 сигнал поступает на устройство заряда-разряда 5.

Через устройство заряда-разряда 5, накопительные конденсаторы 6 разряжаются на обмотку возбуждения индукторов электромагнитных двигателей 7,



▲ Рис.6. Запись импульсов срабатывания излучателей источников в служебные трассы сейсмограммы.



▲ Рис. 7. Общая функциональная схема работы аппаратуры контроля за работой импульсных источников возбуждения «АКР-ИБ» (ССВ-2Н).
1 – блок синхронизирующий универсальный БСУ шифратор,
2-3 – радиостанция,
4 – блок синхронизирующий универсальный БСУ дешифратор,
5 – устройство заряда-разряда,
6 – блок конденсаторов,
7 – электромагнитные двигатели-излучатели, 8 – акселерометры,
9 – коммутатор сигналов с датчиков КСД,
10 – центральный блок управления,
11 – рабочая станция,
12 – дополнительный компьютер.

которые преобразуют импульс тока в импульс силы, передаваемый через плиту излучателя в грунт, возбуждая сейсмический импульс.

Датчики (акселерометры) 8, установленные на излучателях, выдают сигнал, пропорциональный ускорению груза. Сигнал с акселерометров через коммутатор сигналов с датчиков КСД 9 и БСУ дешифратор 4 по радиоканалу с радиостанции 3 на радиостанцию 2 передается на БСУ шифратор 1, откуда поступает в компьютер для отображения зарегистрированных данных в виде графика функции ускорения массы во времени (рис. 8).

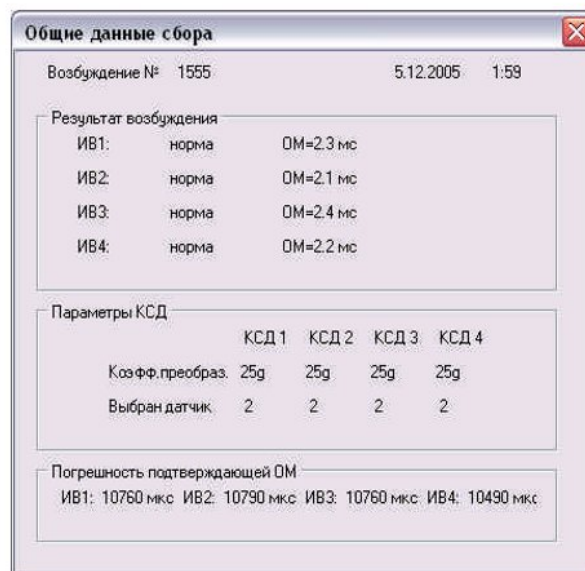
Кроме графического вида, данные контроля синхронизации также представлены и в цифровом виде (рис.9).

Кроме аппаратурных средств, непосредственно обеспечивающих синхронность воздействий группы импульсных



▲ Рис. 8. Графики ускорений массы излучателей по каждому источнику, передаваемые на экран компьютера, а также хранящиеся в памяти БСУ дешифратора.

источников (системы синхронизации SGD-SP, «АКР-ИБ»), опционально, электромагнитные источники «Енисей» могут комплектоваться программным обеспечением контроля качества сейсмических данных многократных накоплений GeoStylus Quality Control (GeoStylus QC), предназначенным для визуального и



▲ Рис.9. Отображение синхронности срабатывания группы источников в цифровом виде на мониторе компьютера.
Система «АКР-ИБ» (ССВ-2Н).

автоматического сравнения характеристик регистрируемых волновых полей однократных воздействий и их редакции в процессе выполнения полевых наблюдений. Сравнение позволяет выявить некоторые особенности работы источников сейсмических колебаний и обнаружить нерегулярные компоненты волнового поля. Постоянный контроль состояния источников и возможность оперативного удаления помех положительно сказывается на качестве получаемых полевых материалов [4].

Использование программы GeoStylus QC повышает эффективность опытных работ по выбору группирования и количества накоплений источников, плановых проверок работоспособности источников, контроля качества сейсмических данных, получаемых в процессе выполнения полевых работ (рис.10).

Программное обеспечение GeoStylus QC устанавливается на компьютер, подключенный по сети к сейсмической станции, и позволяет в режиме on-line

анализировать параметры сейсмических данных. Чтение информации с сейсмической станции не мешает процессам, выполняемым на ней.

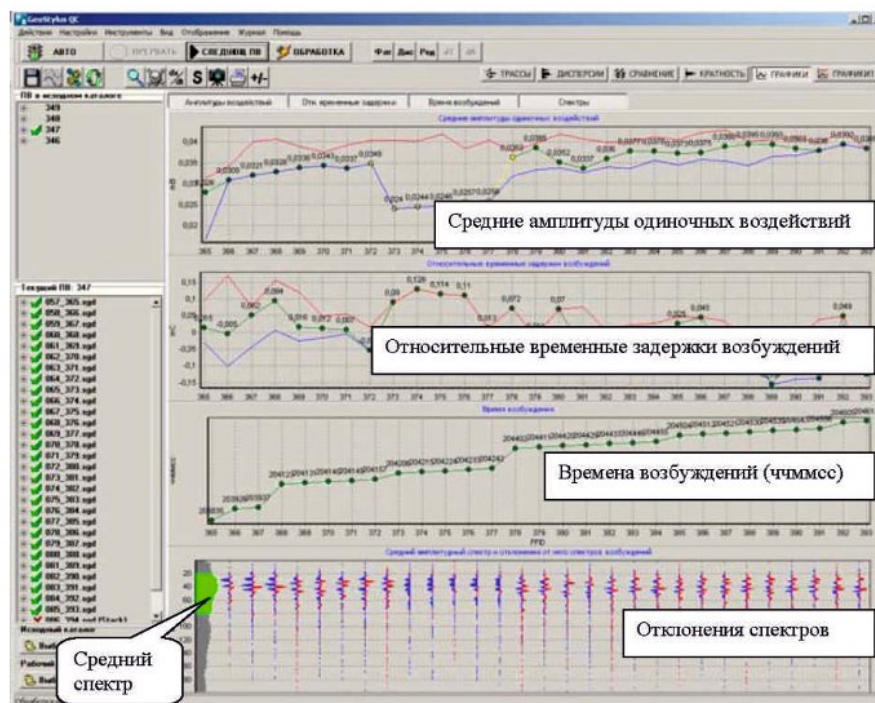
Программа также может работать без подключения к сейсмостанции с данными, полученными ранее.

Таким образом, как показано выше, существует достаточное количество инструментов контроля работы импульсных источников, как оперативных, так и отложенных. Тем не менее, для надежного контроля синхронности группы источников, необходимо периодическое проведение регламентных работ [6] и квалифицированное кадровое обеспечение для оперативного анализа работы источников.

Технология многократных накоплений, применяемая при работе с импульсными источниками, требует повышенного внимания к синхронности воздействий группы возбуждения.

Под синхронностью работы группы импульсных источников сейсмических

► Рис.10. Окно анализа параметров сейсмических данных многократных накоплений GeoStylus QC.



волн понимается временная идентичность запуска силового воздействия плиты излучателя на грунт в пределах допустимой погрешности.

Различают несколько уровней синхронности работы источников:

- синхронность отдельных излучателей в пределах одного источника.

- синхронность отдельных источников в группе.

- общая синхронность системы, включающая, помимо источников, погрешность радиостанций, аппаратуры синхронизации, условий возбуждения и средств измерений этой погрешности.

В пределах одного источника все излучатели работают от одних и тех же цепей электрической схемы, поэтому влияние погрешности времени открытия разрядного тиристора, посредством которого электромагнит подключается к заряженной конденсаторной батарее, будет минимальным. Однако значительную долю погрешности синхронизации в этом случае вносит величина зазора между якорем и индуктором электромагнитных двигателей. В большинстве моделей электромагнитных источников норма величины зазора составляет 5–0,5 мм. Поэтому разброс времени воздействия между излучателями в пределах одного источника может достигать 200 мкс [7], при условии идентичности свойств грунта под излучателями и идентичности их прижима к грунту.

В пределах группы источников каждый источник работает от своей электрической цепи, каждая из которых имеет свой разброс параметров. Здесь на синхронность влияют такие параметры как напряжение заряда, емкость конденсаторов, время срабатывания разрядных

тириستоров, каждый из которых имеет свои погрешности. Эта погрешность экспериментально оценивается [7] в 70 мкс. В группе рассредоточенных источников условия возбуждения (свойства грунта, прижим излучателей к грунту) будут давать погрешность в широком диапазоне, который экспертно можно оценить в 100 мкс

Пренебрегая скоростью распространения радиоволн, которая дает мизерную погрешность, аппаратурную погрешность радиостанций можно оценить в 20 мкс. Погрешность аппаратуры синхронизации составляет от 50 мкс [2, 8].

Средства измерения синхронности воздействия, а именно акселерометры, напрямую не влияют на величину погрешности, однако заметно искажают результат из-за редкого шага квантования сигнала (100 мкс), внося свою долю погрешности 50 мкс [1].

Таким образом, теоретически, погрешность синхронизации группы источников, суммарно может достигать 490 мкс. На практике, из-за поглощения (наложения) мелких погрешностей более крупными, общая погрешность синхронизации группы импульсных электромагнитных источников «Енисей», редко превышает 250 мкс.

Тем не менее, норматив погрешности синхронизации группы источников принят на уровне 500 мкс или 0,5 мс. Для примера, время срабатывания электродетонатора мгновенного (!!!) действия ЭДС-1 составляет 2,5–1 мс или 1000 мкс [9].

Импульсные электромагнитные источники «Енисей», благодаря принципу действия, заложенному в оригинальную конструкцию, обеспечивают точ-

ность синхронизации возбуждений группы источников заметно более высокую, чем источники на других принципах действия или даже взрывные источники. Развитое аппаратное и программное обеспечение управления и слежения за работой электромагнитных источников «Енисей» позволяет контролировать не только работу оборудования возбуждения, но и анализировать параметры получаемых сейсмических данных.

Литература

1. Акселерометр цифровой SGD-AD. Паспорт. ООО «Сибгеофизприбор». Новосибирск, 2005 г.
2. Аппаратура контроля за работой импульсных источников возбуждения «АКР-ИБ». Руководство по эксплуатации. Саратов, ОАО «СКБ сейсмического приборостроения», 2010.
3. Будченко А.А., Ревунов А.Б., Черепанов В.П., Шпильман С.А. Система синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников сейсмических колебаний. Приборы и системы разведочной геофизики, №2 2005, Саратов, СО ЕАГО.
4. Программа контроля качества полевых сейсмических данных многократных накоплений GeoStylus QC. Руководство пользователя. Красноярск, ООО «Геостайлус» 2007г.
5. Соколов В.Г., Беляев В.Л., Пимштейн И.Г. Аппаратура контроля за работой импульсных источников возбуждения «АКР-ИБ». Приборы и системы разведочной геофизики, №2 2005, Саратов, СО ЕАГО.
6. Состав регламентных работ при эксплуатации электромагнитных импульсных источников ряда «Енисей». Красноярск, ОАО «Енисейгеофизика», 2007 г.
7. Шварков В.Ф. Связь параметров источника возбуждения с синхронностью и идентичностью. Доклад на семинаре «Импульсная невзрывная технология и техническое обеспечение сейсморазведки на нефть и газ в Восточной Сибири». П.Жемчужный, 2007 г.
8. Устройство синхронизации и управления SGD-SP. Паспорт. ООО «Сибгеофизприбор». Новосибирск, 2005 г.
9. Технические и эксплуатационные параметры электродетонатора ЭДС-1. http://www.protol.ru/goods/elektrodetonator_y_dlya_gornorudnoi_promyshlennosti/72/



ZLAND®

Z100®

БЕСШОВНАЯ СЕЙСМИКА, С СУШИ В ТРАНЗИТНУЮ ЗОНУ

ZLand и Z100 морские модули работают вместе, предоставляя качественные данные без использования кабелей.

Без кабелей, легкие ZLand модули работают везде с легкостью от пустынь до джунглей, под снегом, через горы, в загруженной городской среде, вдоль рек, дорог и в экологически чувствительных зонах. Вы можете подключить внешний датчик или группу если это необходимо. Так же есть 3C модель. Обе модификации хорошо работают вместе и с Z100 морскими модулями, позволяя получать бесшовные данные, даже в транзитных зонах. Это правильные сейсмические исследования.



fairfieldnodal.com

310 км вдоль русла Нижней Тунгуски

■ Крутов А.Л., Схинас С.Н., ООО «Донгеофизика»

Нефтегазовые ресурсы Востока России распределены и изучены крайне неравномерно. Значительная часть территории плохо изучена бурением и сейсморазведкой и существуют “белые пятна” в десятки тысяч квадратных километров, не охваченные сейсмическими исследованиями. В Восточной Сибири - это площади, примыкающие к рекам Лена, Енисей, Хатанга, Оленек, их протокам и притокам (Нижняя и Подкаменная Тунгуски, Ангара, Вилюй, Алдан и др.), в пределах которых имеются экологические ограничения и технические трудности, не позволяющие выполнить сейсморазведку в обычных модификациях. Как предлагается в [1], требования экологов при сейсморазведочных работах на акваториях рек можно выполнить, используя пневматические источники возбуждения.

Как сказано в логиях [2], ниже с. Преображенского, где предстояло проводить сейсморазведочные работы ООО «Донгеофизика», Нижняя Тунгуска

протекает в узкой и глубокой долине с высокими, скалистыми берегами. В русле реки встречаются многочисленные пороги. На склонах речной долины наблюдаются курумы или осыпи из крупных камней, диаметром до 0,5—1,5 м. Вдоль берега тянется полоса «бечевника», сложенного из камней диаметром в 10—40 см. Местами камни лежат так плотно и так отполированы сверху, что образуют подобие мостовой. В самых низовьях, ниже впадения р. Северной, река течет среди отвесных известняковых скал, круто обрывающихся в воду; скорости течения здесь составляют 1—1,5 м/с. Каменное дно, сильное течение, несущее обломки скалистых берегов, вызывают сильные шумы в толще воды.

