

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

03/2011

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

СЕЙСМО- разведка на море и на суше

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

ООО "Геофизические системы данных" - 20 лет на рынке геофизических услуг
Двуязычные отраслевые словари: Могут ли филологи помочь "технарям"?

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

03/2011

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

СЕЙСМО- разведка на море и на суше

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

ООО "Геофизические системы данных" - 20 лет на рынке геофизических услуг
Двуязычные отраслевые словари: Могут ли филологи помочь "технарям"?



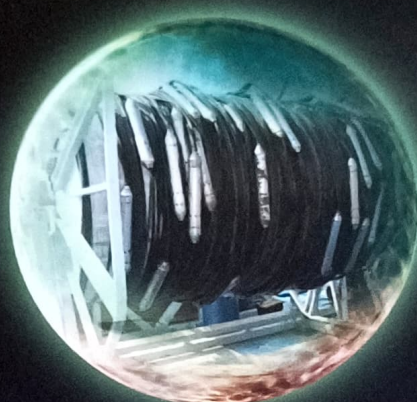
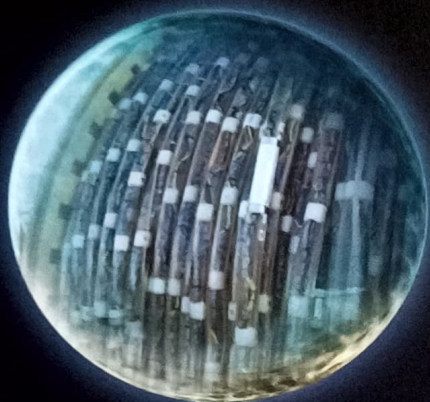
XZone®
Bottom Fish



XZone®
Marsh Line



XZone®
Fly Lander



СИ Технолоджи
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

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

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Через реки, горы и долины...

П.А. Турлов

Тема номера: «Сейсморазведка на море и на суше»

СЕЙСМОРАЗВЕДКА В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ

Оптимизация 3Д съемки в прибрежной зоне акваторий
Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л.

Технологии сейсморазведочных работ в переходных зонах
на юге России

Мосякин А.Ю.

«Если нельзя, но очень хочется, то выполнимо...»

Захаров Н.В., Шумский Б.В., Рудаков А.В.

МОРСКАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА

Новые технологии для повышения производительности морской
сейсморазведки

Дени Мужно, Анатолий Череповский, Николай Титков

С ЮБИЛЕЕМ

ООО «Геофизические системы данных» - 20 лет на рынке
геофизических услуг

Интервью генерального директора Жукова А.П.

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА СУШЕ

Первые результаты работ по адаптивной технологии вибросейс-
моразведки на примере изучения геологического строения
северо-восточной части Жигулевско-Пугачевского свода

Жуков А.П., Тищенко И.В., Селезнев В.А., Цукерман И.Б.

О требованиях к геометрии сейсмической съемки 3Д

Варенков Е.В.

Технологии Leica Geosystems для топографо-геодезического
обеспечения геофизических изысканий

Антон Иванов

Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала

Белюсов А.В.

Испытания новейших высокопроизводительных вибросейсмических
методов съемки (HPVS) укрепляют сотрудничество компаний PDO,
BGP, INOVA

Гленн Хауэр

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Оптимизация взрывного источника в методе ОГТ с использованием
данных гидрогеологии и усовершенствованных способов изучения ВЧР

Грехов И.О.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Электродинамический источник возбуждения сейсмических
сигналов «Волгарь-20»

Алелюхин Н.П., Иванников Н.А., Макаров В.В.

МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

Двуязычные отраслевые словари: могут ли филологи помочь «технарям»?

Череповский А.В., Савостьянов Ю.Н.

ЭКОНОМИКА И ПРАВО

Правила перемещения через границы государств – членов
Таможенного союза Белоруссии, Казахстана и России товаров,
содержащих объекты интеллектуальной собственности, порядок
их учета и применения к товарам геологической отрасли России

Зайченко В.Ю.

СОДЕРЖАНИЕ

«Приборы и системы разведочной геофизики»
Общероссийский научно-технический
ежеквартальный журнал
Издаётся с 2002 года

Учредитель
СРО МОО ЕАГО
Председатель П.А. Турлов

Издатель
ООО «ИнформГеоФизСервис»
Директор Турлов П.А.
paturlov@mail.ru

Адрес издательства
410019, г. Саратов,
ул. Крайняя, 129
Тел: (8452) 64-14-32

Главный редактор
Турлов П.А.
paturlov@mail.ru
тел: (927) 221-12-45

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Координатор проекта
Матвеев С.А.
(987) 362-53-24

Верстка Коваленко В.А.
v425489@yandex.ru

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.
www.prgf.blogspot.com

Тел/факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан
в типографии
ООО «Правильный Вывод»
тел: (845-2) 60-07-07
Тираж: 300 экз.
Подписано в печать
09.09.11
Дата выпуска: 19.09.11 г.
Заказ № 75759

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

От редколлегии
Ответственность за подбор
и изложение фактов в стать-
ях несут авторы. Редколле-
гия может публиковать
статьи, не разделяя точки
зрения авторов.

© П.А. Турлов, составление,
2011

© СРО МОО ЕАГО, оформле-
ние, 2011

Через реки, горы и долины...

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Именно так приходится прокладывать сейсморазведочные профили современным геофизикам-разведчикам. Возникающие при этом технологические, методические, инструментальные проблемы, а главное способы их разрешения, актуальны для нашего читателя. Не менее острый интерес к этой проблематике проявили и авторы статей, публикуемых в этом выпуске журнала. Наибольшее количество материалов представлено в редакцию по направлению «Сейсморазведка в транзитных зонах». О своих наработках в области создания технологий работы в переходных зонах делятся с читателем Б.В. Запорожец, Д.А. Мамаев и А.Л. Крутов (ООО «Современные сейсмические технологии», Геленджик), предлагающие идеи оптимизации 3Д съемки в прибрежной зоне акваторий; А.Ю. Мосякин (ОАО «Краснодарнефтегеофизика», Краснодар) предлагает технологии сейсморазведочных работ в переходных зонах на юге России; интересно представлены в статье Н.В. Захарова, Б.В. Шумского, А.В. Рудакова «Если нельзя, но очень хочется, то выполнимо...» результаты исследований, проведенных сотрудниками ГНЦ ФГУП «Южморгеология» (Геленджик).

Ожидая, что интерес специалистов по морской сейсморазведке вызовет информация о новых технологиях, существенно повышающих производительность исследований, представленная сотрудниками фирмы «Sercel» Денни Мужно, Анатолием Череповским, Николаем Титковым.

Ряд интересных статей посвящен новым технологиям и оборудованию, предназначенным для проведения сейсморазведки на суше. О первых результатах работ с использованием метода адаптивной вибросейсморазведки сообщается в материале, представленном сотрудниками ООО «ГСД» А.П. Жуковым, И.В. Тищенко, В.С. Горбуновым (Москва) и В.А. Селезневым, И.Б. Цукерманом (Саратов) Новизной подхода к исследованию проблем квалитетрии полевого материала отличается статья Е.В. Варенкова (ЗАО НПЦ «ГеоСейКонтроль», Москва) «О требованиях к геометрии сейсмической съемки 3Д». Естественным продолжением темы, поднятой в предыдущей статье, является статья «Технологии Leica Geosystems для топографо-геодезического обеспечения геофизических работ», автор Антон Иванов, пресс-служба НАВГЕОКОМ, а также статья А.В. Белоусова «Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала», ЗАО НПЦ «ГеоСейКонтроль» (Москва).

Следует отметить любезно представленный нашими зарубежными коллегами материал об испытаниях новейших вибросейсмических методов съемки (HPVS), автор Гленн Хауэр, старший Вице Президент по управлению компании INOVA Geophysical.

В рубрике «Геофизические технологии» размещена также статья И.О. Грехова (ООО НПЦ «ГеоСейКонтроль», Москва) об оптимизации взрывного источника в методе ОГТ с использованием данных гидрогеологии и усовершенствованных способов изучения ВЧР.

В рубрике «Приборы и системы» размещен интересный материал в статье «Электродинамический источник возбуждения сейсмических сигнала «Волгарь-20», авторы Н.П. Алелюхин (ЗАО «ГЕОСВИП», Москва), Н.А. Иванников (Тольяттинский ГУ, Тольятти), В.В. Макаров (ООО «Нефтеспецстройтехнологии», Москва).

Хочу обратить внимание читателей на некоторые материалы, не имеющие прямого отношения к теме номера, однако представляющие безусловный интерес для специалистов. Это статья А.В. Череповского и Ю.Н. Савостьянова (Москва) о том, могут ли филологи помочь «технарям» при создании двуязычных отраслевых словарей и представленные В.Ю. Зайченко (ВНИИГеосистем, Москва) Правила перемещения через таможенные границы государств - членов таможенного союза Белоруссии, Казахстана и России товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности, порядок их учета и применения к товарам геологической отрасли России.

По традиции сообщая тему очередного номера журнала: «Геофизический вычислительный центр». В этом номере планируется разместить информацию об особенностях организации ГВЦ, стандартном оборудовании и проблемах его эксплуатации, а также о программном обеспечении, как системном, так и пользовательском. Приглашаю наших корреспондентов и читателей принять участие в обсуждении этой темы на страницах журнала.

С уважением,
главный редактор журнала

П.А. Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ



НАВГЕОКОМ

Оптимизация 3Д съемки в прибрежной зоне акваторий

Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л., ООО «ССТ», г. Геленджик

Если проанализировать данные роста сейсморазведочных работ, проводимых на суше и акваториях за несколько последних лет, можно заметить, что объем работ как 2D, так и 3D на суше растет, а вот на акваториях эти объемы падают. Причем 3D сейсморазведка на акваториях в России имеет очень небольшие объемы [1].

С одной стороны, это связано с тем, что в России практически не существует оборудования для выполнения 3D съемки на акваториях, с другой стороны, эти водные участки мелководны и требуют для их разведки специальных технологий [2].

В то же время, руководители нескольких предприятий, выполняющих сервисные работы в России (ЛАРГЕО, московского представительства PGS, московского офиса TGS-Norges, представительства в России компании CGGVeritas), отмечают, что начиная с 2011 года морские работы на российском шельфе значительно увеличатся, и в том числе 3D исследования [3].

Часто стыковка данных сейсморазведки на акватории и прилегающей суше представляет проблемы.

При взаимной увязке материалов, полученных независимой съемкой в море и на суше, всегда существует вероятность ошибочной корреляции горизонтов. Причиной тому несколько различий в сухопутных данных и морских, таких как:

- различное сейсморегистрирующее оборудование;
- различные фазовые характеристики (ФЧХ) датчиков;
- графы обработки;
- методика получения статистических поправок;
- статическая погрешность топогеодезических привязок разных лет.

Рассмотрим, как действует каждое из перечисленных различий.

В работе сейсморегистрирующего оборудования и вспомогательных технических средств, таких как система синхронизации возбуждения, технологически предусмотрены задержки времени, которые, в зависимости от производителя и применяемой конфигурации, могут составить до 50 мс. Они для каждого типа оборудования различны.

Различия в ФЧХ между геофонами и гидрофонами, которые на предельно малых глубинах имеют взаимный сдвиг $\pi/2$ [4], могут вносить меньший, но в то же время ощутимый вклад в ошибки при стыковке данных.

Значительный вклад в эти ошибки может внести различие в графах обработки. К примеру, медианный фильтр во времени может сместить фазу сигнала в сторону запаздывания, как любой статистический метод обработки.

Метод получения и расчета статических поправок также может внести значительную погрешность в корреляцию данных сейсморазведки, полученных в разное время, в разных условиях. Например, статические поправки

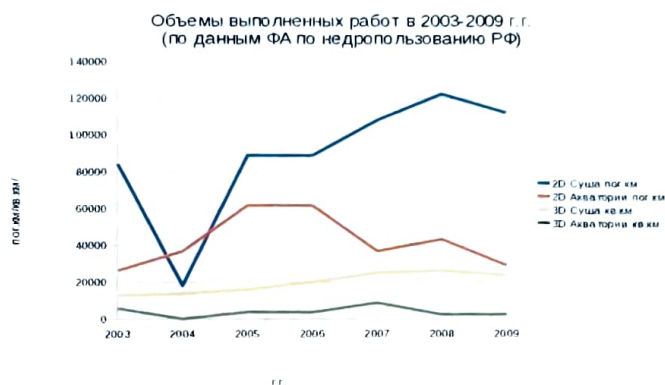


Рис.1

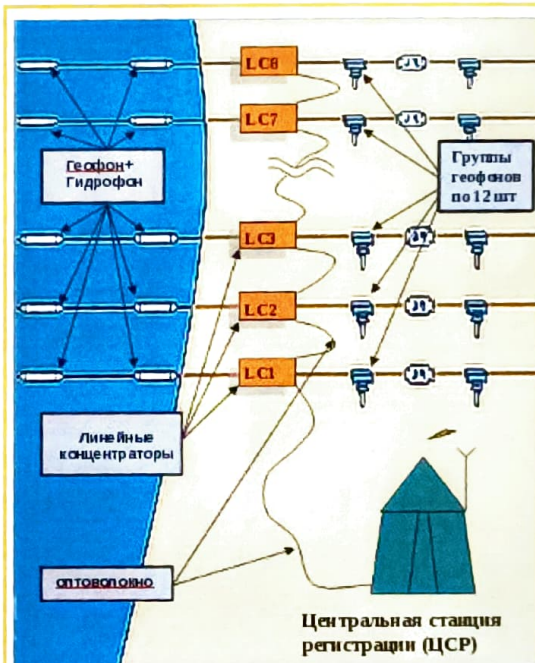


Рис.2

могут быть получены в результате работ по изучению ЗМС с коррекцией по вертикальному времени, а могут быть получены по увязке опорного горизонта с заведомо известным залеганием.

В идеальном представлении геодезическая привязка на суше и на акватории должна быть выполнена идентично, однако, в реальной практике погрешность топогеодезической привязки по высоте (особенно с использованием GPS) может внести существенное влияние.

Конечно, подобные проблемы чаще всего выявляются по характерным признакам, однако исправить эти данные не представляется возможным.

ООО Донгеофизика специализируется на работе в транзитных зонах и, соответственно, видит одной из главных своих задач создание оптимальной технологии при 3D съемке в этих районах.

Основной принцип оптимизации 3D съемки в прибрежной зоне акваторий, предлагаемый

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ
В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ

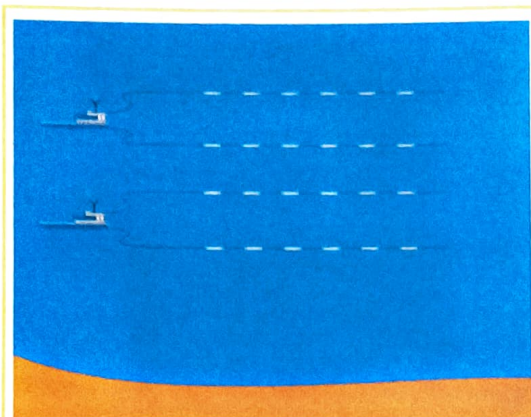


Рис.3

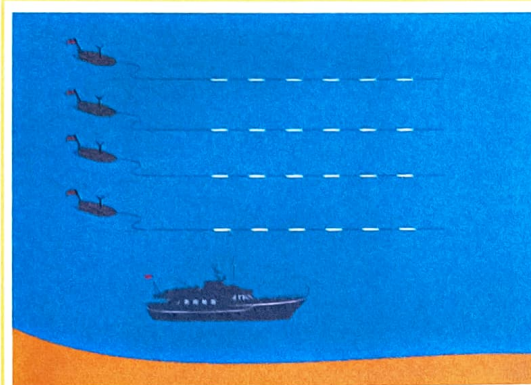


Рис.4

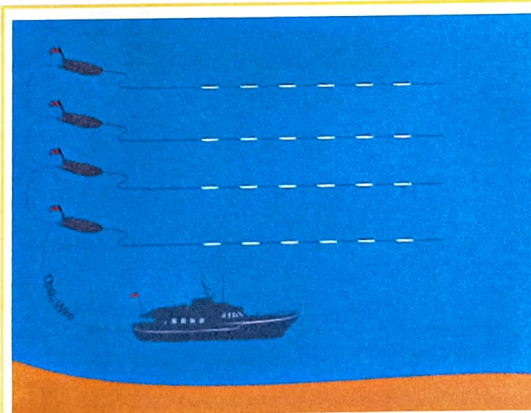


Рис.4

Донгеофизика — максимально полное, одновременное покрытие исследуемой территории приемными устройствами, сбор данных с максимальной площади.

Одной из особенностей применяемых технологических приёмов является покрытие всей площади пунктами приёма. Недостатком такого подхода можно считать большое количество требуемого оборудования. Однако такой запас позволяет производить отстрел по удалениям (offset shooting), что даёт практически идеальную азимутальную диаграмму. Кроме того, запас оборудования позволяет набрать необходимые удаления, например, для проведения миграции, не вступая в компромисс с азимутальностью.

Регистрация сейсмических данных со сплошной расстановкой пунктов приёма по всей площади позволит более свободно определяться с выбором мест излучения при соблюдении основных заданных атрибутов съёмки. Кроме того, количество пунктов возбуждения сократится на 20-25% по сравнению с конвейерной перестановкой каналов, что существенно, так как основная сложность съёмки — в трудности возбуждения кондиционных упругих волн.

Способы раскладки.

Рассматривая способы раскладки, на первый взгляд удобно расположить линии приёма вдоль береговой линии. Преимущество такого подхода — отсутствие стыковки морского и сухопутного оборудования на линии приёма, как следствие — для морских и сухопутных линий может быть использовано различное оборудование, вплоть до использования оборудования разных производителей. Недостаток — на каждой линии возбуждения отработка нескольких ПВ в зоне предельного мелководья (у берегового среза) довольно затруднена. Также, очень редко береговая линия представляет собой прямую, параллельную линиям приёма — как правило, существуют песчаные отмели, заливы, устья рек. Эти препятствия могут значительно увеличить количество стыков оборудования, если вообще будет возможно разложить таким образом линию как со стороны суши, так и со стороны воды. Кроме того, отсутствие годографа проходящего вкост берега может создать значительные трудности на этапе коррекции статических поправок, что приведёт к ухудшению корреляции.

Этих недостатков можно избежать, расположив линии приёма вкост простираения береговой линии. Проблема, возникающая в этом случае, — полноценность отработки линии возбуждения, проходящей максимально близко к берегу: со стороны моря существует ограничение глубины, при которой возможно перемещение судов и работа пневматического источника, а со стороны берега — охранный зона, где запрещено применение взрывчатых материалов.

Размещение сейсмостанции и персонала.

Одним из технологических вопросов отработки проекта в транзитной зоне является размещение сейсмостанции и персонала. С одной стороны, удобно все разместить на судне обеспечения, чтобы персонал всегда находился на площади работ и был избавлен от постоянных поездок на базу, с другой стороны, находясь на суше легче контролировать наземную раскладку и наладку.

Особенности стыковки оборудования XZone при переходе суша-море.

Некоторые авторы [5] отмечают, что при проведении сейсморазведки 2D и 3D наличие рек, ериков, лиманов в пределах дельтовой и пойменной зон не позволяет создавать сплошную расстановку и создает значительные препятствия для установки источников возбуждения и приемных групп. В России разработано уникальное семейство телеметрических сейсморазведочных систем XZone, конструкция которых позволяет комбинировать разнородные приемные устройства, подсоединенные к одной регистрирующей станции [6]. Применение такого оборудования позволяет покрывать приемными группами значительные площади независимо от характера исследуемого района и регистрировать информацию на один носитель. Программное обеспечение легко фикси-

рует тип приемника для дальнейшего использования этой информации при обработке.

Определение координат приемных систем

Ранее в статьях Донгеофизика и СИ Технологии подробно описывались технологии определения координат модулей при раскладке донных систем XZone Marsh Line. Использование системы определения схода модулей в комплексе с эхолотом и спутниковой навигационной системой судна позволяет с приемлемой точностью определять местоположение донного кабеля до глубин 10 м [7].

Оптимизация работы источников возбуждения

При работе над проектом с выходом на сушу площадь можно условно разделить на три зоны:

- 1) вода с глубинами более 0,5 м;
- 2) вода с глубинами менее 0,5 м;
- 3) суша.

Возбуждение на суше - наиболее трудоёмкая операция, а поэтому она имеет наибольший приоритет. Когда начинается возбуждение на суше, то останавливается возбуждение на воде. Однако вряд ли стоит рассматривать её подробно — ничего специфического тут сказать нельзя. На воде же возможно оптимизировать возбуждение следующим образом: вести возбуждение двумя судами. При двухсудовом возбуждении нужно попытаться добиться прохождения судном пикета возбуждения, когда регистрация предыдущего возбуждения уже закончилась. Добиться этого можно с помощью авторулевого. Если же этого добиться в данных условиях не удаётся, то остаётся возможность стрелять по времени. То есть суда стреляют через строго определённый промежуток времени, стараясь сохранять среднюю скорость движения. При таком подходе сохраняется плотность наблюдений, но необходимо следить, чтобы не было снижения проектной кратности.

Если же возникают технологические перемены (переход, заполнение ресивера), то они используются для отработки зоны менее 0,5 метров с помощью лёгкой амфибийной техники накоплением излучений в заданных пунктах возбуждения одиночной камерой.

Организация системы сбора

Предлагается несколько вариантов организации системы сбора данных.

- Сбор данных от одной расстановки может производиться на несколько Централных Станций Регистрации (ЦСР). Впоследствии данные собираются в один массив.

Сбор данных от расстановки выполняется на одну ЦСР с использованием линейных концентраторов, соединённых в сеть оптоволоконными линиями, длина которых может составлять до 30 км. Каждый линейный концентратор проводит сбор данных телеметрии, обеспечивает питание приёмные линии и передаёт данные на ЦСР.

Сбор данных от одной раскладки может быть выполнен на ЦСР, используя линейные концентраторы, размещённые на заякоренных буях, соединённых в одну сеть по радиоканалу или оптоволоконному кабелю (который может иметь длину до 30 км). При этом ЦСР может быть расположена на судне или на берегу.

Преимущество системы питания телеметрических систем XZone без аккумуляторов при раскладке и перекладке приемных линий в прибрежной зоне

Большинство телеметрических систем, используемых для мелководья, были разрабо-

таны на базе сухопутного оборудования. Подход к питанию этих телеметрических систем был также унаследован от сухопутной архитектуры. Как следствие — требование наличия значительного количества аккумуляторов на всей площади текущей расстановки, которые требуют обслуживания, а также могут потребовать замены в самый разгар отстрела. Кроме того, эти аккумуляторы требуют место под хранение. Масса забортного оборудования возрастает на 30-70% и не всегда операции по смотке/размотке возможно автоматизировать. Частая коммутация источников питания (при смотке/размотке и замене батарей) приводит к ухудшению проводимости на питающих контактах разъёмов, а следовательно — к снижению надёжности системы.

Систему питания донная коса XZone Marsh Line унаследовала от морских телеметрических систем, а значит, она избавлена от громоздких и тяжелых аккумуляторных батарей. Однажды собранная коса наматывается барабан и не расстыковывается до конца сезона. Таким образом, можно автоматизировать работу с косой, отсутствие стыковочных процедур повышает надёжность, а забортное оборудование состоит только из модулей и кабеля.

Рассмотренные основные принципы оптимизации технологии 3Д съемки в прибрежных акваториях, с возможностью легкой стыковки оборудования и данных на границах вода-суша, позволили ООО Донгеофизика предложить вариант ее Заказчикам для сейсморазведочной съемки на участке с прибойными явлениями, обширным мелководьем и большой изрезанностью береговой линии. Было предложено комбинирование оборудования семейства XZone®: жесткой донной телеметрической системы Marsh Line и наземной телеметрической кабельной системы Fly Lander, имеющих унифицированную конструкцию.

Литература

1. Липилин А.В., Проблемы нормативно-технического обеспечения геофизических работ. Приборы и системы разведочной геофизики, 2009, №3, 5-6
2. Жгенти С.А., Актуальность и перспективы освоения акваторий и транзитных зон. Приборы и системы разведочной геофизики, 2009, №3, 7-8
3. Яковлев А. Отрасли не хватает инвестиций. Oil & Gas Eurasia, 2011, №1
4. И.И. Гурвич, Г.Н. Боганик, Сейсмическая разведка, Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. М.: Недра, 1980, 551 с.
5. Пыхалов В.В., Бродский А.Я., Кулаков В.И., Особенности проведения полевых сейсмических исследований 2Д и 3Д МОГТ с целью решения задачи прогноза фильтрационно-емкостных свойств визейско-башкирских карбонатных резервуаров Астраханского свода. Приборы и системы разведочной геофизики, 2009, №2, 55-58
6. Запорожец Б.В., Крутов А.Л. «Донгеофизика» — спецтехнологии, спецоборудование, спецтранспорт. Природные ресурсы Красноярского края, 2011, №9, 73-76
7. Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Опыт применения системы XZone® Marsh Line при 2Д и 3Д сейсмических исследованиях на предельном мелководье транзитных зон. Приборы и системы разведочной геофизики, 2008, №3, 32-35

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ

Технологии сейсморазведочных работ в переходных зонах на юге России

Мосякин А.Ю., ОАО «Краснодарнефтегеофизика», г. Краснодар

Как известно, на данный момент остались недоизученными территории, расположенные в промежуточных классических суша - водное пространство, до глубин 5-6 метров. Эти районы отличаются зачастую распространением маршей, лиманов, болот со стороны суши и мелководьем, которое изобилует мелями, косами и другими препятствиями для водного транспорта. Применение обычных транспортных средств и технологий, разработанных для суши, в транзитных зонах невозможно. В ОАО «Краснодарнефтегеофизика» создана и эксплуатируется уже несколько лет технология, позволяющая вести такие работы в сложных поверхностных условиях.

Основными составляющими комплекса являются:

- регистрирующие системы, позволяющие принимать сигнал как на суше так и в воде;
- источники сейсмического сигнала и транспорт для сложных поверхностных условий;
- топогеодезическое оборудование, обеспечивающее достаточную точность и пригодное для эксплуатации в различных условиях;
- специализированное программное обеспечение, помогающее корректировать спектральный состав сейсмической записи, полученный с различными источниками и приемниками;
- методические приемы, обеспечивающие регуляризацию сейсмозаписи, путем минимизации различий в системах наблюдения и регистрации.

Для регистрации используется телеметрическая сейсмостанция «Прогресс-Т155» с полевым оборудованием производства «СКБ сейсмического приборостроения» г.Саратов. «Прогресс - Т155» работает с различными типами импульсных и вибрационных источников сейсмических сигналов, позволяет регистрировать в реальном времени 4800-т сейсмических каналов с шагом дискретизации 2 мс, производит регистрацию в формате SEG-D. Система включает центральный регистрирующий комплекс и наземный комплекс аппаратуры.

Имеется уникальная возможность одновременного использования в расстановке одноканальных и многоканальных блоков сбора данных, что обеспечивает гибкость при проведении геофизических работ в сложных условиях переходных зон, при пересечении участков с высоким уровнем промышленных помех, существенно повышая производительность работ, качество регистрируемой информации. Блок БСД -1 имеет возможность подключения к одному входу гидрофона или геофона, в зависимости от условий работ. При комбинированной расстановке на одном профиле геофонов и гидрофонов производится коррекция фаз спектральных составляющих сигналов и выравнивание их уровня.

На мелководье и на заболоченных участках площади используются сейсмические приемники РС-901 в герметичных контейнерах, сгруппированные по три прибора GS-20 DX. На водных участках, где глубина превышает 1,5 м, установка болотных сейсмоприемников затруднена, в следствие чего применяются гидрофоны (с пьезодатчиками ПДС-7).

На чистой воде возбуждение упругих колебаний производится с различным шагом путем погружения в воду пневмоисточника (ПИК-3)

Возбуждение упругих колебаний в транзитной зоне производится путем опускания в пробуренную скважину глубиной 5-6м, погружного пневмоисточника ПИК-3 или ППИ-09. Количество накоплений подбирается при выполнении опытных работ.

Источник ПИК-3 (производства ООО «Ингео-

сейс») рассчитан на работу в заполненных жидкостью скважинах при глубине погружения до 60 м. Источник относится к типу групповых пневматических источников [1] и использует в качестве рабочего тела сжатый воздух при давлении до 15,0 МПа. Конструкция пневмоисточника обеспечивает возможность объединять в одной группе до 5 идентичных излучателей с объемами рабочих камер 1,0 дм³. Величина энергии, запасаемой в источнике на одно воздействие, определяется количеством излучателей в группе N и составляет не менее 30 кДж при N = 1 и не менее 150 кДж при N = 5.

- Количество рабочих камер	5
- в изделии, шт	
- Полный рабочий объем каждой камеры не более, дм³	1
- Рабочее давление, МПа	8...15±0,5
- кгс/см²	80...150±5
- Задержка срабатывания изделия при разбросе давления сжатого воздуха ±2,5 % составляет не более, с	0,016
- Разброс задержки срабатывания не более, с	±0,001
- Основная излучаемая энергия сигнала приходится на диапазон частот, Гц	15-120
- Продолжительность непрерывной работы изделия, циклы, не менее	5000
- Габаритные размеры изделия (без коммуникаций), мм, не более	1940
- Длина	125
- Диаметр	120
- Масса изделия, кг, не более	30000
- Общий ресурс работы изделия, циклов	1
- Средний срок службы изделия, лет	0,95
- Вероятность безотказной работы изделия при наработке 10000 циклов рх	
- Изделие относится к восстанавливаемым изделиям.	
- Среднее время восстановления, ч	2
- Воздуховоды изделия и рукава высокого давления должны выдерживать пробное давление сжатого воздуха не менее МПа	25
- кгс/см²	250
или ППИ-09 [2]	
- Давление сжатого воздуха, МПа:	
минимальное	5.0
максимальное	15.0
- Диапазон частот возбуждаемых колебаний, Гц	10 - 200
- Рабочий объем одной секции камеры, дм³	2.0
- Число секций в камере, шт	2
- Энергия, запасаемая в одной секции, кДж	36.0
- Разброс задержки срабатывания, мс	±0.5
- Напряжение управляющего электрического импульса, В	250+50
- Наибольший поперечный размер пневмокамеры, мм	135
- Длина камеры (из двух секций), мм	1500
- Масса камеры (из двух секций), кг	60

- Максимальная глубина погружения камеры, м

100

Для открытой воды используются следующие транспортные средства;

- специализированный взрывной пункт на самоходном понтоне «Геофизик», оборудованный компрессором ДК-10, системой синхронизации, пультом управления источником и буксируемым катамараном с оборудованием для подвески группы пневмоисточников в количестве до 6 штук;
- катамараны в количестве 2 штук для транспортировки сейсмостанции и полевого оборудования а также оборудования под взрыв-пункт с компрессором ДК-10, системой синхронизации, пультом управления источником с оборудованием для подвески двух пневмоисточников;
- катер БМК-500;
- моторные лодки в количестве 3-х штук.

Для лиманно-плавневых зон и зон предельного мелководья до 1.5 метров:

- вездеходный плавающий транспорт на базе гусеничного транспортера ГАЗ-34037;
- буровое оборудование на базе установок «Опенок» и «Крот-2», обеспечивающее бурение скважин для возбуждения, шнеками на глубину 5-6 метров;
- специализированные передвижные компрессора, создающие давление до 150 атмосфер, для взрывного пункта.

Вышеперечисленная техника обеспечивает транспортировку сейсмостанции, буровых агрегатов, взрывного пункта, топогеодезической бригады, раскладку и установку принимающей аппаратуры.

Геодезическая привязка сейсмических профилей осуществляется приемоиндикатором спутниковой дифференциальной системы DGPS Trimble DSM 232 с поддержкой глобального дифференциального сервиса Omnistar.

В сухопутной части разбивка профилей производится с установкой вешек по линиям приема и возбуждения. В водной части определение координат по профилям ведется непосредственно во время размотки сейсмокока и установке гидрофонов на пикет при видении судна по линии профиля с использованием программы навигационного обеспечения Hydro Pro. При отработке линий возбуждения судно (источник возбуждения) при выходе на пикет производит возбуждение сейсмических сигналов и определение координат, используя Hydro Pro в реальном режиме времени.

Приемник DSM 232 обеспечивает необходимый дециметровый или сантиметровый уровень точности при проведении съемочных работ на акваториях лиманов, рек, морей.

Абсолютная точность определяется на основании независимых определений местоположения на ближайшем к району работ триангуляционном пункте.