Проведенные опытные работы ООО «Донгеофизика» не оставили сомнений о выборе методики работ: комбинирование излучения пневмоисточниками с борта плавсредств и регистрация, разложенной на берегу телеметрической системой Fly Lander.

► Рис. 1.
Берега
Нижней
Тунгуски





◀ Рис. 2.
Телеметрическая
система Fly Flander
на берегу

Выбор состава сейсморазведочного комплекса обусловлен с одной стороны экологическими ограничениями — запрет использования взрывных источников в долине реки, с другой стороны высоким уровнем шума реки.

Для регистрации использовалась телеметрическая сейсморазведочная система XZone Fly Lander разработки СИ Технолоджи с 750 каналами. Для выполнения работ была предложена ранее опробованная ООО «Донгеофизика» [3,4] технология с одиночными приемниками без группирования, обеспечивающая хорошее качество получаемых материалов и высокую производитель-

ность. В качестве источника использовался групповой пневматический источник «Малыш» объемом 8 л. Топогеодезическая привязка приемных устройств и источника возбуждения выполнялась с помощью спутниковых навигационных приёмники с каналом поправок Omni Star.

Караван судов с базовым лагерем и судном-источником двигался вниз по течению.

Три бригады раскладчиков, в состав которых обязательно входил геодезист-топограф, одновременно вели раскладку приемных устройств. За один раз бригада раскладывала около 4 км секций Fly Lander.



◀ Рис. 3. Караван
у поселка Тура

► Рис. 4. Раскладчик телеметрической системы Fly Flander



Установка сейсмоприемника сопровождалась обязательным определением его координат по спутниковой системе навигации, а оператор с регистрирующей станции проверял их на отклонение от вертикали после установки. На сплошном каменистом берегу возникали трудности по вертикальной установке датчика.

После завершения раскладки и проверки приемной части судно с групповым пневмоисточником поднималось вверх по течению на 3,5 км от начала раскладки

и, спускаясь вниз по течению, производило возбуждение с заданным интервалом

Таким образом, были скомбинированы морская система возбуждения с группой пневмоизлучателей и синхронизацией по заданному интервалу времени и регистрация сухопутной телеметрической системой с раскладкой по берегу реки. времени.

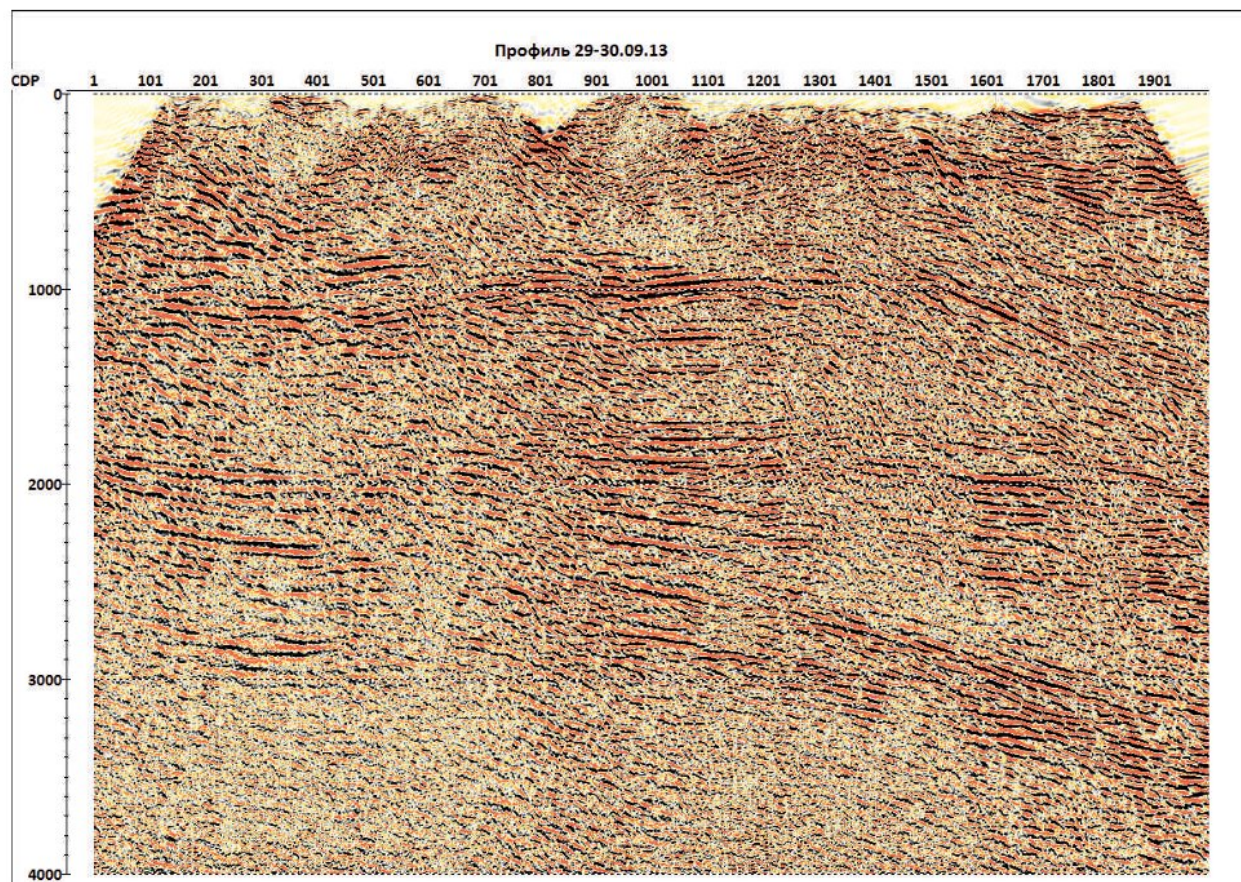
Полученные материалы подтвердили правильность выбора состава комплекса. Предварительная обработка полученных материалов позволяет получить



▲ Рис. 5. Геодезист-топограф. Привязка приемников.



▲ Рис. 6. Взрыв пункт на воде



▲ Рис. 7. Результаты предварительной обработки по одному из профилей

сейсмические разрезы дающие представление о строении осадочных пород до глубины 3 — 3,5 км. В 2014 году работы будут продолжены.

тальных шельфов» // материалы 4-ой международной конференции «Арктикшельф-2008», г. Мурманск, 2008.

2. А.А. Соколов Гидрография СССР. Гидрометеиздат, Л., 1952

Литература:

1. Селезнев В.С. И др., «Речная сейсморазведка на Востоке России и возможности ее применения при исследовании континен-

Подробнее об авторах



Крутов
Андрей Леонидович

начальник службы
ООО "Донегофизика"



Схинас
Ставрий Николаевич

главный инженер
СП 2112
ООО "Донгеофизика"

Регистрация и обработка сейсмических данных в арктических условиях

■ Шон Л. Райс (Shawn L. Rice), Тим Дадли (Tim Dudley), Кёрт Шнайдер (Curt Schneider), Рэй Дж. Пирс (Ray J. Pierce), Брайан Хорн (Brian Horn), Скотт Кэмерон (Scott Cameron), Роберт Блёр (Robert Bloor) и Чжен Чжен (Джо) Чжоу (Zheng-Zheng (Joe) Zhou), ION Geophysical

В связи с непрерывно растущим мировым спросом на энергоносители нефтегазовые предприятия разрабатывают новые технологии для разведки и добычи углеводородов в более сложных производственных и природных условиях (например, глубоководные площади или глубокозалегающие геологические объекты), а также технологии для освоения удаленных регионов, таких как Арктика, где геологоразведочные работы ранее не проводились. Попытки геологического изучения Арктики неоднократно предпринимались в течение всего прошлого века, однако отсутствие необходимых технологий сводило все начинания такого рода к исследованиям периферийных зон этого обширного региона, характеризующегося наличием многочисленных осадочных бассейнов. Несмотря на огромную ресурсную базу (рис. 1), объемы геологоразведочных работ и разработки месторождений в пределах региона и по сей день являются незначительными в связи с суровыми климатическими условиями и большой удаленностью от объектов действующей инфраструктуры.

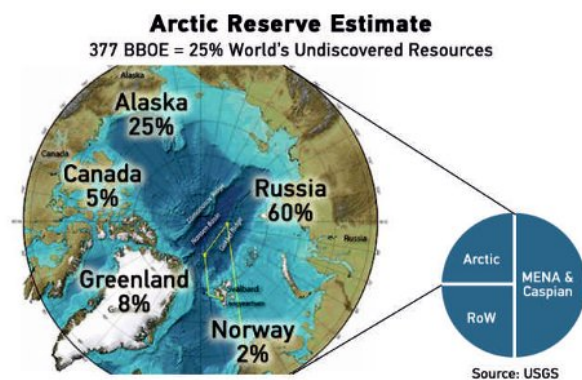
По последним оценкам Геологической службы США в Арктике сосредоточено до 25% мировых неразведанных ресурсов УВ. Предполагается, что 84% от общей доли неразведанных арктических ресурсов сосредоточено на морских площадях и относится к классу вероятных запасов (P50): нефть — 90 млрд баррелей, газ — 1667 трлн куб. футов, ШФЛУ — 44 млрд

баррелей (Bird et al., 2008). В настоящее время запасы открытых месторождений региона составляют 40 млн баррелей нефти и 1100 трлн куб. футов газа, что свидетельствует о наличии действующего нефтегазового комплекса. По оценкам специалистов, месторождения с запасами от 1 до 10 млрд баррелей нефтяного эквивалента распространены на территории рассматриваемого региона практически повсеместно, причем наибольшей нефтегазоносностью характеризуются секторы Чукотского моря в акватории Аляски и России. Оценки ресурсной базы региона варьируются в широком диапазоне, однако все специалисты сходятся во мнении, что рассматриваемый регион характеризуется довольно высокими показателями по объему неразведанных ресурсов УВ. В данной работе рассматриваются некоторые технологии, которые позволяют решать задачи, возникающие при работе в арктических условиях, причем основное внимание уделяется технологиям морской сейсморазведки с применением буксируемой сейсмической косы.

Основными препятствиями для регистрации сейсмических данных в арктических условиях являются суровые климатические условия и высокие требования к охране окружающей среды. Экстремальные условия производства работ, такие как ограниченная продолжительность светового дня, чрезвычайно низкие температуры воздуха и непредсказуемая динамика изменения характеристик

ледового покрова, сокращают полевой сезон для проведения сейсморазведочных работ с применением стандартных технологий, повышают риск повреждения погружного оборудования, а также приводят к появлению нежелательных помех в сейсмических данных. Более того, удаленность района от действующей инфраструктуры способствует возникновению дополнительных рисков в области охраны труда, техники безопасности и защиты окружающей среды, а также сопутствующих рисков в области логистики. Необходимость учитывать традиции и обычаи местного населения, которое во многом зависит от морского промысла, еще больше ограничивает производство сейсморазведочных работ, как по продолжительности полевого сезона, так по типу используемого оборудования. Все эти ограничения в совокупности с экологическими, социальными и политическими аспектами проведения работ на территории этого «последнего неосвоенного рубежа» стали основной причиной слабой изученности арктического региона сейсмикой и низкого качества имеющихся сейсмических данных.

Понимая необходимость получения новых данных морской сейсморазведки в акватории Арктики, корпорация ION Geophysical в 2006 г. начала выполнять регистрацию сейсмических данных 2D при больших удалениях (длина кабеля — 9 км, длина записи — 18 с) с применением стандартных методов в открытой воде и в непосредственной близости от кромки ледового покрова. За последующие три года компания расширила свои возможности, разработав технологии и оборудование для подледной регистрации.



▲ Рис. 1. Оценка ресурсной базы и нефтегазоносность Арктики.

Для эффективной сейсморазведки в арктических условиях было необходимо пересмотреть технологическую схему производственного процесса. В частности, погружное регистрационное оборудование, которое в стандартной технологии привязывалось к маркерам на поверхности воды, было перенесено в подледные условия. Разработкой специализированных технологий и инструкций по безопасному и эффективному производству сейсморазведочных работ занималось специально созданное для этих целей подразделение в составе специалистов по регистрации данных, геофизиков, капитанов судов, ледовых лоцманов и инженеров с опытом эксплуатации морских судов в ледовых условиях. Для адаптации существующих технологий и оптимизации технологического процесса были привлечены инженеры-механики, электрики, системотехники, специалисты по навигации и позиционированию судов и другие специалисты.

Для работы в суровых условиях Арктики были тщательно подобраны тип и класс морского судна, погружное оборудование для регистрации данных (с учетом надежности, мощности и рабочего диапазона температур окружающей среды), комплексные системы навигации и позиционирования, оборудо-

дование и системы для контроля, прогнозирования и управления ледовой обстановкой. Кроме того, были разработаны технологии развертывания и эксплуатации погружного оборудования с целью предотвращения столкновений с ледовыми блоками, приводящих к повреждению имущества. Накопленный опыт позволил нашим специалистам выявить целый ряд проблем, которые следовало учитывать при разработке окончательной схемы производственного процесса. По результатам анализа основных технических сложностей были разработаны интегрированные решения, обеспечивающие эффективную регистрацию сейсмических данных высокого качества при больших удалениях в ледовых условиях. Далее в статье будут подробнее рассмотрены некоторые из этих решений.

Совместная работа двух судов ледового класса.

С первыми трудностями специалисты столкнулись уже на этапе выбора подходящего морского судна ледового класса. Это кажется очевидным, но выбор судов, имеющих ледовый класс, требуемый для работы в арктических условиях, и оборудованных для проведения морской сейсморазведки, весьма ограничен.

Для сопровождения сейсмического судна необходимо использовать ледокол арктического класса, который будет не только прокладывать путь для прохода основного судна сквозь льды, но и обеспечивать безопасность производства сейсморазведочных работ. Привлечение ледокола для проводки сейсморазведочного судна, буксирующего длинную морскую косу с источниками, ставит новые задачи. В общем случае, при сопровождении судна ледоколом, именно экипаж ледокола принимает все

важные решения, такие как корректировка курса для прохода по траектории наименьшего сопротивления, определение безопасного расстояния между судами, а также указание сопровождаемому судну совершить остановку на время создания ледового прохода на наиболее сложных участках ледовых торосов или многолетнего льда.

Регистрация сейсмических данных в ледовых условиях требует разработки и выполнения особых требований по координации действий и маневрированию судов. В отличие от стандартной миссии сопровождения, упомянутой выше, уже ледокол должен выполнять команды, поступающие с сейсмического судна, непрерывно прокладывая в то же время путь, запланированный в программе сейсморазведочных работ. Дополнительная сложность состоит в том, что сейсморазведочное судно не может остановиться, если коса развернута в рабочее положение. Такая постановка задачи является непривычной для капитана и экипажа ледокольного судна. На международных рынках предложение ледоколов, как и сейсморазведочных судов ледового класса, ограничено, поэтому привлечение ледокольного судна соответствующего класса, подходящего для выполнения работ в конкретных ледовых условиях, также является проблематичным (рис. 2).



▲ Рис. 2. Суровые арктические условия.

Опытные морские специалисты

Когда подходящие суда зафрахтованы, нужно обеспечить их экипажем, состоящим из квалифицированных морских специалистов с опытом работы в ледовых условиях. Предложение морских специалистов, удовлетворяющих предъявляемым требованиям, как и предложение морских судов — весьма ограничено. Для успешного выполнения сейсморазведочных работ важен не только правильный выбор судна (с точки зрения класса и пригодности к конкретным ледовым условиям), но и наличие у экипажа достаточного опыта эксплуатации судов в ледовой обстановке. Новый порядок сопровождения сейсморазведочных судов, при котором отсутствует возможность остановки судна после размотки косы, является серьезным вызовом для экипажа ледокола.

Кроме того, для работы в интегрированной системе контроля ледовой обстановки нужны опытные ледовые лоцманы. Эти специалисты должны иметь высокую квалификацию, обширный опыт работы в ледовых условиях, обладать уверенными аналитическими навыками для анализа наиболее эффективных маршрутов движения перед началом сейсморазведочных работ, а также навыками оперативного анализа текущей ледовой обстановки и технических требований сейсмосъемки после выдвижения в район производства работ. Также ледовый лоцман должен быть способен к эффективному сотрудничеству, работе в коллективе и обладать коммуникационными навыками для продуктивной работы с капитанами судов и экипажами, а также другими специалистами, занятыми в проекте. Таких экспертов очень мало и в настоящее время назрела необходимость подготовки специалистов с нужными навыками для производства работ в



▲ Рис. 3. Использование двух судов для подледной регистрации данных.

будущем.

Особый подход к производству работ в ледовых условиях

В связи со специфическими рисками при производстве работ в ледовых условиях возникает необходимость пересмотра и корректировки рабочих процессов, а также разработки специального руководства по производству работ в ледовых условиях. Неблагоприятные погодные условия, в том числе низкие температуры, оледенение и снежный покров, а также укороченный световой день требуют изменения конструкции кормовой части и порядка выполнения производственных операций на корме. В частности, необходимо пересмотреть



Рис. 4. - Ледокол «Oden» сопровождает сейсморазведочное судно.

порядок развертывания и подъема погружного оборудования с помощью специальных приспособлений для организации работ в подледных условиях как для расстановки ПВ, так и для буксируемой косы. Требуется разработать специальные инструкции по аварийному подъему оборудования в случае внеплановой остановки судна. Удаленность района наблюдений от объектов действующей инфраструктуры требует корректировки плана ликвидации возможных аварий (ПЛВА) и медицинской эвакуации с целью обеспечения безопасности всех участников проекта.

Комплексная система контроля и управления

Для производства работ в составе флотилии необходима комплексная навигационная система. В отличие от систем, используемых при обычной сейсморазведке, навигационная система для работы в Арктике должна иметь возможность интеграции данных от различных источников, включая данные, полученные от системы управления ледовой обстановкой (показания радара, спутниковые снимки, характеристики ледового покрова, многодневные прогнозы и т. д.), а также возможность проработки вариантов курса сейсморазведочного судна. Для точного определения координат начала сейсмопрофилей в режиме реального времени навигационная система должна учитывать параметры направления и сноса ледовых блоков, а также положение и скорость ледокола относительно сейсмического судна. Кроме того, навигационная система должна рассчитать курс ледокола, который обеспечит своевременную постановку сейсмического судна и морской косы в начальную точку сейсмопрофиля в полном соответствии с запланирован-

ной схемой наблюдений. При работе в открытых водах сейсмическое судно просто следует назначенным курсом с незначительными корректировками на воздействие приливов и течений. При подледной регистрации сейсморазведочное судно должно следовать курсом, который прокладывает ледокол. Следовательно, требования к работе ледокола продиктованы необходимостью поддержания интервала (дистанция и время) между судами и учета параметров образования и дрейфа льда. Ледокол должен прокладывать курс в строгом соответствии с программой работ (дистанция и время), чтобы следующее за ним сейсморазведочное судно придерживалось курса, соответствующего направлению планового сейсмопрофиля. Движение судов показано на рис. 3.

Современные навигационные системы позволяют легко управлять сейсморазведкой, проводимой в составе флотилии. Обычно одно из судов назначается головным, а второе ложится на проложенный курс и поддерживает соответствующую дистанцию до головного судна. Тем не менее, при производстве работ в ледовых условиях необходимо учитывать и третью составляющую процесса — наличие движущегося льда вокруг сейсморазведочного судна и погружного оборудования.

Как правило, направление движения ледовых блоков не совпадает с направлением движения сейсморазведочного судна. Необходимо заблаговременно прогнозировать положение ледокола, чтобы свободная ото льда полоса находилась вдоль трассы планируемого сейсмопрофиля именно в тот момент, когда сейсморазведочное судно подходит к нужной точке. Также необходимо контролировать движение льдин в направлении сейсмопрофиля до тех пор,

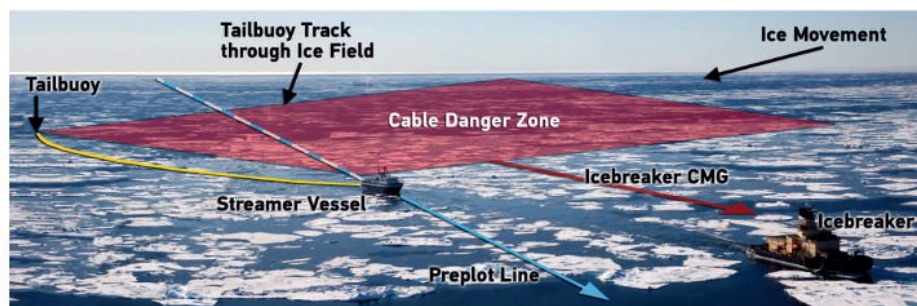


Рис. 5. Схема работы во льдах.

пока буксируемая морская коса не выйдет из опасной зоны с подводной грядой торосистых льдов.

На рисунке 5 схематично показан принцип работы во льдах. Требования по контролю за ледовой обстановкой упрощаются в случае отсутствия льдин с большой осадкой. Тем не менее, в условиях глетчерных и многолетних льдов глубина осадки льдин может превышать глубину буксировки морской косы, что приводит к необходимости аварийного погружения оборудования для предотвращения его повреждения.

Программный комплекс контроля и управления Orca полностью интегрирован в систему контроля ледовой обстановки, разработанной корпорацией ION, что помогает принимать ключевые производственные решения быстро и обоснованно.

Комплексная система контроля ледовой обстановки Narwhal

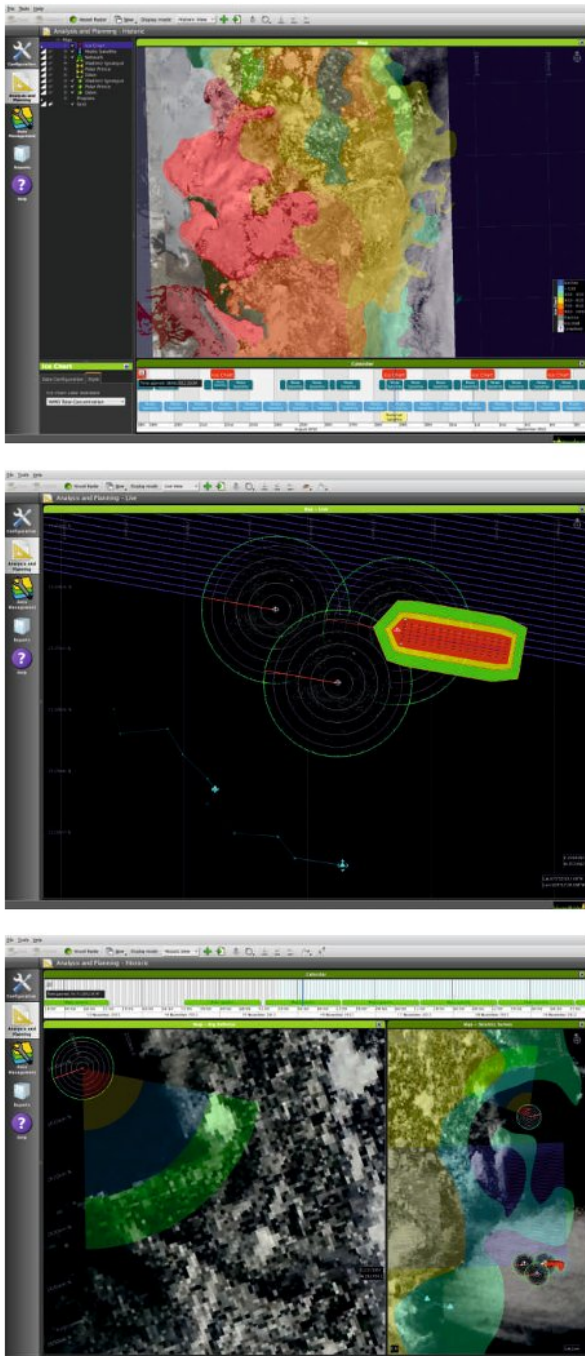
Для анализа и контроля состояния и движения льда при производстве подледной регистрации сейсмических данных необходим комплексный план управления ледовой обстановкой, навигации, позиционирования и связи для всех судов флотилии.

Традиционные системы управления ледовой обстановкой, характеризующиеся предоставлением отдельных данных и отсутствием интеграции, многие годы фактически не менялись. Столкнувшись с недостатками типовых систем, корпора-

ция ION разработала собственную комплексную систему контроля ледовой обстановки Narwhal, помогающую эффективнее выполнять сейсморазведку в Арктике. Хотя система Narwhal была разработана именно для проведения сейсморазведки в ледовых условиях, она с успехом может применяться при коммерческом судоходстве и при выполнении буровых работ.

Комплекс Narwhal представляет собой распределенную систему управления ледовой обстановкой, установленную на все суда, занятые в выполнении сейсморазведочных работ. Система позволяет ледовым лоцманам, экспертам и аналитикам визуализировать, анализировать и отслеживать ледовую обстановку, а также помогает снизить риски при проведении морских работ в арктическом регионе.

Интегрированная технология и протоколы связи разрабатывались на базе существующих ледовых навигационных установок, радиолокационных станций и технологии спутниковых снимков, которые комбинируются с собственным программным комплексом корпорации ION, предназначенным для навигации и позиционирования. Кроме того, система имеет встроенную адаптированную схему производства сейсморазведочных работ в ледовых условиях. Применяемый протокол обеспечивает эффективный обмен информацией и изображениями между судами флотилии для оперативной координации действий и плани-



▲ Рис. 6. Комплексная система контроля ледовой обстановки Narwhal.

рования дальнейших мероприятий с учетом различных вариантов ледовой обстановки на ближайшую и долгосрочную перспективы.

Разработанная на основе обширного опыта подразделения Concept Systems в области контроля и управления работами в составе флотилии, эта технология представляет собой гибкий, настраиваемый

и надежный инструмент для коммуникации между судами с максимальным использованием выделенных частот. Наличие надежной голосовой связи между ледоколом и сейсморазведочным судном имеет важнейшее значение для успешного производства работ. Ледовые лоцманы обоих судов в любой момент времени должны иметь возможность обсуждать ледовую обстановку и ледовые препятствия по курсу движения судов, для чего между судами устанавливается выделенная линия связи.

Традиционные системы управления ледовой обстановкой полагаются только на показания ледовых радаров. Комплекс Narwhal способен объединять различные данные, такие как спутниковые снимки, карты ледовых полей и прогнозы, метеорологические условия и состояние моря, сводки воздушных наблюдений и визуальные наблюдения с борта судна. В результате интеграции перечисленных данных капитанам судов предоставляется более полная информация о ледовых условиях, что позволяет принимать более обоснованные решения (рис. 6).

Инструменты визуализации и анализа поддерживаются комплексной многослойной технологией отображения ГИС. Слои данных включают оцифрованные показания радара ледовых опасностей, спутниковые снимки, карты ледовых полей, прогнозы, ледовые препятствия, показания маячков и буйков слежения, а также данные ГИС в стандартных форматах. В дополнение к технологии отображения ГИС, отвечающей за пространственную информацию, в системе используется календарь, который привносит временную составляющую, позволяя анализировать события в динамике. По мере перемещения по календарю система отображает все

сведения, касающиеся анализируемого периода. Комбинирование пространственных и временных характеристик является действенным инструментом для выполнения исторического анализа.