Как указывалось выше, при выполнении полевых сейсмозондировочных работ в водной части профилей используются гидрофоны (на основе пьезоэлементов для морской сейсмозондировки ПДС-7), а на сухо-

Таблица 1. Технические характеристики GPS приемника метровой точности DGPS Trimble DSM 232

GPS Pathfinder коловая постобработка	СКО < 1м
Обработка в реальном времени	СКО < 1м
Совмещенный прием	Сервис OmniSTAR VBS, XP, HP
Скорость обновления	10 Гц
Протоколы NMEA	Промышленный стандарт для вывода GPS данных. Поддерживаемые типы сообщений – GGA, VTG, GLL, GSA, ZDA, GSV, RMC.
Протоколы TSIP	Стандартный интерфейсный протокол Trimble для управления всеми операциями по вводу/выводу GPS приемника
Связь	COM - порт

путной части — геофоны GS-20DX.

Пьезоэлектрический датчик гидрофона – измерителя величины звукового давления Р – реагирует на изменение общего давления Р, или - на ускорение (при частоте сигнала меньшей собственной частоты датчика) элементов (частиц) жидкой среды в соответствии с уравнением (1)

$$\text{ускорение по оси X равно } \frac{dR}{dx} = -\rho \frac{\partial^2 \Sigma_x}{\partial t^2}, \quad (1)$$

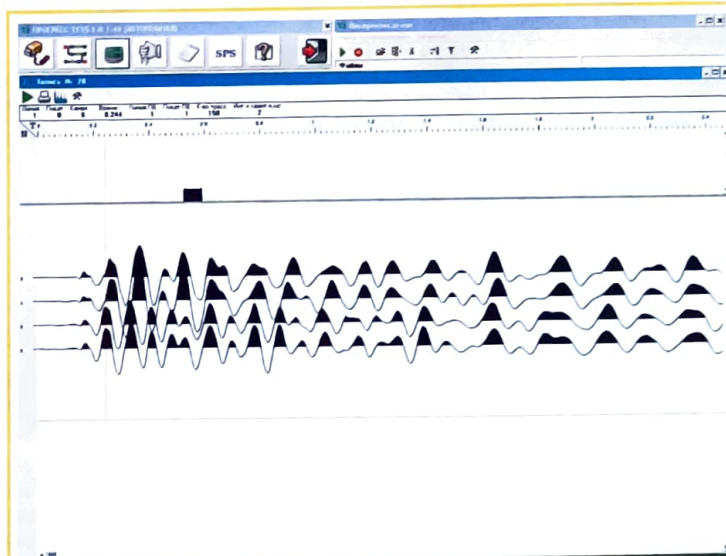


Рис. 1. Записи геофонов (трассы 3-4) и гидрофонов (трассы 5-6)

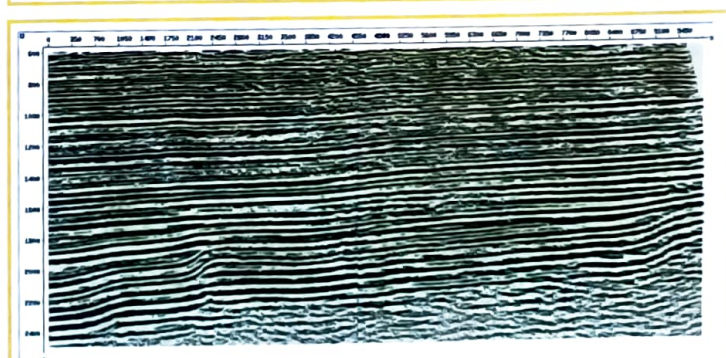


Рис. 2. Временной разрез по профилю суша-лиман. Граница суша-вода (ПК 4600) выделена синим цветом (Приазовье)

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ В ТРАНЗИТИВНЫХ ЗОНАХ

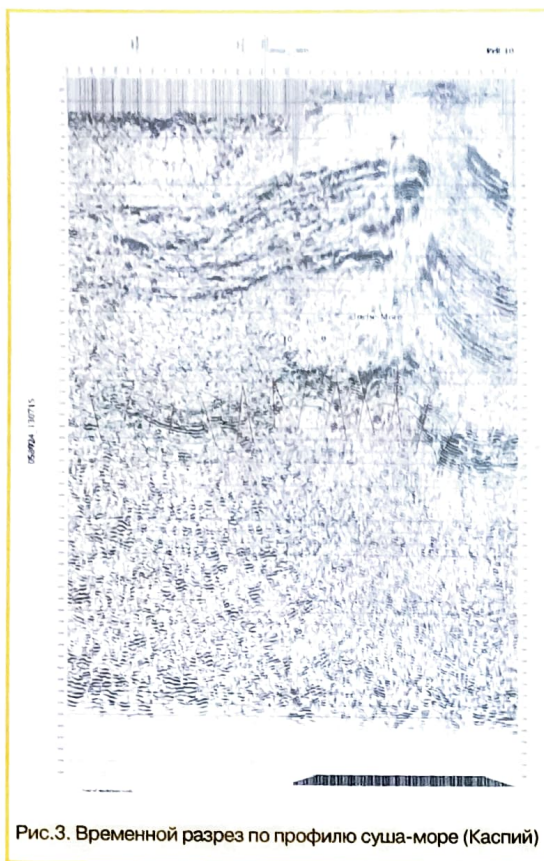


Рис.3. Временной разрез по профилю суша-море (Каспий)

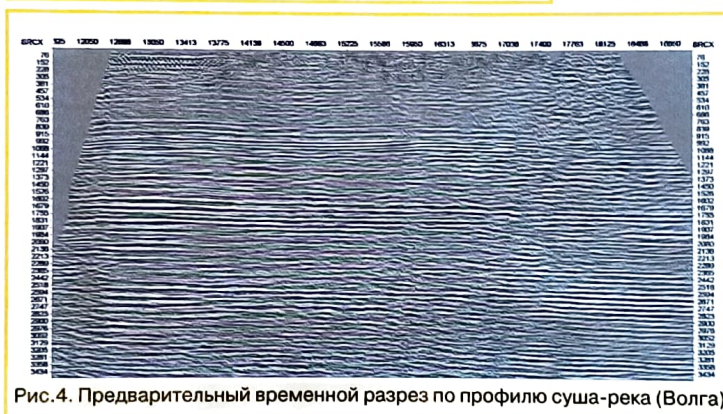


Рис.4. Предварительный временной разрез по профилю суша-река (Волга)

где Σx – смещение элементов среды по направлению x ; ρ – плотность среды.

В уравнении (1) давление R является функцией времени t :

$$R = -\rho \frac{\partial \Phi}{\partial t} = i\omega \rho \Phi, \quad (2)$$

где Φ – потенциал смещения Σ элементов среды; ω – угловая (круговая) частота: $\omega = 2\pi f$; f – циклическая частота; i – мнимая единица.

Для гармонически изменяющейся волны

$$\Phi = Me^{i\left(\frac{r}{c} - t\right)}, \quad (3)$$

где r – расстояние от источника волн; c – фазовая скорость распространения волны; M – амплитудный множитель.

Из соотношений (2) и (3) следует, что амплитуда гармонической волны, регистрируемая датчиком гидрофона, пропорциональна $i\omega M$, то есть выходной сигнал гидрофона сдвинут по фазе (фактор i) относительно выходного сигнала геофона на 90° . Это положение справедливо для волновых сигналов, частота которых ниже собственной частоты пьезоэлектрического датчика гидрофона (собственная

частота ПДС-7 более 1 КГц).

В сейсмостанции «Прогресс Т-155» предусмотрена возможность сдвига фаз всех спектральных составляющих принятого сигнала, описанной группы гидрофонов на указанную величину. Кроме того предусмотрена коррекция амплитуды описанной группы гидрофонов, для приведения амплитудной идентичности группы геофонов и группы гидрофонов. Перед началом работ необходимо установить следующие значения:

- Сдвиг фазы группы гидрофонов 90 градусов;
- Коэффициент приведения амплитуд гидрофонов 10 .

На результаты двухсенсорных измерений в водной среде различной глубины значительное влияние может оказывать интерференция возбужденных волн и волн-спутников, результаты которой зависят от глубины погружения источника, что сильно изменяет форму посылаемого волнового сигнала. Мощность водного слоя не всегда позволяет выбрать оптимальную глубину, при которой волна-спутник четко выделяется отдельно от первичной волны, в этом случае фазы давления и скорости могут быть по-разному сдвинуты в результирующей волне. Зависимость частотных характеристик сигнала источника от глубины дна приводит к изменению динамических характеристик регистрируемых волн.

Гидрофон и геофон имеют различные характеристики направленности, поэтому влияние глубины дна на динамические характеристики принимаемых отраженных волн для них различно.

На рис. 1 приведен пример сейсмограммы на которой 3-4 каналы записи выходных сигналов геофонов и 5-6 каналы записи гидрофонов, установленных в одной точке (расстояние между приборами ~ 15 см) на глубине 2.5 м, расстояние до источника возбуждения сейсмического сигнала ~ 50 м. Сдвиг фазы группы приемников на данной записи не применялся.

При его рассмотрении видны сдвиги фаз между соответствующими элементарными волнами различных трасс (3-4 геофоны, 5-6 гидрофоны). При этом также можно заметить, что их величины не всегда одинаковы для различных точек записи, то есть сдвиг на 90° не обеспечит строгого соответствия, которое требуется, в идеале, при процедурах суммирования данных скорости и звукового давления.

Для наиболее рационального способа исключения фазового несоответствия между указанными данными, очевидно необходимо тестирование данных измерений в выделенном пространственно-временном окне.

Увязывание систем наблюдений на суше и воде происходит путем поточной регистрации - возбуждение на суше и прием на всю расстановку, лежащую в различных условиях, и, соответственно, наоборот - возбуждение на воде и прием опять-таки всей приемной расстановкой.

Данная методика позволяет подучить кондиционные материалы в различных условиях Приазовья (Азовское море, лиманы, плавни, рисовые чеки) (рис.2), Каспия (Каспийское мелководное море, пляжи, песчаные косы и отмели) (рис.3), реки Волга (плубоководная река) (рис.4) и т.д.

Литература:

1. Пневматический излучатель ПИК-3. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ООО «ИНГЕОБЕКТОР», 2008 г.
2. Погружной пневматический источник ППИ. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ППИ-09.00.000 ТО АО «Импульс ЛТД», 1998.

«Если нельзя, но очень хочется, то выполнимо...»

Захаров Н.В., Шумский Б.В., Рудаков А.В., ГНЦ ФГУП «Южморгеология», г. Геленджик

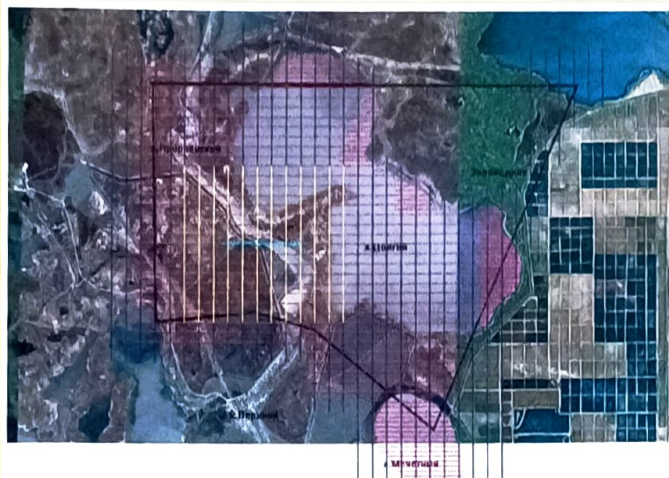


Рис. 1. Проектная схема наблюдений с конфигурацией шаблона.

Частный случай морских сейсморазведочных работ – работы в транзитных зонах. И это прежде всего потому, что излучение упругого сигнала производится пневмоисточниками (групповым или скважинным) и гидрофоны участвуют в регистрации. Взрывчатка здесь запрещена по эко-логическим соображениям, а сейсмовибратор завязнет даже на дальних подступах к профилю.

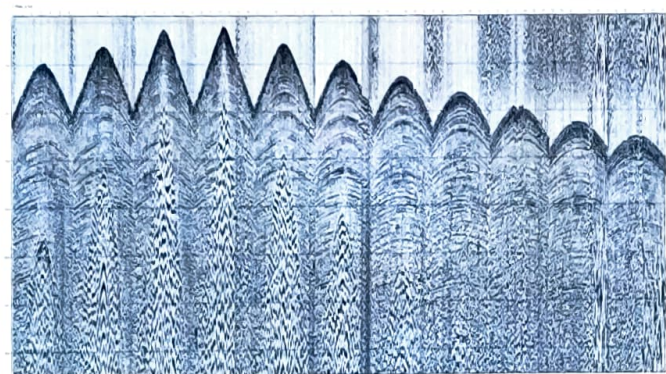


Рис. 2. Сейсмограмма, полученная с использованием скважинного пневмоисточника

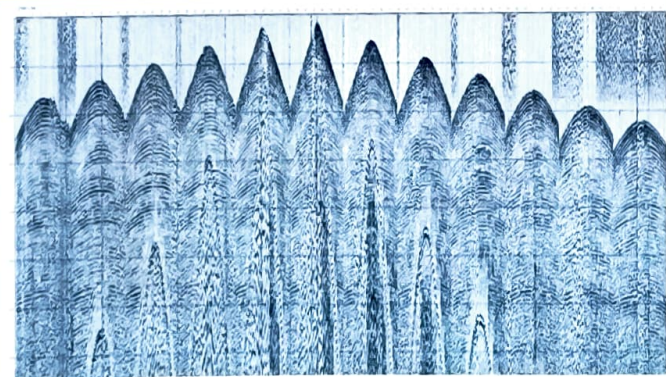


Рис. 3. Сейсмограмма, полученная с использованием группового пневмоисточника

ГНЦ ФГУП «Южморгеология» с 1996 г. проводит сейсморазведочные исследования в транзитных зонах. Напомним, что транзитные зоны – это не только предельное мелководье, но и заросли камыша, непроходимые заболоченные участки и развитая жизнедеятельность на прилегающих к водоемам участках суши. Проведение полевых сейсморазведочных исследований в таких условиях требует соответствующей техники и сопряжено с рядом нестандартных решений, возникающих как на этапе проектирования, так и в процессе выполнения работ.

В летний полевой сезон 2009 - 2010 г. ГНЦ ФГУП «Южморгеология» выполнены сейсморазведочные исследования по методике 3D в лиманно-плавневой зоне Кубани и на Северном Каспии в

дельте реки Волга. Эти участки давно интересовали геологов, но технология работ не позволяла выполнить регулярные площадные исследования.

Была разработана технология выполнения работ с использованием плавающей вездеходной техники (ТМ-130 Б.ед.), скважинных источников. И в том и в другом случае использовалась радиотелеметрическая система BOX фирмы Fairfield (США). Напомним, что «BOX» — радиотелеметрическая система сбора данных, в которой сигнал от 8-ми датчиков телеметрический модуль RU оцифровывает и передает по радиоканалу на регистратор.

Опыт проведения подобного рода работ в сложных поверхностных условиях авторы статьи делятся с читателями журнала.

Лиманно - плавневая зона Кубани.

Район работ расположен на территории Славянского района Краснодарского края. Рельеф местности равнинный с колебанием абсолютных отметок от -0,2 м до +2,0 м. Характерной особенностью площади работ являются ее сложнейшие поверхностные условия для выполнения сейсмических исследований: рыбозаводные пруды, болота и плавни, густо поросшие камышом, мелководные лиманы (Долгий, Мечетный), искусственные узкие глубоководные каналы, развитая сеть газонефтепроводов с глубокими скважинами, находящимися в бурении и эксплуатации. Сухопутная часть площади, где возможно движение автомобильного транспорта, составляет около 3%.

Обзорная схема участка исследований с проектными линиями возбуждения и приема приведена на рисунке 1. Площадь работ составляет 40 км².

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ

- Схема наблюдений
- полная кратность - 48;
 - размер бина, м - 25 x 25;
 - максимальное значение минимальных удалений, м - 326;
 - максимальное удаление «взрыв-прием», м - 2976;
 - соотношение полуосей шаблона - 0,64;
 - количество линий приема в шаблоне - 12;
 - шаг пунктов приема, м - 50;
 - шаг пунктов взрыва, м - 50;
 - интервал между линиями приема, м - 300;
 - количество активных каналов - 768;
 - количество линий взрыва в шаблоне - 36;
 - интервал между линиями взрыва, м - 200;
 - характер расположения ЛПВ - крестовый;
 - тип системы наблюдений - симметричный.

Выполнение возбуждений проводилось двумя типами пневмоизлучателей: групповым, в лиманах Долгий и Мечетный, и скважинным в заболоченной местности.

Характеристики группового пневмоизлучателя:

- тип источников - Bolt LL 2800;
- количество источников в группе - 7;
- суммарный объем, л - 12;
- рабочее давление, атм - 138;
- тип контроллера - «Lotos».

Группа пневмоисточников смонтирована на плоту, который транспортировался само-ходным понтоном. На понтоне располагались компрессор и ресиверы для непрерывной подачи воздуха в пневмоизлучатели. Глубина в лиманах не превышала 2 м. Возбуждения в акваториях проводились до глубин 1 м.

Характеристики скважинного пневмоизлучателя:

- тип источника - ПИК-3;
- количество камер в источнике - до 5;
- объем камеры, л - 1;
- рабочее давление, атм - 138;
- глубина погружения, м - 2-4;
- количество накоплений - 1-5.

Скважинный пневмоисточник совместно с ресиверами установлен на гусеничном вездеходе ТМ-130, на котором также смонтирована буровая установка БГМ-1. Заправка ресиверов

сжатым воздухом выполнялась компрессором автономно. Одной заправки ресиверов хватало на выполнение 30-60 возбуждений (в зависимости от количества выполняемых накоплений).

В результате опытных работ для производственных наблюдений были сделаны следующие выводы.

1. Выполнять возбуждения из скважин глубиной не менее 2 м.

2. В процессе исследований придерживаться установок, представленных в таблице 1.

Таблица 1

Установочные параметры при выполнении исследований

Среднеквадратический шум на приемном устройстве	Объем источника (литр)	Количество накоплений
до 15 мкВ	3	1
до 30 мкВ	4	1
до 50 мкВ	4	3
до 70 мкВ	4	5
до 90 мкВ	5	5
свыше 90 мкВ работы не выполняются		

Качество сейсмического материала при возбуждении упругих колебаний скважинным пневмоисточником в плавневой зоне и групповым пневмоизлучателем с акватории лиманов представлено на рисунках 2 и 3. Основной целевой горизонт, регистрируемый в интервале времени 2,8-3,00 сек, прослеживается практически повсеместно на исходных сейсмограммах.

Фактически отработанная схема линий пунктов взрыва и линий пунктов приема представлена на рисунке 4, и на нем же отображено распределение кратности по площади, на которой в области полнократного (48) перекрытия за счет смещения пунктов взрыва кратность наблюдений колеблется от 30 до 67, а в районе лимана Мечетный достигает 108.

Для оценки мощности зоны малых скоростей

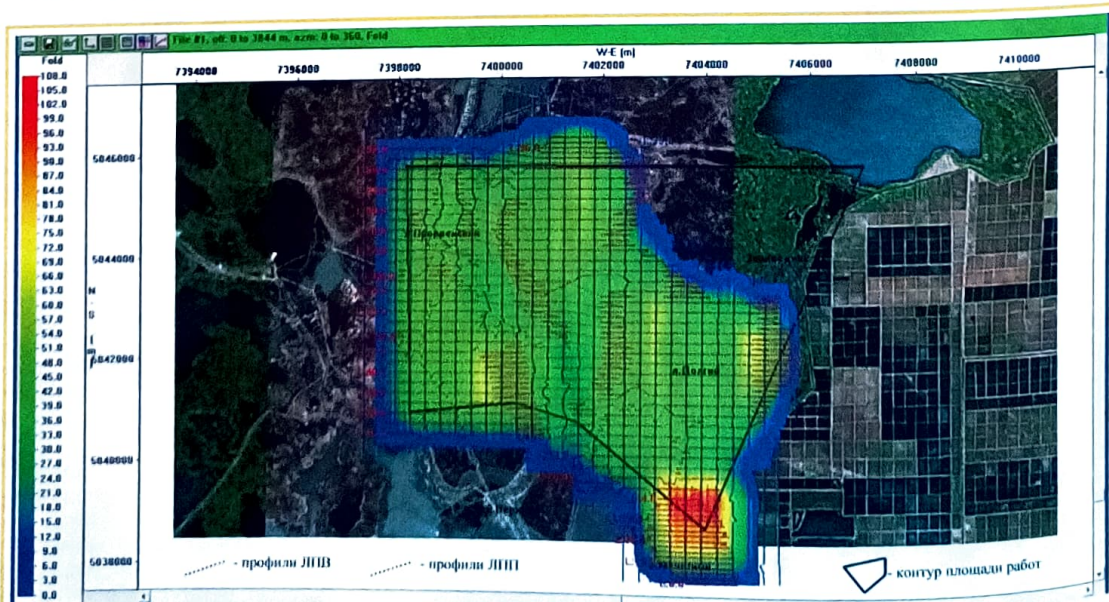


Рис. 4. Фактическое распределение линий пунктов взрыва, приема и кратности наблюдений на площади исследований

выполнены сейсмические зондирования по методике МПВ в количестве 16 ф.н.

Зондирования выполнялись в местах с твердой поверхностью. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось скважинным пневмоисточником объемом 1 л при глубине погружения 1 м. Регистрация колебаний производилась регистрирующим комплексом ВОХ на приемную расстановку длиной 224 м (24 канала) при неравномерном распределении приемных каналов.

Сложные поверхностные условия существенно осложняли выполнение производственных исследований. В особенности это касается местностей заросших камышом и территорий с сетью каналов. В зарослях камыша вездеходы передвигались очень медленно, опасаясь увязнуть в болоте. Не редки были случаи их застревания. Каналы же, в связи с глубиной и крутизной берегов, представляли собой непреодолимые препятствия при движении техники. Приходилось делать длительные их объезды для того, чтобы попасть на другую сторону канала в заданную точку и продолжить работу. Эти два фактора резко снижали производительность выполняемых исследований.

На площади работ выполнено 4868 ф.н., из них: 2038 ф.н. – со скважинным пневмоизлучателем;

2830 ф.н. – с групповым пневмоисточником в лиманах Долгий и Мечетный.

Северный Каспий, дельта реки Волга.

Участок площади работ и проектная схема профилей показаны на рисунке 5. Работы прово-

дились методом МОВ ОГТ, в площадном варианте 3D. Площадь исследований участка – 104 кв. км.

Основные параметры съемки:

- полная кратность - 42;
- размер бина, м - 25 x 12.5;
- максимальное значение минимальных удалений, м - 530;
- максимальное удаление «взрыв-прием», м - 5223;
- соотношение полуосей шаблона - 0,64;
- количество линий приема в шаблоне - 6;
- шаг пунктов приема, м - 50;
- шаг пунктов взрыва, м - 25;
- интервал между линиями приема, м - 400;
- количество пунктов приема на линии приема - 112;
- количество активных каналов - 672;
- количество линий взрыва в шаблоне - 192;
- интервал между линиями взрыва, м - 400.

Волго-Каспийский канал исследуемую площадь делит на два участка: западный и восточный.

Западный участок представляет из себя относительно чистую водную поверхность с глубинами моря 1 – 1.5 м. Здесь применялись гидрофонные датчики.

Восточный – полностью заросший камышом с глубинами моря до 1 м. В виду малой толщины водного слоя приемное устройство состояло из геофонов, разработанных в ГНЦ «Южмор-геология» (СВГ-6).

На обоих участках применялся групповой пневматический источник возбуждения.

Основной проблемой выполнения сейсмических исследований в камышовой зоне (восточный участок) являлась подготовка профилей по линиям приема и взрыва.

Работы по подготовке профилей по проектным линиям пунктов приема и взрыва в камышовой зоне проводились при помощи вездеходной техники. Всего в работах использовались 4 вездехода ТМ-130 и один вездеход ТТМ-3902. Суть работ заключалась в вырубке камыша гусеницами вездеходной техники. Неоднократный проход техникой по проектным профилям превращал камыш в сплошное травяное месиво, которое после выполнения проездов оставалось на профиле. Для того, чтобы профили очистились от ломаного камыша, приходилось ожидать 1-2 недели сгонно-нагонных ветров. Когда каналы очищались, происходила раскладка приемного устройства и выполнялось возбуждение упругих колебаний. Остальные моменты в технологии работ практически не отличались от технологии выполнения в лиманно-плавневой зоне Кубани.

Изменение схемы наблюдения по линиям приема и взрыва произведено только в районе Волго – Каспийского канала, где встречались участки грунта, в принципе, не возможные для прохода тяжелой

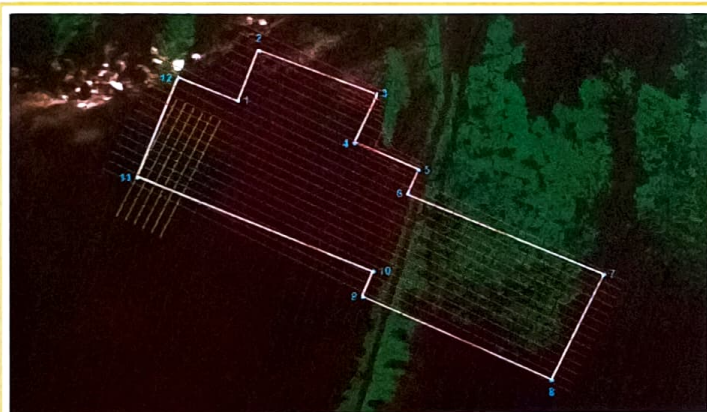


Рис. 5 Участок площади работ и проектная схема профилей



Рис.6. Фактическое расположение линий пунктов приема и взрыва в районе Волго – Каспий-ского канала

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ В ТРАНЗИТИВНЫХ ЗОНАХ

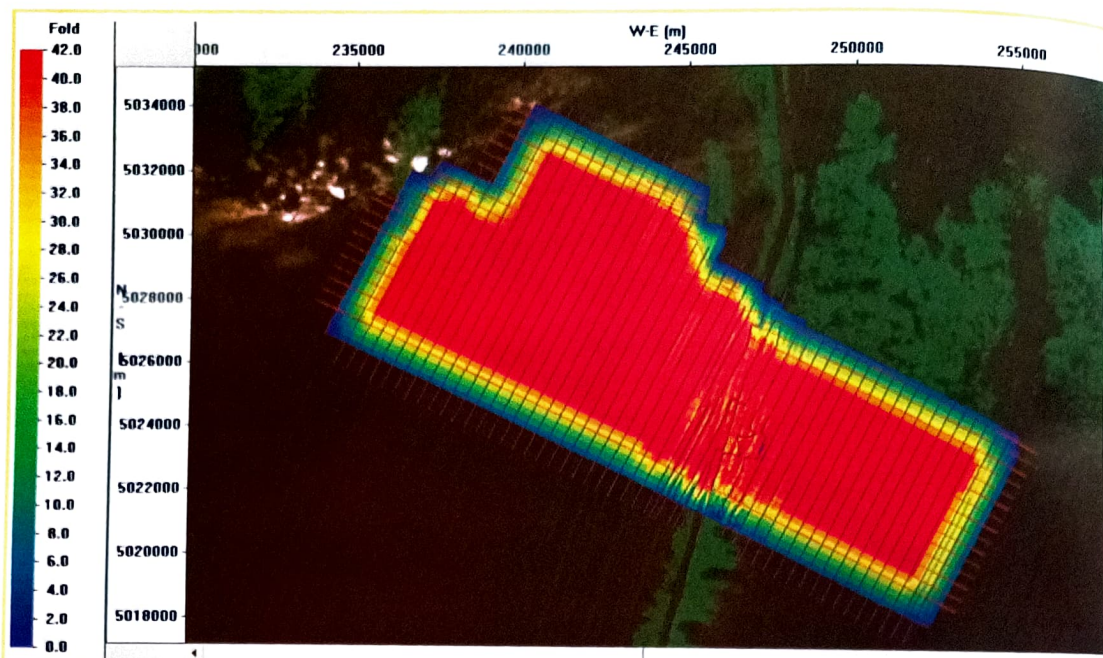


Рис. 7. Распределение кратности на площади исследований

техники.

В виду сложного строения донного грунта в камышовой зоне ситуации с застреванием вездеходов во время проведения работ возникали довольно часто. Для быстрого выхода из подобных ситуаций вездеходы работали парами и, в случае застревания одного из вездеходов, второй при помощи буксировочного троса вытаскивал первого.

Необходимо отметить, что вездеходы, эксплуатирующиеся в подобных условиях, нуждаются в ежедневном техническом обслуживании ходовой части. Постоянная работа в водной среде приводит к попаданию влаги в бортовые передачи ведущих звездочек и в торсионы и подшипники катков. Ежедневный контроль за состоянием смазки в картерах бортовых передач и замена смазки ходовой части позволяла минимизировать выходы из строя вездеходной техники.

В итоге, учитывая все сложности, окончательное расположение линий пунктов приема и взрыва в районе Волго-Каспийского канала представлено на рисунке 6.

Следует отметить, что в основной части камышовых зарослей на восточном участке, несмотря на сложность подготовки профилей, проектные параметры пунктов приема и взрыва выдержаны. Распределение кратности наблюдений на площади показано на рисунке 7.

Качество полученного сейсмического материала при выполнении работ в сложных поверхностных условиях иллюстрируется на рисунках 8 и 9.

Количество выполненных физических наблюдений на площади исследований – 27080.

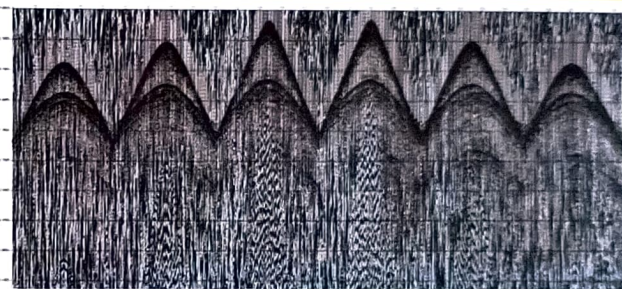


Рис. 8. Типичный вид сейсмограммы с 6-ю линиями приёма

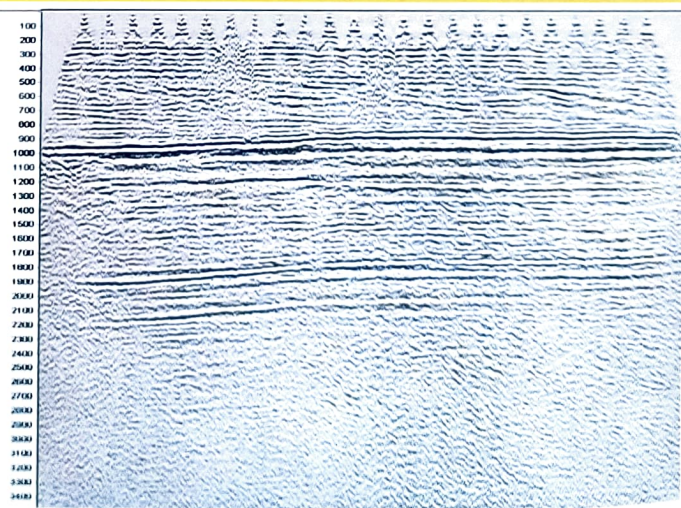


Рис. 9. Временной разрез по линии in-line

Подводя итог вышеизложенному, можно отметить, что считавшиеся ранее недостижимыми районы исследований для выполнения работ, в настоящее время, хотя и с большими сложностями, покрыты регулярной площадной съемкой, а полевые партии ГНЦ ФГУП «Южморгеология» готовы к покорению новых недоступных районов.

Новые технологии для повышения производительности морской сейсморазведки 3D

Дени Мужно, Анатолий Череповский, Николай Титков, SERCEL

Краткое содержание

Морская сейсморазведка с буксируемыми косами уже длительное время характеризуется высокой производительностью благодаря большому количеству кос (от 8 до 12 в большинстве случаев) и двум или нескольким источникам (работающим поочередно). В прошлом году наибольшая по площади приемная установка (8,8 кв. км), при морских исследованиях у побережья Бразилии, состояла из 12 кос длиной по 8 км при расстоянии между косами в 100 м. На сегодняшний день производительность сейсморазведочного судна определяется, в основном, внешними факторами, такими как волнение на море, течения, подвижные и неподвижные препятствия, конфигурация площади съемки (длина линий прохода судна). Соответственно, новые технологии разрабатывались с целью сокращения потерь времени, вызванных этими факторами. Новый аппаратно-методический комплекс (твёрдотельные буксируемые косы, контроль положения кос как по вертикали, так и по горизонтали, акустические сети, навигация и бининг в реальном времени) позволяет повысить производительность и снизить зависимость от перечисленных выше факторов. Теперь морские сейсморазведочные проекты можно выполнять значительно быстрее благодаря резкому сокращению дострелов (infill). Кроме того, новые технологии обеспечивают более высокое качество данных (более низкий уровень помех, расширение диапазона регистрируемых частот, более высокая плотность наблюдений, улучшение повторяемости), что повышает вероятность успешного сейсмомониторинга (4D).