Ледовые препятствия и угрозы выявляются с помощью визуальных наблюдений или графической информации, например, показаний радара и спутниковых снимков. Все опасности и риски классифицируются и загружаются в центральную базу данных и в дальнейшем контролируются. Наблюдаемые риски и опасности используются для построения прогнозных моделей для каждого ледового риска.

Комплекс Narwhal оборудован системой аварийной сигнализации, которая осуществляет непрерывный мониторинг ледовых угроз и включает аварийную сигнализацию в случае, если ледовые образования пересекают границы установленных зон безопасности. При мониторинге зон безопасности принимается во внимание расчетное время до столкновения и время реакции на потенциальную угрозу. Определение ледовых угроз и уровней опасности используется для разработки стратегии снижения рисков при производстве работ и постановки задач для всех ледокольных судов и судов обеспечения.

Все полученные данные получают временную отметку и сохраняются в базе данных. Это обеспечивает полный контроль над данными, подготовку отчетов и проведение контроля качества, что необходимо при производстве работ в современных условиях.

Специализированное оборудование

Учитывая суровые климатические условия и высокую вероятность возникновения ледовых шумов (прохождение судов через льды, многократные волны,

дифрагированные волны и т. д.), которые ухудшают качество сейсмических данных, выбор регистрирующего оборудования требует тщательной проработки. Для успешного производства работ необходимо подобрать оборудование, которое не только рассчитано на работу при низких температурах воздуха и морской воды, но и обладает достаточной прочностью, чтобы выдерживать значительные нагрузки при случайных столкновениях с льдинами. Кроме того, регистрирующее оборудование должно обеспечивать непрерывную запись данных для головного ледокола при преодолении ледовых препятствий или столкновении с льдинами, причем запись будет инициирована за пределами обычного рабочего диапазона записи. Буксируемая коса также должна выдерживать буксировку на больших глубинах и должна сохранять работоспособность всех компонентов в случае аварийного погружения для предотвращения столкновения с ледяными глыбами с большой осадкой или внеплановой остановки судна во время регистрации.

Для подледной регистрации данных требуется погружение всего поверхностного оборудования на определенную глубину во избежание повреждения при столкновении с плавучими льдами. При производстве работ сейсмическая коса и источники буксируются на заданной глубине под ледовым покровом с помощью погружных поплавков, разработанных корпорацией ION. Специализированное оборудование для подледной регистрации сейсмических данных имеет огромные преимущества по сравнению со стандартным оборудованием. Характеристики ледового покрова (мощность, концентрация и давление) в совокупности с геометрией кормы сейсмозондировочного судна способствуют либо образованию

свободной ото льда полосы, либо нагромождению плавающих льдин за кормой судна, что может привести к повреждению оборудования, находящегося на поверхности воды (рис. 7).



▲ Рис. 7. Специальные погружные поплавки.

Как правило, координаты буксируемой косы и источников отчасти определяются с помощью показаний приборов GPS, установленных на поплавках и хвостовом буйе. Скопления ледяных глыб могут легко повредить поплавки или хвостовой буй. Обычно хвостовой буй демонтируется, а позиционирование кабелей осуществляется с помощью компасов, которыми оборудованы кабели. Тем не менее, в условиях тонкого льда можно предусмотреть подводный хвостовой буй, который по мере возможности будет всплывать на поверхность и определять координаты по GPS. В случае повреждения GPS положение определяется вычислением или инерциальной системой. Корпорация ION разработала прибор для передачи необработанных координат GPS хвостового буйа на борт судна через телеметрическую систему усилителя с частотной модуляцией по свободному проводу в кабеле DigiSTREAMER, который специально проектировался для использования в сложных условиях. Показания GPS обрабатываются на борту судна с введением

дифференциальных поправок, в результате чего отпадает необходимость обеспечения радиосвязи с хвостовым буйем, как в большинстве конструкций хвостового буйа с dGPS или rGPS.

Если применение хвостового буйа невозможно вследствие неблагоприятных ледовых условий, то для позиционирования кабеля используются показания магнитного компаса. Необходимо учитывать, что в арктических широтах магнитное склонение может быстро меняться в пространственном или временном отношении. На сейсмопрофилях, длина которых не превышает нескольких сотен километров, пространственное изменение магнитного склонения может составить 10° , а изолированное временное изменение может также достигать 10° в течение небольшого промежутка времени. Хотя реализованное техническое решение с координатной привязкой позволяет устранять пространственные изменения, для одновременного устранения пространственных и временных отклонений требуется разработка иного технического решения. В корпорации ION разработали такое решение, предусматривающее использование деклинометра, который измеряет магнитное склонение с учетом времени и положения. Деклинометры, которыми сейчас комплектуется все арктическое оборудование корпорации ION, измеряют разницу между истинными координатами (GPS) и показаниями магнитометра. Это нелегкая задача, так как деклинометры калибруются для устранения помех мягкого и твердого железа стального судна, оказывающих негативное воздействие на измерения магнитометра. Деклинометры также обеспечивают ввод поправок за движение прибора в трех измерениях. Необработанные склонения загружаются в систему Orca и

используются при постобработке координат компаса и кабеля.

К оборудованию, которое может быть повреждено вследствие столкновения с льдинами, также относится поплавок воздушной пушки. Предпочтительно использование поплавков, буксируемых на глубине, превышающей максимальную глубину подошвы ледяных глыб. Корпорация ION разработала единую систему активных и пассивных поплавков для источников, которая обеспечивает поддержание заданной глубины буксировки воздушной пушки. В связи с многообразием используемых расстановок ПВ, схем монтажа и весов воздушных пушек, система пассивных поплавков должна регулироваться с учетом конкретных характеристик воздушных пушек. Данная проблема была решена за счет разбивки пассивной системы поплавков на пустые и заполненные секции. Конфигурирование системы выполняется на борту судна и обеспечивает нейтральную плавучесть каждой станции пневматических излучателей. В головной части подгруппы устанавливается регулируемый поплавок, который может всплывать или погружаться вместе с пушкой на заданную глубину и оперативно регулировать плавучесть в процессе наблюдений. Активный поплавок снабжается микропроцессором, который регулирует расход воздуха на входе и выходе из поплавка для поддержания заданной глубины в соответствии с командами бортового программного обеспечения.

К числу сложных технических проблем относится и разработка средств развертывания и буксировки морской косы и источников, обеспечивающих защиту последних от повреждения вследствие столкновения с льдинами. Для решения этой задачи была разработана система «skeg», которая оборудуется защитным

каналом и подводными узлами сцепки для начальной секции морской косы и кабелей источников. Данная система обеспечивает безопасное развертывание и буксировку сейсмического оборудования в проложенной ледоколом полосе, независимо от наличия льдин вокруг судна или под ним. Как и многие другие компоненты системы для подледной регистрации, конструкция системы «skeg» постоянно улучшалась для снижения веса и устранения недостатков, оказывающих неблагоприятное воздействие на маневренность судна и эффективность сейсморазведочных работ (рис. 8).



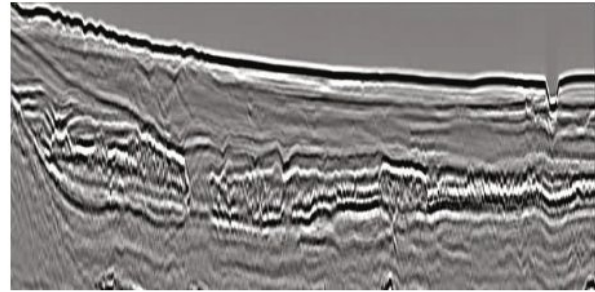
▲ Рис. 8. Система «skeg» для развертывания буксируемой косы подо льдом.

Обработка сейсмических данных, полученных в Арктике

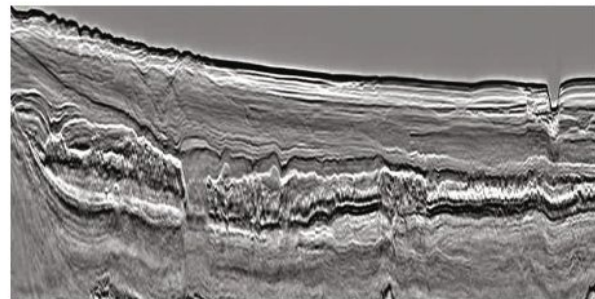
При производстве сейсморазведочных работ в Арктике технические сложности возникают не только на этапе регистрации. При обработке данных и построении изображений специалистам также приходится решать целый ряд специфических задач. Сложные производственные условия часто приводят к образованию нетипичных шумов, которые появляются в регистрируемых данных. Примером таких шумов являются дифрагированные волны, которые возникают вследствие отражения волн от плавающих льдин и айсбергов. При

столкновении льдин с бортами судна также образуются волны-помехи. Как правило, при выявлении таких шумов их подавление не представляет особых затруднений и выполняется с помощью стандартных методов подавления волн-помех.

К основным проблемам верхней части разреза относится сложность построения изображений вследствие неравномерного распределения ММП. Наиболее остро данная проблема стоит при обработке данных наземной сейсморазведки, и применительно к морским данным она менее актуальна. Тем не менее, деятельность полярных ледников и ледяных глыб приводит к образованию многочисленных неровностей на поверхности морского дна. В результате при регистрации данных возникают многократные волны, подавление которых представляется затруднительным, особенно при сейсморазведке 2D и редкой сетке сейсмопрофилей 3D. Применение стандартных методов подавления многократных волн на мелководных площадях, таких как деконволюция τ - ρ или метод SRME (поверхностно-согласованного моделирования), эффективно только в случае наличия плоского морского дна или при достаточно малых ближних удалениях, которые позволяют выделять докритические однократные отражения от морского дна. В последнее время в отрасли появились специальные методики подавления многократных волн для мелководных участков, которые позволяют повысить эффективность стандартных технологий. Корпорация ION разработала свою методику подавления многократных волн со смещением апекса для моделирования многократных волн 2D, которые характеризуются отклонением от плоскости распространения. В большинстве случаев эффектив-



▲ Рис. 9. Изображение PSTM до подавления волн-спутников (данные программы NE GreenlandSPAN). Глубина погружения источника — 18 м от поверхности моря, глубина погружения сейсмической косы — 20 м. Фильтрация с помощью фильтра низких частот на отметке 55 Гц. Вертикальная ось — двойное время пробега в секундах. Горизонтальная ось — расстояние, разделенное на 6,25 м.



▲ Рис. 10. Тот же участок, что и на рис. 9, после подавления волн-спутников с помощью технологии WiBand. Фильтрация с помощью фильтра низких частот на отметке 160 Гц.

ность подавления кратных волн обеспечивается за счет комплексного применения различных методов. Основной задачей комплексных методик является повышение качества отображения разреза при производстве работ в арктических условиях.

Как указывалось ранее, для эффективной регистрации сейсмических данных в ледовых условиях необходимо предусматривать буксирование морской косы и источников на глубинах в диапазоне от 18 до 20 м. При отсутствии эффективного подавления волн-спутников на ПВ и ПП в процессе глубинной буксировки проис-

ходит резкое уменьшение разрешения данных. В последние годы было разработано несколько новых технологий подавления волн-спутников (Posthumus, 1993; Carlson, 2007; Soubaras, 2010). Для повышения эффективности подавления волн-спутников корпорация ION разработала методику обработки (Zhou, 2012), которая позволяет компенсировать затухание амплитуд и искажение фаз в заданных диапазонах частот врез в амплитудно-частотной характеристике. При величине отношения сигнал-помеха, превышающей 6 дБ, качество данных в диапазонах частот врезов имеет большое значение. В результате применения этой технологии появляется возможность извлечения и использования полезных волн над частотами врезов в интервале первых 2 секунд от нижней границы воды. В противном случае эти данные отфильтровываются и не используются для построений. Данная методика подавления волн-спутников также обеспечивает расширение спектра частот нижнего диапазона. Применение новой технологии обеспечивает значительное повышение разрешения сейсмических построений (рис. 9 и 10).

Предварительные результаты

Корпорация ION провела первые полевые испытания новой технологии подледной регистрации сейсмических данных летом 2009 г. на северо-восточном побережье Гренландии. Поставленная задача — отработать около 4 000 км сейсмопрофилей при обеспечении высокой производительности и соблюдении всех требований по охране труда, технике безопасности и защите окружающей среды — была успешно выполнена. В процессе испытаний было отработано более 5 200 км сейсмопрофилей 2D на больших удалениях с получением данных 2D высокого качества и при высоких показателях по технике безопасности. Происшествий и аварий зарегистрировано не было, простои по техническим причинам составили 2%.

Поскольку испытание новой технологии проводилось у берегов Гренландии, корпорация ION дополнительно выполнила ряд подледных наблюдений в акватории моря Бофорта и Чукотского моря, а также в высоких широтах российской Арктики. Используя новые техноло-

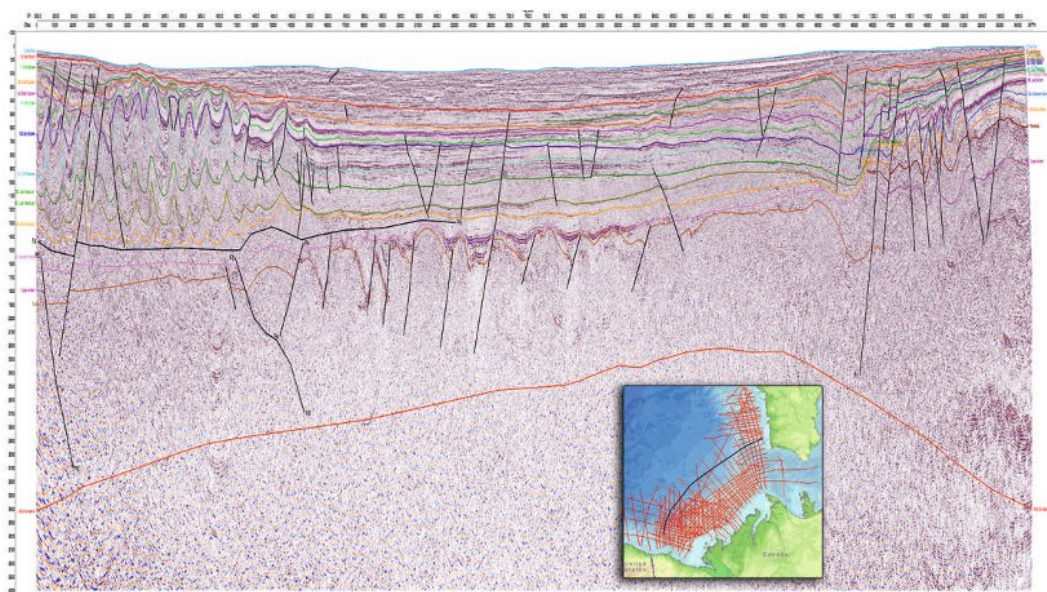


Рис. 11. Разрез в зоне смежных континентальных границ Арктики.

гии и методы, корпорация ION выполнила подледную регистрацию сейсмических данных в объеме более 30 000 км и отработала более 1 млн человеко-часов с коэффициентом регистрируемых происшествий 0,62, что гораздо ниже порога, допустимого в отрасли. Более того, не было зарегистрировано ни одного случая неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а это одно из важнейших требований к производству работ в Арктике.

На представленном разрезе показаны результаты интерпретации и корреляция структурных и стратиграфических характеристик в переходной зоне между канадским сектором моря Бофорта и островом Бэнкс. Новые результаты интерпретации позволяют более достоверно охарактеризовать нефтегазоносность бывшей континентальной окраины. Столь детальная характеристика нефтегазового потенциала смежных границ в арктической зоне представляется невозможной без технологии подледной регистрации сейсмических данных (рис. 11).

Заключение

Технологии, рассмотренные в данной работе, являются действенным инструментом для безопасной и высокопроизводительной регистрации сейсмических данных в подледных условиях. Тем не менее, залогом успеха сейсмических наблюдений является эффективная интеграция этих технологий и комплектация проектных групп экспертами различных специальностей. Корпорация ION непрерывно совершенствует сейсмическое оборудование и технологии с целью повышения эффективности регистрации сейсмических данных в арктическом

регионе. В настоящее время проводятся работы по усовершенствованию технологических процессов и модернизации оборудования для регистрации морских сейсмических данных 3D на неосвоенных площадях Арктики.

Примечания редактора: Orca и Narwhal — зарегистрированные торговые знаки корпорации ION Geophysical.

Литература

Bird, K. J., R. R. Charpentier, D. L. Gautier, D.W. Houseknecht, T. R. Klett, J. K. Pitman, T. E. Moore, C. J. Schenk, M. E. Tennyson, and C. J. Wandrey, 2008, Circum-Arctic resource appraisal: Estimates of undiscovered oil and gas north of the Arctic Circle: U.S. Geological Survey Fact Sheet FS-2008-3049, <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/>.

Carlson, D., W. Söllner, H. Tabli, E. Brox, and M. Widmaler, 2007, Increased resolution of seismic data from a dual sensor streamer cable: 76th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 994–998, <http://www.doi.org/10.1190/1.2792572>.

Posthumus, B. J., 1993, Deghosting using a twin streamer configuration: Geophysical Prospecting, 41, 267–286.

Soubaras, R., 2010, Deghosting by joint deconvolution of a migration and a mirror migration: 80th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 3406–3410, <http://www.doi.org/10.1190/1.3513556>.

Zhou, Z., M. Cvetkovic, B. Xu, and P. Fontana, 2012, Analysis of a broadband processing technology applicable to conventional streamer data: First Break, 30, no. 10, 77–82.

Для связи с авторами:

Christine.Feimer@iongeo.com

Материал размещен с разрешения журнала «The Leading Edge»

Освоение Арктики.



Специалисты корпорации ION стремятся решать самые трудные задачи в наиболее сложных условиях окружающей среды. В ледяных морях Арктики, где еще не проводилась сейсморазведка, корпорация ION применила новые технологии, позволяющие выполнять регистрацию сейсмических данных в условиях сплошного ледяного покрова. В результате корпорации ION удалось провести морские сейсморазведочные работы в самой северной точке, чем когда-либо раньше, и значительно увеличить продолжительность традиционного сезона полевых работ. От Арктики до пустынь, в переходных зонах «суша—море», мелководной прибрежной зоне и в других сложных климатических и природных условиях корпорация ION предлагает инновационные технологии, которые помогают реализовать ваши самые амбициозные проекты. iongeo.ru

НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Нетипичные коллекторы

→ Регионы с суровыми климатическими условиями

Разрезы со сложным геологическим строением

Изучение осадочных бассейнов

Эксплуатация месторождений



ОРИЕНТАЦИЯ НА ИННОВАЦИИ. СТРЕМЛЕНИЕ К ДОСТИЖЕНИЮ ЦЕЛИ.

Проблемы отечественной сейсморазведки

■ Рябошапка С.М., ЗАО НПЦ "ГеоСейсКонтроль", г. Москва

Обратиться к проблемам, затронутым в данной статье, меня подвигла статья В.Ю. Зайченко, опубликованная в номере 2/2013 настоящего журнала [1].

Во время работы в Укргеофизике и в последующие годы мне посчастливилось не раз принимать участие в конференциях и совещаниях, на которых выступал Владислав Юрьевич. Для этих выступлений, как и для его многочисленных публикаций, характерен высокий профессионализм, умение четко выделить ту или иную животрепещущую проблему отечественной геофизики и делать выводы, соответствующие значимости рассматриваемой проблемы.

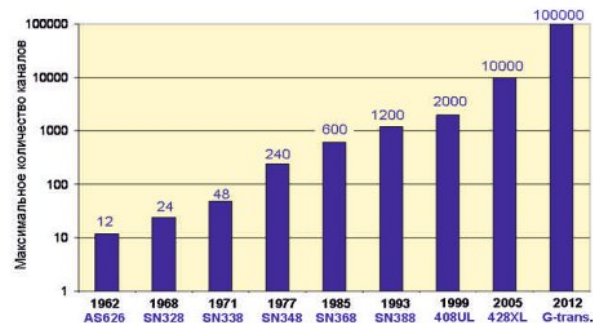
Вот и на этот раз в статье Владислава Юрьевича рассмотрена одна из серьезнейших проблем, связанных со вступлением России в ВТО, и касающаяся, в том числе, отечественной геофизики: «...важным обстоятельством этого процесса (**вступление России в ВТО**) является наличие нормативно-правовых документов, содержащих **требования к качеству имеющейся продукции**, без соблюдения которых на международном рынке отечественные товары и услуги не могут конкурировать с подобной продукцией других фирм и компаний».

В предлагаемой Вашему вниманию статье сделана попытка анализа состояния отечественной геофизики с учетом проблемы, затронутой в статье Ю.В.Зайченко.

Результаты борьбы человечества за сохранение экологии нашей планеты – ученых, экологов и просто ответственных людей – свидетельствуют о том, что темпы разработки и освоения альтернативных, экологически чистых источников не успевают за интенсивностью потребления энергии населением Земли. Добыча источников энергии – нефти и газа – растет из года в год.

Государства, добывающие нефть и газ, вынуждены не только увеличивать добычу, но и ускорять темпы поиска, разведки углеводородов основным методом геофизики – сейсморазведкой. Несмотря на кризис в мировой экономике развитие современных сложных технологий сейсморазведки так же постоянно наращивает свои темпы (Рис. 1 и 2) [1-4, 6].

«Сливки» – крупные и неглубоко залегающие месторождения – давно разведаны. Незазведанные месторождения (в основном, незначительного размера), находящиеся в сложных геологических условиях, на больших глубинах, требуют значительных усилий для их



▲ Рис. 1. Максимально возможное количество регистрируемых каналов (при одном поперечном кабеле в расстановке 3D) в логарифмической шкале – на примере сейсмостанций компании SERCEL.

поиска и разведки – увеличение затрат материальных средств; разработка новых технологий, методик, программ обработки и интерпретации полевой сейсмической информации; создание и изготовление все более совершенных аппаратуры и оборудования [7].

Разработка современных технологий сейсморазведки, их освоение и внедрение в производство происходит, в основном, за рубежом усилиями таких компаний, как CGG, SCHLUMBERGER, SERCEL, ION, и др.



▲ Рис. 2. Сравнение производительности вибропартий с различным количеством вибраторов и при различных методиках наблюдений.

В России внедрение современных технологий тоже происходит, но со значительным отставанием по времени и по объему применения в производстве. Причем в России используются в основном зарубежные технологии, стоимость которых на фоне прибылей наших геофизических организаций очень высока.

Приведенная выше цитата из статьи В.Ю.Зайченко верно отражает суть возникшей проблемы конкурентоспособности геофизических организаций, предоставляющих сейсморазведочные услуги, в совершенно новых условиях после вступления России в ВТО. И естественно возникает вопрос: а есть ли у российских геофизических предприятий возможность оказывать сейсморазведочные услуги высокого качества?

В этом плане существуют серьезные проблемы, рассмотрение которых предлагается провести путем анализа ряда известных в настоящее время факторов состояния отечественной сейсморазведочной отрасли.

1. Современные технологии сейсморазведки.

1.1. В 2000-х годах геофизики окончательно определились в том, что интерференционные системы, реализуемые при выполнении полевых работ путем груп-

пирования приемников и источников возбуждения с целью подавления регулярных и нерегулярных волн-помех, микросейсм, шумов и повышения значений отношения сигнал/помеха, малоэффективны. Более эффективным является подавление этих помех и повышение отношения сигнал/помеха с помощью специальных математических алгоритмов обработки сейсмической информации. Но для обеспечения эффективности применения такого математического аппарата при обработке сейсмической информации необходимо на порядок уменьшить расстояние между приемниками (каналами) при регистрации и между источниками при возбуждении сейсмических колебаний [3-6]. Существует уже масса известных примеров, подтверждающих эффективность таких мер улучшения качества результатов сейсморазведки.

Применение такой технологии привело к тому, что для обеспечения производительности сейсморазведочных работ хотя бы на прежнем уровне, сейсморазведчикам приходится в разы увеличивать количество пунктов приема и источников возбуждения сейсмических колебаний. Более того, для повышения производительности вибросейсморазведки «...геофизиками компании BP был внедрён метод независимого произвольного возбуждения свип-сигналов одиночными вибраторами (ISS – Independent Simultaneous Sweeping), при котором радиосвязь с вибраторами не является необходимостью и они отрабатывают предписанные участки площади работ, как только выходят (по GPS) на соответствующие ВТ» [6]. Применение сверхпроизводительных сейсмических исследований приводит к еще большему увеличению количества элементов системы наблюдений: «Эти и другие

высокопроизводительные вибросейсмические методы требуют, чтобы регистрирующие станции обладали особыми возможностями: непрерывная регистрация потока данных (с условным разбиением на «полевые» виброграммы длительностью, например, 1 минута), запись в реальном времени большого числа каналов (100 тысяч и более). Для обеспечения высокой производительности вибропартии необходимо использовать супер-спред, то есть очень большое количество постоянно включённых каналов, охватывающих все те активные расстановки, которые соответствуют работающим на площади вибраторам» [6].

Таким образом, отметим первую проблему российской геофизической отрасли: какая из российских сейсморазведочных организаций имеет возможность приобрести столько сейсмического оборудования (сотни тысяч каналов и десятки вибраторов) для решения с высоким качеством соответствующих геологических задач Заказчика?

1.2. Высокопроизводительные вибросейсмические методы заставили по новому взглянуть на проблему качества первичной сейсмической информации: «Огромные массивы ежедневно регистрируемых данных (до 20-24 Тб в день), которые часто представляют собой «материнские записи» и которые невозможно в реальном времени разделить на «читаемые» индивидуальные записи, это новая ситуация, с которой сталкиваются операторы сейсмостанций и супервайзеры в мега-партиях. Если раньше эти специалисты отвечали за хорошее качество исходных записей и могли останавливать полевые работы при высоком уровне микросейсм и других помех, то теперь они отвечают, в первую очередь, за соблюдение выбран-

ных заказчиком технологий, а полевые записи могут быть недоступны для традиционного визуального или количественного анализа в кабине оператора [6]. Для того, чтобы не допустить «криминального» брака полевых наблюдений, не оставлено другого варианта, кроме как возложить эту роль на автоматизированные системы контроля качества: «При регистрации десятков тысяч каналов на каждом пункте возбуждения с интервалом 10 секунд и меньше, оператор не имеет никакой возможности убедиться, что все трассы удовлетворяют заданным параметрам. Следовательно, регистрирующая система должна иметь программное обеспечение для автоматической проверки записываемого материала и уведомлять оператора о возможных проблемах на том или ином пункте возбуждения» [6].

Как в таком случае должен реагировать Заказчик на происходящее с контролем качества первичного материала? Из статьи [6] следует: «Очевидно, что при такой реализации высокопроизводительной вибросейсморазведки получают зашумлённые исходные записи с низким отношением С/П. И Заказчик должен воспринять новую концепцию: хорошие виброданные – это не высокое отношение С/П на индивидуальных записях, а высокая плотность наблюдений, обеспечивающая отличное распределение удалений и азимутов. Заказчик должен быть готов к тому, что новые полевые данные могут иметь более низкое отношение С/П, чем прежние данные, полученные по стандартным методикам, но результаты обработки и окончательные изображения среды должны быть намного лучше». И, наконец, предлагается забыть то, что десятилетиями отстаивали при качественной отработке полевой информации: «На раннем этапе

развития метода 3D были выработаны приёмы работ, которые затем стали правилами и стандартами, которыми все руководствовались на этапах проектирования и отработки съёмок 3D. В последние годы появились новые методики наблюдений, опирающиеся на расширенные возможности регистрирующих систем и всего сейсморазведочного оборудования. В результате, наши правила и стандарты, которые казались незыблемыми несколько лет назад, пересматриваются и меняются» [6]. Но спрашивается, если первичная полевая информация будет получена с высоким качеством в традиционном понятии (т.е. с высоким отношением С/П), то разве результаты обработки и окончательные изображения среды не будут лучше результатов, полученных для первичной полевой информации с низким отношением С/П? Вопрос риторический и без каких либо претензий к автору цитируемых выше статей [3-6], который лишь посвящает нас в современный ход событий в сейсморазведочной отрасли и рассматривает данные события как свершившийся факт.