Твёрдотельные буксируемые косы

Твёрдотельные буксируемые косы стали вытеснять обычные флюидонаполненные косы более 5 лет назад, когда ужесточились требования к качеству регистрируемых данных и экологической безопасности заборного геофизического оборудования. Некоторые компании-производители просто заменили флюид (изопар) на гель, но наиболее удачным решением оказалось использование полимерного наполнителя с расположением несущего троса в центре косы (Рис.1). Именно такая полностью твёрдотельная коса Sentinel позволила компании SERCEL занять доминирующее положение на рынке и поставить заказчикам 2900 км таких кос к концу 2010 года, что в 2,2 раза превышает продажи флюидонаполненных кос Fluid Seal (1300 км).



Рис. 1. Многослойное строение твёрдотельной буксируемой косы Sentinel. Гибкий несущий трос расположен в центре косы, в отличие от флюидонаполненных кос.

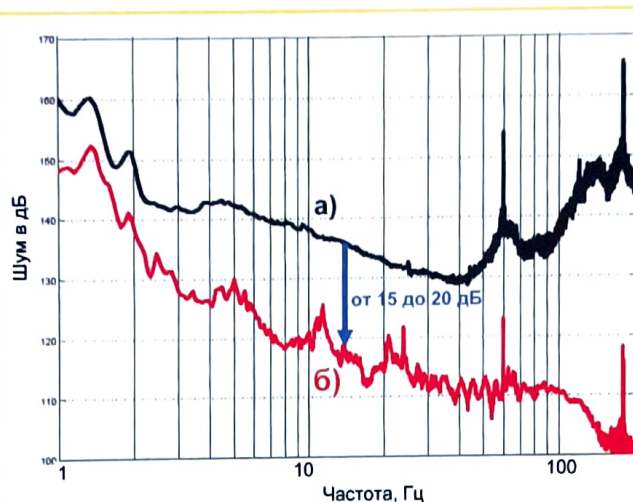


Рис. 2. Реакция геленаполненной (а) и твёрдотельной (б) кос на продольные ускорения в диапазоне частот от 1 до 200 Гц.

Полностью твёрдотельные косы имеют целый ряд хорошо известных преимуществ [2]. В первую очередь, это более низкий уровень шума благодаря отсутствию волн-помех, возникающих при движении флюида внутри секций косы. Твёрдотельные косы можно использовать в неблагоприятных погодных условиях, то есть при более сильном волнении на море, чем это возможно с флюидонаполненными косами. Они менее чувствительны к вибрации, создаваемой регуляторами глубины («птичками») и механическим буксирующим оборудованием [1]. При специальном сравнительном тестировании 150-метровых твёрдотельных и геленаполненных кос с 12 каналами было установлено, что твёрдотельные косы на 15-20 дБ менее чувствительны к вибрации (продольным ускорениям), чем геленаполненные косы, во всем диапазоне частот от 1 до 200 Гц (Рис.2). Это является результатом того, что гидрофоны

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ
МОРСКАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА



Рис.3. Запатентованный гибкий гидрофон, состоящий из 4 элементов во флюидонаполненных капсулах.

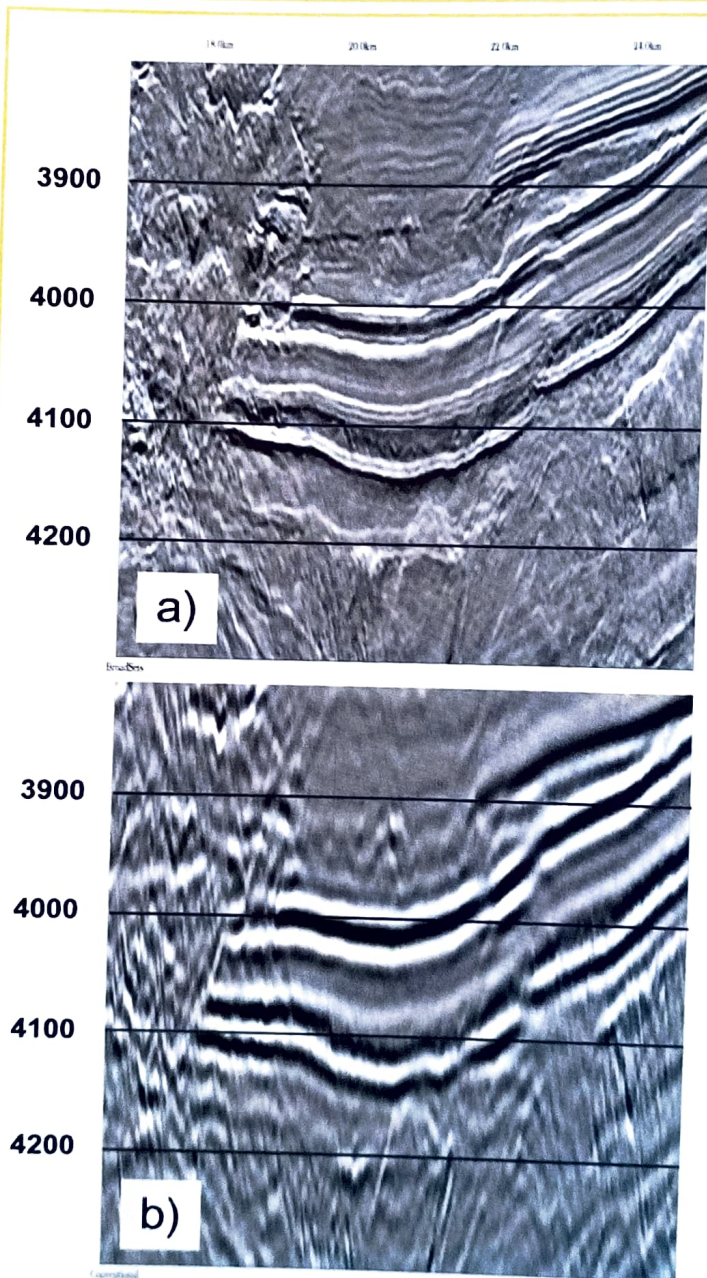


Рис.4. Временные разрезы из Мексиканского залива: а) с применением метода "BroadSeis"; б) с применением обычных методов морских исследований. При применении метода "BroadSeis" можно насчитать до 12 четких осей синфазности в 100-мс интервале записи.

твёрдотельной косы изолированы от несущего троса в отличие от гидрофонов флюидонаполненных и геленаполненных кос.

Отличные характеристики твёрдотельной косы Sentinel компании SERCEL - это отнюдь не случайность, а результат более чем 15 лет опытно-конструкторских работ. Были найдены те материалы и химические соединения, которые позволили обеспечить необходимые характеристики и разработаны специальные технологии. Высокий уровень автоматизации производства позволяет снизить стоимость твёрдотельной косы Sentinel и повысить её надёжность. Это наиболее прочная в отрасли буксируемая коса, имеющая диаметр чуть меньше 6 см. Её максимальная длина может достигать 15 км благодаря прочному несущему тросу, в состав которого входит арамидное волокно - более прочное, чем сталь, но гибкое.

Ключевой элемент для снижения шума обтекания (гидродинамического шума) и помех от вибрации косы - это запатентованный гидрофон. Он состоит из 4 чувствительных элементов, каждый из которых помещен во флюидонаполненную капсулу (Рис.3). Такая 4-элементная конструкция гидрофона подавляет помехи, вызываемые турбулентным течением морской воды. Эти чувствительные элементы достаточно гибкие для того, чтобы наматывать косу на барабан небольшого диаметра, и одновременно достаточно жесткие, чтобы избежать влияния вибрации несущего троса. Гидрофоны защищены полиуретановой трубкой толщиной 1,5 мм и эта трубка изнутри термически припаяна к внешней оболочке косы для обеспечения дополнительной защиты от проколов.

Известно, что твёрдотельные косы можно буксировать на меньших глубинах, что позволяет улучшить высокочастотный состав

записи. В то же время, чем больше глубина буксировки косы, тем лучше низкочастотный состав записи. Исходя из этого, компания CGGVeritas предложила уникальный метод, получивший название "BroadSeis". Для расширения спектра записи до 5-6 октав (в диапазоне от 2,5 до 150 Гц) с помощью метода "BroadSeis" не требуется дополнительного оборудования. Этот метод включает:

1) Буксировку косы с переменной глубиной для получения срезов в частотно-амплитудных характеристиках записи на разных частотах. Максимальная глубина буксировки достигает 50-60 м;

2) Запатентованные процедуры подавления волн-спутников и построения изображений среды с сохранением амплитуд.

В результате применения данного метода можно получить более компактный импульс, увеличенную глубину исследований и лучшую амплитудную инверсию. На Рис. 4 показан пример из Мексиканского залива, где максимальная глубина буксировки косы достигала 60 м. Источник был погружен на постоянную глубину 4,5 м. Разрешенность записи резко возросла на больших временах регистрации (порядка 4с двойного времени пробега) благодаря повышению верхней частоты спектра с 50 до 155 Гц (Рис. 5). Не менее важно и то, что спектр сигнала расширился в области низких частот до 2,5 Гц.

Контроль положения буксируемых кос

Управление положением буксируемых кос по горизонтали (с использованием навесных «птичек») стало возможным всего несколько лет назад. Эта возможность существенно повышает производительность морских работ. Это связано с тем, что зачастую наблюдается существенный снос буксируемых кос под действием морских течений, а «птички» помогают добиться параллельной буксировки кос и, как следствие, сократить объемы дострела. Кроме того, управление положением кос по горизонтали позволяет уменьшить радиус разворота судна при заходе на следующую полосу и буксировать косы ближе к неподвижным препятствиям. Наконец, применение «птичек» повышает повторяемость контрольных (периодических) съемок, то есть позволяет удерживать косы на той же самой траектории, что и при выполнении опорной съемки, даже если морские течения изменились.

Многофункциональный модуль Nautilus (Рис. 6) был специально разработан компанией SERCEL для совместного использования с твердотельной косой Sentinel и совмещает в себе три устройства, которые у конкурентов, как правило, выпускаются и функционируют отдельно:

- контроль глубины погружения буксируемых кос;
- контроль положения буксируемых кос по горизонтали;

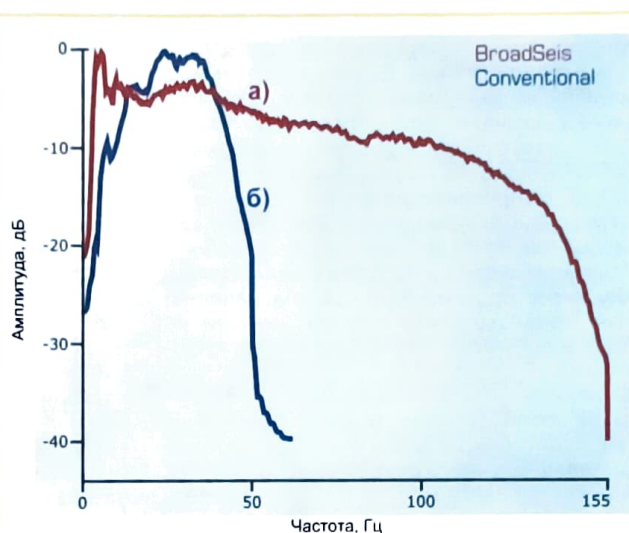


Рис. 5. Сравнение амплитудно-частотных спектров, полученных в Мексиканском заливе: а) при применении метода "BroadSeis"; б) при обычных морских исследованиях.

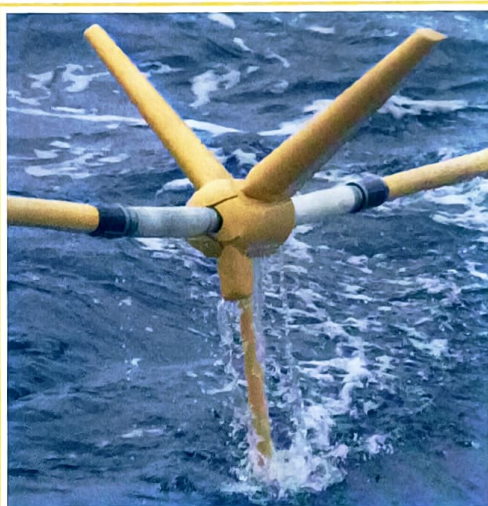


Рис. 6. Модуль Nautilus, выполняющий три функции: контроль глубины буксируемых кос; контроль их положения по латерали; акустическое позиционирование. Два верхних крыла подвижны, а нижнее крыло используется как руль.

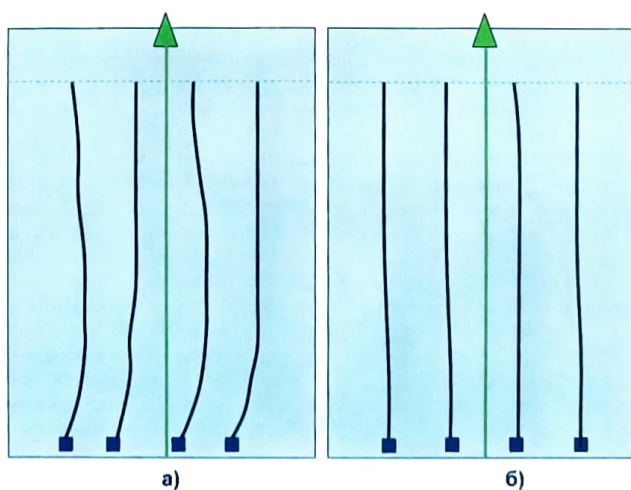


Рис. 7. Форма буксируемых кос при сильном морском течении: а) без модулей Nautilus; б) с модулями Nautilus через 20 минут после начала их работы

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ
МОРСКАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА

- акустические приёмопередатчики.

Модули Nautilus передают данные в программное обеспечение SeaPro Nav, предназначенное для определения местоположения в реальном времени. Это программное обеспечение применяется и для исследований с несколькими судами (подстрелы крупных препятствий, широкоазимутальные съемки) и интегрировано с программой SeaPro Bin для бининга в реальном времени. В случае работ с несколькими судами и проблем с радиосвязью между ними, система SEAL428 обеспечивает точную привязку сейсмических записей по GPS, что является важнейшим преимуществом.

Благодаря полной интеграции с твердотельной косой Sentinel, модулю Nautilus не нужен собственный аккумулятор – питание осуществляется через разъём на косе Sentinel. В типовом варианте модули Nautilus прикрепляются к этой твердотельной косе через каждые 300 м, а длительность установки и подключения одного модуля не превышает одной минуты. Приводящее усилие (steering force),

развиваемое модулем Nautilus, в 2-3 раза превышает возможности конкурирующих «птичек» и только модуль Nautilus позволяет реализовать описанный выше метод BroadSeis.

В мировой практике используются уже более 2500 таких «птичек», в том числе на 6 крупнейших сейсмозвездочных судах. Модуль Nautilus был применен при рекордных морских работах с управляемыми буксируемыми косами (12 штук по 8100 м). В море работало 360 модулей Nautilus, что позволило сократить объем дострелов (infill) с 25% до 8% благодаря более выдержанной форме буксируемых кос. В результате проект был завершён на 3 недели раньше намеченного срока. На Рис. 7 показан пример эффективности модулей Nautilus в условиях сильных морских течений: косы принимают почти идеальную форму (изображение справа) через 20 минут после начала работы модулей Nautilus.

Дальнейшего повышения качества морских сейсмических данных можно добиться за счет повышения плотности наблюдений (меньше расстояние между буксируемыми косами), увеличения длины годографа (до 9 км при съёмках 3Д и 12 км при съёмках 2Д) и широкой азимутальности (до 20 буксируемых кос на одном судне, многоазимутальные и широкоазимутальные съёмки с несколькими судами). Для выполнения таких съёмок требуются не только регистрирующие системы, способные управлять большим количеством каналов (до 1000 каналов в одной косе; до 10000 каналов в приёмной расстановке), но и обладающие избыточностью по питанию и телеметрии. Поскольку площадь приёмной расстановки всё время растёт, требуется более точное определение координат пунктов приёма, причем в реальном времени. Его обеспечивают акустические сети с транспондерами через каждые 300 м на каждой буксируемой косе. Чтобы обеспечить позиционирование в реальном времени для каждого пункта возбуждения (часто интервал составляет 10 с) с точностью, более высокой, чем размер бина, несколько тысяч элементов забортного оборудования должны быть тесно интегрированы. Такая

интеграция достигнута компанией SERCEL на основе хорошо себя зарекомендовавшей регистрирующей системы SEAL, используемой двумя третями морских партий по всему миру.

Пневмоисточники

Что касается источников сейсмических волн, то на данный момент в морской сейсмозвездке пневмопушки являются наиболее распространенным и высокопроизводительным типом источника. Пневмоисточники компании SERCEL представляют оптимальным выбором для проведения работ в любых условиях – как на открытой воде, так и в переходной зоне, а также в скважинах. Они полностью совместимы со всей стандартной периферийной аппаратурой – контроллерами (Big Shot, Long Shot и т.д.), лебедками, воздушными компрессорами, системами подвеса, амбилюяками (пневмо-электрическими магистральями).

Учитывая устойчивую тенден-

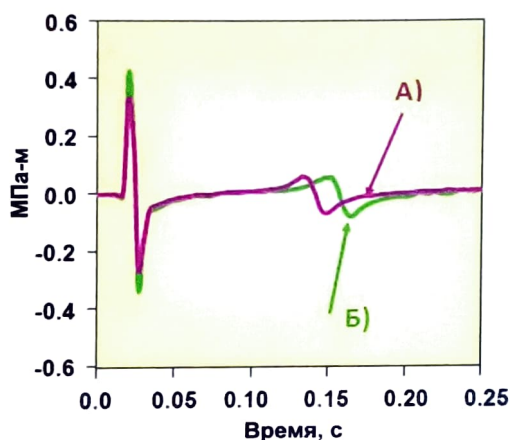


Рис.8. Сравнение сигнатур при рабочих давлениях 2000 (а) и 3000 (б) фунтов на кв. дюйм.

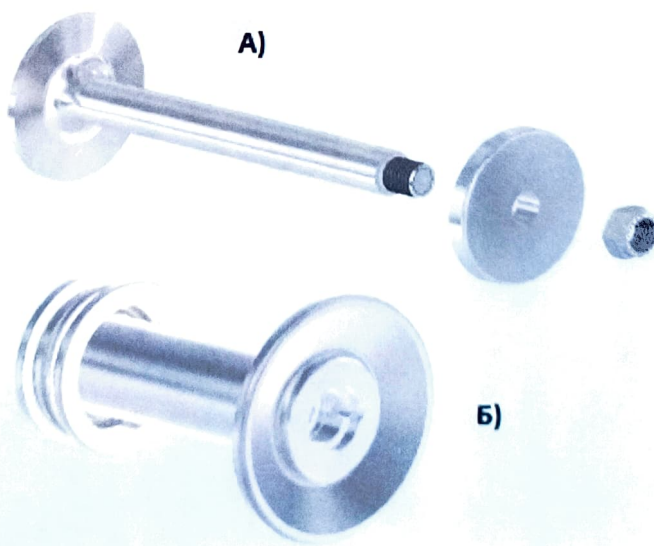


Рис.9. Цельный затвор пневмопушки G GUN II (Б) по сравнению с разборным затвором других производителей (А).

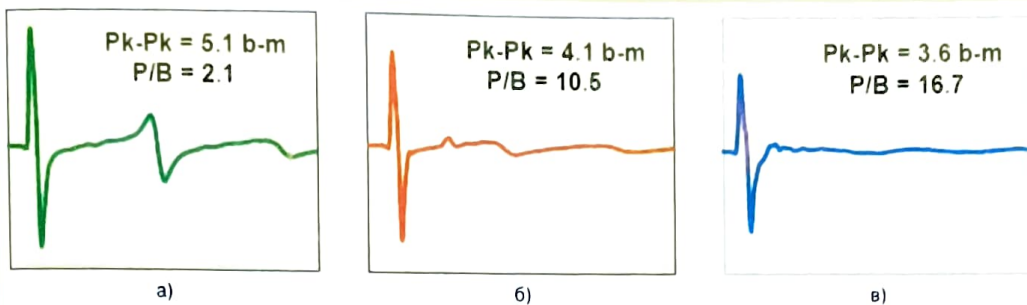


Рис. 10. Пример подавления пульсации воздушного пузыря тремя пневмопушками объемом 150 куб. дюймов каждая, при глубине 6 м и давлении 2000 psi: а) стандартная однокамерная пушка G GUN II, б) двоячная пушка GI GUN с камерами одинакового размера по 75 куб. дюймов; в) пушка GI GUN с камерами 45 и 105 куб. дюймов

цию к увеличению производительности морских работ, к источникам сейсмических волн предъявляются такие требования, как надежность, безотказность в работе и легкость в обслуживании. Одной из отличительных особенностей пневмопушек компании SERCEL является их вариативность: объем каждой пушки можно менять за счет использования специальных пластиковых вставок при неизменном внешнем корпусе, что позволяет значительно уменьшить затраты на обслуживание и ремонт.

Компания SERCEL выпускает два основных типа пневмоисточников.

- однокамерные пневмопушки G GUN II (объем от 12 до 520 куб. дюймов);
- двухкамерные пневмопушки GI GUN (объем от 15 до 250 куб. дюймов).

Запатентованная конструкция пневмопушек компании SERCEL позволяет им работать при давлении компрессора до 3000 psi (фунтов на кв. дюйм). Как видно на рис.8, при таком рабочем давлении существенно повышается двойная амплитуда (peak-to-peak) - до 27%, а низкочастотная составляющая спектра повышается более чем на 6 дБ.

Простые в обращении, пневмопушки G GUN II отличаются повышенной надежностью и позволяют производить до 500 000 выстрелов без дополнительного обслуживания, а меньший вес, по сравнению с пневмопушками аналогичных объемов других производителей, обеспечивает простоту в эксплуатации.

«Шаттл» (затвор) данной пневмопушки представляет собой единое целое, тогда как у других производителей его элементы крепятся при помощи резьбы (Рис.9). Отсутствие резьбовых соединений значительно увеличивает срок службы пневмопушки G GUN II и надежность её работы.

Специально для пневмопушек G GUN II был спроектирован и запатентован параллельный кластер. При его использовании две пневмопушки ведут себя как один источник (двойного объема), со значительным улучшением характеристик на низких частотах. Также его использование повышает износостойкость и безотказность как самих пневмопушек, так и периферийного оборудования (датчиков, кабелей, воздушной линии).

Пневмопушки семейства GI GUN – двухкамерные пневмопушки, в которой одна из камер является «генератором», а вторая «инжектором». Особенностью данной пневмопушки является дополнительный впрыск воздуха в уже созданный пузырь, чем достигается практически 100% подавление пульсации пузыря, а значит, улучшается качество сигналы. На рис.10 показан пример возбуждения

сигнала тремя пневмопушками объемом 150 куб. дюймов каждая. Тестирование проводилось при давлении 2000 пси (138 Бар), на глубине 6 м. В левой части рисунка показана сигнатура для стандартной однокамерной пневмопушки G GUN II, посередине – для двоячной пневмопушки GI GUN с камерами одинакового размера по 75 куб. дюймов («гармонический режим») и в правой части рисунка – для пушки GI GUN с камерами 45 и 105 куб. дюймов («оптимизированный режим»). Как видно из рисунка, в случае работы пушкой GI GUN в гармоническом режиме, за счет подавления пульсации воздушного пузыря, соотношение сигнал/шум (peak-to-bubble) повышается в 5 раз по сравнению с обычной однокамерной пневмопушкой. А при работе в «оптимизированном режиме» (камеры 45/105 куб. дюймов) оно улучшается еще более чем в полтора раза, обеспечивая практически линейную сигнатуру после первого пика.

Внутренний объем камеры GI GUN также может меняться за счет пластиковых вставок, что обеспечивает максимальную адаптацию к различным видам работ при наличии минимального количества пушек.

Заключение

Заказчикам морских сейсморазведочных работ требуются сейсмические данные всё более высокого качества, повышенная производительность и лучшая повторяемость съёмки. Эти цели можно достичь благодаря новым технологиям и аппаратно-методическим комплексам, обеспечивающим точное акустическое позиционирование, эффективный контроль глубины буксировки кос и их положения по горизонтали – например, с помощью модулей Nautilus. Существенное расширение спектра сигнала как в сторону низких, так и в сторону высоких частот, обеспечивается такими методическими приемами, как буксировка кос с переменной глубиной (метод "BroadSeis").

Качество изображения среды можно улучшить путем повышения плотности наблюдений, то есть за счет уменьшения расстояния между буксируемыми косами и расстояний до неподвижных и подвижных препятствий. Это возможно тогда, когда положение каждой секции буксируемых кос надежно контролируется.

Литература:

1. Dowle, R. and Maples, M., 2006. Solid streamer noise reduction principles. – SEG Expanded abstracts, vol 25.
2. Moldoveanu, Nick, 2006. Recent and future developments in marine acquisition technology: an unbiased opinion. – CSEG Recorder, Special edition.

СТРИМЕРЫ

Лучшее решение для морской сейсмики



Взяв на вооружение передовые технологии в области морской сейсморазведки, Sentinel, Nautilus и SEAL 428 предлагают самое передовое решение с использованием стримеров для оптимальной регистрации сейсмоданных на море.

SEAL 428: НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СИСТЕМ РЕГИСТРАЦИИ ДЛЯ МОРСКОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

- Возможность максимального выноса и широкоазимутальной съёмки.

SENTINEL : СТРИМЕР С НАИЛУЧШИМИ В СВОЁМ КЛАССЕ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ

- Улучшенное соотношение сигнал-помеха благодаря непревзойдённым акустическим характеристикам

NAUTILUS : САМАЯ ЭФФЕКТИВНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ СТРИМЕРАМИ

- Усовершенствованное управление 3D и 4D сейсмосьёмкой.



Ahead of the CurveSM

Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

www.sercel.com

В любом месте. В любое время. Всегда.

НАШЕ ДЕЛО – ВАШ УСПЕХ

ООО «Геофизические системы данных» - 20 лет на рынке геофизических услуг

Интервью Жукова А.П., ООО «Геофизические системы данных»



В настоящее время ООО «Геофизические системы данных», несомненно, является одной из российских инновационных компаний, наиболее успешно работающей в сфере оказания геолого-геофизических сервисных услуг нефтегазовым предприятиям. Это, а так же тот факт, что 2011 год является юбилейным для компании побудили редакцию журнала предоставить страницы этого номера генеральному директору ООО «Геофизические системы данных» Александру Петровичу Жукову. Ниже приводится запись интервью А.П.Жукова главному редактору журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» П.А.Турлову.

Т. Александр Петрович, на одном из последних заседаний президентской Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики России Дмитрий Медведев сказал, что в стране еще мало компаний, предлагающих потребителю конкурентоспособную высокотехнологичную продукцию. По моему глубокому убеждению, в число таких компаний входит и ООО «Геофизические системы данных». Скажите, как Вам это удалось?

Ж. ООО «Геофизические системы данных» было создано в 1991 году, как сервисное предприятие по оказанию нефтегазовым компаниям самого широкого спектра геолого-геофизических услуг – от выполнения полевых работ до построения моделей нефтегазоносных резервуаров. В течение этих двадцати лет было сделано немало. Но главное - мы никогда не изменяли выбранной стратегии развития. Наша компания всегда позиционировала себя, как инновационное предприятие, делающее особую ставку на создание

и внедрение передовых технологий. И правильность выбранной ООО «ГСД» стратегии развития подтверждается привлечением её к совместной работе такими ключевыми нефтегазовыми компаниями как ОАО «Газпром», ОАО «НК-«Роснефть», ТНК-ВР, ОАО «Севернефтегазпром» и ряда зарубежных объединений.

Т. Должен сказать, что успехи Вашей компании впечатляют. Расскажите, пожалуйста, о направлениях деятельности Вашей компании.

Ж. Из направлений деятельности компании, в первую очередь, следует отметить сейсморазведочные исследования по МОГТ 2D/3D, среди которых приоритетными являются обработка и интерпретация сейсмических данных. Доля этого сегмента составляет порядка 60% от общего объема выполняемых компанией работ. Важное место занимает выполнение полевых исследований с использованием передовых технологий и оборудования, таких, как многоволновая, нелинейная и адаптивная сейсморазведка, работы на акваториях с использованием донных телеметрических модулей и др. В числе других услуг, оказываемых компанией, можно отметить супервайзинг всех видов сейсмических работ, в том числе включающий оперативную обработку получаемых материалов на полевых вычислительных комплексах, разработку геофизического программного обеспечения.

Т. Расскажите, пожалуйста, о научно-технической деятельности компании.

Ж. Специалистами ООО «ГСД» разработана технология и программное обеспечение (комплекс программ IST-3MP) для устранения искажающего влияния ВЧР. Сегодня этот уникальный комплекс, защищенный патентом, находит применение не только в районах Сибири, но и в условиях Средней Азии и Ближнего Востока, где неоднородности ВЧР связаны с песчаными дюнами и горным рельефом. Комплекс программ для контроля качества полевых сейсмических данных «SeisWin-QC» - ещё одна значительная разработка компании. Его особенность по сравнению с аналогами заключается в высокой технологично-

сти, использовании современных алгоритмов при расчёте сейсмических характеристик записи и в возможности получения комплексных оценок технического и геофизического качества сейсмоданных на основе расчёта и анализа атрибутов сейсмического волнового поля. В 2009 году компания завершила разработку новой системы управления сейсмическим вибратором «GDS-1», обеспечивающей реализацию технологии адаптивной вибрационной сейсморазведки (АВИС). Использование этой технологии особенно важно в районах с неоднородным строением верхней части разреза.

Т. Александр Петрович, перечень Ваших регалий впечатляет. Вы автор более чем 60-ти научных публикаций и пяти монографий, 24 изобретений. Член российского, европейского и американского геофизических обществ - EAGO, EAGE и SEG, Почётный работник газовой промышленности. А есть ли у Вас авторитеты в сфере бизнеса?

Ж. По моему мнению, успешные бизнесмены, конечно, молодцы, но они такие же люди, как мы с вами. Просто они хорошо и упорно работают. Что касается бизнеса, то гениев и непрекаемых авторитетов в бизнесе нет. Есть решения, с которыми нужно ознакомиться и при необходимости применить на практике. Но по-хорошему всегда надо искать свои собственные решения. Кто знает – может они окажутся лучше?

Т. Александр Петрович, помимо профессиональной деятельности Вы являетесь организатором, участником и спонсором ряда проектов в области литературы и искусства, в том числе - соучредителем Новой Пушкинской премии, инициатором и участником проекта по восстановлению мемориального дома А.А. Ахматовой под Санкт-Петербургом и др. Зачем Вам это надо?

Ж. А душа?

Т. Другого ответа я и не ждал! Спасибо за интервью. Позвольте себе от имени редакции и читателей нашего журнала поздравить Вас и коллектив ООО «Геофизические системы данных» поздравить с 20-летним юбилеем и пожелать долгосрочной и плодотворной деятельности на благо Отечественной Геофизики!

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ
С ЮБИЛЕЕМ

Первые результаты работ по адаптивной технологии вибросейсмо-разведки на примере изучения геологического строения северо-восточной части Жигулёвско-Пугачёвского свода.

Жуков А.П., Тищенко И.В., Горбунов В.С., ООО «ГСД», г.Москва, Селезнёв В.А., филиал «СГЭ» ФГУП «НВНИИГГ», г.Саратов, Цукерман И.Б., ОАО «СКБ СП», г.Саратов

В 2010-2011 г.г. в рамках госзаказа силами филиала «СГЭ» ФГУП «НВНИИГГ» при методической поддержке ООО «Геофизические системы данных» в северо-восточной части Жигулёвско-Пугачёвского свода была выполнена поисково-региональная площадная 2D съёмка по технологии адаптивной вибросейсморазведки в объёме 821 кв. км. (рис. 1.).

Технология адаптивной вибрационной сейсморазведки (АВИС) использовалась как средство повышения разрешённости сейсмической записи и увеличения соотношения сигнал/помеха. Она построена на использовании нелинейных свип-сигналов, адаптированных к сейсмогеологическим условиям каждой площадки возбуждения на профиле. Адаптация осуществляется в автоматическом режиме на базе использования специализированных блоков управления вибраторами GDS-1 (разработка фирмы ООО «Геофизические системы данных») и специального программного обеспечения (Equalizer). Благодаря автоматической адаптации параметров свип-сигнала к меняющимся вдоль профиля условиям возбуждения достигается эффект расширения спектра сигнала и, соответственно, повышения разрешённости поля отраженных волн. Кроме того, достигается стабилизация формы и динамических характеристик сигнала вдоль профиля. Достаточно подробно особенности технологии АВИС описаны в работах [1,2,3,4], в которых представлены результаты опытно-методических работ, проведенных в различных сейсмогеологических условиях на территории Российской Федерации: в пределах Русской платформы, в условиях солянокупольной тектоники в Оренбургской области, на севере Западно-Сибирской низменности и в других местах. В целом, полученные ранее материалы свидетельствовали о хороших потенциальных возможностях технологии АВИС.

Напомним вкратце схему реализации технологии АВИС. Первая посылка на каждом пункте возбуждения выполняется с линейным свипом в выбранной полосе частот. По зарегистрированной при этом сейсмограмме в окне целевых отражений рассчитывается амплитудно-частотный спектр и выполняется его инверсия. Соответствующий инвертированному сигналу свип посылается для реализации на источнике. Таким образом, все последующие воздействия в данном пункте возбуждения являются адаптированными.

Выполненные работы и представленные в данной статье материалы позволяют оценить возможности использования технологии АВИС в производственном режиме, надёжность работы специализированных технических (блок управления GDS-1) и программных средств (Equalizer). Полученный опыт свидетельствует о высокой надёжности работы полевого оборудования и программного обеспечения независимо от сезона проведения полевых наблюдений.

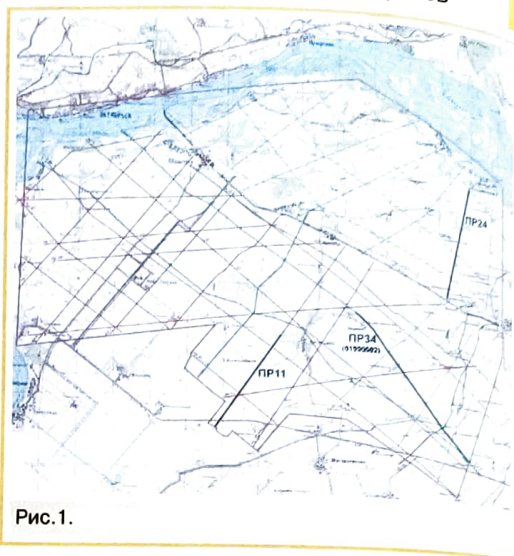


Рис. 1.

Изучаемый геологический разрез представлен отложениями палеозойского и мезозойского комплексов. Целевые отражающие горизонты регистрируются в узком интервале времён 0,4-1,3 с. Верхняя часть разреза характеризуется сильной изменчивостью по площади и представлена рыхлыми низкоскоростными отложениями пойменного типа, являющимися благоприятной средой для формирования регулярных низкоскоростных волн-помех различной природы.

Опытные работы и сравнительные испытания технологии АВИС были выполнены на профилях 11, 24 и 34 (профиль 1999 года № 01990002), выделенных на схеме рис. 1.

Виброграммы регистрировались на 120-канальную центрально-симметричную расстановку. Интервал между группами приёма составлял 50 м, шаг пунктов возбуждения 25 м, максимальное удаление взрыв-прибор 3000м, кратность 120. Запись производилась с интервалом дискретизации 1 мс. По результатам опытных работ была выбрана длительность свип-сигнала 12 с, время слушания 20 с. Таким образом, формировалась коррелограмма длительностью 8 с. Частотный диапазон свип-сигнала был выбран в интервале 10-90 Гц. С целью обеспечения макси-

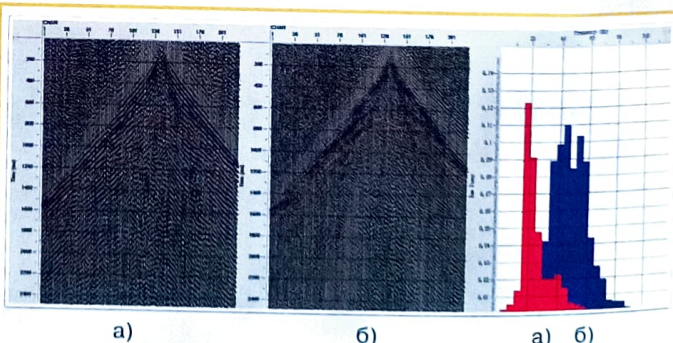


Рис. 2. Сравнение коррелограмм и их спектров по ПР 11, полученных с линейным (а) и адаптивным (б) свип-сигналами. (а) – АЧ- спектр сейсмограммы с линейным свипом; (б) – АЧ- спектр сейсмограммы с адаптивным свипом

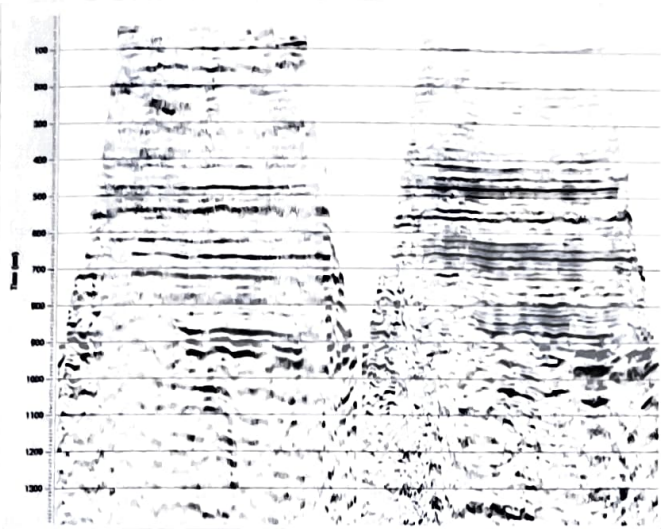


Рис. 3. Сравнение предварительных разрезов ОГТ по тестовому ПР 11 стандартной (а) и адаптивной (б) вибрационной сейсморазведки в диапазоне частот 10-90 Гц.

мального контроля за ходом и результатами обработки данных адаптивной вибросейсморазведки, на каждом пикете возбуждения сохранялись все 7 индивидуальных виброграмм - первая, получаемая с линейным свипом и 6 последующих, получаемые с адаптивным свипом. Общий массив данных полевых виброграмм по площади составил 4,1 терабайтов.

На рис. 2 представлено сравнение полевых

коррелограмм на тестовом профиле 11. Синей и красной линией на сейсмограммах показан диапазон регистрации целевых отражений. Из рисунка видно, что амплитудно-частотный спектр (АЧС) виброграммы с адаптивным свипом значительно шире линейного и его максимум смещён в область высоких частот с 20 Гц. на 50 Гц. Этот эффект со всей очевидностью проявляется и на уровне предварительных разрезов ОГТ по этому профилю (рис.3), полученных по идентичному графу обработки.

Тестовый ПР24 (рис.1) расположен в пойменной зоне р. Волги, причём северная его часть расположена в условиях более неоднородного строения ВЧР, благодаря большому количеству стариц и заболоченных участков. После глубокой обработки полевых данных, включающей интерактивную коррекцию статических поправок по технологии IST-3MP, был получен

временной разрез, представленный на рис.4. Совокупность автоматически выбранных АЧС адаптивных свипов представлена на двух графиках в нижней части рисунка. На левом графике объединены свипы, рассчитанные для левой половины профиля, а на втором - для правой. Хорошо видно, что дисперсия АЧХ адаптивных свипов для первой половины профиля значительно меньше, чем для правой. Отмеченное свиде-

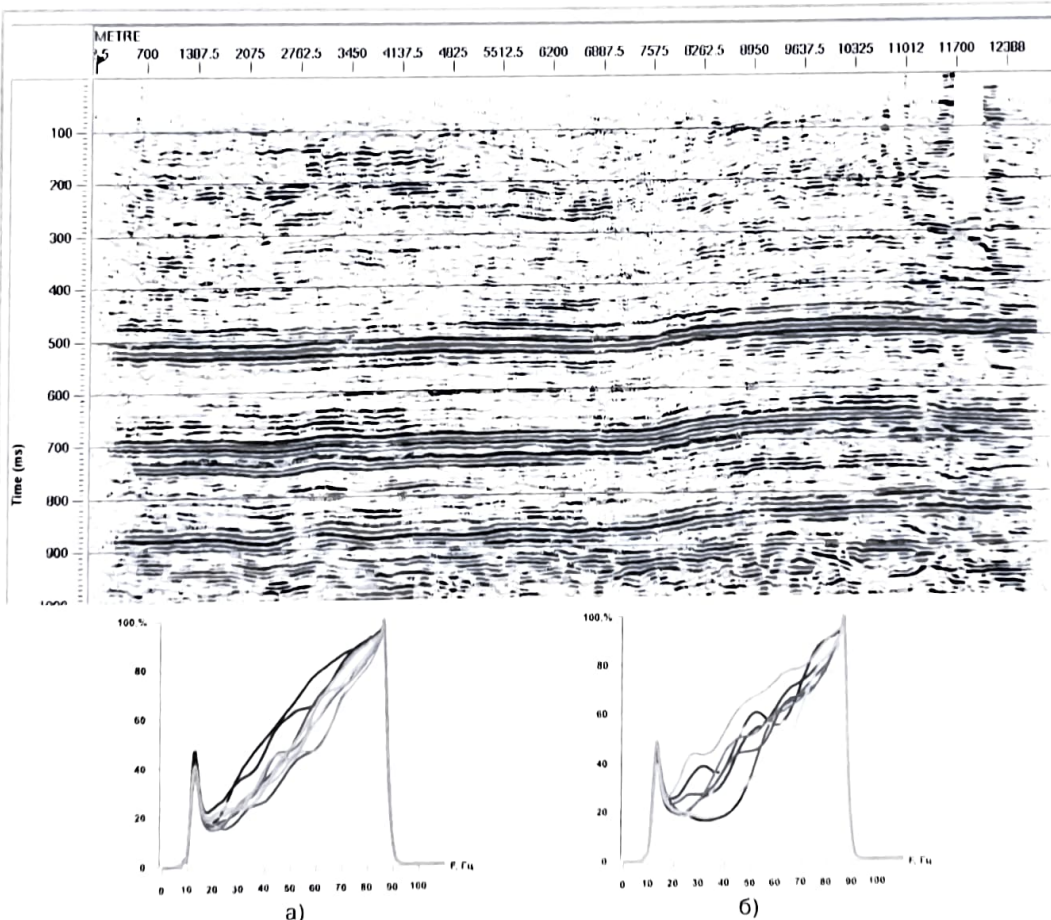


Рис. 4. Изменение дисперсии адаптивного свип-сигнала по ПР 24 в зависимости от поверхностных условий местности. а) для левой половины профиля; б) для правой половины профиля.

тellecтвует о хорошей адаптации свипа АВИС к изменчивым условиям ВЧР.

Оценка эффективности технологии АВИС по сравнению со стандартной технологией вибросейсморазведки, применявшейся на данной территории в предшествующие годы, выполнена по новому профилю 34. В 1999 году по этому же профилю методом «Вибросейс» был отработан профиль 01990002 (рис. 1). Применялась 48-кратная симметричная система наблюдений с базой приёма 4750м, $X_{\max}$ - 2375м, $X_{\min}$ - 25м, шаг ПВ и ПП - 50м. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось группой из 4-6 вибраторов СВ-10/180. Группирование виброустановок линейное, база 50м. Количество воздействий в зависимости от сейсмогеологических условий менялось от 8 до 12. Регистрация волнового поля производилась сейсмостанцией «Прогресс-96В». Использовался шаг дискретизации 4мс, длительность виброграммы составляла 28с.

С целью подавления низкоскоростных волн-помех применялось линейное параллельно-последовательное группирование сейсмоприёмников типа GS-20DX. Шаг приборов в группе 2м, $n=21$, $L=42$.

В 2010-2011гг. при выполнении работ по технологии АВИС особого внимания подавлению низкоскоростных волн-помех не уделялось. Для возбуждения упругих волн использовалось, как правило, 2 вибратора типа СВ-27/150 БКГ. Количество адаптивных накоплений ограничивалось 5-6-ю. Использовалась последовательная группа из 16 приборов на базе 45м. Тем не менее, несмотря на то, что этот разрез был подвергнут дополнительной обработке, включающей дополнительную обратную фильтрацию по разрезу, полосовую и когерентную фильтрацию, удалось получить временной разрез (рис.5б), превосходящий по качеству разрез предшествующей съёмки (рис.5а). Основное различие представленных на рисунке разрезов заключается в более широком спектральном диапазоне разреза АВИС и, следовательно, более высокой вертикальной и горизонтальной разрешённости волнового поля отраженных волн. На разрезе АВИС отражения регистрируются в частотном диапазоне до 80 Гц., а на стандартном разрезе - только 45 Гц. В выделенной на разрезах области, на разрезе АВИС сформировалось малоразмерное тело, напоминающее карбонатный останец, а на стандартном разрезе его выделить не удаётся. Причина в более высокой горизонтальной разрешённости разреза АВИС.

Разница в интервалах дискретизации полевых данных рассматриваемых съёмок (АВИС-1мс, стандартная-4мс) никоим образом не отразилась на результатах обработки. Интервал дискретизации 4мс, так же как и 1мс, позволяет восстанавливать волновое поле в диапазоне частот, как минимум, до 100Гц, а наш диапазон ограничивается 80 Гц.

Было также замечено, что положительный эффект от применения технологии АВИС более заметен на первичных сейсмограммах и предварительных разрезах и несколько снижается на разрезах глубокой стадии обработки, хотя в любом случае остаётся положительным. Для достижения максимального эффекта АВИС на конечных временных разрезах необходимо выполнять выбор настроечных параметров технологии с обязательной их оценкой на суммарных разрезах различных стадий обработки.

Анализируя весь объём сейсмических данных, полученных по технологии АВИС в сезоны 2010 и 2011 годов в пределах Жигулёвско-Пуга-

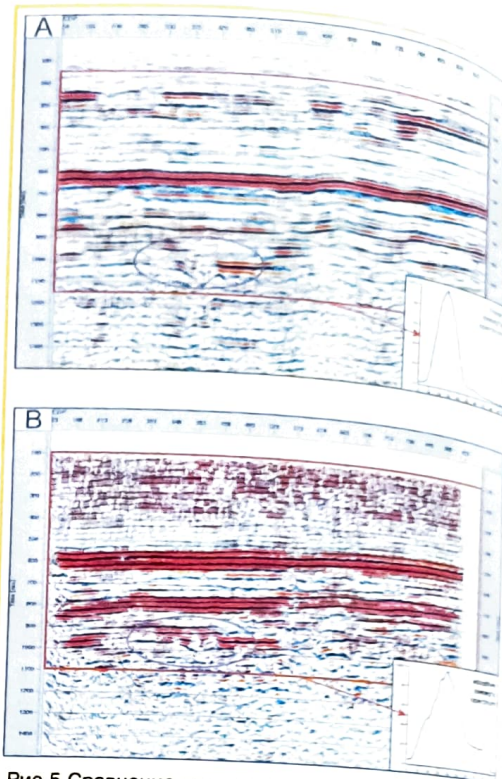


Рис.5. Сравнение временных разрезов и их спектров стандартной технологии вибросейсморазведки 1999 г (А) и ВР АВИС (В) по профилю 34 (01990002).

чёвского свода, можно сделать следующие выводы:

Выводы.

- Первые экспериментальные данные производственного применения технологии АВИС свидетельствуют о возможности существенного повышения эффективности вибрационной сейсморазведки в условиях неоднородного строения ВЧР;
- Для достижения максимального эффекта АВИС на конечных временных разрезах необходимо выполнять выбор настроечных параметров технологии с обязательной их оценкой не только по первичным сейсмограммам, но и на суммарных разрезах различных стадий обработки.
- С целью оптимизации методики АВИС рекомендуется продолжить экспериментальные и производственные исследования её эффективности в различных сейсмогеологических условиях РФ.

Литература.

1. «Адаптивная вибросейсморазведка (АВИС) в условиях неоднородного строения ВЧР» / А.П. Жуков, И.В. Тищенко, П.А. Гридин и др. Приборы и Системы РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ. №04(34)/2010г.
2. «Опыт использования адаптивной вибросейсморазведки (АВИС) в условиях неоднородного строения ВЧР» / А.П. Жуков, И.В. Тищенко, П.А. Гридин и др. Тюменская геофизическая научно-практическая конференция г. Тюмень, 24-25 ноября 2010 г.
3. «Адаптивная вибросейсморазведка: новые средства контроля качества обработки данных» / А.П. Жуков, И.В. Тищенко. Материалы семинара ЦГЭ 07.04.2011 г.
4. «Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза» / А.П. Жуков, И.В. Тищенко, Р.М. Калимулин и др. Технологии сейсморазведки, №2, 2011, с 5-12

О требованиях к геометрии сейсмической съёмки 3D

Варенков Е.В., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва

В настоящей статье рассматриваются вопросы определения ошибок положения источников и приёмников сейсмического сигнала (т.е. ошибок геометрии съёмки) при проведении площадных сухопутных сейсморазведочных работ. Исследуются причины возникновения этих ошибок и приводятся алгоритмы их определения при производстве сейсморазведочных работ, уделяется внимание негативному влиянию ошибок геометрии на ход обработки материалов. Целью статьи является выработка рекомендаций по заданию конкретных величин приемлемых (допустимых) ошибок для всех операций, связанных с установкой источников и приёмников, на стадии проектирования работ.

Работы, выполняемые сейсмической партией, неотъемлемым образом включают в себя топографо-геодезические работы по выносу на местность пикетов возбуждения и приёма колебаний по определённой проектной схеме. Именно эти работы – с заранее определённым положением источников и приёмников сейсмического сигнала – и будут нас интересовать.

При рассмотрении ограничимся наиболее распространённым типом съёмок – площадными (3D) наблюдениями с регулярной кратностью, где изначально каждый пункт возбуждения / приёма колебаний, т.е. пункт наблюдений (ПН), имеет некоторые проектные координаты Хпроект и Упроект. Для простоты изложения иллюстрируется случай квадратного бина, однако приведённые рассуждения справедливы и для иных случаев.

Отклонение фактического положения ПН от проектного будем называть ошибкой установки или ошибкой выноса. Согласно идеологии регулярной 3D сейсморазведки, суммарное отклонение фактического положения пунктов возбуждения и приёма от проектного, вызванное ошибками выноса, не должно вызывать изменения кратности сейсмического бина. Это одно из основных требований к геометрии съёмки 3D. Дальнейшее изложение исходит из данной посылки как основной.

Размеры бина определяются, как правило, половиной наименьшей величины расстояния между ПН. Так, если шаг между пунктами возбуждения колебаний (ПВ) и пунктами приёма (ПП) равен 50 метрам соответственно, то размеры бина равны 25х25 метров. Максимальная ошибка выноса в этом случае не должна вызывать выхода средней точки за пределы квадрата 25х25 метров. Для съёмок с прямоугольными (не квадратными) бинами максимальная ошибка выноса ограничивается величиной наименьшей из сторон бина (далее обозначается B_{MIN}).

Чтобы понять механизм влияния отклонений ПН на геометрическое отклонение средней точки, рассмотрим рис. 1 и рис. 2.

Очевидно, что наиболее неблагоприятные варианты с точки зрения последствий ошибок возникают при смещении обоих пунктов в одном направлении на величину, сопоставимую с половиной стороны бина (12,5 м), или при смещении одного пункта на величину стороны бина (25

м). В практике, для обеспечения концентрации средних точек вблизи центра бина, необходимо наложить более строгое ограничение на допустимый радиус разброса точек. Разумным ограничением выглядит установка предельного значения как половины стороны бина.

Следовательно,

$$((\Delta x, y)_{ПВ} + (\Delta x, y)_{ПП}) < B_{MIN} / 2 \quad (1)$$

Отклонения $(\Delta x, y)$ включают в себя ошибки выноса ПВ и ПП ($\Delta_{вынос}$) и определения координат ($\Delta_{опр}$):

$$\Delta x, y = \Delta_{вынос} + \Delta_{опр} \quad (2)$$

На практике ошибка выноса складывается из геодезической ошибки выноса $\Delta_{вынос\ гео}$ и сейсмической ошибки выноса $\Delta_{вынос\ сейс}$:

$$\Delta_{вынос} = \Delta_{вынос\ гео} + \Delta_{вынос\ сейс} \quad (3)$$

Геодезическая ошибка выноса определяется методом (способом) вынесения ПН на местность.

Сейсмическая ошибка выноса для ПП определяется целым набором факторов:

- ошибкой центрирования группы сейсмоприёмников относительно уже вынесенного пикета,
- соблюдением шага установки сейсмоприёмников,
- положением приёмной линии относительно оси профиля.

Сейсмическая ошибка выноса для ПВ опреде-

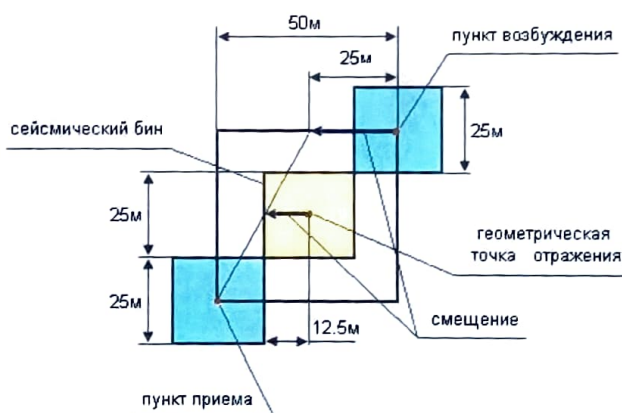


Рис. 1. Смещение пункта взрыва, при котором средняя точка получает одно из наибольших возможных смещений

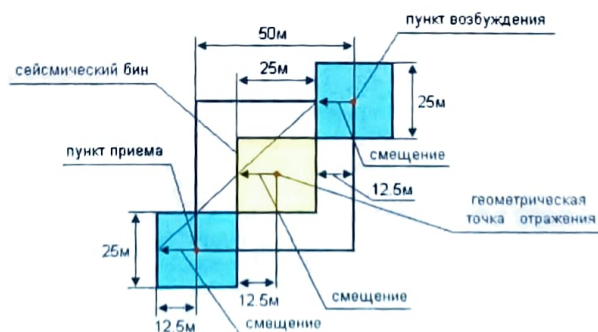


Рис. 2. Совместное смещение пункта взрыва и пункта приёма, при котором средняя точка получает одно из наибольших возможных смещений

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ

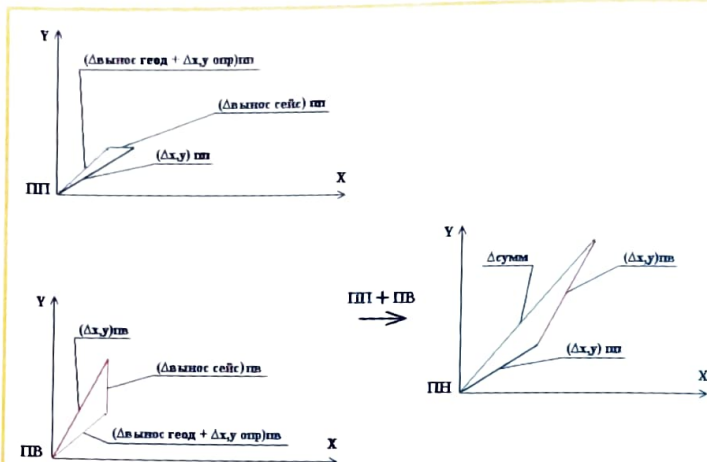


Рис.3. Графическое определение суммарной ошибки выноса ПН

ляется точностью установки источника на ПН, вынесенном топографо-геодезической службой. Под точностью установки источника понимается положение оси скважины при буровзрывных работах, положение источника на пикете при вибрационных или импульсных работах. Отметим, что при группировании источников набор факторов расширяется до приведённого выше для ПП списка.

Ошибка определения координат, очевидно, зависит от способа определения координат.

С учётом всего вышесказанного обобщённая формула для расчёта совокупной ошибки установки (т.е. суммарной ошибки выноса ПН) будет выглядеть так:

$$\begin{aligned} \Delta_{\Sigma} &= (\Delta x, y)_{\text{пп}} + (\Delta x, y)_{\text{пн}} = \\ &= (\Delta_{\text{вынос геод}} + \Delta_{\text{вынос сейс}} + \Delta_{\text{опр}})_{\text{пп}} + \\ &+ (\Delta_{\text{вынос геод}} + \Delta_{\text{вынос сейс}} + \Delta_{\text{опр}})_{\text{пв}} \end{aligned} \quad (4)$$

Графически условная расчётная схема иллюстрируется рис.3.

Рис.3. Графическое определение суммарной ошибки выноса ПН.

Как уже говорилось выше, согласно требованию регулярной 3D сейсморазведки суммарная ошибка установки пары ПВ – ПП по отношению к проектному ни в коем случае не должна вызывать выхода средней точки за пределы сейсмического бина.

Другими словами, фактическая суммарная ошибка установки ПВ и ПП Δ_{Σ} не должна превышать определённую проектом предельную ошибку установки $R_{\text{макс}}$:

$$\Delta_{\Sigma} = f((\Delta_{\text{вынос геод}}, \Delta_{\text{вынос сейс}}, \Delta_{\text{опр}})_{\text{пп, пв}}) \leq R_{\text{макс}} \quad (5)$$

Как найти аргументы, определяющие величину Δ_{Σ} согласно выражению (5)?

Необходимо подчеркнуть, что непосредственно определить все компоненты этого выражения на отдельно взятом ПН невозможно в силу условности расчётной схемы. Поступим несколько иначе.

Геодезическую ошибку выноса найдём как разницу (расстояние) между проектными координатами и теми фактическими координатами, которые определяет непосредственно исполнитель при производстве работ:

$$\begin{aligned} \Delta_{\text{вынос геод, x}} &= x_{\text{проект}} - x_{\text{факт}} \\ \Delta_{\text{вынос геод, y}} &= y_{\text{проект}} - y_{\text{факт}} \end{aligned} \quad (6)$$

Далее осреднением полученных значений для всех ПН определяем среднеквадратические ошиб-

ки выноса (СКО) по координатным осям.

Затем находим разницу между координатами, определёнными исполнителем работ (фактическими), и координатами, полученными при независимой выборочной проверке выполнения работ (контрольными):

$$\begin{aligned} \Delta_{\text{опр, x}} &= x_{\text{контр}} - x_{\text{факт}} \\ \Delta_{\text{опр, y}} &= y_{\text{контр}} - y_{\text{факт}} \end{aligned} \quad (7)$$

Допущение, что координаты, полученные при контрольных измерениях, соответствуют истинному положению точек, обычно является правомочным.

Аналогично предыдущему шагу находим среднеквадратические ошибки определения координат (СКО) по координатным осям.

В силу специфики производства топографо-геодезических работ можно принять, что и для приёмников и для источников геодезические ошибки, как правило, одинаковы

$$\begin{aligned} (\Delta_{\text{вынос геод}}, \Delta_{\text{вынос сейс}}, \Delta_{\text{опр}})_{\text{пп}} &= \\ = (\Delta_{\text{вынос геод}}, \Delta_{\text{вынос сейс}}, \Delta_{\text{опр}})_{\text{пв}} \end{aligned} \quad (8)$$

Можно несколько упростить ситуацию, если найти разницу сразу между проектными координатами и контрольными:

$$\begin{aligned} \Delta_{\text{вынос геод, x}} &= x_{\text{проект}} - x_{\text{контр}} \\ \Delta_{\text{вынос геод, y}} &= y_{\text{проект}} - y_{\text{контр}} \end{aligned} \quad (9)$$

Далее определяем среднеквадратические ошибки.

Введём новую величину – ошибку геодезии:

$$\Delta_{\text{геод}} = \Delta_{\text{вынос геод}} + \Delta_{\text{опр}} \quad (10)$$

Тогда формулу (5) можно переписать в виде:

$$\Delta_{\Sigma} = f((\Delta_{\text{геод}}, \Delta_{\text{вынос сейс}})_{\text{пп, пв}}) \leq R_{\text{макс}} \quad (11)$$

Сейсмическая среднеквадратическая ошибка выноса для ПП определяется путём осмотра расстановки, а для ПВ – буровых профилей (в случае взрывных источников). При работе с виброисточниками эта величина определяется из наблюдений, полученными соответствующими спутниковыми системами, установленными на виброисточниках и на сейсмостанциях. Затем получаем значения ошибок по координатным осям для ПВ и ПП.

Таким образом, получаем среднеквадратические ошибки составляющих выражения (11), причём раздельно по осям x и y. Такое разделение позволяет просуммировать дисперсии и получить в конечном итоге:

$$\begin{aligned} \Theta_x &= \sqrt{\left[(\overline{\Delta_{\text{геод, x}}})^2 + (\overline{\Delta_{\text{вынос сейс, x}}})^2 \right]_{\text{пп}} +} \\ &+ \left[(\overline{\Delta_{\text{геод, x}}})^2 + (\overline{\Delta_{\text{вынос сейс, x}}})^2 \right]_{\text{пв}} \\ \Theta_y &= \sqrt{\left[(\overline{\Delta_{\text{геод, y}}})^2 + (\overline{\Delta_{\text{вынос сейс, y}}})^2 \right]_{\text{пп}} +} \\ &+ \left[(\overline{\Delta_{\text{геод, y}}})^2 + (\overline{\Delta_{\text{вынос сейс, y}}})^2 \right]_{\text{пв}} \end{aligned} \quad (12)$$

где двойная черта обозначает среднеквадратическое значение параметра.

Мы имеем две нормально распределённые случайные величины x и y – суммарные ошибки выноса по осям x и y – аргументы функции случайной величины Δ_{Σ} . Мы также должны знать определён-

ное проектом предельное отклонение R_{MAX} . Осталось задаться вероятностью и посчитать, в круг какого радиуса R попадает наша функция случайной величины Δ_{Σ} , аргументы x и y которой имеют СКО по осям, равные Θ_x и Θ_y , а затем сравнить полученный радиус R и предельное отклонение R_{MAX} .

Таким образом, необходимо написать формулу, определяющую вероятность попадания случайной величины $\Delta_{\Sigma} = f(x, y)$ в круг радиуса R .

Вначале запишем формулу для совместной плотности вероятности двух случайных величин, распределённых нормально по осям x и y :

$$p_{xy} = \frac{1}{2\pi\Theta_x\Theta_y} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x^2}{\Theta_x^2} + \frac{y^2}{\Theta_y^2}\right)} \quad (13)$$

где x и y – аргументы функции суммарной ошибки выноса Δ_{Σ} .

Выбирая большее из двух СКО и принимая $\max\{\Theta_x, \Theta_y\} = \Theta_{xy}$, получим:

$$p_{xy} = \frac{1}{2\pi\Theta_{xy}^2} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x^2+y^2}{\Theta_{xy}^2}\right)} \quad (14)$$

При этом в геометрическом смысле мы предполагаем, что фигурой рассеивания случайных значений отклонений является круг радиуса $r^2 = x^2 + y^2$.

Запишем формулу для подсчёта вероятности попадания случайного значения $\Delta_{\Sigma} = f(r)$ в круг радиуса $r=R$ при значении среднеквадратического отклонения Θ_{xy} , переходя от прямоугольных координат к полярным:

$$F = \int_0^R \int_0^{2\pi} \frac{1}{2\pi\Theta_{xy}^2} e^{-\frac{1}{2}\frac{r^2}{\Theta_{xy}^2}} r dr d\phi \quad (15)$$

Подынтегральное выражение представляет собой плотность вероятности распределения Рэлея, описывающего распределение длины двумерного случайного вектора, прямоугольные координаты которого независимы и подчиняются закону нормального распределения.

После преобразований получим:

$$F = 1 - e^{-\frac{R^2}{2\Theta_{xy}^2}} \quad (16)$$

Если принять $F = 0.99$, то можно получить:

$$e^{-\frac{R^2}{2\Theta_{xy}^2}} = 0.01 \quad (17)$$

Мы ищем радиус круга R , в который с вероятностью 99% попадёт случайное значение суммарной ошибки выноса на каком-либо ПН. Однако проще вычислить отношение R/Θ_{xy} , при котором соблюдается условие (17). Воспользовавшись формулой (16), найдём:

$$R/\Theta_{xy} \approx 3, \quad (18)$$

откуда получим $[\Theta_{xy}]_{\text{MAX}} = R_{\text{MAX}}/3$.