Тут, кстати, невольно напрашивается мысль: не скрывается ли у изготовителей геофизического оборудования за лозунгом - повышения производительности сейсморазведочных работ – желание наращивать объёмы выпускаемого сейсмического оборудования в предвкушении больших прибылей?

2. Положение в области геолого-геофизического поиска и разведки.

В статье [7] четко сказано: «Население планеты постоянно растёт, а запасы ископаемой энергии и других не возобновляемых ресурсов быстро уменьшаются. Эти парадоксы привели к глобальному финансовому кризису. Нефтяные компании в период кризисов начинают

избавляться от непрофильных активов. В непрофильные активы попадают геофизические подразделения, относимые к «нефтесервису». В первую очередь выводят в «свободный поиск» геологоразведку по причине урезания затрат на текущие проекты».

Этот процесс оказался наиболее губительным для российской сейсморазведки. И именно в этом заключается вторая проблема российских геофизических предприятий.

Заказчики – российские нефтегазовые организации – губят сейсморазведчиков, устраивая тендеры, в которых назначается первоначальная стоимость сейсморазведочных работ, заведомо не обеспечивающая не только прибыли для геофизического предприятия, но и возможности приобретения в необходимом количестве современного оборудования и аппаратуры, необходимых для обеспечения высокой производительности полевых исследований и высокого качества работ.

Сейсморазведочные организации, не имея достаточно средств, на тендере, «расталкивая друг друга локтями», идут на демпинг, на искажение информации о своих возможностях и т.д., лишь бы не оставить свои подразделения без работы. А государство не только забыло и не регулирует проблемы в деле геолого-геофизического поиска и разведки в стране, но своим отрешением от дел насущных привело к тому, что иностранные компании стали добывать отечественную сейсморазведку и бесконтрольно вывозить из страны стратегическую информацию о геологии и запасах углеводородов.

За примерами далеко ходить не надо. В начале 90-х годов я работал в Главтюменгеологии и являюсь свидетелем того, что ее геофизические ПГО проводили

сейсморазведочные исследования в те времена в соответствии с планами ГТЗ Министерства Геологии, а за выполненные работы сейсморазведчики получали средства в объеме урезанном в 3-4 раза или вообще не получали. Государство поставило сейсмические предприятия «на колени» и вынудило их руководителей продавать иностранным компаниям геолого-геофизическую (сейсмическую) информацию.

Поэтому, возвращаясь к вышеупомянутой статье Ю.В.Зайченко, о качестве геолого-геофизических (в частности, сейсмических) исследований, становится очень грустно, оценивая его с учетом нынешнего положения отечественных геофизических предприятий.

Грустно становится и в связи с тем, что до сих пор не узаконена Инструкция по сейсморазведке (2002 г.), над которой в период 2000-2002 годов «корпели» ведущие специалисты-геофизики страны, надеясь на поддержку государства, и которая, учитывая стремительное современное развитие технологий сейсморазведки, определила бы условия получения качественной сейсмической информации. Но в результате нашлись отговорки госчиновников, которые труд большого коллектива геологов-геофизиков не признали, а отправные положения о качестве сейсмической продукции остались неузаконенными. В результате нефтегазовые организации «сочиняют» свои документы для получения качественной сейсмической информации, которые, порой, далеки от действительности.

До сих пор между Заказчиками и Подрядчиками нередко возникают споры о критериях оценки качества сейсмической информации. На совещаниях, конференциях геофизики пытаются объективно подойти к решению этой

проблемы. Но конкретное, всеобъемлющее, принимаемое всеми сторонами решение спорного вопроса о критериях оценки качества сейсмической пока не найдено. И в этом заключается третья проблема российской геофизической отрасли.

Из всего вышеприведенного возникает вопрос: так что же у нас в итоге уже происходит в геофизической отрасли и каковы будут последствия вступления России во Всемирную торговую организацию?

1. Отсутствие заинтересованности государства в решении проблем российской геофизики привели к тому, что такие крупные геофизические производственные организации, как Хантымансийск-геофизика, Ямалгеофизика, Тюменнефтегеофизика, имевшие в 2006-08гг. в своем составе свыше 100 сейсмических партий, сейчас имеют в наличии в три раза меньше партий с количеством оборудования, недостаточным для выполнения высокопроизводительным методом сверхмногоканальных исследований. Для того, чтобы проводить и осваивать вышеприведенные технологии, отечественные организации вынуждены «идти на поклон» (вступать в альянс на униженных условиях) к иностранным компаниям. А вступление России во Всемирную торговую организацию прошло без учета проблем российской геофизической отрасли.

2. Взаимоотношения нефтегазовых компаний с Подрядчиками сейсмических исследований в России («дикий» подход к проведению тендеров с целью максимального снижения стоимости сейсмических работ) ведут к обнищанию и сокращению количества геофизических организаций, «вымыванию» из них профессионалов, высококлассных специалистов и т.д.

3. Высокопроизводительные зарубежные методики, как сказано выше, значительно занизили требования к первичной сейсмической информации. При этом следует отметить, что, несмотря на зарубежные тенденции, российские геофизики, придерживаясь идей, заложенных в непризнанной чиновниками «Инструкции по сейсморазведке», продолжают работать над новыми технологиями с целью повышения качества первичной сейсмической информации.

К таким новым технологиям относится, например, адаптивная вибросейсмическая технология (АВТ). Но АВТ по своему назначению проводит анализ атрибутов полевой информации с целью повышения качества ее окончательного результата. И поэтому исполнители сейсмических работ (по технологии АВТ) развивать производительность сейсмических работ до сотен наблюдений в час не имеют возможности.

Таким образом, из всего выше сказанного следует, что в новых конкурентных условиях после вступления России в ВТО отечественную геофизику ждут нелегкие времена.

Одна надежда - на профессионализм, энтузиазм, стойкость, находчивость российских геологов и геофизиков.

Литература

1. Зайченко В.Ю., 2013, Последствия для геологической отрасли от вступления России во Всемирную торговую организацию (ВТО) и организационно-методические меры по оценке их влияния на деятельность управляющих и хозяйствующих структур, а также по минимизации ущерба от негативных явлений при геологическом изучении недр Российской Федерации. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №02(44)/2013, с.110-114.
2. Мужно Д., Череповский А.В., 2009, Цифровые акселерометры и их влияние на сейсморазведку. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №04(30)/2009, с.18-22.
3. Череповский А.В., 2010, Пришло ли время отказаться от группирования в пользу одиночных сейсмоприёмников? – «Геофизика», №3,(33)2010, с.22-28.
4. Череповский А.В., 2012, Сейсморазведка с одиночными приёмниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съёмки – Образовательное турне EAGE, Москва, с.133
5. Череповский А.В., Мужно Д.А., 2013, Какой одиночный приёмник лучше? – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №01(43)/2013, с.20-26.
6. Череповский А.В., 2013, Новые критерии и рекорды в наземной сейсморазведке. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №02(44)/2013, с.20-28.

Подробнее об авторе



Рябошапко
Станислав Маркович

Главный специалист
ЗАО НПЦ
"ГеоСейсКонтроль"

Российский рынок геофизического сервиса 2010-2013гг

■ Лаптев В.В., Первый вице-президент ЕАГО, директор по развитию геофизического приборостроения ОАО НПФ Геофизика, г.Уфа

Приводится аналитический обзор отечественных рынков геофизических услуг и геофизического приборостроения. Рассматриваются основные тенденции их развития в посткризисный период и прогнозный сценарий на среднесрочную перспективу.

Ежегодный объём услуг компаний нефтегазового сервиса, предоставляемых топливно-энергетическому комплексу России, в зависимости от экономической ситуации в стране и мире колеблется в диапазоне \$ 18-25 млрд. Доля геофизических услуг в этом объёме составляет примерно 15%. В отличие от других видов сервиса функция геофизики состоит в обеспечении государства и недропользователей надёжной, качественной информацией о ресурсной базе по углеводородам на суше и шельфе, эффективности бурения и ремонта скважин, качестве разработки месторождений нефти и газа, достигнутом коэффициенте извлечения нефти (КИН) и т.д. По наукоёмкости и масштабам применения высоких технологий этот вид сервиса не имеет аналогов в нефтегазовой индустрии.

Рынок геофизического сервиса.

Активными участниками рынка являются около 100 крупных, средних и малых отечественных и зарубежных компаний. Техничко-технологическое оснащение, квалификационный уровень персонала, качество и виды предоставляемых услуг, финансовые возможности этих компаний варьируют в весьма широком диапазоне [1]. Для дифференциации участников рынка воспользуемся таким индикатором, как годовой объём выручки компаний. По этому показателю компании можно подразделить на 3 группы. В первую вошли компании с

объёмом выручки более 1 млрд. руб., во вторую – от 100 млн. до 1 млрд. руб., в третью – менее 100 млн. руб. В табл.1-4 представлен рейтинг компаний за период 2010-2013 гг., образующих первую группу. Анализ показывает, что на эту группу приходится примерно 89% всего рынка геофизических услуг. Деятельность компаний второй группы охватывает примерно 10%, а на третью выпадает около 1% рынка.

После спада при кризисе 2008-2009 гг. геофизический сегмент рынка нефтегазового сервиса с 2010 г. демонстрирует устойчивую динамику роста объёма работ. Так по первой группе компаний объём сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС) за период 2010-2013 гг. вырос с 67,5 до 97,3 млрд. руб. (рост 44%). Оценка рынка 2013 г. по суммарной выручке трёх групп компаний позволяет прогнозировать уровень 110-115 млрд. руб. Планка в 100 млрд. руб. была преодолена в 2012 г.

В первую пятёрку лидеров геофизического рынка с 2011 г. входят: ЗАО Геотек Холдинг, ООО ТНГ-Групп, ООО Георесурс, ОАО Башнефтегеофизика и компания Шлюмберже.

Геотек Холдинг - частная компания, входит в состав IG Seismic Services (IGSS, доля 52%) и является управляющей компанией для активов, представленных в IGSS. Другими участниками IGSS являются Интегра (36%) и Шлюмберже (12%). По объёму выполняемых сейсморазве-

дочных работ это крупнейшая компания, не имеющая равных на всей территории России и СНГ. Специализируется на полевой геофизике. Скважинными исследованиями (ГИС) не занимается. Подразделения компании оснащены современными технико-технологическими средствами и представлены во всех нефтегазовых регионах страны. Заказчиками являются крупнейшие российские недропользователи и ФА Роснедра.

ТНГ-Групп – интегрированная частная компания, выполняющая широкий комплекс полевых и промысловых геофизических и гидродинамических исследований. Прочно удерживает в стране вторую позицию по объёму выполняемых геофизических услуг. Работает во всех нефтяных регионах России, странах СНГ и дальнем зарубежье с ведущими нефтегазодобывающими компаниями. Оснащена современной техникой, владеет передовыми технологиями и программными средствами отечественного и зарубежного производства. Реализует наступательную маркетинговую стратегию.

Георесурс – дочернее предприятие ОАО Газпром. Специализируется на проведении ГИС и сейсморазведки для нужд Газпрома. На других недропользователей практически не работает. С шестой позиции поднялось на третью в 2011 г. и прочно её удерживает. В отличие от целого ряда крупных отечественных нефтяных компаний, освободившихся от геофизики, как непрофильного актива, Газпром рассматривает геофизику как неотъемлемый технологический элемент, информационно обеспечивающий эффективное управление основными производственными процессами отрасли. При поддержке Газпрома Георесурс

активно оснащается конкурентоспособной техникой, технологией и программными средствами, успешно решает задачи разведки и разработки газовых месторождений и подземных хранилищ газа.

Башнефтегеофизика – частная интегрированная компания, выполняющая комплекс разведочных, промысловых геофизических и гидродинамических исследований. По заказам нефтегазовых компаний может выполнять комплексные проекты по моделированию месторождений, оптимизации их разведки и разработки. В отличие от других сервисных компаний, имеет в составе крупнейшую в России и СНГ приборостроительную компанию НПФ Геофизика (табл.5,6). Находится на четвёртой позиции рейтинга. Работает с ведущими нефтегазовыми компаниями во всех регионах разведки и добычи нефти и газа. Обладает квалифицированным, опытным персоналом, оснащена современной техникой и технологией.

Шлюмберже – мировой лидер геофизического сервиса. Общий объём выполняемых в России нефтесервисных услуг достиг \$ 2 млрд. Что касается геофизики, то за последние 4 года компания проиграла часть объёмов ГИС на кабеле российским конкурентам. Ответным шагом со стороны Шлюмберже стало наращивание объёма ГИС в процессе бурения (LWD) скважин. В этом виде исследований Шлюмберже пока располагает явными конкурентными преимуществами. Другой сильный ход компании – заключение договоров на оказание интегрированных услуг нефтегазовым компаниям на условии взаимного риска. В отечественной практике такой сервис пока не освоен. Его грамотное использо-

вание позволяет существенно повысить рентабельность геофизических работ. В интегрированном проекте обозначается цель, фиксируется комплекс выполняемых работ и цена договора. Если цель (например, дебит бурящейся эксплуатационной скважины) достигнута или превышена, то заказчик рассчитывается полностью за весь цикл выполненных работ и выплачивает бонус. Если цель не достигнута, то подрядчик выплачивает неустойку. При этом в интегрированный проект входит комплекс услуг. Например, таких как моделирование месторождения, бурение с навигацией, ГИС на кабеле или LWD, перфорация, ГРП, освоение скважины и т.д. Прибыль при успешной реализации таких интегрированных проектов многократно превосходит доход от разовых услуг, но и риск при этом не малый. Шлюмберже занимает пятую позицию, уступив четвертую Башнефтегеофизике.