Таким образом, если принять $R_{\text{MAX}} = B_{\text{MIN}}/2$, что соответствует условию концентрации средних точек вблизи центра бина, то, согласно полученным результатам, среднеквадратическое отклонение по любой из осей не должно превышать $[\Theta_{xy}]_{\text{MAX}} = B_{\text{MIN}}/6$.

Напомним, что данная величина отклонения включает суммарную ошибку выноса – как геодезическую (стандартно определяемую требованиями проектов на производство сейсморазведочных работ в ~2 м и зависящую от совокупности точности используемой аппаратуры и метода выноса ПН), так и ошибку установки источников / приёмников на пикете. Исходя из рассуждений, проведённых в

статье, можно обоснованно определить максимально допустимую ошибку сейсмического выноса, т.е. установки пикетов на ПН.

Отметим, что данный результат хорошо согласуется с существующими требованиями нефтяных компаний – заказчиков сейсморазведочных работ.

Рассмотрим конкретный пример.

В ходе проектирования были заданы следующие величины ошибок:

$$\Delta_{\text{ГЕОД, проект}} = 1.5 \text{ м},$$

$$\left(\Delta_{\text{ВЫНОС СЕЙС, проект}}\right)_{\text{ПВ}} = 3 \text{ м},$$

$$\left(\Delta_{\text{ВЫНОС СЕЙС, проект}}\right)_{\text{ПП}} = 1 \text{ м}.$$

Для определённости можно считать проектные отклонения по координатным осям попарно равными друг другу.

В ходе контрольных измерений были получены следующие величины проекций ошибок:

по оси x –

$$\Delta_{\text{ГЕОД, x}} = 1.5 \text{ м};$$

$$\left(\Delta_{\text{ВЫНОС СЕЙС}}\right)_{\text{ПП}} = 0.9 \text{ м},$$

$$\left(\Delta_{\text{ВЫНОС СЕЙС}}\right)_{\text{ПВ}} = 3 \text{ м}.$$

по оси y –

$$\Delta_{\text{ГЕОД, y}} = 1.7 \text{ м};$$

$$\left(\Delta_{\text{ВЫНОС СЕЙС}}\right)_{\text{ПП}} = 0.8 \text{ м},$$

$$\left(\Delta_{\text{ВЫНОС СЕЙС}}\right)_{\text{ПВ}} = 5 \text{ м}.$$

Посмотрим, к чему могут привести такие ошибки, т.е. сумеем ли мы при таких ошибках удержать геометрическую среднюю точку вблизи центра бина с размерами 25х25 м.

В нашем случае $R_{\text{MAX}} = B_{\text{MIN}}/2 = 12.5 \text{ м}$, согласно (18) принимаем $[\Theta_{xy}]_{\text{MAX}} = 4.2 \text{ м}$.

Подставим конкретные значения в формулы (12):

$$\Theta_x = \sqrt{1.5^2 + 0.9^2 + 1.5^2 + 3.0^2} = 3.8 \text{ м},$$

$$\Theta_y = \sqrt{1.7^2 + 0.8^2 + 1.7^2 + 5.0^2} = 5.6 \text{ м}.$$

Выбираем из полученных значений максимальное (Θ_y) и сравниваем с $[\Theta_{xy}]_{\text{MAX}}$.

$$\text{Поскольку } \Theta_y = 5.6 \text{ м} > [\Theta_{xy}]_{\text{MAX}} = 4.2 \text{ м},$$

получается, что только 91.7% всех ПН будут установлены так, что их средние точки не выйдут за пределы допустимой зоны вокруг центра бина. Анализируя результаты для Θ_x и Θ_y , можно определить максимально приемлемое смещение источников колебаний относительно установленных пикетов, поскольку установка источника на пикете – самое трудное звено в деле сохранения корректности геометрии сейсмической съёмки.

Таким образом, на ошибки геометрии сейсмической съёмки влияют ошибки производства топографо-геодезических работ, ошибки установки источников и ошибки установки приёмников. Влияние этих ошибок независимо, т.е. таково, что, уменьшая одну из них, можно увеличить другую. Главное – не превысить предельной величины, которая может определяться предложенным в этой статье условием концентрации средних точек вблизи центра бина, а может другими параметрами, исходя из условий работ или требований обработки, обоснованными на этапе проектирования.

Технологии Leica Geosystems для топографо-геодезического обеспечения геофизических изысканий

Антон Иванов, пресс-служба НАВГЕОКОМ



Рис.1 Применение GNSS систем — современная технология производства топографических работ.

В общем комплексе геофизических работ большая роль принадлежит их топографо-геодезическому обеспечению. Без точных геодезических данных невозможно создать карты, определить координаты и осуществить привязку на местности разведочных скважин, объектов инфраструктуры и эксплуатации месторождений. Топографические работы при производстве геофизических исследований подразделяются на два основных вида:

- Работы на открытой местности;
- Работы в залесенной местности.

Наиболее прогрессивные на сегодняшний день и перспективные технологии производства топографических работ основаны на применении систем спутникового позиционирования (GNSS) для открытых пространств и совместном использовании GNSS и тахеометров (TPS) в условиях залесенной местности. Данные методы позволяют выполнять сгущение опорной геодезической сети, переносить на местность проектное положение пунктов и объектов геофизических работ, определять координаты и высоты точек наблюдения, а также выполнять топосъемку отдельных объектов в едином технологическом цикле.

Технологии Leica для производства топографических работ на открытой местности

Для производства топографических работ на открытой местности специалистами швейцарской компании Leica Geosystems был разработан трехчастотный GNSS приемник геодезического класса Leica Viva GS10 с возможностью записи сырых данных на карты памяти SD (Secure Digital). Карта памяти позволяет экспортировать полевые данные без использования специальных кабелей, а ее объема — 1 Гб — достаточно для хранения данных полевых измерений, произведенных более чем за год. Это — важное преимущество для специалистов-топографов, которые значительное время проводят «в поле», не имея доступа к стационарным компьютерам.

Leica GS10 на сегодняшний день — лучший в своем классе GNSS приемник, в котором предусмотрен разъем для подключения внешней антенны.

Такая конструкция позволяет специалисту поместить приемник в рюкзак, а антенну

вынести наверх, например, укрепив на рюкзаке. При этом в руке (либо в кармане) топографа остается только контроллер для управления GNSS приемником. Удобство размещения оборудования и его вес — важные факторы для проработки топографических работ, когда инженеру приходится совершать длительные переходы и добираться до труднодоступных точек.

Приемники Leica GS10 основаны на запатентованных швейцарских технологиях: Leica SmartTrack+, Leica SmartCheck+ и Leica SmartRTK.

Технология Leica SmartTrack+ обеспечивает уверенный прием и обработку спутниковых сигналов всех GNSS систем: как действующих, так и проектируемых. Благодаря технологии SmartTrack+ производить измерения можно в самых сложных для приема сигналов условиях: в лесу, на территории массовой застройки, на склонах карьеров и даже на Крайнем Севере, где спутники находятся низко над горизонтом. Технология включает улучшенный алгоритм обработки сигналов, шумоподавление, высокоточный коррелятор многолучевости при измерении псевдодальностей, а также точное измерение фазы несущей систем ГЛОНАСС и GPS. При этом среднее квадратическое отклонение измерения псевдодальностей составляет менее 0,5 мм.



Рис.2 Приемник Leica GS10 с внешней антенной, укрепленной на рюкзаке

Для того чтобы пользователь был уверен в полученных данных, в приемниках Leica предусмотрена технология SmartCheck+, которая позволяет производить инициализацию в RTK менее чем за 8 сек., с надежностью выше 99,99% при максимальной дальности между приемниками до 50 км. Кроме того, посредством SmartCheck+ каждые 10 сек. осуществляется проверка целостности получаемых результатов. Если точность в RTK режиме отклоняется от установленного пользователем допуска, следует звуковое предупреждение.

Технология Leica SmartRTK обеспечивает уверенную работу приемников в любых сетях постоянно действующих базовых станций. Она поддерживает измерения в RTK режиме с использованием методов VRS, FKP и iMAX (на основе стандарта MAC в формате RTCM CS 104).

Приемники Leica GS10 созданы в соответствии с требованиями по устойчивости к неблагоприятным воздействиям. Специально разработанный корпус из магниевого сплава позволяет противостоять ударам, падениям и различным видам вибрации. Комплект разработан для работы в диапазоне температур от -40°C до +65°C. Система полностью влагозащищена и выдерживает кратковременное погружение в воду на глубину до 1 м. Корпус также защищает приемник и контроллер от пыли и грязи, что дает возможность работать с комплектом в любых погодных условиях.

Для производства крупномасштабной топографической съемки больших объектов GNSS приемники Leica GS10 укомплектованы радио- или GSM модемом. Благодаря конфигурации GNSS приемников Leica интеграция с модемами производится очень просто, причем один комплект можно оборудовать одновременно и радио-, и GSM модемом, предоставив возможность геодезисту решать, каким из них пользоваться, в зависимости от условий проведения работ и требований заказчика.

Технологии Leica для производства топографических работ в заселенной местности

Топографические работы в заселенной местности затруднены плохой видимостью неба, что влияет на качество приема спутниковых сигналов. Поэтому разработчики геоде-



Рис.3 Современные GNSS системы Leica уверенно принимают сигнал даже при высокой сомкнутости крон

зического оборудования Leica рекомендуют в лесу совместно использовать GNSS приемник (SmartAntenna) и электронный тахеометр Leica Viva TS11, в котором предусмотрена возможность крепления спутникового приемника с помощью специального адаптера, устанавливаемого вместо ручки для переноски. Управление GNSS приемником осуществляется с тахеометра по беспроводному каналу Bluetooth. Данные измерений записываются во внутреннюю память тахеометра.

Таким образом, GNSS приемник координирует тахеометр на станции, что избавляет от необходимости привязки к опорным пунктам. Эта интегрированная система, называемая Leica SmartStation, позволяет втрое сократить время, затрачиваемое на подготовительный этап съемки.

Преимущество SmartStation в том, что GNSS приемник способен определять координаты станции стояния тахеометра в режиме RTK с геодезической точностью при удалении от базовой станции до 50 км. После определения координат станции стояния можно сразу приступить к измерениям. При этом ориентирование можно производить на любую закрепленную точку, координаты которой также определяются с помощью GNSS приемника.

Тахеометр Leica TS11 способен производить измерения на расстояние до 3500 м. на отражатель.

Leica TS11 оснащен лазерным центриром, указателем створа, цветным сенсорным VGA дисплеем и коммуникационной панелью для обмена данными со съемными накопи-



Рис.4 Тахеометры Leica TS11 интегрируются с GNSS приемниками с системы Leica SmartStation

телями USB-flash и SD card. Важное преимущество тахеометра Leica TS11 – возможность ведения цифровой документации съемочных работ. С помощью встроенных инструментов топограф может отрисовать абрис стилусом на дисплее тахеометра, после чего привязать абрис к объекту в рабочем проекте. Таким образом, отпадает необходимость ведения полевой документации на бумаге, которая может упасть в грязь, размокнуть или просто потеряться.

Программное обеспечение и обработка данных

Не секрет, что в нашей стране полевые топографические партии сталкиваются с кадровыми проблемами (частая смена состава бригад, низкий уровень квалификации работников). Исходя из этого, специалисты компании HAVГЕО-

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ

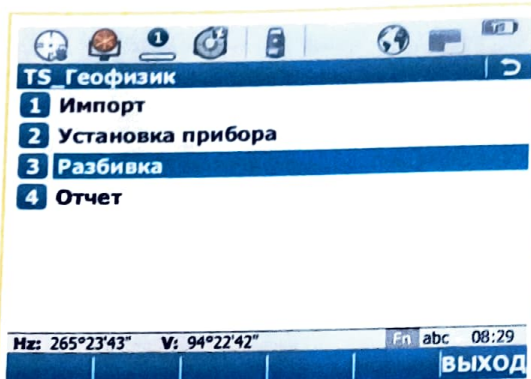


Рис.5 Рабочее меню ПО «Геофизик» освобождено от излишнего функционала

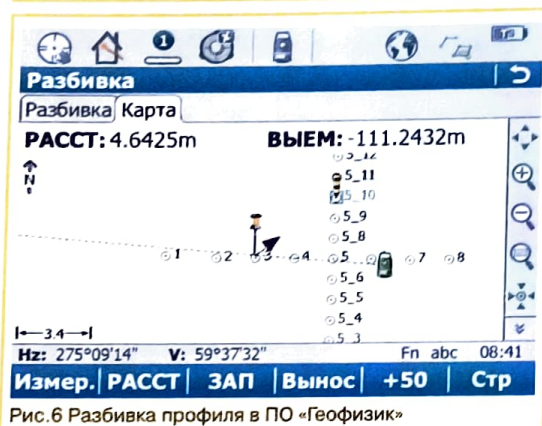


Рис.6 Разбивка профиля в ПО «Геофизик»

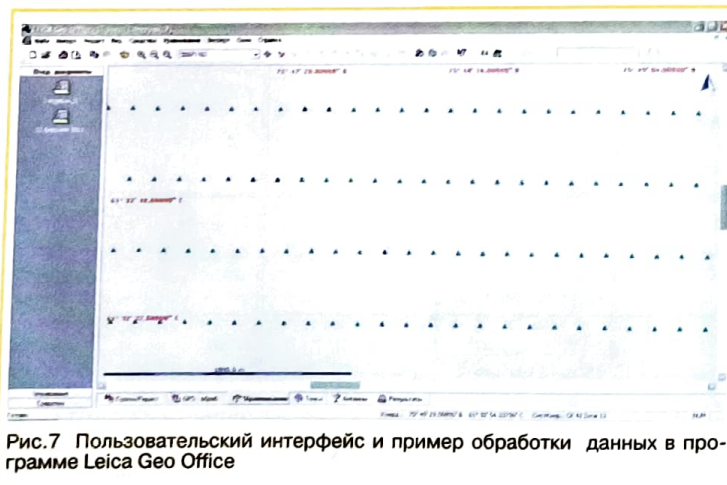


Рис.7 Пользовательский интерфейс и пример обработки данных в программе Leica Geo Office

КОМ – эксклюзивного мастер-дистрибьютора Leica Geosystems в России – разработали специализированное приложение «Геофизик» для выноса профилей и получения отчетной документации. Данное приложение работает в среде полевого программного обеспечения Leica SmartWorx Viva, устанавливаемого на контроллеры и тахеометры семейства Leica Viva.

ПО Leica SmartWorx Viva предназначено для производства полного спектра геодезических работ. При использовании приборов для решения узких задач, к которым, безусловно, относятся топографо-геодезическое обеспечение геофизических изысканий, многие функции данного ПО излишни. Они могут лишь осложнить работу топографа (особенно неопытного или не обладающего высокой квалификацией) и запутать его.

Программному обеспечению, с которым

работает топограф в поле, достаточно иметь три обязательные опции:

- Импорт каталога координат проектных точек;
- Разбивочные работы;
- Представление отчета о работе.

ПО «Геофизик» позволяет регламентировать полевые работы с оборудованием и сокращать излишний функционал: программа может быть оптимизирована под конкретные задачи рабочих бригад, что не позволит исполнителям выполнять операцию. Помимо минимизации ошибок «Геофизик» снижает затраты на обучение персонала: освоить только необходимые функции быстрее и дешевле, чем профессиональную программу.

Обработка данных GNSS и TPS измерений производится в едином многофункциональном программном обеспечении Leica Geo Office. Возможность совместной обработки данных полезна, когда нет доступа к исходному пункту, базовая точка устанавливается рядом с ним. Достаточно один раз настроить Leica Geo Office, чтобы потом использовать его на всех этапах обработки данных. Параметры оценки точности, порядок обработки, панели инструментов и соответствующие экраны отображения информации, форматы ввода и вывода, маски импорта и экспорта текстовых данных могут быть настроены быстро и легко.

Leica Geo Office содержит все необходимые инструменты для управления, визуализации, обработки, импорта и экспорта данных измерений. Программа основана на платформе Windows™ с многозадачной средой, что делает ее очень простой в изучении и удобной в работе. Встроенная система помощи содержит необходимые инструкции и советы по применению программы. Leica Geo Office состоит из базового программного пакета и опций, которые открываются в программе пользователя при наличии ключа аппаратной защиты. К таким опциям относятся:

- Постобработка GPS/ГЛОНАСС измерений;
- Преобразование координат из WGS84 или ПЗ-90 в локальную систему координат;
- Импорт данных в формате RINEX;
- Уравнивание сети;
- Экспорт данных в GIS/CAD форматах и многие другие опции.

Таким образом, для эффективного производства полного спектра работ по топографо-геодезическому обеспечению геофизических изысканий существует комплексное технологическое решение на базе оборудования Leica Geosystems. Оно включает в себя трехчастотный GNSS приемник Leica Viva GS10 для работ в открытых пространствах, систему SmartStation на базе GNSS приемников и электронных месторождений Leica TS11 для работ в застроенной местности, а также программное обеспечение «Геофизик» для управления съемкой и Leica Geo Office для обработки, хранения и экспорта данных геодезических измерений. Это комплексное решение позволяет быстро выполнять топографические работы, причем проводить измерения может персонал, не имеющий специального инженерного образования. Экономия времени и экономия средств при высочайшем качестве производства измерений.

Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала

Белоусов А.В., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г.Москва

Настоящая статья посвящена обзору методов вычисления количественных оценок качества полевого сейсмического материала, используемых в целях контроля технологии производства сейсморазведочных работ. Рассматриваются оценки, ставшие за последние годы де-факто стандартом при приёме материалов.

Введение

Качество сейсмического материала и возможность его использования в целях динамической обработки, интерпретации и прогноза физических свойств горных пород в подавляющем большинстве случаев определяются условиями производства полевых сейсморазведочных работ. Именно поэтому на смену качественным, визуально-оптимальным критериям оценки сейсмограмм пришли количественные оценки качества.

Основная идея, заложенная в данные оценки – это возможность понять на начальной стадии, при производстве работ, способны ли применяемые средства решить поставленные геологические задачи. Как правило, в последнее время ставятся задачи не только структурного плана, но и получения динамически выраженной волновой картины, то есть критическими становятся не только прослеживаемость целевого горизонта, но и его частотный состав, уровень амплитуд по сравнению с реперными горизонтами и т.п.

Факторы качества

Следует отметить, что любые количественные оценки являются интегральными суммами нескольких факторов [2, 3]: технологического (соблюдение предписанной проектом методики и технологии работ, условий возбуждения и регистрации), методического (возможность в целом решить поставленную задачу при использовании данной системы наблюдений и параметров группирования), сейсмогеологического (изменчивость верхней части разреза, наличие многолетнемерзлых пород или зоны малых скоростей) и структурного (собственно характеристики отражающего горизонта). В идеале, оценка качества должна характеризовать, прежде всего, структурный фактор. В то же время достаточно тяжело разделить влияние перечисленных факторов на стадии получения материалов, при экспресс-анализе сейсмограмм и выдаче рекомендаций на переобработку физических наблюдений, не соответствующих принятым диапазонам оценок. В дальнейшем будем предполагать, что наблюдения проводятся при безусловном соблюдении методики и технологии работ, а при ухудшении качества материала сейсмогеологический фактор учитывается обязательным проведением дополнительных опытных работ.

Для характеристики основных участков сейсмограммы стандартно выбирается несколько окон по времени и удалениям. Это окна в зонах преобладания сигнала (реперных горизонтов и целевых пачек разреза), микросейсм и поверхностной волны.

Каждое из выбранных окон можно охарактеризовать набором амплитудных, спектральных и корреляционных характеристик (исходя из области вычисления), наиболее представительные и устойчивые из которых и форми-

руют понятие количественной оценки качества.

Для обеспечения стабильности оценок на вид окна анализа накладываются следующие ограничения:

- в горизонтальном направлении (удаления) – начало и конец окна расположены на двух сейсмических трассах (начальной и конечной, соответственно);
- в вертикальном направлении (время) – допустимы некоторые вариации. Так, окно может быть прямоугольной формы или повторять форму годографа волны, преобладающей в нём. Главное – временная длительность окна на всех трассах должна быть строго одинакова.

Амплитудные оценки

К амплитудным оценкам относятся:

- среднее абсолютное значение амплитуды в окне анализа;
- среднеквадратическое значение амплитуды в окне анализа.

Среднее абсолютное значение амплитуды в окне анализа

Данная оценка характеризует уровень колебательных процессов в окне.

Если несинусоидальная величина симметрична относительно оси абсцисс и не меняет знака в течение полупериода, то её среднее значение за половину периода равно среднему абсолютному значению. В случае гармонического колебания это значение в $\pi/2$ раз меньше максимального. Вычисление проводится следующим образом:

$$A_{avg} = \frac{1}{n \cdot m} \sum_{i=0}^{n-1} \sum_{j=0}^{m-1} |a_{i,j}| \quad (1)$$

где n – число трасс в окне анализа (первая трасса в данной нотации имеет номер 0, последняя – номер $(n-1)$);

m – число отсчётов в пределах окна для каждой трассы (первый отсчёт в данной нотации имеет номер 0, последний – номер $(m-1)$);

$a_{i,j}$ – значение амплитуды j -того отсчёта на i -той трассе.

Внешнее суммирование производится по номерам трасс (i) и, как правило, ограничивается определённым диапазоном удалений, внутреннее – по номерам отсчётов на текущей трассе (j) в пределах временного окна анализа.

Среднеквадратическое значение амплитуды в окне анализа

Данная оценка является статистической мерой энергии сигнала в окне. В случае гармонического колебания это значение в $\sqrt{2}$ раз меньше максимального. Вычисление проводится следующим образом:

$$A_{rms} = \sqrt{\frac{1}{n \cdot m} \sum_{i=0}^{n-1} \sum_{j=0}^{m-1} |a_{i,j}|^2} \quad (2)$$

Корреляционные оценки

К корреляционным оценкам относятся:

- доминирующая частота спектра;
 - соотношение сигнал/шум в пределах окна.
- Перед вычислением корреляционных оценок участки трасс, попадающие в окно анализа, центрируют, устраняя постоянную составляющую.

Доминирующая частота спектра

Частота, соответствующая первому пере-

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ

ходу через ноль автокорреляционной функции (АКФ) сигнала [6].

Известно, что АКФ периодического сигнала также периодична с тем же периодом колебаний. Это позволяет сделать предположение, что по изменению характера АКФ можно установить периодические свойства и для негармонического сигнала. Радиус корреляции будет определяться частотами, на которые приходится доминирующая часть энергии спектра. Следовательно, измерив период АКФ, можно оценить доминирующий период сигнала. Значения АКФ наиболее устойчивы в начальной части этой функции, поэтому оценивается время первого перехода через ноль, что соответствует четверти искомого периода. Значение времени второго перехода через ноль, определяющего три четверти периода, менее устойчиво к зашумлению и, как правило, не используется.

Таким образом, алгоритм расчёта доминирующей частоты таков:

1. расчёт средней трассы $\bar{a}(t)$, каждый j -тый отсчёт которой равен среднему значению соответствующих отсчётов всех трасс:

$$\bar{a}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} a_{i,j}$$

2. расчёт АКФ средней трассы:

$$B_{\bar{a}}(k) = \sum_{j=0}^{m-k} \bar{a}_j \bar{a}_{j+k}$$

3. поиск перехода через ноль τ (в секундах):

$$\begin{cases} B_{\bar{a}}(t=\tau) = 0 \\ B_{\bar{a}}(0 \leq t < \tau) \neq 0, \end{cases}$$

при этом в случае, если τ не попадает на дискрет записи, для получения наиболее точного значения τ должна использоваться интерполяция (линейная, сплайн) между отсчётами разных знаков.

4. Вычисление доминирующей частоты:

$$f_{dom} = \frac{1}{4\tau}$$

Точность определения доминантной частоты зависит от шага дискретизации записи, определяется использованным алгоритмом интерполяции и составляет, как правило, $\pm 3 - 5$ Гц для сигналов с частотой от 20 до 50 Гц при шаге дискретизации в 2 мс. При повышении спектральной разрешённости (для фиксированного шага дискретизации) наиболее существенную роль начинает играть алгоритм интерполяции и оценка становится неустойчивой. Так, для сигналов с исходной частотой 60 - 100 Гц погрешность в 0.5 мс при определении перехода АКФ через ноль приводит к смещению значения оценки на $\pm 15 - 30$ Гц.

Эквивалентный способ расчёта, требующий, однако, несколько больших вычислительных затрат - расчёт АКФ, поиск перехода через ноль и вычисление частоты для каждой трассы с последующим осреднением.

Соотношение сигнал/шум в пределах окна

Определяет насколько коррелируемый сигнал преобладает над случайным шумом в заданном окне. Эта оценка считается через соотношение корреляционных функций спектра как величина, равная отношению дисперсий сигнала и помехи, т.е. значение, обратное относительному отклонению колебательного процесса от его осреднённого значения. Не существует единого подхода к вычислению данного соотношения. Однако все разрабо-

танные формулы, так или иначе, включают в себя значения функций взаимной корреляции (характеризующие сигнал, т.к. шум считается абсолютно некоррелированным от трассы к трассе) и значения АКФ (определяющие суммарную энергию сигнала и помехи). Оценка ФВК эталонной трассы с каждой трассой (или как энергии шума производится по значениям каждой трассы с каждой трассой) окна. Оценка энергии сигнала из значений АКФ.

В монографии Никитина А.А. и Петрова А.В. [4] приводится формула Яновского А.К. для вычисления дисперсионного (энергетического) соотношения сигнал/шум по двум трассам:

$$S/N = \frac{\max \{ \hat{B}_{1,2} \}}{1 - \max \{ \hat{B}_{1,2} \}}, \quad (3)$$

где $\max \{ \hat{B}_{1,2} \}$ - наибольшее значение нормированной ФВК:

$$\hat{B}_{1,2}(k) = \frac{\sum_{j=0}^{m-1-k} a_{1,j} \cdot a_{2,j+k}}{\sqrt{\sum_{j=0}^{m-1-k} a_{1,j}^2} \cdot \sqrt{\sum_{j=0}^{m-1-k} a_{2,j}^2}}$$

Данная формула наиболее удобна для расчётов, т.к. не подразумевает осреднений при вычислении корреляционных функций и не накладывает ограничений на вычисляемые соотношения (за исключением базовых предположений: помеха некоррелирована между трассами, а сигнал коррелируется и сохраняет свою форму от трассы к трассе).

Возможны несколько способов получения окончательного соотношения оценки, зависящие от проведённых объёмов вычислений:

при последовательной корреляции пар трасс $(1 \otimes 2, 2 \otimes 3, 3 \otimes 4, \dots, (n-1) \otimes n)$:

$$[S/N]_{FIN} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=0}^{n-1} [S/N]_{i,i+1};$$

при корреляции с эталонной трассой $(1 \otimes \text{эталон}, 2 \otimes \text{эталон}, 3 \otimes \text{эталон}, \dots, n \otimes \text{эталон})$:

$$[S/N]_{FIN} = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} [S/N]_{i, \text{эталон}}$$

при групповой корреляции (получении оценки для каждой пары трасс в окне: $1 \otimes 2, 1 \otimes 3, \dots, 1 \otimes n, 2 \otimes 3, 2 \otimes 4, \dots, 2 \otimes n, \dots, (n-1) \otimes n$):

$$[S/N]_{FIN} = \frac{2}{n(n-1)} \sum_{i=0}^{n-1} \sum_{j=i+1}^{n-1} [S/N]_{i,j}$$

Отметим, что групповая корреляция может дать наиболее статистически достоверный результат.

В книге Хаттона и др. [5] в качестве меры амплитудного соотношения сигнал/шум (для вычисления соотношения среднеквадратической амплитуды сигнала к среднеквадратической амплитуде шума) приводится формула, отличающаяся от (3) только степенью:

$$S/N = \sqrt{\frac{\max \{ \hat{B}_{1,2} \}}{1 - \max \{ \hat{B}_{1,2} \}}} \quad (4)$$

Формула (4) из-за свойств операции взятия квадратного корня приводит к завышенным по сравнению с (3) оценкам для сильно зашумлённых данных ($S/N < 1$) и к заниженным - для данных с преобладанием сигнальной составляющей ($S/N > 1$).

Г.Н. Гогоненков и др. [1] в целях оценки качества предварительной обработки данных сейсморазведки предложили характеризовать сигнал средним значением каждого отсчёта, шум – суммой модулей отклонений значений каждой трассы от среднего (эталонного) значения, а для достижения статистической значимости рассчитывать корреляционную матрицу, включающую всевозможные корреляции пар трасс (т.е. производить групповую корреляцию) с последующим осреднением результата.

Тогда энергетическое соотношение сигнал/шум будет выражаться формулой:

$$S/N = \frac{\sum_{j=0}^n \left[(n\bar{a}_j)^2 - \sum_{i=0}^n a_{i,j}^2 \right]}{\sum_{j=0}^n \left[n \sum_{i=0}^n a_{i,j}^2 - (n\bar{a}_j)^2 \right]} \quad (5)$$

Для амплитудного соотношения зависимость такова:

$$S/N = \frac{n \sum_{j=0}^{n-1} |\bar{a}_j|}{\sum_{j=0}^{n-1} \sum_{i=0}^{n-1} |a_{ij} - \bar{a}_j|} \quad (6)$$

Для корректных вычислений по формулам (5) и (6) требуется, чтобы окно анализа было направлено вдоль оси синфазности.

В настоящее время для вычисления дисперсионного (энергетического) соотношения сигнал/шум наиболее часто используют формулу (3).

Спектральные оценки

К спектральным оценкам относятся:

- энергия спектра;
- энергия спектра на заданной (как правило, пиковой) частоте;
- пиковая частота;
- центральная частота;
- ширина спектра;
- процентная часть спектра.

Необходимо помнить, что при вычислении абсолютных значений амплитуд (энергий) по спектрам результат зависит от применяемого способа преобразования Фурье. При использовании действительного ДПФ, полученное значение будет вдвое превышать значение для комплексного ДПФ.

Для всех спектральных оценок при вычис-

лении значений целесообразно ограничить верхнюю частоту значением, сопоставимым с половиной частоты Найквиста, а нижнюю частоту – значением не ниже 1 Гц, исключив из трасс постоянную составляющую компенсацией постоянного смещения, т.е. вычитанием среднего значения.

Энергия спектра

Энергия спектра вычисляется как площадь под графиком значений амплитудного спектра сигнала:

$$E = \sum_{f=0}^{f_N} df \cdot A(f), \quad (7)$$

где f – текущее значение частоты, Гц;

f_N – частота Найквиста, Гц;

$df = \frac{1}{N} dt$ – шаг частот в спектре (N – число

точек преобразования Фурье, dt – шаг дискретизации, с);

$A(f)$ – значение амплитуды спектра на текущей частоте.

Приведённая формула описывает взятие определённого интеграла методом прямоугольников. Точности, обеспечиваемой этим методом, достаточно для получения устойчивой оценки.

Энергия спектра на заданной частоте

Мера энергии спектра для целевого диапазона частот:

$$E_R = \sum_{f=f_1}^{f_2} df \cdot A(f) \quad (8)$$

где f_1 – минимальная частота целевого диапазона, Гц; f_2 – максимальная частота целевого диапазона, Гц.

Пиковая частота

Значение частоты, для которой амплитуда спектра максимальна:

$$f_{\max} = f \Big|_{A=\max(A(f))} \quad (9)$$

Эта оценка даёт значения, близкие к доминирующей частоте. Вычисление её представляет альтернативный способ выделения наиболее существенной гармоник спектра.

Центральная частота

Статистическая оценка равномерности распределения частот в спектре. Это такая частота f_c , для которой площадь спектра слева равна площади справа:

$$E_R(f < f_c) = E_R(f > f_c) \quad (10)$$

Для оценки равномерности, как правило, выбирается не весь спектр, а его часть, сосредоточенная в районе пиковой (максимальной) частоты – см. рис. 1 ниже. В выделенной области рассчитывается энергия спектра E , далее осуществляется постепенное накопление энергии, начиная с нижней частоты области и до тех пор, пока накопленная энергия не превысит $0.5E$. Частота, на которой пройден данный порог, и будет центральной частотой спектра.

При производстве работ данная оценка должна быть близка к пиковой частоте, отличаясь от неё обычно в меньшую сторону на 1 – 3 Гц.