Рассмотрим компании, позиции которых на рынке в рассматриваемый период значительно изменились. Новым игроком рынка стал государственный холдинг ОАО Росгеология, в составе которого геофизические работы выполняют Севморгео, Иркутскгеофизика и ВНИИГеофизика. Холдинг 3 года находится в стадии становления, но с приходом в 2013 г. нового руководства процесс ускорился и заявлено об амбициях на лидирующие рыночные позиции в области геологоразведки. С учётом поддержки со стороны Минприроды РФ и ФА Роснедра в оснащении современной геофизической техникой и технологией, возможного присоединения к холдингу геофизических активов, находящихся в собственности государства, а также вероятных преимуществ при

распределении государственных заказов, холдинг может стать весомым игроком геофизического рынка. Жизнь покажет, насколько всё это реально. Пока Росгеология не демонстрирует динамики роста в геофизическом секторе и занимает восьмую позицию.

Башвзрывтехнологии (БВТ) — это новый частный игрок сервисного рынка. До последнего времени компания позиционировалась в качестве приборостроительной, специализируясь на производстве перфорационных зарядов. В 2012 г. занимала первую позицию среди производителей данной продукции (табл.5). С 2010 г. компания решила диверсифицировать бизнес, попробовав себя в сервисном секторе ГИС. Эксперимент оказался удачным и компания уже в 2011 г. нарастила услуги до 420 млн.руб., в 2012 г. до 2 млрд.руб., а в 2013 г. планирует выйти на уровень 2,5 млрд.руб., закрепившись на 13 позиции рейтинга. Высокая динамика роста объёма услуг была достигнута за счёт привлечения в компанию опытного персонала управленцев и полевых инженеров, а также приобретения конкурентоспособной новейшей геофизической техники российского и зарубежного производства. Основные объёмы сервиса компания выполняет для Роснефти, существенно потеснив позиции Тюменьпромгеофизики (собственность Шлюмберже). Компания реализует активную маркетинговую политику, отдавая приоритет востребованному рынком Hi-Tech технологиям.

Самаранефтегеофизика — контрольный пакет акций принадлежит государству. До 2011 г. на протяжении более 15 лет стабильно входила во вторую группу компаний с годовым объёмом выручки не превышающем 500 – 700 млн.руб. С

приходом нового руководителя ситуация радикально изменилась. В 2012 г. за один год компания нарастила объём услуг для Роснефти до 1,647 млрд. руб., перешла в первую группу компаний и заняла 16 позицию. В 2013 г. планирует выйти на уровень выручки в 3 млрд. руб. В этом случае она может переместиться на 9 позицию рейтинга. Компания уделяет большое внимание качеству геофизических услуг, оснащается лучшей конкурентоспособной техникой, привлекает в штат опытных и молодых квалифицированных специалистов. В перспективе Самаранефтегеофизика может рассматриваться в качестве центра консолидации геофизических активов, принадлежащих государству. Поддержка со стороны Роснефти может способствовать становлению компании в качестве крупнейшего игрока отечественного геофизического рынка.

В завершении этой части обзора обратим внимание на две явно обозначившиеся тенденции:

1. Российский геофизический сервис последовательно наращивает свой потенциал и приобретает ценный опыт рыночных побед в жёсткой конкурентной борьбе с иностранными лидерами мирового нефтесервиса. Наибольшую активность и способность адаптации к далеко не комфортным условиям рыночной работы демонстрирует российский частный бизнес (Геотек, ТНГ-Групп, Башнефтегеофизика, Башвзрывтехнологии).

2. Государство под давлением бизнеса и профессиональных сообществ, наконец, озаботилось проблемами отечественного нефтесервиса. Предприняты шаги по консолидации геологоразведочных сервисных активов в холдинге Росге-

ология (Минприроды РФ). Правительство РФ в настоящее время решает судьбу 14 государственных геофизических предприятий, а Минэнерго РФ подключилось к вопросам регулирования отношений между нефтяными и сервисными компаниями. О возможных последствиях пока говорить рано.

Прогноз развития геофизического рынка.

Правительство РФ приняло в 2013 г. две государственные программы, затрагивающие интересы геофизического сервиса. По линии Минприроды РФ это программа «Воспроизводство и использование природных ресурсов», а по линии Минэнерго РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики». Обе охватывают период 2013-2020 гг. с объёмом финансирования на воспроизводство минерально-сырьевой базы по углеводородам 2,415 трлн.руб. и на развитие нефтегазового комплекса 12,29 трлн.руб. Планируется расширение поисково-разведочных работ в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, севере Европейской части России, в Арктике, традиционных регионах нефтегазодобычи. Ставится задача удержания нефтедобычи в этот период на уровне не менее 510 млн.т., увеличения КИН до 0,47 и ввод в разработку 11% балансовых трудноизвлекаемых запасов.

Достижение указанных целевых показателей программ невозможно без эффективного геофизического сопровождения разведки и разработки нефтегазовых месторождений. В этой связи ведущие геолого-геофизические общества России ЕАГО, АИС, РосГео, НАЭН предложили министерствам увеличить объёмы применения высокотехнологического геофизического сервиса со 110-

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2010

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2010									
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ		ВЫРУЧКА				ХОЛДИНГОВАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ		ВЫРУЧКА ХОЛДИНГА	
		Всего		В т. ч. по геофизсервису					
		Всего	ГИС	СЕЙС-КА					
№		Млн. руб.							
крупные сервисные и компании (выручка более 1 млрд. руб.)									
1	ЗАО Геотек Холдинг	12 000	9 150	150	9000			12 000	
2	ООО ТНГ-Групп	10 000	7 500	3500	4000	ОАО Татнефть		254 000	
3	ОАО ГК Интера	23 811	7 293	600	6693			23 811	
4	Schlumberger в России	45 000	6 510	2430	0	Schlumberger в мире		823 200	
				ЗАО Тюменьпромгеофизика	4080				
5	ОАО Башнефтегеофизика	7 800	5 800	2200	3600			7 800	
6	ООО Георесурс	6 000	5 450	5200	250	ОАО Газпром		3 597 054	
7	Сургутнефтегеофизика	4 000	4 000	4000	0	ОАО Сургутнефтегаз		381 300	
8	ОАО Севморнефтегеофизика	4 300	3 300	0	3300				
9	ОАО Арктикморнефтегазразведка					ОАО Зарубежнефть		31 622	
10	ОАО Ноябрьскнефтегеофизика	2 500	2 500	2500	0	ОАО Газпром нефть		983 160	
11	ОАО Сибнефтегеофизика	2 000	2 000	0	2 000				
12	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)	1 930	1930	1930	0				
13	ОАО Якутскгеофизика	1 754	1 754		1 500	ООО Геофизические Ресурсы	Евразийские		
14	ОАО Дальморнефтегеофизика	1 700	1 700	0	1700				
15	ОАО Ростгеология		1 700	100	900	Федеральное агентство Роснедра, МПР РФ		41 000	
				0	700				
16	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика	1 350	1 350	1200	150				
17	Baker Hughes в России		1 346	510	0	Baker Hughes в мире		432 000	
				Оренбургнефтегеофизика	836				
18	ОАО Пермнефтегеофизика	1 170	1 170	280	890				
19	ООО Нефтьсервисхолдинг	11 000	1 100	1100	0	ООО Пермская Фин.Пром.Группа		23 000	
20	ЗАО Римера	13 500	1 030	1030	0	ОАО ЧТПЗ		85 401	
21	ЗАО Подарная геофизическая экспедиция	1 000	1 000	100	900	ООО Группа компаний		6 000	
Всего по группе		89,5%	67 542	31 746	35 583				

▲ Табл. 1.

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2011														
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ				ВЫРУЧКА		в т. ч. по геофизсервису			ХОЛДИНГОВАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ		ВЫРУЧКА ХОЛДИНГА			
				всего		всего		ГИС		СЕЙС-КА				
										млн. руб.				
				крупные сервисные и компании (выручка более 1 млрд. руб.)										
№						18 000	0	18000						
1	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)				10 000	9055	4555	4500		ОАО Татнефть		318 594		
2	ООО ТНГ-Групп				8700	7490	7000	490		ОАО Газпром		4 735 800		
3	ООО Георесурс				7500	5680	2600	3080				7500		
5	Schlumberger в России	Schlumberger Hi-Tech		4700	1300	0			Schlumberger в мире		1 186 200			
		Schlumberger рос. ГИС	3400		0									
6	Сургутнефтегеофизика			4600	4 600	4600	0		ОАО Сургутнефтегаз		754 000			
7	ОАО Росгеология			8400	3300	100	3200		Росимущество РФ					
8	ОАО Ноябрьскнефтегеофизика			2800	2800	2800	0		ОАО Газпром нефть		1 325160			
9	ОАО Севморнефтегеофизика			2418	2418	0	2 418		Росимущество РФ		43 367			
10	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)			2300	2300	2300	0							
11	ООО Нефтьсервисхолдинг			15300	1740	1740	0		ООО Пермская Фин.Пром.Группа		30 000			
12	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика			1 670	1 670	1470	200		Росимущество РФ					
13	ОАО Якутскгеофизика			1520	1520	0	1 520		ООО Геофиз. Евразии. Ресурсы					
14	ОАО ГК Интегра			18 474	1500	1500	0				18 474			
15	Baker Hughes в России	Baker Atlas		1500	500	0			Baker Hughes в мире		594 000			
		Оренбургнефтегеофизика	1000		0									
16	ЗАО Римера				1 160	1160	0		ОАО ЧТПЗ		76 645			
17	ОАО Пермнефтегеофизика			1000	1000	400	600		Росимущество РФ					
18	ОАО Дальморнефтегеофизика			1 004	974	0	667		Росимущество РФ					
19	ЗАО БашВзрывТехнологии			1240	420	420	0							
Всего по группе				89%	71 827	36 845	34 675							

▲ Табл. 2.

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2012

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2012									
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ		Выручка				ХОЛДИНГОВАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ		Выручка ХОЛДИНГА млн. руб.	
		всего		в т. ч. по геофизсервису					
		всего	ГИС	СЕЙС-КА					
№	крупные сервисные и компании (выручка более 1 млрд. руб.)								
1.	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)	21 454	20 200	0	20200				
2.	ООО ТНГ-Групп	16 760	14 300	6 700	7 600	ОАО Татнефть			
3.	ООО Георесурс (12 000 без НДС)	14 160	9 900	8 880	1 020	ОАО Газпром			
4.	ОАО Башнефтегеофизика	9 767	8 076	3 436	4 640				
5.	Schlumberger в России		6 700	1 900	0	Schlumberger в мире			
				Schlumberger HI-Tech	4 800				
6.	Сургутнефтегеофизика		4 700	4700	0	ОАО Сургутнефтегаз			
7.	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)		3 540	3 540	0				
8.	ОАО Росгеология	10 000	3 300	80	3 220	Росимущество РФ			
9.	ОАО Севморнефтегеофизика	2933	2 933	0	2 933	Росимущество РФ			
10.	ОАО Новобрянскнефтегеофизика		2 900	2 900	0	ОАО Газпром нефть сервис			
11.	ОАО Дальморнефтегеофизика	2 860	2 790	0	2 790	Росимущество РФ			
12.	ООО Нефтьсервисхолдинг	18 000	2 200	2 000	200	ООО Пермская ФПГ			
13.	ЗАО БашВэриТехнологии	4300	2095	2 095	0				
14.	Вакер Hughes в России		1 780	350	0	Вакер Hughes в мире			
				Оренбургнефтегеофизика	1 430				
15.	ОАО Самаранефтегеофизика	1 660	1 647	559	939	Росимущество РФ			
16.	ОАО Якутскгеофизика	1 630	1 630	0	1 630	ООО Геофиз. Евразиа. Ресурсы			
17.	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика		1 357	1347	10	Росимущество РФ			
18.	ОАО Пермнефтегеофизика		1300	500	800	Росимущество РФ			
19.	ОАО ГК Интегра		1 200	1 200	0				
20.	ЗАО Римера		1 060	1 060	0	ОАО ЧТПЗ			
21.									
Всего по группе			94 708	49 256	46 042				

▲ Табл. 3.

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2013 (прогноз)													
СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ				ВЫРУЧКА		в т. ч. по геофизсервису				ХОЛДИНГОВАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ		ВЫРУЧКА ХОЛДИНГА млн. руб.	
				всего	млн. руб. (с НДС)	всего	ГИС	СЕЙС-КА					
№	крупные сервисные и компании (выручка более 1 млрд. руб.)												
1.	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)				20 000	0	20 000						
2.	ООО ТНГ-Групп				15 000	7 000	8 000		ОАО Татнефть				
3.	ООО Георесурс (12 000 без НДС)			14 000	10 000	9 000	1 000		ОАО Газпром				
4.	ОАО Башнефтегеофизика			11 000	9 300	4 100	5 200						
5.	Schlumberger в России	Schlumberger Hi-Tech	60 000	6 600	3 600	0		Schlumberger в мире					
		Schlumberger рос. ГИС			3 000	0							
6.	Сургутнефтегеофизика				4 800	4800	0		ОАО Сургутнефтегаз				
7.	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)				3 500	3 500	0						
8.	ОАО Росгеология				3 300	100	3 200		Росимущество РФ				
9.	ОАО Самаранефтегеофизика				3 000	1 500	1 500		Росимущество РФ				
10.	ОАО Ноябрьскнефтегеофизика				3 000	3 000	0		ОАО Газпром нефть сервис				
11.	ОАО Севморнефтегеофизика				2 900	0	2 900		Росимущество РФ				
12.	ОАО Дальморнефтегеофизика				2 700	0	2 700		Росимущество РФ				
13.	ЗАО БашВзрывТехнологии				2 500	2 500	0						
14.	ООО Нефтьсервисхолдинг				2 300	2 100	200		ООО Пермская ФПГ				
15.	ОАО Якутскгеофизика				1 700	0	1 700		ООО Геофиз. Евразиа. Ресурсы				
16.	Baker Hughes в России	Baker Atlas		1 600	300	0		Baker Hughes в мире					
		Оренбургнефтегеофизика			1 300	0							
17.	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика				1 500	1 500	0		Росимущество РФ				
18.	ОАО Пермнефтегеофизика				1 500	600	900		Росимущество РФ				
19.	ЗАО Римера				1 100	1 100	0		ОАО ЧТПЗ				
20.	ОАО ГК Интегра				1 000	1 000	0						
21.													
Всего по группе					97 300	50 000	47 300						

▲ Табл. 4.