Существенные отличия говорят о многомодальном распределении спектра и виде спектра, нехарактерном для производ-

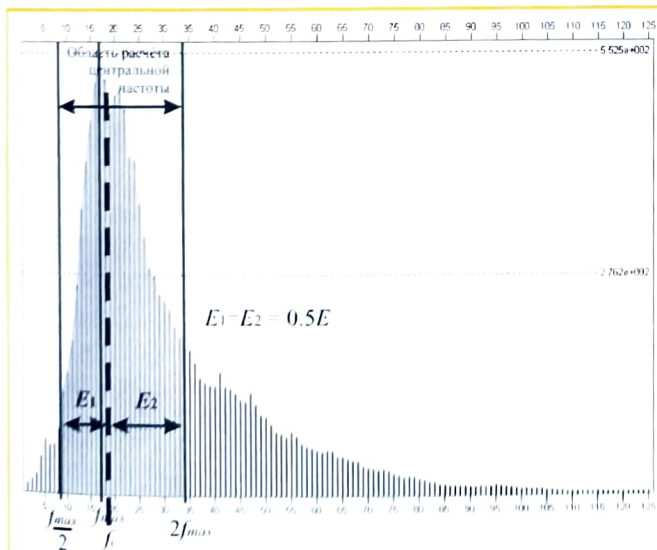
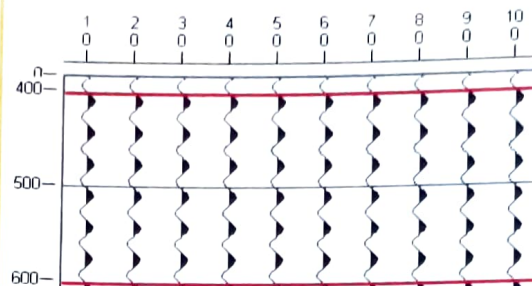
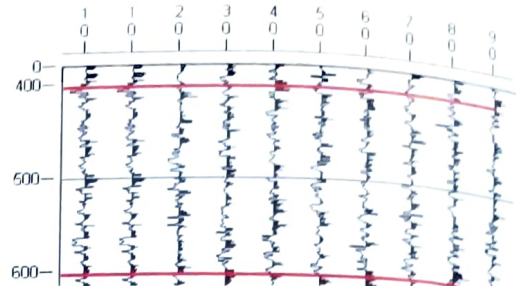


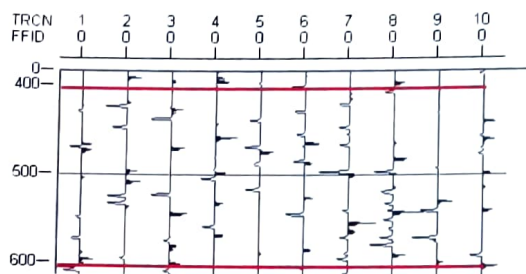
Рис.1. Расчёт центральной частоты



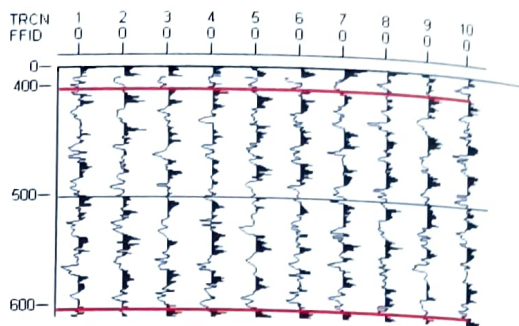
Пример 1. Синусоидальный сигнал единичной амплитуды и частоты 30 Гц, окно 200 мс.



Пример 2. Гауссовский шум, среднее по модулю значение 1



Пример 3. Случайный разреженный шум, максимальное по модулю значение 1



Пример 4. Совмещённые сигнал и шум

Рис.2. Модельные примеры

ственных работ.

Ширина спектра

Является мерой оценки спектральной разрешённости записи. Порядок вычисления таков: в спектральной области строится прямоугольник, вертикальная сторона которого определяется значением амплитуды спектра на пиковой частоте, а площадь равна энергии спектра. Тогда ширина данного прямоугольника и даст ширину спектра:

$$D_E = \frac{E_R(f_{\max})}{E} \quad (11)$$

Ширина спектра измеряется в Герцах.

Процентная часть спектра

Данная оценка представляет собой отно-

шение энергии спектра для целевого диапазона частот к энергии всего спектра, выраженное в процентах. Показывает долю энергии, приходящуюся на целевой интервал:

$$K_E = \frac{E_R}{E} \quad (12)$$

Эта оценка достаточно часто используется для определения доли низких/высоких частот в исходном спектре записи. E_R вычисляется для диапазона от 1 Гц до $f_N/4$ для низких частот (или от $f_N/4$ до $f_N/2$ для высоких).

Модельные примеры. Некогерентный шум

Рассмотрим описанные характеристики на

Вид оценки	Пример 1. Чистый сигнал	Пример 2. Гауссовский шум	Пример 3. Разреженный шум	Пример 4. Совмещённые сигнал и шум.
Амплитудные оценки				
A_{avg}	0.630	0.815	0.098	0.482
A_{rms}	0.704	1.001	0.351	0.600
Корреляционные оценки				
f_{dom}	29.59	140.94	128.98	32.39
S/N (формула (3))	∞	0.2758	0.5382	0.5823
S/N (формула (4))	14270.00	0.5211	0.7193	0.7597
S/N (формула (5))	∞	0.0345	0.132	0.3785
S/N (формула (6))	∞	0.2409	0.5084	0.7761
Спектральные оценки				
E	513.40	1071.40	381.92	664.373
$E_R(f_{\max})$	50.00	12.66	4.03	23.324
$f_{\max}$	30	97	99	30
f_c	30	86	89	31
D_E	10.27	84.65	94.85	28.48
K_E	94.18	49.13	47.95	57.79

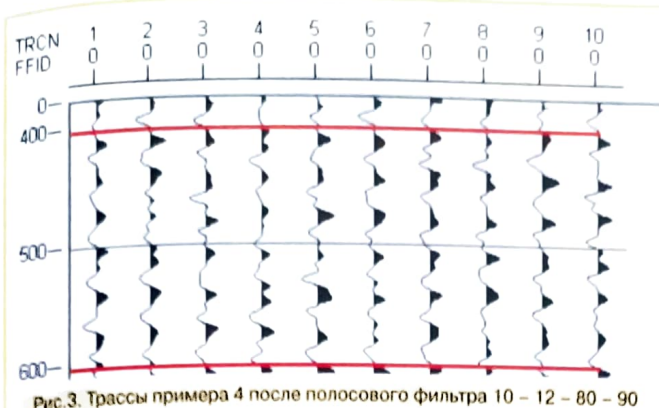


Рис. 3. Трассы примера 4 после полосового фильтра 10 – 12 – 80 – 90

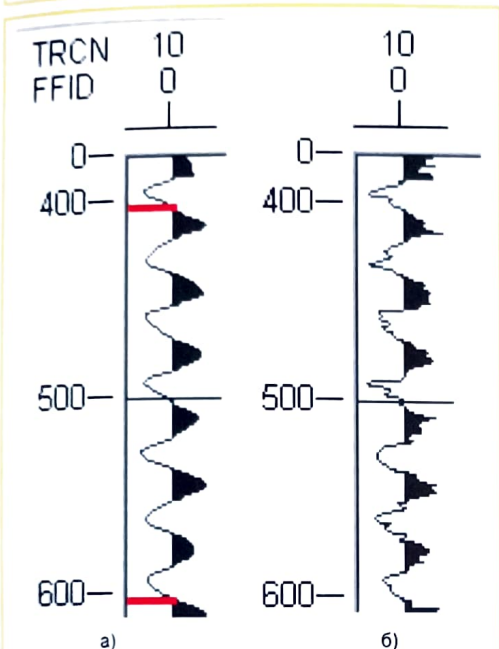
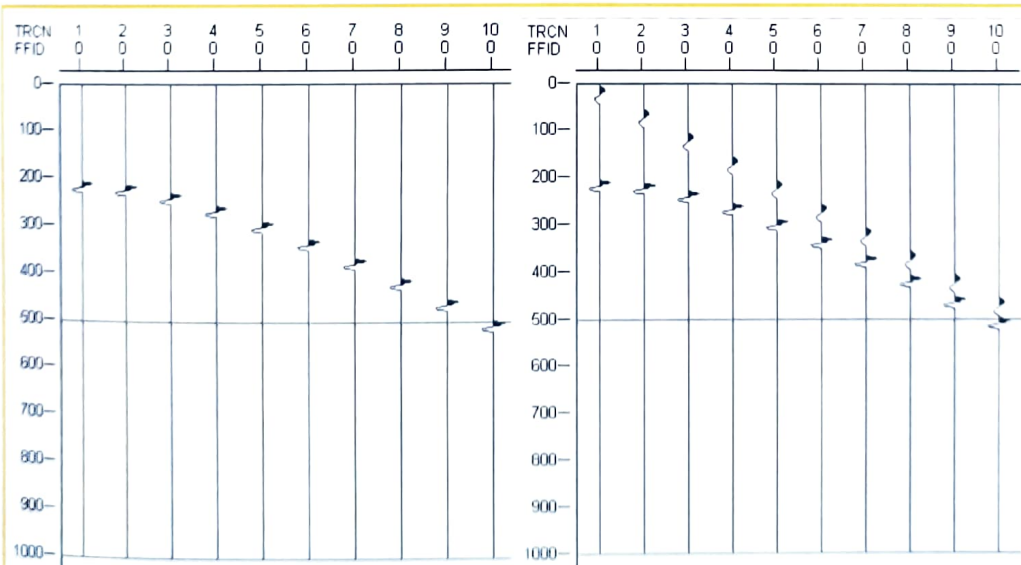


Рис. 4. Трассы примера 4: (а) после полосового фильтра и последующего суммирования по ОСТ; (б) после суммирования по ОСТ без фильтрации



Пример 5. Гиперболический годограф отражённой волны (чистый сигнал) Пример 6. Годографы отражённой и прямой волн (сигнал + когерентный шум)

Рис. 5. Модельные примеры для случая когерентного шума

нескольких характерных модельных примерах.

Вначале остановимся на влиянии некогерентного шума на характеристики сигнала в окне. Для этого выделим чистый синусоидальный сигнал с частотой 30 Гц (пример 1), некогерентный шум с Гауссовским (пример 2) и разреженным распределением (пример 3), а также сумму сигнальной и шумовой компонент (пример 4 = пример 1 + пример 2 + пример 3). Изображения модельных трасс приведены на рис 2 выше.

Для указанных примеров рассчитаны оценки в окне протяжённостью 200 мс, охватывающем все трассы модели. Расчётные данные сведены в таблицу ниже. Все спектральные оценки вычислены в диапазоне 1 – 125 Гц для случая ДПФ действительных последовательностей.

Некогерентный шум характеризуется высоким значением доминантной частоты и довольно различными, в зависимости от природы шума, амплитудными и энергетическими оценками. Ширина спектра, как правило, велика и существенно превышает соответствующую оценку для сигнала. Корреляционное соотношение сигнал / шум существенно меньше единицы.

Зашумление сигнала данными видами шума (пиковая амплитуда всех трёх просуммированных трасс равна единице) не приводит к потере информации о сигнале, хотя и существенно снижает его динамическую выраженность и корреляционную оценку сигнал/шум в пределах окна. Стандартные способы борьбы с некогерентными шумами таковы:

- на уровне источников: увеличение веса заряда при взрывном возбуждении колебаний, увеличение числа накоплений при вибрационном и импульсном возбуждении, группирование источников;
- на уровне приёмников: группирование (линейное, площадное) сейсмоприёмников для достижения статистического эффекта

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ

Вид оценки	Пример 5. Сигнал отражённой волны	Пример 6. Когерентный шум
Амплитудные оценки		
A_{avg}	0.025	0.047
A_{rms}	0.143	0.170
Корреляционные оценки		
f_{dom}	35.97	31.89
S/N (формула (3))	437.7243	4.4287
S/N (формула (4))	16.6983	1.9420
S/N (формула (5))	-0.0015	0.0143
S/N (формула (6))	0.5473	0.5336
Спектральные оценки		
E	336.73	374.70
$E_{eff}(f_{max})$	6.35	8.39
f_{max}	35	26
f_c	39	31
D_E	53.02	44.68
K_E	64.15	85.35

подавления некогерентного шума, сопоставимого с корнем квадратным из числа элементов группы;

на уровне обработки: полосовая фильтрация (стандартный полосовой фильтр 10 – 12 – 80 – 90 обеспечивает достаточную степень подавления), суммирование по ОСТ (статистический эффект, пропорциональный корню квадратному из числа трасс в подборке ОСТ).

При производстве сейсморазведочных работ некогерентный шум обычно отождествляется с микросейсмическим фоном и оценивается через соотношение амплитуд в двух окнах – на уровне целевого горизонта (сигнальное окно) и в начале записи, до первых вступлений (окно микросейсм). Подобное соотношение показывает большую устойчивость по сравнению с корреляционным критерием сигнал/шум, рассмотренным выше.

Уровень шума считается приемлемым для решения структурных задач, если сигнал (отражения от целевых горизонтов) по амплитуде (средней абсолютной или среднеквадратической) выше его в 5 – 10 раз. Данное значение (в отличие от модельного, приведённого в примерах выше, при котором разделение сигнала и помехи достигается только за счёт накапливания, фильтрации и суммирования по ОСТ – в отсутствие каких-либо внешних факторов и при идеальной форме сигнала) учитывает также неидеальность условий приёма и возбуждения колебаний. Уровень микросейсмического фона не должен влиять (и как-либо проявляться) при обработке записей, в частности, разделение сигнала и шума должно происходить автоматически, уже исходные данные должны обеспечить неискажённую картину, примерно ту же, что наблюдается на рис.3, а выше.

Решение динамических задач при обработке и интерпретации требует повышения указанного соотношения до значений 10 – 20 раз, в зависимости от сейсмогеологических условий.

Модельные примеры. Когерентный шум

Рассмотрим теперь случай наличия когерентного шума в окне. Зададим форму сигнала

в виде одного периода синусоиды частотой 40 Гц, максимальная амплитуда 1, а форму шума – в виде одного периода синусоиды частотой 25 Гц, максимальная амплитуда 0.5. Пусть сигнал изменяется в окне по гиперболической траектории, а шум – по линейному закону. Изображения соответствующих моделей приведены на рис.5 ниже.

Для указанных примеров рассчитаны оценки в окне протяжённостью 500 мс (0 – 500 мс), охватывающем все трассы модели. Расчётные данные сведены в таблицу ниже. Все спектральные оценки вычислены в диапазоне 1 – 125 Гц для случая ДПФ действительных последовательностей.

Видно, что наличие когерентной помехи в окне делает корреляционные оценки, в т.ч. соотношение сигнал/шум, непригодными для анализа. В корреляционном смысле сигналом считается волна с наибольшим значением ФВК и совершенно необязательно, что это будет отражённая волна.

В то же время спектральные оценки остаются в некоторой степени значимыми. Амплитудные оценки определяются во многом уже энергией волны-помехи. Наиболее устойчивыми в данном случае являются оценки среднеквадратической амплитуды и центральной частоты сигнала.

Таким образом, крайне важно, чтобы окно анализа включало бы в себя один и только один тип волн – будь то целевые отражённые волны или волны-помехи. В ином случае оконные оценки теряют свой смысл.

Заключение

Из приведённого обзора видно, что количественные оценки качества полевого сейсмического материала позволяют достаточно полно его охарактеризовать, дополнить и уточнить визуальные критерии, принятые ранее. Применение количественного анализа, как указывалось в [1], позволяет объективизировать последовательность принятия решений по оптимизации проведения работ, выбору последовательности и параметров предварительной обработки, обеспечивая тем самым наиболее эффективное решение поставленных задач.

Литература

1. Гогоненков Г.Н., Кравцов Б.Я., Черняк В.С. Оценка эффективности предварительной обработки сейсмических данных // Прикладная геофизика № 78, 1975 – стр. 3 – 15.
2. Закариев Ю.Ш., Марутян В.Г., Мусагалиев М.З. и др. Оценка качества полевых сейсмических данных и основные факторы, влияющие на него // Геофизика, №4/2007. – стр. 82 – 92.
3. Закариев Ю.Ш., Мусагалиев М.З., Плешкевич А.Л. и др. Методика количественного анализа опытных работ на примере вибросейсмических работ в Западном Казахстане // Приборы и системы разведочной геофизики №2/2006.
4. Никитин А.А., Петров А.В. Теоретические основы обработки геофизической информации. – М.: РГГРУ, 2008.
5. Хаттон Л., Уэдрингтон М., Мейкин Дж. Обработка сейсмических данных. Теория и практика: Пер. с англ. – М.: Мир, 1989.
6. Barnes A.E. Instantaneous spectral bandwidth and dominant frequency with applications to seismic reflection data // Geophysics, vol.58 (1993), no.3, pp. 419 – 428.



Гленн Хауэр - Старший Вице Президент по производству компании INOVA в г. Хьюстон. Гленн отвечает за разработку всех новых продуктов INOVA, включая регистрирующие системы, источники и датчики. До назначения на эту должность Гленн был Вице Президентом по маркетингу подразделения ION Geophysical, занимающегося разработкой новейших систем наземной сейсмологии. До приобретения компанией ION фирмы ARAM Systems в 2008 г. Гленн был Техническим Директором по маркетингу ARAM Systems Ltd., одним из лидеров в разработке и производстве кабельных наземных регистрирующих систем. Гленн работал в ARAM с 1997 г. на различных должностях. До этого Гленн работал в компании Geo-X Systems, занимающейся обработкой сейсмических данных. М-р Хауэр - бакалавр и магистр технических наук университета Ватерлоо.

Испытания новейших высокопроизводительных вибросейсмических методов съемки (HPVS) укрепляют сотрудничество компаний PDO, BGP и INOVA

Гленн Хауэр, старший Вице Президент по управлению производством компании INOVA Geophysical

Последние достижения в области вибросейсмической сейсморазведки благодаря новейшим технологиям и методам наземной съемки, предлагаемым изготовителями сейсмического оборудования, открывают новые возможности для геофизических подрядчиков и нефтяных компаний. Увеличение производительности наземной съемки без значительных затрат становится возможным за счет использования высокопроизводительных вибросейсмических технологий Vibroseis. Данные методы в сочетании с многоканальными регистрирующими системами идеально подходят для нефтегазовых компаний Ближнего Востока, таких как Нефтяная Компания Омана (PDO), стремящихся к снижению затрат при регистрации сейсмических данных из расчета на один квадратный километр.

PDO - Петролеум Девелопмент Оман - является крупнейшей нефтегазовой компанией султаната Оман. На ее долю приходится около 70% добываемой в стране нефти и почти сто процентов природного газа. Стратегической задачей PDO является сохранение своих лидирующих позиций в нефтегазовой отрасли ближневосточного региона за счет применения передовых технологий и снижения производственных затрат. Достижение этой цели нередко требует новых подходов и методов при использовании передовых технологий, предлагаемых поставщиками геофизического оборудования. В свою очередь, изготовители оборудования активно сотрудничают с геофизическими компаниями в поисках наиболее эффективных решений. Примером таких связей может быть тесное сотрудничество компаний INOVA Geophysical и BGP International. Именно с целью получения преимуществ такого сотрудничества и была создана компания INOVA, являющаяся совместным предприятием компаний BGP и ION. Это сотрудничество объединило потенциал талантливого коллектива разработчиков инновационных продуктов INOVA с огромным практическим опытом специалистов полевых партий BGP. Вновь образованная INOVA Geophysical стала независимым поставщиком оборудования для наземных сейсмических исследований, включая новейшие типы источников, кабельные и бескабельные наземные регистрирующие системы, а также цифровые датчики.

BGP является одним из крупнейших поставщиков геофизических услуг. 115 ее сейсмических партий работают в различных регионах мира. BGP имеет обширный опыт выполнения

широкомасштабных сейсмических проектов на Ближнем Востоке. Мэн Цин-бин, менеджер BGP по Оману, подчеркивает, что значительное повышение эффективности работ, достигнутое благодаря применению высокопроизводительной вибросейсмической технологии Vibroseis (HPVS), чрезвычайно ценно для нефтяных компаний-заказчиков геофизических работ в отношении успешного выполнения их программ разведки. "Широкий выбор новейшего геофизического оборудования и технологий обеспечивает нам конкурентные преимущества" - заявил Мэн Цин-бин.

В ноябре-декабре 2010 г. в Омане геофизической партией 8622B компании BGP при поддержке PDO был выполнен крупномасштабный проект, предусматривавший проведение полевых испытаний новейшей вибросейсмической технологии HPVS, разработанной INOVA. Это комплексное решение INOVA включало: регистрирующую систему ARIES® II, контроллеры виброисточников Vib Pro™ и вибраторы ANV-IV™ 362. Пустынные ландшафты Омана представляли собой оптимальные условия для успешного выполнения проекта, поскольку обширные открытые пространства лучше всего подходят для применения вибросейсмического комплекса HP Vibroseis.

Выбор регистрирующей системы ARIES II был обусловлен ее способностью выполнять непрерывную регистрацию больших объемов данных с оперативным контролем качества и синхронизацией в режиме реального времени с использованием системы GPS. Для района испытаний наилучшим выбором стали вибраторы серии ANV-IV компании INOVA, которые, благодаря разнообразию конфигураций, обеспечивают возможность работы в любых условиях местности и климата. Фирменная конструкция с предварительно нагруженной стойкой (PLS) обеспечивает оптимальные характеристики, необходимые для работы в составе высокопроизводительного вибросейсмического комплекса - более высокую мощность и повышенную надежность рабочего органа вибратора, способного развивать пиковое усилие до 60,000 фунтов (28 тонн). Контроллеры Vib Pro позволяют генерировать высокоточные свип-сигналы с контролем усилия на грунт и одновременно управлять группами вибраторов в количестве до 32-х.

В процессе проведения полевых испытаний выполнялась оценка комплекса регистрации - связи-контроля ARIES II - Vib Pro в отношении

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ

эффективности регистрации больших объемов данных при работе по методу Vibroseis. Этот метод высокопроизводительной вибросейсмической съемки становится все более распространенным, особенно, при выполнении работ в обширных пустынных районах Ближнего Востока и Северной Африки, где он позволяет получать качественные сейсмические данные на больших площадях при относительно небольших затратах, уровень которых фактически сопоставим со стоимостью одного квадратного километра при морской съемке. Этот метод также чрезвычайно эффективен для районов с ограничениями по продолжительности полевого сезона, таких как Северная Канада, где возможности проведения широкомасштабной съемки 3D ограничены малым рабочим окном для работ на площадях с мерзлыми грунтами и торфяными болотами.

При поддержке PDO и BGP International планировалось проведение следующих испытаний:

- 1) Тестирование надежности передачи радиосигнала при больших удалениях для радиоприемных устройств, установленных в составе ARIES и Vib Pro;
- 2) Различные варианты регистрации в режиме слип-сви́п, например, "короткий сви́п – короткий слип" и "длинный сви́п – короткий слип";
- 3) Различные варианты состава групп источников – по одному и по несколько источников в группе;
- 4) Разделенный расстоянием одновременный сви́п (режим DSSS™) – две группы с динамической группировкой источников;
- 5) Разделенный расстоянием одновременный сви́п (режим DSSS™) – три группы с динамической группировкой источников;
- 7) Независимые одновременные сви́пы (режим ISS™);
- 8) Общие протоколы связи и протоколы управления группами источников для повышения производительности временных циклов и эффективности управления;
- 9) Регистрация колебаний, возбуждаемых вибраторами;
- 10) Определение координат расположения групп источников с использованием различных видов технологии GPS.

На испытания были присланы представители от шести нефтяных компаний, включая PDO, которые наблюдали за работой регистрирующего комплекса ARIES II. Наблюдатели были удовлетворены отличными результатами, которые система показала при испытаниях. При этом следует учесть, что эти испытания были первой крупномасштабной съемкой, выполненной в регионе с использованием данного оборудования. Чрезвычайно ценной была поддержка промысловых геофизиков PDO как при выборе и отработке площади испытания, так и при определении параметров съемки, необычайно важных для успеха оманского проекта. Все запланированные 38,516 пунктов возбуждения были отработаны за две недели.

"Мы стали свидетелями первого применения новейших технологий и оборудования INOVA в работе опытной сейсмической партии в рамках испытаний, проводившихся с целью достижения нового, более высокого уровня производительности сейсмических работ в нашем регионе" – комментирует Саид Маруки, главный геофизик нефтяной компании PDO.

Следует отметить, что количество оборудования, выделенного для испытаний нельзя назвать идеальным. В испытаниях участвовало только



девять вибраторов, и поэтому в большинстве случаев в одновременном режиме работали восемь вибраторов и один находился в резерве. Использовались, в частности, следующие конфигурации: в режиме слип-сви́п четыре группы по два вибратора или девять групп по одному; в режиме DSSS – две группы по четыре или три группы по три.

Краткое изложение программы испытаний

Оборудование и протоколы связи играют чрезвычайно важную роль при выполнении широкомасштабных вибросейсмических работ HPVS, особенно при использовании методов, предусматривающих одновременную работу групп источников, разделенных расстоянием. Тестирование надежности передачи радиосигнала проводилось при выполнении разделенных расстоянием сви́пов двумя и тремя группами источников, во время которых расстояние между вибраторами и регистрирующей аппаратурой увеличивалось от 12 до 17 км. Связь на одной радиочастоте оставалась стабильной до расстояния 16 км, включая подтверждения сообщений PSS, передаваемые от вибраторов на центральную регистрирующую станцию. На расстоянии 17 км подтверждение PSS было нестабиль-

ным, хотя вибраторы принимали команды на начало работы. Кроме того, для проверки эффективности работы источников на больших удалениях проводился постоянный контроль сейсмических данных. Регистрация больших объемов данных на больших удалениях для целей полноволнового сейсмического моделирования требует генерации мощного энергетического импульса и последующей регистрации на удалении 20-25 км. Кроме того, при регистрации данных от групп источников, разделенных расстоянием до 25 км, для исключения сейсмических помех от глубоких отражающих горизонтов, обеспечения большей длины профилей и надежного управления работой источников с центральной станции требуется применение радиоретрансляторов.

Ряд разнообразных вариантов режима слип-сви́п был испытан с целью наиболее полной проверки протоколов связи и методов связи между системой управления/регистрации и вибраторами. Например, длительные свипы сочетались с коротким временем слипа и прослушивания, в результате чего большие количества перекрывающихся свипов требовали большой вычислительной мощности центральной системы регистрации и обработки данных, а также высокой эффективности и точности при передаче команд, управляющих источниками. С этой целью были разработаны и усовершенствованы специальные протоколы связи, позволяющие избежать взаимные помехи при передаче сигналов по радио. Специалисты INOVA и BGP провели оценку работы и внесли коррективы в конфигурацию следующих подсистем: сетевой протокол связи с источниками и система навигации вибраторов; система позиционирования источников с применением средств GPS; система регистрации и контроля качества свип-сигналов; система управления источниками с учетом их частого перемещения. "Мы убедились, что характеристики регистрирующей системы ARIES II и контроллера источников Vib Pro компании INOVA отлично подходят для высокопроизводительной съемки. Удобный интерфейс облегчает контроль рабочих процессов, таких, как оперативное управление расстановкой источников, контроль уровня помех и состояния вибраторов," - говорит Мэн Цин-бин.

Все запланированные испытания, включая режимы слип-сви́п, DSSS, DSSSS и ISS, проводились в течение короткого промежутка времени, поскольку партия 8622B по плану должна была переезжать на другой участок для выполнения коммерческого проекта. Регистрация данных проводилась в формате SEG-D, причем одновременно с корреляцией и без корреляции. Для регистрации данных по решению заказчика может быть выбран формат SEG-D или SEG-Y. Кроме этого, для каждого свипа регистрировалась величина усилия на грунт. Все эти данные записывались на флэш-диски, подключенные к декодеру Vib Pro каждого вибратора.

Партии BGP удалось достичь высокой производительности регистрации - до 260 пунктов возбуждения в час при использовании четырех групп по два вибратора и до 570 пунктов возбуждения в час при использовании девяти групп по одному вибратору (все в режимах слип-сви́п). Четко проводилось динамическое управление источниками двух и трех групп в режиме DSSS, когда источники одной группы оперативно включались по мере готовности к выполнению свипа сразу же после окончания работы другой группы. Также был опробован режим независи-

мых одновременных свипов, выполняемых восьмью вибраторами, с непрерывной регистрацией данных без корреляции и с временной привязкой каждого свипа по GPS. Вибраторы начинали выполнение свипов независимо от системы регистрации.

Выводы по результатам полевых испытаний

Успешная демонстрация высокой производительности наземного сейсмического комплекса в составе регистрирующей системы ARIES II, контроллеров источников Vib Pro и вибраторов HV-IV, стала возможной в результате сотрудничества компаний PDO, BGP International и INOVA. Ряд рекомендаций по совершенствованию технологии высокопроизводительной съемки HPVS уже выполнен, а остальные дорабатываются и проверяются. В настоящее время специалисты INOVA готовы оказывать полную техническую поддержку при проведении широкомасштабных сейсмических исследований с использованием различных схем непрерывной регистрации данных. Мощный вычислительный ресурс центральной регистрирующей системы ARIES II и четыре оптоволоконных кабеля на 16,000 каналов каждый для передачи данных в режиме реального времени, а также оперативный контроль качества данных в реальном времени позволяют с высокой производительностью проводить геофизические работы в сложных условиях пустыни. Центральный процессор ARIES II может одновременно обрабатывать информацию, поступающую по всем четырём оптоволоконным линиям, то есть регистрировать данные, поступающие с 64,000 каналов (включая вспомогательные каналы). Система способна эффективно обрабатывать данные при проведении интенсивных операций, например, проводить корреляцию в режиме реального времени для серии перекрывающихся сейсмограмм в режимах слип-сви́п, таких, как V1. INOVA продолжает разработку более совершенного аппаратного обеспечения, поскольку дальнейшее повышение производительности при использовании сверхмногоканальных систем связано в основном с возможностями обработки данных (главным образом, их вывода). Сотрудничество специалистов INOVA с разработчиками GXT Processing (отделение ION Geophysical) обеспечивает доступ к новейшим технологиям и методам обработки данных.

Внедрение этих новых разработок позволит проводить высокопроизводительные вибросейсмические исследования в других условиях местности и климата, поскольку было продемонстрировано, что режимы слип-сви́п, HFV и независимая одновременная работа с несколькими свипами могут также успешно применяться в условиях различных ландшафтов и в культурных зонах.

"Методика Vibroseis, такая же, как та, что была использована при проведении полевых испытаний, позволяет выполнять программы геофизических исследований намного быстрее, чем при использовании обычных методов. Мы уверены, что наше сотрудничество в этом проекте со специалистами INOVA позволило значительно уменьшить обратную зависимость между производительностью съемки и качеством сейсмических данных, что и требовалось для нас. То, что геофизические компании располагают оборудованием и владеют методами высокопроизводительной вибросейсмической съемки, такими как HPVS, очень выгодно для нефтяного бизнеса, позволяя быстро и эффективно выполнять необходимые нам проекты сейсмических исследований," - сказал Маруки.

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ

Оптимизация взрывного источника в методе ОГТ с использованием данных гидрогеологии и усовершенствованных способов изучения ВЧР

Грехов И.О., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», Москва

Сейсмический источник с высоким, равномерным по площади качеством является ключом к высокой информативности сейсморазведки. Ниже рассмотрены некоторые критерии и предложена технология обеспечения высокого качества взрывного источника в условиях наличия ЗМС умеренной мощности, подстилаемой рыхлыми обводненными породами.

Формирование сигнала. В рамках сверточной модели сигнала сейсмическая трасса описывается следующим образом [7, 16, 18]:

$$A(t) = A_d(t) * S(t) * G(t) * R(t) * I(t) * P(t) * Q(t) + N(t) \quad (1)$$

где:

- $A_d(t)$ – импульс, выходящий из источника;
- $S(t)$ – импульсный отклик среды (ИХС);

- $G(t)$ – импульсный отклик регистрирующего тракта;
- $R(t)$ – резонансный процесс в ВЧР;
- $I(t)$ и $P(t)$ – отклик интерференционной системы, образованной группой точечных источников и приемников соответственно;
- $Q(t)$ – оператор, описывающий частотно-зависимое затухание (ЧЗЗ);
- $N(t)$ – шум.

Спектральное представление основных факторов этой модели показано на рис. 1. Можно заключить, что в правой части спектра на формирование сигнала более всего влияет ЧЗЗ, а помехи представлены в основном микросейсами. Регулярные помехи доми-

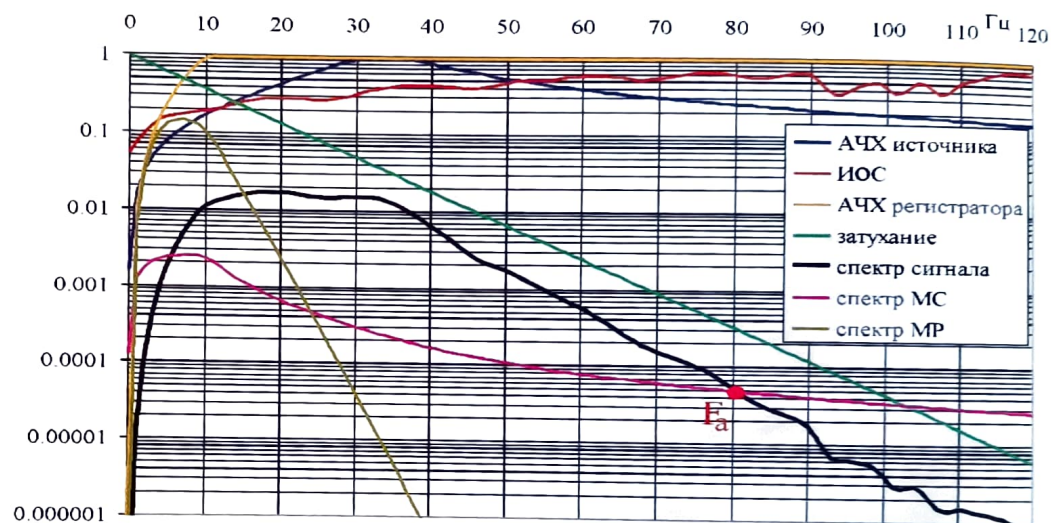


Рис. 1. Формирование спектра волнового поля. Показаны АЧХ источника и регистратора, ИОС – спектр импульсного отклика среды, частотно-зависимое затухание, их произведение – спектр полезного сигнала, спектры микросейсмов МС и медленных регулярных помех МР.

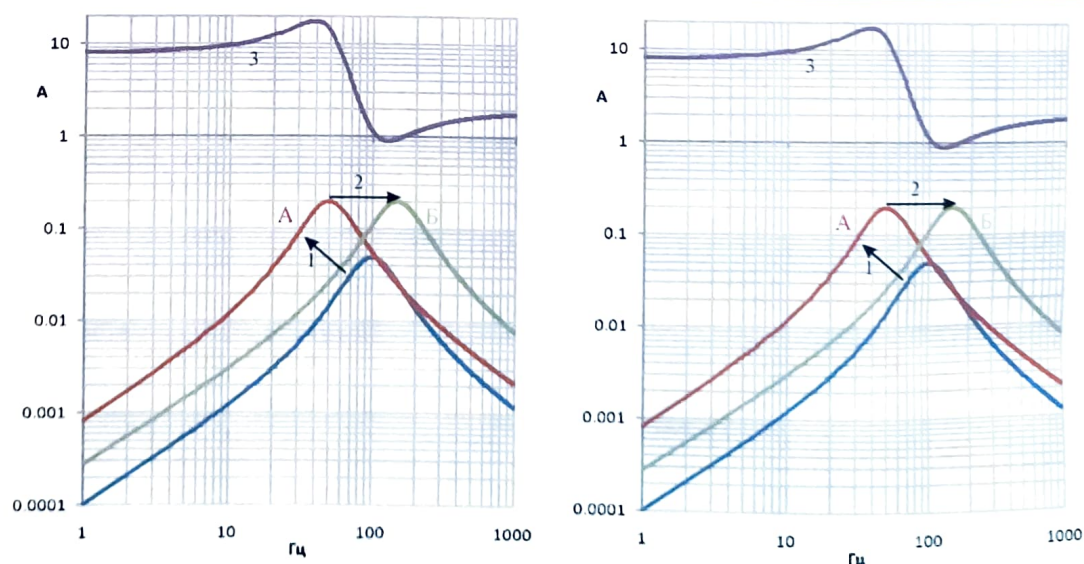


Рис. 2. Слева – теоретическая АЧХ взрывного источника, ее изменение при увеличении заряда (1) и жесткости среды (2), отношение АЧХ зарядов разной массы (3). Справа – произведение АЧХ А и Б на другие факторы, формирующие спектр сейсмограммы (показано частотно-зависимое затухание 4).



СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

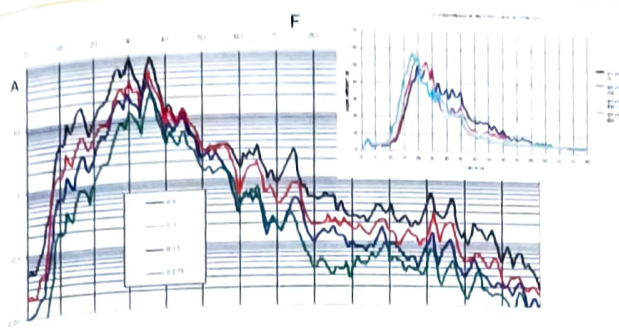


Рис.3. Спектры записи с зарядами разной массы (шифр графиков) в истинных амплитудах, шкала логарифмическая; врезка – нормированные спектры, линейная шкала.

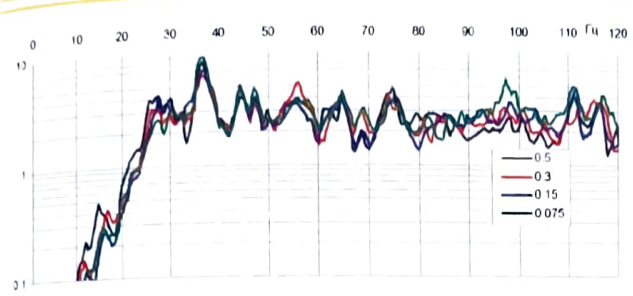


Рис.4. Отношение спектров записи в интервале целевых отражений и поверхностной волны для разных масс зарядов.

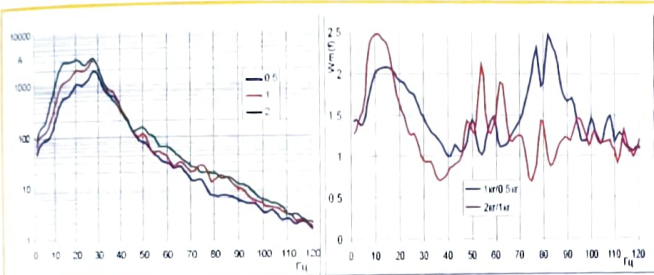


Рис.5. Слева – спектры сигнала с зарядом 0,5, 1 и 2 кг на глубине 14 м, справа – парные отношения $W(f)$ этих спектров.

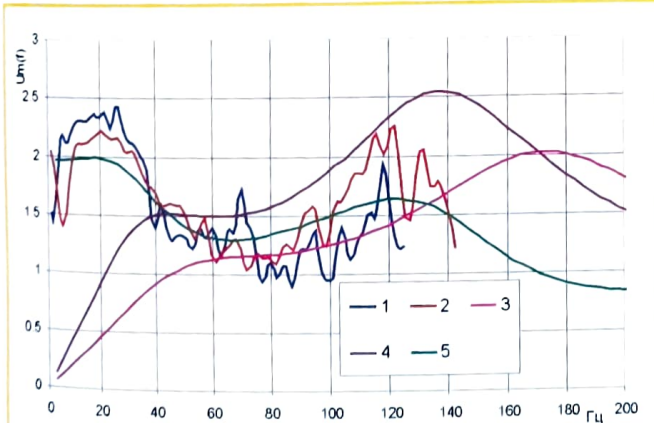


Рис.6. Парные отношения спектров $W(f)$ для зарядов 0,5, 1 и 2 кг на глубине 21 м (1, 2), модельные двухмодальные АЧХ источника с массой заряда 1 и 2 кг (3, 4) и их отношение (5).

нируют в левой части спектра (здесь и далее будем понимать под регулярной помехой колебания, связанные с источником, но не являющиеся отраженной волной).
Общие принципы оптимизации сигнала изложены автором в [5, 6]. Подчеркнем, что именно для скважин-

ного взрывного источника возможно-сти управлять его АЧХ, меняя глубину и массу заряда, больше, чем для поверхностного невзрывного. Т.е. возможно и желательно увеличить амплитуду сигнала преимущественно на частотах, близких к F_0 , что необязательно отразится в общей энергии спектра, львиная доля которой приходится на более низкие частоты. Регулярные помехи также следует рассматривать в контексте их спектра, т.е. снижение их частотного состава может быть полезнее, чем снижение видимой амплитуды.

Для теоретической модели взрывного источника [7] на рис.2, слева, показано, как меняется АЧХ при увеличении заряда (1) и жесткости среды (2). Из отношения АЧХ для разных масс заряда (3) очевидно, что увеличение последней эффективно, лишь пока максимум АЧХ остается справа от полезного (т.е. присутствующего на конечном разрезе) диапазона частот. Поднять высокочастотную составляющую можно, если увеличить жесткость среды, что на практике зависит от глубины положения заряда.

Принципы и критерии оценки. Ясно, что количественные оценки записи должны отражать указанные принципы. Стандартом сейчас является расчет «видимой» частоты и амплитуды записи в нескольких «окнах», т.е. диапазонах времени и удалений ПВ-ПП, включающих обычно интервал до первых вступлений (микросейсмы), целевой диапазон и поверхностную волну. Могут рассчитываться ФВК трасс и условная ширина спектра. Как правило, все оценки выполняются на открытом канале [9,15]. Однако, из рис.2, справа, видно, что модельный спектр, имеющий преимущество в амплитуде на частотах 90 Гц и выше, по общей энергии (т.е. при измерении на открытом канале) в несколько раз слабее и даже немного ниже по частоте.

Рассмотрим реальные примеры. На рис.3 показаны спектры записи для 4 разных масс зарядов (Широтное Приобье). Представленные в линейной шкале с нормировкой к максимуму (врезка), они демонстрируют рост видимой частоты с уменьшением массы заряда Q . Однако, с равноточной (логарифмической) шкалой и истинным соотношением амплитуд видно следующее. В полосе примерно 35-55 Гц различие амплитуд в спектрах $S(f)$ значительно меньше, чем соответствующих Q . Вместе с тем, на краях рабочего диапазона частот $S(f)$ различаются уже на порядок, т.е. заряд меньшей массы более всего проигрывает в тех частях спектра, где отношение сигнал/помеха $S(f)/N(f)$ как раз и является ограничителем полезного частотного диапазона! Существенно также то, что меньший видимый уровень регулярных помех с меньшими Q связан лишь с обеднением низкочастотной части спектра. При этом отношение сигнала и регулярных помех в частотной области не зависит от Q (рис.4)

Экспериментальное определение АЧХ источника,

т.е. разделение всех составляющих в (1), связано с рядом трудностей [13]. Существенно, однако, что при постоянном положении ПВ и ПП *отношение* спектров двух записей в области $S(f)/N(f) \gg 1$ есть отношение $W(f)$ двух АЧХ соответствующих источников, т.к. другие факторы в (1) при этом неизменны. На рис.5 показаны спектры записей с зарядами 0.5, 1 и 2 кг на глубине 14 м и их попарные отношения. Видно, что последние имеют более сложный вид, чем рассчитанное для теоретических АЧХ ((3) на рис.2). При этом, они подобны со сдвигом по оси частот пропорционально $\sqrt{Q}$. На рис.6 показаны отношения спектров таких же зарядов на глубине 21 м. Для пары 1 и 0.5 кг спектр отмасштабирован влево пропорционально $\sqrt{Q}$ для демонстрации подобия. Хорошо видно, что увеличение глубины способствовало сдвигу $W(f)$ вправо примерно в 1.5 раза, что отражает соответствующий сдвиг АЧХ.

Для объяснения полученной картины привлечена многомодальная модель АЧХ [3]. Классическая модель [7] предполагает «симметрию» в свойствах среды на сжатие и разрыв. В действительности это не так [17], что и объясняет наличие минимум двух мод спектра, отвечающих сжатию и разрежению. На рис.6 также показаны подобранные модельные двухмодальные спектры сигнала и их отношение $W(f)$, которое удовлетворительно описывает наблюдаемые данные.

Расчет отношения спектров использован также для сравнения двух частей одной записи, которым соответствуют разные условия приема (рис.7). Расчет проведен для 4 масс заряда, по 11 записей с каждой. Результат свидетельствует о сильном резонансе в ЗМС, модельная АЧХ которого показана здесь же. Видно, что это явление сильнее в левой части спектра, влияя на видимую частоту, амплитуду и «ширину спектра» гораздо больше, чем на амплитуду сигнала $S(f)$ в высокочастотной области.

В заключение темы об оценках сейсмограммы приведем следующий пример. На рис.8 показаны 4 производственные сейсмограммы с одинаковым усилением. По виду записи и количественным оценкам (амплитуда и частота на ОК) ф.н. 3232 похожа на 3228, а 3341 – на 3295. Однако, как видно из рис.9, сходство определяется близостью спектров в области их максимума. В правой же части спектра запись 3295 вдвое интенсивнее записи 3341, записи 3341 и 3232 практически идентичны, а запись 3228 на порядок слабее прочих!

Вывод: оценки сейсмограмм на открытом канале нужны, но они не дают всей необходимой информации. Следует выполнять оценки еще и в правой части спектра, т.е. сравнительно узкой полосе частот, примыкающей слева к F_0 (рис. 1). Они, во-первых, объективно характеризуют качество, а во-вторых, гораздо чувствительнее к смене благоприятных и неблагоприятных условий возбуждения (рис.10). Практически, такая полоса подбирает-

ся опытным путем по эталонной записи (после фильтрации отношения амплитуд в целевом интервале и до первых вступлений близко 1, если полоса фильтра правее F_0 , и растет по мере смещения полосы фильтра влево).

Принципы выбора глубины. Если исходить из того, что оптимальным является погружение на некоторую глубину под подошву ЗМС [7,8,11,12,13,15,16,18], то

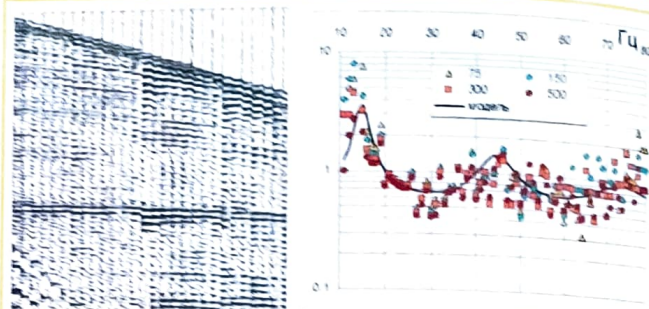


Рис.7. Фрагмент сейсмограммы, расстановка ПП в лесу (левая часть) и на болоте (правая часть). Справа - отношение спектров записи в лесу и на болоте, разными символами показаны экспериментальные результаты для разных Q, Γ (см.подписи), и модельная аппроксимация.

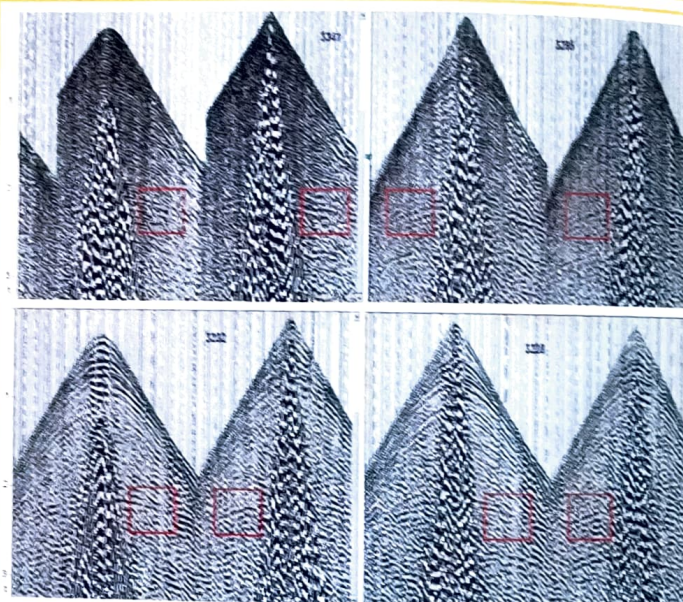


Рис.8. Фрагменты 4х производственных сейсмограмм (Ямал), подписаны номера ф.н.

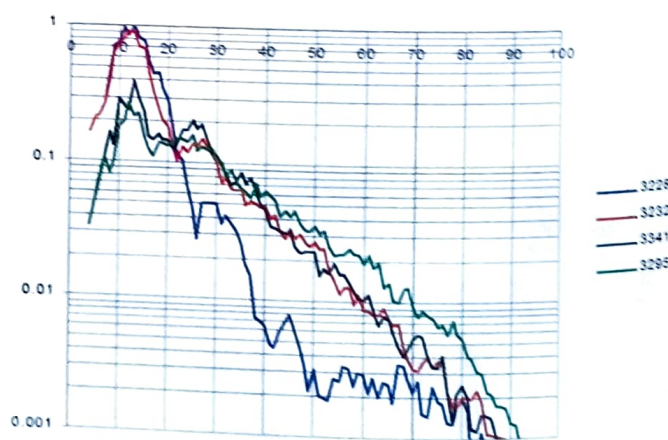
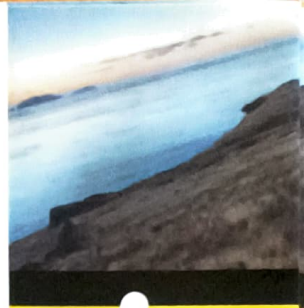


Рис.9. Спектры целевых отражений сейсмограмм на рис.8 (в выделенных окнах).



СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

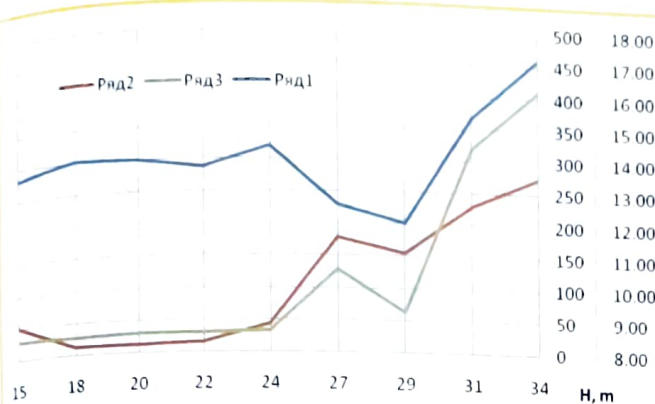


Рис. 10. Зависимость от глубины заряда видимой частоты, Гц (ряд 1), правая шкала, и амплитуды на открытом канале (ряд 2) и с фильтром 60-80 Гц (ряд 3) – левая шкала, для высокочастотной компоненты введен множитель 50. Анализ в окне 2-2.5 сек, удаления ПВ-ПП 1-2 км. Ямал.

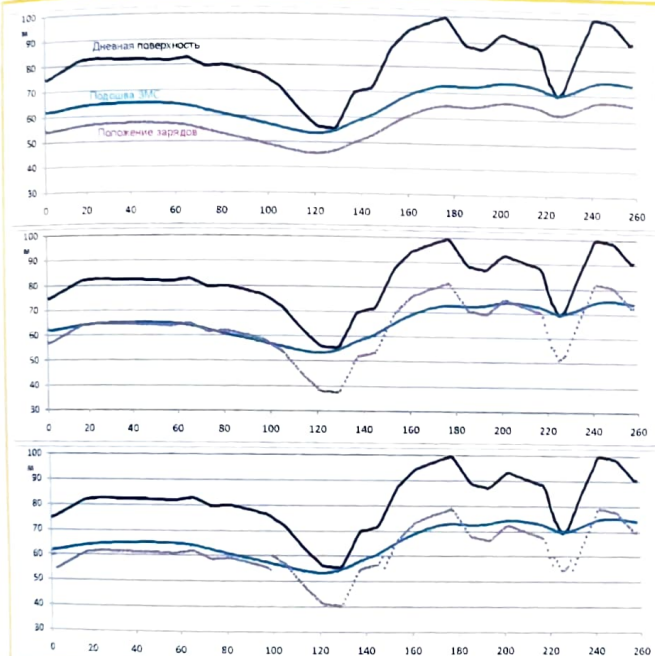


Рис. 11. Профиль дневной поверхности, подошвы ЗМС и положение зарядов: сверху – оптимальное, в центре – с постоянной глубиной, внизу – с «районированием» по глубине.

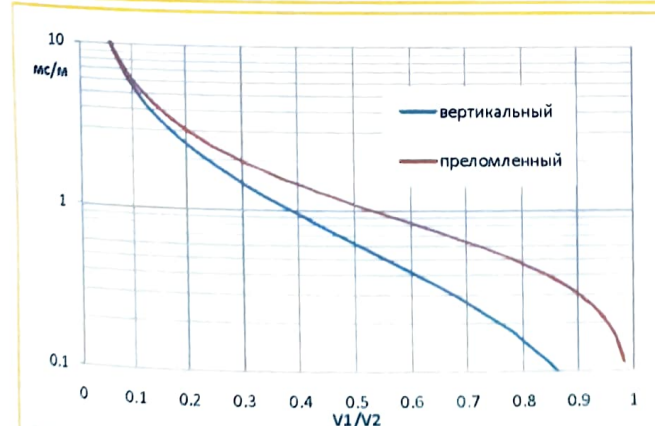


Рис. 12. Расчетные графики зависимости контраста наклонов годографа МСКД на границе ЗМС, мс/м, от отношения скоростей выше и ниже границы. Скорость ниже ЗМС – 1600 м/с.

положение зарядов в разрезе должно выглядеть так, как это показано на рис. 11 сверху. В действительности

Последняя связана с мощностью ЗМС, однако более сложным образом, чем известный принцип «1/4

же, обычно работают с постоянной глубиной заряда (рис. 11 в центре), что нередко приводит к очень неравномерному качеству по площади. В лучшем случае, пытаются применять районирование по некоторым формальным признакам, фиксируя глубину для каждой из нескольких областей, что не особенно улучшает ситуацию (рис. 11 внизу).

Для решения задачи необходима модель ЗМС. Если ею вообще занимаются, то делают это на основе работ МПВ и МСК, причем в последнем случае используют только вертикальный годограф. Однако, метод обращенного МСК (источник в скважине) позволяет получить гораздо больше информации. Во-первых, это годограф преломленной волны [11], зарегистрированный на удалении от скважины, который при малом перепаде скоростей значительно контрастнее по наклону, чем вертикальный (рис. 12), а его ветвь ниже подошвы ЗМС выделяется постоянством времен. Во-вторых, это динамика сигнала, которая прямо отражает те свойства среды, которые представляют интерес при оптимизации источника. Для ее оценки нужна регистрация на расстановку в некотором диапазоне удалений. При этом, поскольку важно изменение динамики в зависимости от глубины взрыва, то интервал анализа записи не привязан к целевым отражениям, поэтому можно использовать интенсивные неглубокие отражения и даже преломленную волну. Т.е. задача решается со стандартными для МСК малыми зарядами. Модификацию метода с анализом динамики записи мы назвали МСКД.

На рис. 13 для МСКД в скважине глубиной 30 м с шагом по стволу 1.5 м показан монтаж волновой картины на устье и удалении 100 м и спектров записи, приведена лучевая схема с соответствующими годографами. Для сопоставления показаны спектры в целевом интервале записи с зарядом 0.5 кг на глубинах от 12 до 22 м. Динамика записи свидетельствует о наличии различных по свойствам интервалов глубин 14-20 м и 22-30 м. По кинематике годографа наличие последнего интервала не определяется.

На рис. 14. показан пример записей МСКД с различной глубины.

На практике удобнее сопоставление годографов и графиков зависимости амплитуды высокочастотной компоненты МСКД от глубины, показанное на рис. 15. Граница на глубине около 20 м хорошо видна на всех диаграммах, но прирост амплитуды на глубине около 32 м на кинематике не отразился. На рис. 16 показано сопоставление высокочастотной компоненты для МСКД и опытного перебора глубин заряда 2 кг на тех же ПВ (параметры в подписи к рисунку). Налицо их полное соответствие, т.е. предложенный способ позволяет непосредственно определять оптимальную глубину заряда.

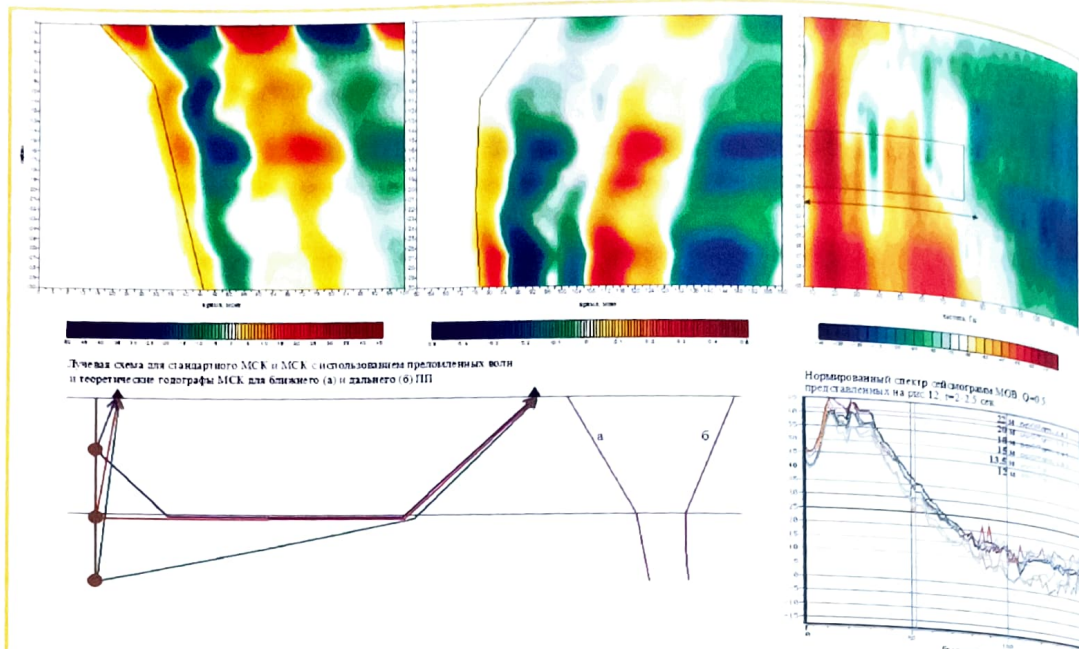


Рис.13. Монтаж волновой картины МСК на устье (вверху слева) и на удалении 100 м (вверху в центре), а также спектров (вверху справа). Внизу показана лучевая схема кинематики МСК для ближнего и дальнего ПП, внизу справа – спектры сейсмограмм с зарядом 0.5 кг на глубине от 12 до 22 м на этом же ПВ.

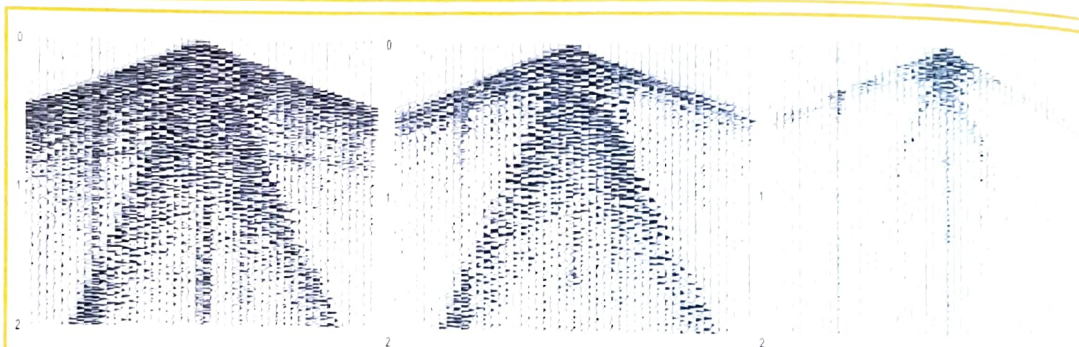


Рис.14. Вид записей МСКД. Заряд – 5 детонаторов. Глубина слева направо: 28, 24, 20 м

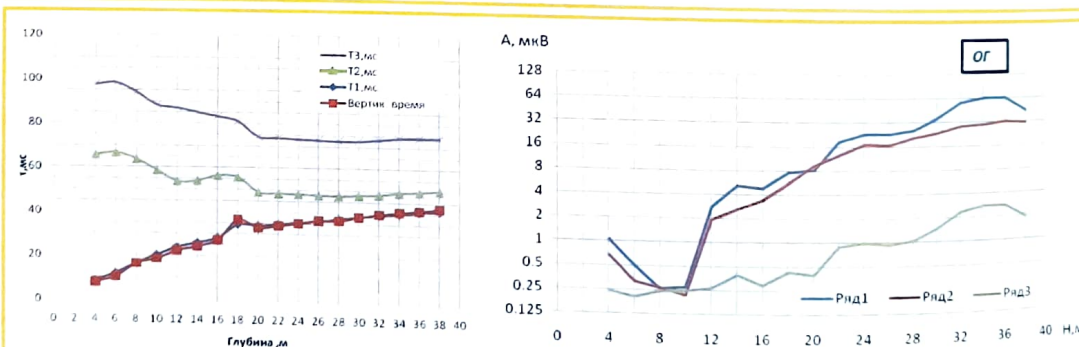


Рис.15. Слева – годографы МСКД на удалении 0, 50 и 100 м (Т1, Т2 и Т3 соот-о), справа – амплитуда преломленной волны с фильтром 80-100 Гц (1) и отраженной волны с фильтром 80-100 и 60-80 (2, 3 соот-о) в зависимости от глубины.

длины волны под подошву ЗМС». Эффекты интерференции с волной-спутником в полученных материалах малозаметны. Видимо, связь механических свойств пород с физико-химическим действием грунтовых вод приводит к появлению градиентного переходного слоя и лишь ниже его условия возбуждения стабилизируются. Для использованных материалов, оптимальная глубина оказалась 7-12 м под подошву ЗМС.

Построение модели. Остается вопрос плотности и размещения точек МСКД и расчета оптимальной глубины для каждого ПВ на площади работ. Для удобства дальнейшего изложения введем два понятия: «альти-

туда заряда», т.е. разность высотной отметки ПВ и глубины заложения, и «поверхность положения зарядов», определяющая альтитуду заряда для любой пары плановых координат.

Известный факт, что подошва ЗМС в осадочных районах коррелирует, вплоть до полного тождества, с уровнем грунтовых вод (УГВ) [7, 11, 18], требует внимательнее отнестись к данным такой дисциплины, как гидрогеология. Нужно признать, что до сих пор их привлечение к задачам сейсморазведки было совершенно недостаточным. Кратко перечислим основные свойства УГВ, характерные для большинства таких



СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

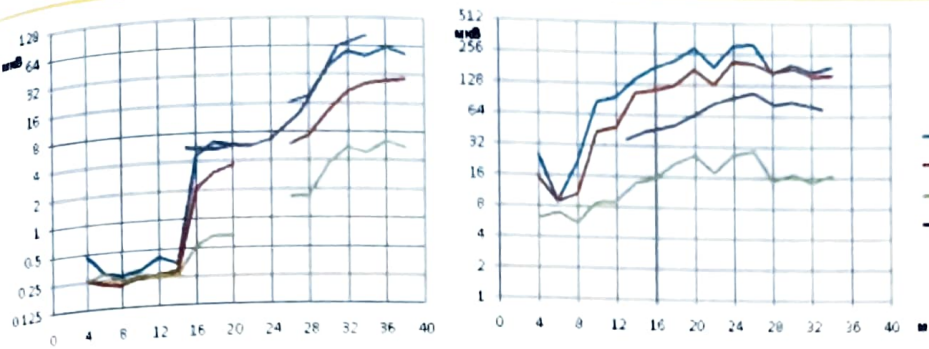


Рис. 16. Сопоставление амплитудно-глубинных диаграмм МСКД (1-3 то же, что на рис. 15) и опытных работ по перебору глубины, амплитуда целевых отражений с фильтром 60-80 Гц, заряд 2 кг (4).