РЕЙТИНГ КОМПАНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ. РОССИЯ-2012

ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫЕ КОМПАНИИ		выручка всего	в т. ч. по геофизической технике	КОЛИЧЕСТВО РАБОТАЮЩИХ	Физические объёмы
		млн. руб. (с НДС)		чел.	
№	Скважинная аппаратура				
1.	ОАО НПФ Геофизика	1755	1300	849	
2.	ООО Луч	1000	800		
3.	ОАО ВНИИГИС	1200	800		
4.	ООО Нефтегазгеофизика	700	700		
5.	Шлюмберже (Тюмень)		500		
6.	ОАО Геотрон	300	270		
7.	НПФ Центргазгеофизика		200	250	
8.	ФГУП ВНИИА		200		
9.	ООО Геофизмаш	330	167		
10.	ООО Геопром	134	134		
11.	ООО Риалог		120	50	
12.	ЗАО Интерлог (Группа компаний Гео)		99	250	
всего по группе			5 290		
Каротажные подъёмники, лаборатории, станции					единиц
13.	ООО Девон-кредит		320		60
14.	ЗАО ГИСприбор-М		295	88	47
15.	ООО Нижгеокомплект		276	65	52
16.	ООО Велко		272		25
17.	ООО НПК Нефтегазгеофизика		264	192	
18.	ОАО ТЗГОиА		260		60
19.	ООО Окт.з-д кар.об. ВНИИГИС		180		
20.	Шлюмберже (Тюмень)	840	130		
21.	ЗАО Интерлог	180	81		27
22.	Geosis (Германия в Россию)		60		
всего по группе			2 138		
Кабель геофизический					км.
23.	ООО Псковгеофизкабель	700	280	250	3000
24.	ООО Севгеокабель	180	180	41	3500
25.	ООО Гальва		140	50	2400
26.	ООО Пермгеокабель		40		900
всего по группе			640		
Перфорационная техника					заряды
27.	ЗАО Башвзрывтехнологии		1300		1 200 000
28.	ООО Взрывгеосервис		1120		1 100 000
29.	ООО Промперфоратор		1000		2 000 000
30.	ОАО ВНИПИВзрывгеофизика		836		920 000
31.	Шлюмбеоже (Стерлитамак)		346		425 000
32.	ООО Перфотех		360		200 000
всего по группе			5 116		
Сейсмическая техника					единиц
33.	ООО Геоспейс Технолоджис Евразия	377	377	320	507 000
34.	ООО Геосвип	221	221	105	10
35.	ОАО СКБ СП	71	71	100	1000 каналов
всего по группе			669		
Всего по России			13 853		

▲ Табл. 5.

РЕЙТИНГ КОМПАНИЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ. РОССИЯ-2013 (Прогноз)					
ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫЕ КОМПАНИИ		выручка всего	в т. ч. по геофизической технике	КОЛИЧЕСТВО РАБОТАЮЩИХ	Физические объёмы
		млн. руб. (с НДС)		чел.	
№	Скважинная аппаратура				
1.	ОАО НПФ Геофизика	1 832	1 240	860	всего
2.	ООО Луч	850	600		
3.	ОАО ВНИИГИС	1 300	800		
4.	ООО Нефтегазгеофизика	700	700		
5.	Шлюмберже (Тюмень)	590	318		
6.	ОАО Геотрон	300	300		
7.	НПФ Центргазгеофизика	200	200		
8.	ФГУП ВНИИА		200		
9.	ООО Геофизмаш	330	170		
10.	ООО НПП Энергия	123	123	35	
11.	НПО Геомаш (бывш.Интерлог)	247	140	101	
12.	ООО Геопром	130	130		
13.	ООО Риалог	120	120		
всего по группе			5 041		
Каротажные подъёмники, лаборатории, станции					единиц
14.	ООО НПК Нефтегазгеофизика		472		
15.	ЗАО ГИСприбор-М		350	100	50
16.	ООО Нижгеокомплект		350	75	
17.	ООО Девон-кредит		330		
18.	Шлюмберже (Тюмень)	590	270		60
19.	ОАО ТЗГОиА		260		60
20.	ООО Окт.з-д кар.об. ВНИИГИС		240	90	50
21.	Geosis (Германия в Россию)	211	211		12
22.	ASEP-Elmer	150	150		
23.	ООО Велко	250	120	300	25
24.	НПО Геомаш (бывш.Интерлог)	247	106		
всего по группе			2 859		
Кабель геофизический					км.
25.	ООО Псковгеофизкабель	750	290		4 500
26.	ООО Севгеокабель		206		3 400
27.	ООО Гальва		150		2 500
28.	ООО Пермгеокабель		40		850
всего по группе			686		
Перфорационная техника					заряды
29.	ООО Промперфоратор		1 550		1 500 000
30.	ООО Взрывгеосервис		1 100		1 100 000
31.	ЗАО Башвзрывтехнологии		800		1 100 000
32.	ОАО ВНИПИВзрывгеофизика		800	250	800 000
33.	Шлюмбеоже (Стерлитамак)		680		586 000
34.	ООО Перфотех		450	80	350 000
всего по группе			5 380		
Сейсмическая техника					единиц
35.	ООО Геоспейс Технолоджис Евразия		450		450 000
36.	ООО Геосвип	230	230		
37.	ОАО СКБ СП		100		2 000 каналов
всего по группе			780		
Всего по России			14 746		

▲ Табл. 6.

115 млрд.руб. в 2013 г. до 150-160 млрд.руб. к 2020 г. Упор должен быть сделан на применении новейших технологий сейсморазведки 3D и 4D на шельфе, в транзитной зоне и на суше, введении обязательного геофизического мониторинга КИН на разрабатываемых месторождениях, широком применении ГИС в процессе бурения скважин, интеллектуализации добывающих скважин геофизическими датчиками для мониторинга и on-line управления добычей нефти и газа.

С учётом зависимости экономики страны в целом от состояния нефтегазового комплекса, указанные программы будут реализованы. Поэтому в среднесрочной перспективе можно рассчитывать на рост геофизического рынка.

Рынок геофизического приборостроения. В 2012 г. отечественный рынок поставок геофизической техники в денежном выражении составил 13,6 млрд.руб., а в 2013 г. должен преодолеть планку в 14 млрд.руб. (табл. 5,6). На самом деле рынок более ёмкий, так как здесь не учтены (из-за отсутствия информации) поставки зарубежной сейсмической техники. Среди отечественных производителей приборной продукции преобладают средние по объёму годовой выручки частные компании (100-900 млн. руб.). Крупных компаний с объёмом выручки более 1 млрд. руб. всего три: НПФ Геофизика, Промперфоратор и Взрывгеосервис.

Рынок геофизической техники весьма не стабилен и находится в прямой зависимости от ситуации в геофизическом сервисе. В 2010-2013 гг. приборный рынок растёт в след за сервисным и в среднесрочной перспективе можно рассчитывать на продолжение этого

тренда. Как следует из таблиц, каждый сегмент рынка представлен большим количеством конкурирующих между собой производителей. Поэтому у сервисных компаний имеются возможности широкого выбора той продукции, которая наилучшим образом отвечает их требованиям по качеству, надёжности, стоимости и техническому сопровождению. Резервные мощности приборостроительного комплекса в целом таковы, что при необходимости поставки продукции могут быть удвоены без особого напряжения. Наглядным примером может служить всплеск спроса на геофизическую технику со стороны Башвзрывтехнологии в 2011 г. и Самаранефтегеофизика в 2012 г. Несмотря на сжатые сроки, поставщики не подвели и сервисные компании с честью справились со своими контрактными обязательствами перед нефтяниками.

Конкурентоспособность продукции, как правило, обеспечивают сами производители за счёт собственного финансирования. Ни государство, ни нефтегазовые компании в НИОКР по созданию новой геофизической техники и технологий средств не вкладывают. Тем не менее, по основным технико-технологическим характеристикам выпускаемая в России геофизическая аппаратура и оборудование для исследования нефтяных и газовых скважин не уступает, а по ряду параметров превосходит зарубежные образцы. Это касается подъёмников, скважинной автономной и кабельной аппаратуры, перфорационной техники, геофизического кабеля.

Миф о том, что российская геофизика отстаёт по Hi-Tech технике, не соответствует реалиям. Освоен выпуск аппаратуры электрокаротажа через обсадную

металлическую колонну в Пятигорске (НПП Геофизика) и Твери (ГЕРС), аппаратуру ЯМК в сильном поле выпускает Тверь (Нефтегазгеофизика) и Бугульма (ТНГ-Групп), акустические имиджеры производят в Уфе (НПФ Геофизика), электрические имиджеры в Саратове (Корсар), приборы С/О каротажа в Москве (ВНИИА), Октябрьске (ВНИИГИС) и Твери (Нефтегазгеофизика), многоцикловые испытатели пластов на кабеле созданы в Уфе (УГАТУ) и т.д. Проблема состоит в том, что объём сервисных заказов этими методами не велик, а аппаратура дорогая и сложная в обслуживании. Поэтому сервисные компании не спешат с её приобретением. Постепенно эта проблема разрешится. Наиболее остро сейчас ощущается отставание лишь в системах каротажа в процессе бурения (LWD) и геофизической технике для работы на морских платформах. Над созданием такой техники в настоящее время работают ВНИИГИС, НПФ Геофизика, Нефтегазгеофизика, Луч (Новосибирск), НПО Геомаш (Тюмень). Нет никаких сомнений в том, что эта техника будет создана и предложена отечественным сервисным компаниям.

Для решения более сложных проблем, связанных с освоением арктического шельфа и Восточной Сибири, вводом в разработку всё большего количества месторождений с трудно извлекаемыми запасами (сланцевая нефть, газ), развитием технологий интеллектуализации добывающих скважин и месторождений, ростом глубин скважин и длины их горизонтального окончания, расширением масштабов применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов, инвестиции в развитие геофизических технологий должны быть

кратно увеличены как государством, так и нефтегазовыми компаниями. Китай и США вкладывают в развитие геофизики в 20-25 раз больше, чем наша страна.

Более сложная картина сложилась в производстве сейсмической техники. Отечественные сейсмические партии работают на сейсмостанциях и вибраторах зарубежного производства. К этому их подталкивает ещё и то, что в тендерах на сейсморазведочные работы нефтегазовые компании указывают конкретные марки этой зарубежной техники. Подобная практика ущемляет интересы отечественных производителей, противоречит действующему законодательству и способствует возникновению коррупционных схем. В странах СНГ при тендерах запрещено указывать марки аппаратуры и российская сейсмическая техника там успешно работает. Органы государственной власти, нефтегазовые компании и геолого-геофизическое сообщество в состоянии помочь отечественным производителям поднять качество и конкурентоспособность этого вида отечественной продукции.

Резюмируя изложенное, можно констатировать, что опасность поглощения российского геофизического рынка иностранным бизнесом постепенно преодолевается. Отечественный геофизический бизнес восстанавливает контроль над собственным сервисным рынком и готовится к возврату на мировой геофизический рынок.

Литература

1. В.В.Лаптев. Регулирование и защита отечественного геофизического рынка. Геофизический вестник, №1, 2013, с. 12-16.



ПРЕДСТАВЛЯЯ ACCUSEIS

Обратите внимание на новинку в линейке продукции Clarity Broadband Solution™: AccuSeis™ – самый легкий и миниатюрный цифровой датчик для широкополосной съемки с самыми лучшими техническими характеристиками в самом широком частотном диапазоне из представленных в отрасли на сегодняшний день.

INOVA всегда занимала передовые позиции, когда речь шла о предоставлении самых прогрессивных технологий. И теперь AccuSeis – однокомпонентный датчик №1 для широкополосной съемки на базе новейшей технологии MEMS, – позволяет INOVA претендовать на позицию лидера в области технологий цифровых датчиков. Это не только самый удобный датчик для использования как в традиционных съемках 3D, так и в самых сложных съемках с высокой плотностью наблюдений; он также позволяет при оптимальных затратах получать данные самого высокого качества. В отрасли на сегодня только датчик AccuSeis производства компании INOVA регистрирует данные в самом широком диапазоне с минимальным уровнем искажений и шумов.

inovageo.com/ru/accuseis



ВМЕСТЕ МЫ РЕШИМ ЛЮБУЮ ЗАДАЧУ



Жизнь связала с сейсморазведкой?



Рекомендуем: новейшая беспроводная телеметрическая система **Sercel UNITE**



Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428; бескабельной системы UNITE. Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования. Производство импульсных источников «Геотон»

Холдинг «ГЕОСЕЙС»
Контактная информация:
Тел. (Москва):
+7 (495) 694-19-07
+7 (495) 694-19-97
Тел. (Тюмень):
+7 (3452) 48-33-72

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
geoseis-servis@yandex.ru
geoseisltd@gmail.com
http:
www.geoseisholding.ru
www.geoton.ru