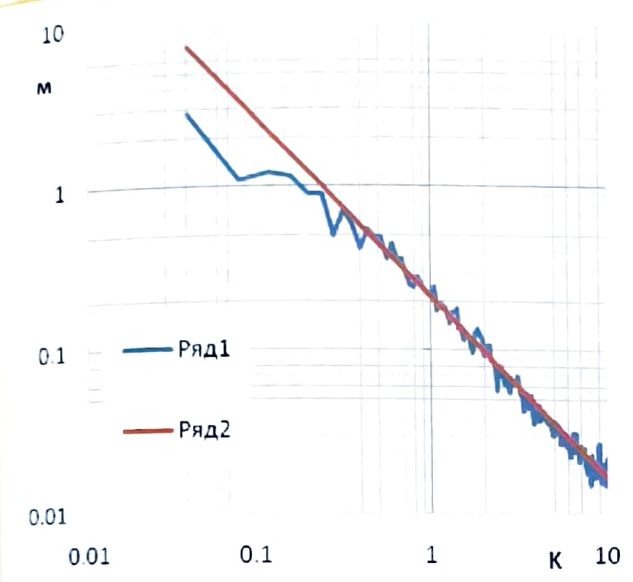


Рис. 17. Усредненный пространственный спектр дневной поверхности (ряд 1) и тренд К-1 (ряд 2).

- районов [2, 19].
- глубина до кровли от первых единиц до первых десятков метров;
- питание, в основном, непосредственно атмосферными осадками с разгрузкой в речную сеть, совпадение областей питания и распространения;
- воды обычно ненапорные, нисходящие, течение ламинарное, т.е. естественный и пьезометрический уровни практически совпадают;
- движение вод от водоразделов к зонам разгрузки субгоризонтальное, стационарное, представимо как комбинация плоскопараллельных и радиальных потоков;
- сезонные колебания уровня в основном незначительны (т.е. объем стока в области разгрузки за время сезонного перерыва питания много меньше, чем общий объем запасов в водоносном горизонте);
- сезонные колебания температуры выражены. При этом горизонтальная фильтрация обеспечивает конвективный теплоперенос с водоразделов в зоны разгрузки (с чем, в частности, связано существование зон растепления вдоль рек в районах развития ММП);
- рельеф УГВ в слаженной форме повторяет рельеф дневной поверхности.
- Отсюда следует важный вывод. Рассмотрим модель, для которой питание распределено равномерно, а среда однородна по проницаемости. Тогда объем поверхностного притока в некоторую «токовую

трубку» / горизонтального фильтрационного потока на отрезке dl пропорционален ее сечению (как для параллельного, так и радиального потоков), т.е. расход потока растет от водораздельной точки к зоне разгрузки пропорционально l . В соответствии с законом Д'Арси для ламинарного потока это означает, что уклон пьезометрического уровня dh/dl также пропорционален l , а абсолютная отметка в точке l есть разность абсолютной отметки УГВ на водоразделе и интеграла уклона вдоль потока, т.е. равна

$$h_l = h_0 - kl^2,$$

где h_0 – абсолютная отметка УГВ на водоразделе, l – удаление от водораздела по потоку, k – коэффициент, зависящий от дебита питания и проницаемости среды.

Нетрудно видеть, что в этой модели поверхность УГВ принимает форму параболоида, спектр которого обратно пропорционален второй степени пространственной частоты, $A \sim K^{-2}$. Можно предположить, что для достаточно однородных участков, ограниченных областью разгрузки, пространственный спектр поверхности УГВ подчиняется похожей закономерности, т.е. эта поверхность, будучи низкочастотной, может быть восстановлена по довольно редкой сети фактических точек [1]. А поскольку она, при этом, в слаженной форме повторяет рельеф дневной поверхности, ее можно отобразить посредством низкочастотной фильтрации последнего и последующей редукции к урезу рек, являющихся областями разгрузки.

Фильтр должен быть инвариантным к направлению, т.е. ноль-фазовым, а его пространственный спектр должен представлять отношение спектров дневной поверхности и УГВ. При этом, гидродинамическая система ограничена областью разгрузки, т.е. физические предпосылки выполнения данного соотношения существуют лишь для пространственных периодов K , не превосходящих размеров водораздельной области. Для геологических поверхностей, в т.ч. дневной, вообще характерны определенные закономерности [10, 14]. Характерный пространственный спектр дневной поверхности показан на рис. 17. Видно, что он в основном подчиняется зависимости $A \sim K^{-1}$, отклоняясь от нее лишь для периодов в несколько км и более. Заметим, характерные размеры водоразделов имеют тот же порядок величины 101 км, что и область отклонения пространственного спектра от тренда. Таким образом, фильтр должен иметь единичную амплитудную характеристику до некоторого значения пространственной частоты K_x и пропорциональную K^{-1} правее K_x .

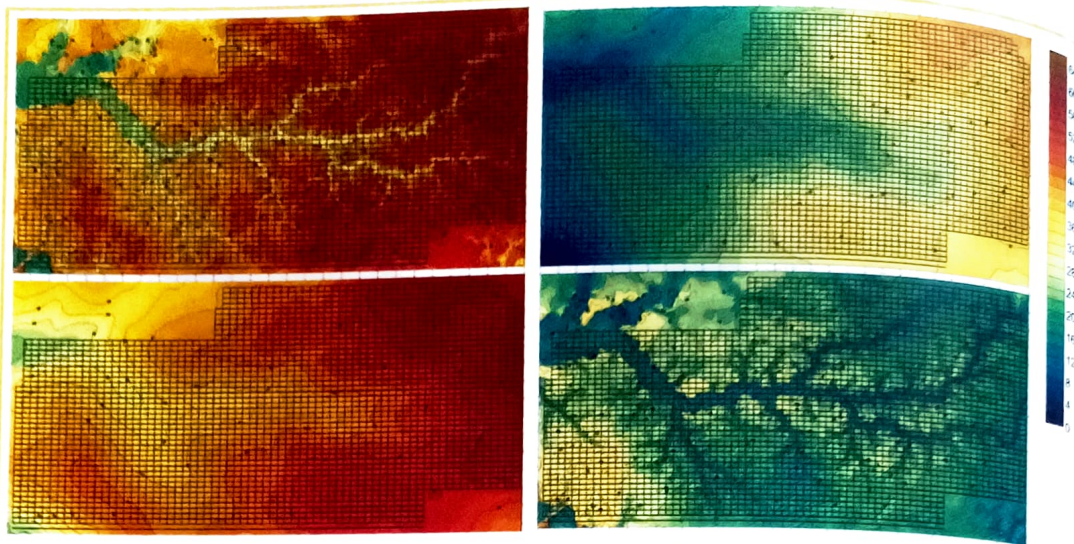


Рис. 18. Карты (сверху вниз): рельеф дневной поверхности, сглаженный рельеф, рельеф подошвы ЗМС, мощность ЗМС. Шкала в метрах.

Конкретный выбор K_x в указанном диапазоне величин возможен только эмпирически. Предлагается следующий подход. Для двух значений K_x , примерно ограничивающих указанный диапазон, проводится фильтрация и рассчитывается разность. Положительные экстремумы разностной поверхности указывают на участки наибольшей зависимости результата от выбора модели. Именно на этих участках и планируется размещение скважин МСКД, что позволяет минимизировать как объем исследований, так и влияние выбора модели на конечный результат. В процессе работ, по мере появления данных МСКД, уточняется выбор фильтра, а остаточная невязка интерполируется по площади.

Резкие отклонения для отдельных скважин могут послужить основанием для пересмотра их интерпретации. С другой стороны, в присутствии органических остатков в разрезе наличие газовой компоненты порового флюида возможно и ниже УГВ. Поэтому, для таких участков, как болото или речное русло с толщей молодых отложений могут понадобиться дополнительные исследования.

Задаваемая глубина скважин представляет разность альтитуд дневного рельефа и расчетной поверхности оптимального положения заряда. Далее значения глубин подвергаются экспертной оценке, при необходимости редактируются (так, устанавливается предел на минимально допустимую глубину скважины и т.п.) и переводятся в форму таблиц глубины для каждого пикета, которые прилагаются к заданию на бурение взрывных скважин. При появлении данных, не вписывающихся в модель, последняя может быть откорректирована.

На рис.18 проиллюстрированы основные этапы построения модели.

Предлагаемая технология позволяет не только определиться с оптимальной глубиной заряда, но и, что не менее важно, проконтролировать выполнение. Глубина скважин как таковая строгому контролю не поддается в принципе, если только не поставить на каждую по супервайзеру. Все контролируемые параметры – $t_{\text{зв}}/t_{\text{г}}$, динамика записи – в равной, а часто в большей степени подвержены изменчивости за счет латеральной неоднородности ВЧР, чем за счет изменения глубины бурения. Если последняя задана постоянной и достаточной для всей площади, т.е. избыточной для большей ее части, то и большинство случаев занижения глубины остаются не выявленными, а это провоцирует исполнителей к тотальным нарушениям и брак становится неизбежным. При наличии же хорошей модели ЗМС глубина задается настолько точно,

что сколь-либо значительное ее занижение тут же выявляется по характеристикам записи (высокочастотная компонента особенно четко это показывает), и при правильном менеджменте наведение порядка не представляет большой сложности.

На рис.19 показан *предварительный* разрез куба 3D, отработанного с применением данной технологии. Использовались априорные стат.поправки по $t_{\text{зв}}/t_{\text{г}}$. Обращает внимание не только высокое качество суммирования, но и прослеживаемость горизонта на времени 250 мс фактически по кратности 1. Разрез свидетельствует не только о хорошем и *однородном* качестве записей, но и о высокой достоверности стат.поправок. Т.е. заряды помещались на оптимальную глубину, а последняя по рапорту соответствует таковой в действительности. Диапазон глубин в этом случае составил от 15 до 34 м при средней 23 м.

Подчеркнем принципиальные отличия предложенной технологии от традиционной, основанной на применении сети стандартных зондирований МСК, при которых получают только годограф восходящей волны. Неэффективность последней обусловлена рядом причин:

1. Часто имеет место ненадежная кинематическая интерпретация МСК.
2. Размещение точек МСК «просто» по регулярной сети или на пересечениях профилей 2D.
3. Построение карт ЗМС путем интерполяции ее *мощности* ведет к большим ошибкам интерполяции либо требует высокой плотности сети исследований.
4. Часто применяется только для получения стат.поправок, не опережает работы МОГТ и для оптимизации глубины заряда вообще не используется.

Предложено:

1. Использовать цифровую обработку (фильтрацию) рельефа для моделирования ЗМС и оптимального размещения скважин МСК.
2. Регистрировать МСК на расстановке ПП с удалениями до нескольких сотен метров. Применять кинематическую интерпретацию не только по восходящей, но и по преломленной волне, годограф которой в 1.5-3 раза контрастнее, а также динамическую с частотно-избирательным анализом по отраженной и преломленной волне (МСКД).
3. Интерполяцию производить не для мощности ЗМС, а для отметок ее подошвы (кровли УГВ) как значительно более гладкой функции.
4. При оценках сейсмограмм, в т.ч. производственных, применять дополнительно расчет амплитуд в

узкой полосе частот в правой части полезного диапазона, объективно характеризующие качество записи и оптимальность условий возбуждения.

Литература:

1. Аронов В.И., Пораскун В.И. К вопросу о построении карт ошибок интерполяции. // Геофизика, 2002, №2.
2. Всеволожский В.А. Основы гидрогеологии. М., изд-во МГУ, 2007, 350 с.
3. Глебов А.А. Полиномиально-сверточная модель сейсмической трассы. // Геофизика, 2006, №3, с.9-18.
4. Грехов И.О. Прогнозирование условий возбуждения сейсмических волн на основе ландшафтного районирования и анализа механических свойств пород ВЧР. Геофизический вестник ЕАГО, 2001, №10, с.4-8.
5. Грехов И.О. Методическая оптимизация полевых работ МОГТ. // Приборы и системы разведочной геофизики, 2009, №4, с.28-38.
6. Грехов И.О. Методика выбора параметров возбуждения сейсмических колебаний в ОАО «Сибнефтегеофизика». XI конференция «Хантымансийскгеофизики», Ханты-Мансийск, 2008.
7. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка. М., Недра, 1980. 551 с.
8. Жгенти С.А. Критерии оптимальной глубины погружения источника сейсмических колебаний. // При-

боры и системы разведочной геофизики, 2007, №1, с.54-56.

9. Закариев Ю.Ш., Марутян В.Г., Мусагалиев М.З. и др. Оценка качества полевых сейсмических данных и основные факторы, влияющие на него. // Геофизика, 2007, №4, с.82-92.
10. Мандельброт Б.Б. Фрактальная геометрия природы. М., 2002, 656 с.
11. Потапов О.А. Технология полевых сейсморазведочных работ. М., Недра, 1987, 309 с.
12. Притчетт У. Получение надежных данных сейсморазведки. М., Мир, 1999, 448 с.
13. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Н., изд-во СО РАН, 1997.
14. Ризниченко Ю.В. Избранные труды. М.: Наука, 1985, 407 с.
15. Техническая инструкция по сейсморазведке. М., 2000.
16. Уайт Дж.Э. Возбуждение и распространение сейсмических волн. М., Недра, 1986.
17. Цытович Н.А. Механика грунтов. М., Высшая школа, 1983, 287 с.
18. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. М., Мир, 1987.
19. Шестаков В.М. Гидрогеомеханика. М., 1998, изд. Московского Университета, 71 с.
20. Kerekes A.K. Seismic field parameters – our neglected science. // The leading edge, 1997 no.1

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА МОРЕ И НА СУШЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Мнение читателей

Блюменцев А.М., Мельчук Б.Ю.

Ведущей темой журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» (№1, 2011 г.) является супервайзинг в разведочной геофизике.

Тематика журнала относится к одной из ведущих и актуальных проблем обеспечения качества результатов исследований в разведочной геофизике. Ранее уже публиковались статьи по данной тематике, однако данный номер журнала продемонстрировал серьезное продвижение в области контроля качества результатов сейсморазведки в системе Роснедра и в различных геофизических компаниях.

Во многих статьях номера затронуты важные и сложные вопросы супервайзинга в разведочной геофизике, которые требуют своего решения. К таким вопросам относятся, например, противоречия между требованиями к качеству проводимых работ и рекомендательным характером многих стандартов в области геофизики.

Следует отметить необходимость более подробного рассмотрения правовых аспектов проблемы супервайзинга и его обеспечения нормативно-техническими документами.

Практически всеми авторами статей признается факт, что ключевым этапом при проведении геофизических исследований, на котором важно обеспечить качество работ и получаемых данных, является проведение полевых работ. Это тот этап, который фактически невозможно полностью повторить по финансовым, организационным и другим причинам. В значительной степени вся система супервайзинга, включая: экспертизу Проекта работ, экспертизу опытно-методических работ, оперативный контроль работ, наличие НТД и программных средств для оперативного супервайзинга – нацелена, в первую очередь, на обеспечение качества результатов исследований на этапе полевых работ. Выработка единых требований к показателям качества сейсмических данных и оценке качества применяемых программных средств является особенно актуальной на данном этапе. Решение этих вопросов осложняется тем, что геофизические работы не относятся к разряду лицензируемых видов деятельности.

В этой связи назрела необходимость во введении единого для отрасли свода правил проведения сейсморазведочных работ, разработке и введении в действие национальных стандартов, имеющих обязательный характер, если они упомянуты заказчиком в лицензионном соглашении.

Многие статьи номера звучат как приглашение к дискуссии, что, несомненно, указывает на тот факт, что геофизическое сообщество созрело для корректного обмена мнениями и выработки коллективных подходов по супервайзингу в разведочной геофизике, подобно той, что проводилась по супервайзингу в области буровых работ. Наверное, ЕАГО, Роснедра и ряд геофизических компаний могли бы выступить инициаторами такой конференции.

Представляется целесообразным рассмотреть возможность подготовки коллективной монографии, посвященной проблемам супервайзинга в разведочной геофизике.

Зав. Лабораторией «Метрологии и стандартизации
Информационных технологий ГНЦ РФ ВНИИгеосистем
д.т.н, профессор

Ведущий научный сотрудник к.т.н

Блюменцев А.М.

Мельчук Б.Ю.

Электродинамический источник возбуждения сейсмических сигналов «Волгарь-20»

Алелюхин Н.П., ЗАО «ГЕОСВИП», г.Москва

Иванников Н.А., Тольяттинский Государственный университет, г.Тольятти

Макаров В.В., ООО «Нефтепесчстройтехнологии», г.Москва

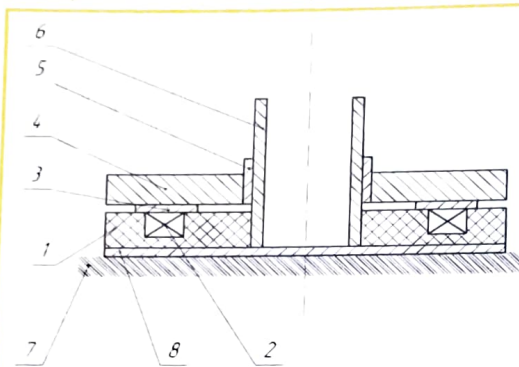


Рис. 1. Конструктивная схема источника с ИДД



Рис. 2. Внешний вид источника «Волгарь-20»

ЗАО «ГЕОСВИП» в соавторстве с Макаровым В.В. (ООО «Нефтепесчстройтехнологии») и Иванниковым Н.А. (Тольяттинский Государственный университет) разработало и изготовило опытный образец импульсного источника сейсмических сигналов электродинамического типа «Волгарь-20», описание которого приводится ниже.

В устройствах (в дальнейшем «сейсмоисточниках») с применением импульсных индукционно-динамических двигателей (ИДД), как правило, используется техническое решение, при котором рабочим органом является медное кольцо, через которое механическая энергия ИДД передается в нагрузку. Особенность работы сейсмоисточника такова, что перемещение его плиты-антенны (рабочего органа, в дальнейшем «опорной плиты») существенно меньше перемещения его

пригрузочной массы (пригруза). Поэтому в сейсмоисточнике мы применили обращенную конструкцию ИДД, в которой его обмотка возбуждения размещена на опорной плите, а медное кольцо закреплено на пригрузе. Такое решение позволяет, во-первых, обеспечить более надежную работу обмотки возбуждения и, во-вторых, упростить конструкцию сейсмоисточника в целом (рис. 1).

Обмотка возбуждения 2 ИДД помещена в пазу опорной плиты 1, выполненной из прочного материала, с возможно меньшим удельным весом и низким значением удельной электропроводности, например, стеклотекстолита. Медное кольцо 3 закреплено на пригрузе 4, который имеет возможность перемещаться вверх. При разряде емкостного накопителя на обмотку возбуждения по ней протекает ток i_1 и вокруг обмотки создается магнитный поток Φ , а в медном кольце индуцируется ток i_2 . В результате взаимодействия токов i_1 и i_2 на обмотку возбуждения и медное кольцо действует электромагнитная сила P , расталкивающая их, а магнитный поток замыкается в основном через воздушный зазор между обмоткой возбуждения и медным кольцом. Под действием электромагнитной силы опорная плита 1, помещенная в её пазу обмоткой возбуждения, перемещается в направлении грунта 7 и деформирует его, что приводит к генерированию в грунте сейсмической волны. Под действием этой же силы медное кольцо 3 с пригрузом 4 движется вверх по направляющим 5 и 6. Перемещение под действием электромагнитной силы опорной плиты 1 вниз вызывает сжатие грунта приблизительно на 1-2 мм (в зависимости от его жесткости) за время ~2 мс, в течение которого происходит формирование и «отрыв» сейсмической волны от опорной плиты. К моменту «отрыва» волны пригруз ускоряется до некоторой скорости, а затем перемещается вверх по инерции, снижая свою скорость в результате действия силы гравитации. Затем под действием силы тяжести он падает в направлении грунта. Для исключения жесткого удара пригруза об опорную плиту в конце его падения между опорной плитой и пригрузом устанавливается односторонний гидравлический демпфер, снижающий скорость пригруза в момент удара о плиту практически до нуля.

Установленный на землю сейсмоисточник сжимает грунт силой собственного веса, которая в десятки раз меньше электромагнитной силы P , развиваемой сейсмоисточником при работе. В этом заключается существенное отличие импульсного сейсмоисточника от вибрационного.



Рис. 3. Работа в Саратовской области



Рис. 4. Работа в Республике Коми (Печорский район)

в котором предусмотрено предварительное сжатие грунта весом транспортного средства, передаваемого на грунт через опорную плиту.

Металлическая пластина 8 на опорной поверхности плиты 1 предназначена для механической защиты стеклотекстолитовой плиты от повреждения. Сейсмоисточник проектируется так, чтобы масса его опорной плиты была существенно меньше массы пригруза, так как с уменьшением массы опорной плиты повышается КПД передачи энергии в грунт.

Основные технические характеристики

Амплитуда силы воздействия на грунт, КН	≥ 200
Длительность импульса силы, мс	3
Максимальное разрядное напряжение, В	950
Емкость накопителя энергии, мкФ	5000
Потребляемая мощность, кВт	≤ 1
Периодичность воздействия, с	≥ 5
Масса источника, кг	288
Масса пригруза, кг	210
Масса опорной плиты, кг	78
Габаритные размеры, мм:	
Длина	680
Ширина	610
Высота	280

Следует отметить, что выпускаемый компанией «Енисейгеофизика» импульсный сейсмоисточник «СЭМ-20» с электромагнитным двигателем (Приборы и системы разведочной геофизики, №2/2005 г., с. 26-27) имеет массу 1600 кг и развивает на излучающую (опорную) плиту усилие ~200 Кн, как и сейсмоисточник «Волгарь-20» с индукционно-динамическим двигателем, имеющий массу 288 кг (меньше в 5,5 раз!). Кроме того, длительность силового воздействия (длительность импульса силы на опорную плиту) источника «СЭМ-20» лежит в диапазоне от 6 до 8 мс, а источник «Волгарь-20» имеет длительность силового воздействия ~3 мс. Поэтому посредством сейсмоисточника «Волгарь-20» были получены более высокочастотные сейсмограммы, чем с электромагнитным источником «СЭМ-20», то есть более качественный сейсмический материал.

При проведении геологоразведочных работ в различных регионах страны источник «Волгарь-20» может перемещаться по профилю любым транспортным средством. В качестве примера на Рис. 3 и 4 показаны транспортные средства, которые были использованы при проведении сейсмических работ в центральном и северном регионах России.

Сейсмоисточник «Волгарь-20» может быть смонтирован на любых транспортных средствах: колесных или гусеничных, таких как ГАЗ-66, УАЗ, Газель, ГАЗ-71, МТЛБ, ТГМ, ГТТ, «Зубренок», «Лось», «Кайман» и т.д.

В зимнем сезоне 2010-2011 гг. проводились работы по изучению верхнего разреза (ВЧР) при проведении 3D сейсморазведки на Кожвинской площади (Печорский район Республики Коми) ОП

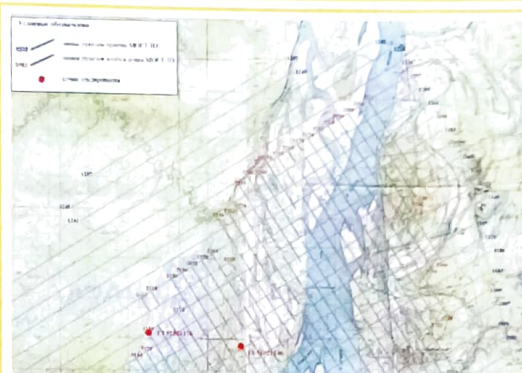


Рис. 5. Обзорная схема района работ

«Спецгеофизика» ГФУП «ВНИИГеофизика».

Условия и особенности проведения работ.

Основной целью работ являлось выяснение возможности использования источника «Волгарь-20» при изучении строения ВЧР методом преломленных волн (МПВ).

Плановая привязка точек зондирования МПВ осуществлялась по имеющимся пикетам сейсморазведочных работ МОГТ 3D. Для сравнения полученных посредством источника «Волгарь-20» результатов использовались материалы изучения ВЧР на этом же профиле с помощью газодинамического сейсмоисточника «ГСК-6М».

Рельеф местности (Рис. 5) слегка холмистый, расчлененный оврагами глубиной до 15 м. Высотные отметки в пределах исследуемой площади

Табл. 1.

Методика проведения опытных работ

Параметр	Описание
Система регистрации	SUMMIT
Тип сейсмоприемников	GS-20 DX (Фрез=10 Гц)
Количество сейсмоприемников в группе	3 шт.
Параметры группирования СП	в точке
Расстояния между центрами групп	2,5 м
Система наблюдений	встречно-фланговая
Количество ПВ на одно зондирование	2 (по краям расстановки)
Минимальное расстояние ПВ-ПП	0 м
Максимальное расстояние ПВ-ПП	100 м
Количество активных каналов	41 шт.
Длина полезной записи	0,5 с
Шаг дискретизации	1 мс
Формат записи	SEG-2
Предварительное усиление	0 дБ
Фильтрация при регистрации	выключена
Режекторный фильтр	выключен
Тип импульсного источника	«Волгарь-20» и «ГСК-6М»

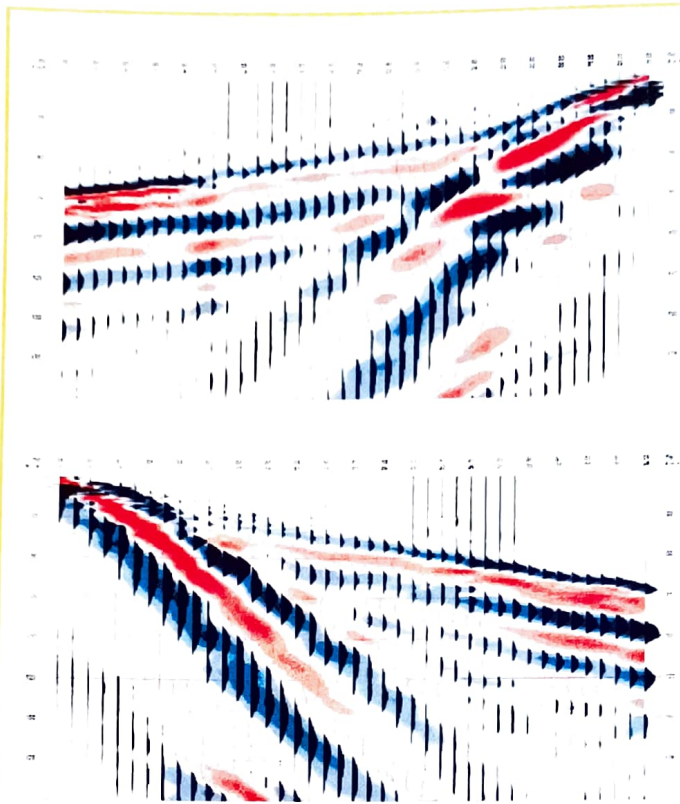


Рис. 6. Сейсмограммы, полученные с источником «ГСК-6М»

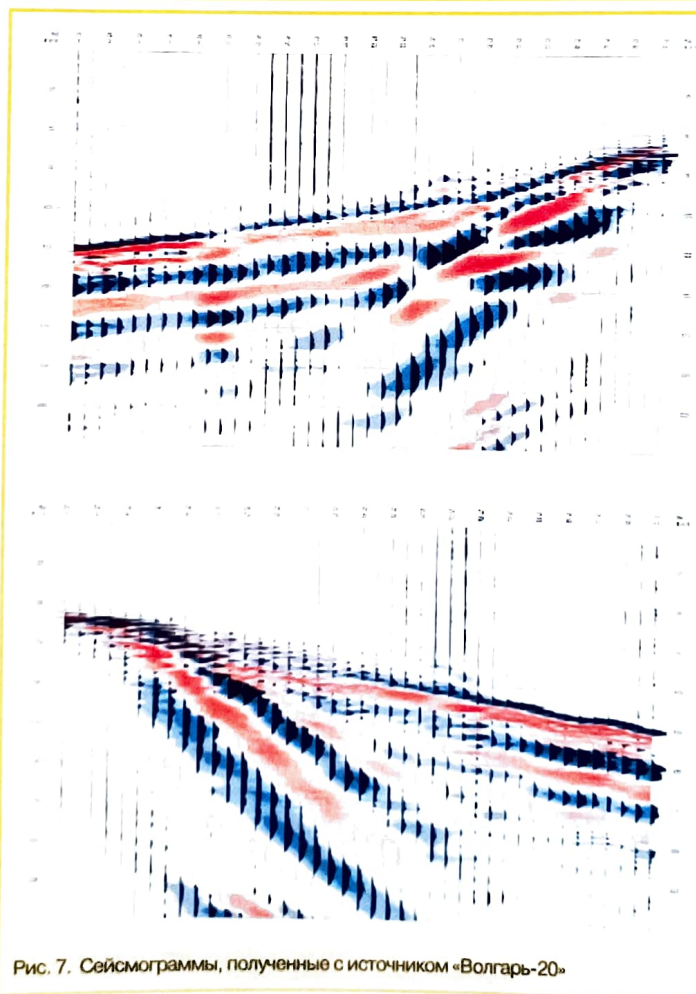


Рис. 7. Сейсмограммы, полученные с источником «Волгарь-20»

изменяются в широком диапазоне от 40,09 до 81,65 м, максимальный перепад высот составил 33,61 м. Гидрографическая сеть развита представлена реками Печора и Песчанка, многочисленными ручьями, озерами, старицами и болотами. Значительная часть площади покрыта густым лесом.

Погодные условия: пасмурно без осадков, временами ветер до 4 м/с.

Методика проведения работ и анализ полученных данных.

Методика проведения работ соответствовала полевому производственным наблюдениям (табл. 1).

Анализ полученных данных проводился по полевым сейсмограммам ОТВ при помощи программного комплекса ProMAX (Landmark Graphics Corporation, США).

Программа опытных работ.

Программа работ включала:

1. Сравнение сейсмических материалов, полученных посредством импульсных источников «ГСК-6М» и «Волгарь-20»;
2. Выбор необходимого количества накоплений для получения качественного сейсмического материала при работе с источником «Волгарь-20».

Сравнение материалов, полученных с источниками «ГСК-6М» и «Волгарь-20».

На двух точках, характеризующихся различными поверхностными сейсмогеологическими условиями, были проведены наблюдения как с источником «Волгарь-20», так и источником «ГСК-6М».

На Рис. 6 показаны сейсмограммы, полученные с помощью источника «ГСК-6М», а на Рис. 7 – с источником «Волгарь-20». Условия возбуждения в обоих случаях одинаковы: уплотненный снег, лежащий на мерзлом грунте.

Как в первом, так и во втором случаях годограф преломленной волны уверенно прослеживается во всем диапазоне удалений. Вместе с тем, сейсмограммы источника «Волгарь-20» отличаются заметно более высокочастотной записью, чем сейсмограммы источника «ГСК-6М».

Амплитудно-частотные характеристики сейсмической записи для сравниваемых источников представлены на Рис. 8. Спектральный анализ производился во временном интервале от 0 до 150 мс, как для ближних каналов, так и для дальних. Как видно, сейсмическая запись, полученная источником «Волгарь-20» (Рис. 6), имеет более широкий спектр, чем запись, полученная источником «ГСК-6М». Максимум спектра источника «Волгарь-20» приходится на более высокие частоты, чем у источника «ГСК-6М».

КОЛИЧЕСТВА

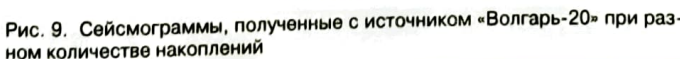
51921146. сейсмограммы

Заключение:

1. Источник «Волгарь-20» может

- ### Возможные области приме-

1. Определение ЗМС.



ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ НАШЕЙ РАБОТЫ:

- качество • надежность • бесплатное сопровождение программным обеспечением
- оперативный и удобный сервис • доступные цены • обучающие курсы • программа утилизации

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- геофизические каротажные лабораторий семейства «Кедр»,
- скважинные приборы семейства «Кедр» для геофизических исследований в бурящихся и действующих нефтяных и газовых скважинах,
- оборудование для автоматизации добычи нефти «Румб»,
- аппаратура технологического контроля проведения спуско-подъемных операций,
- аппаратура для прострелочно-взрывных работ,
- аппаратура для геофизических исследований скважин в процессе добычи,
- наземные системы управления работой добывающих скважин и мониторинга параметров.



ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КАРОТАЖНЫЕ ЛАБОРАТОРИИ СЕМЕЙСТВА «КЕДР-05»

- Использование стандартного сетевого протокола Ethernet обеспечивает высокую скорость обмена данными между блоками лабораторий и переносным персональным компьютером и аппаратурой независимость от его типа.
- Программное декодирование телеметрии всех скважинных приборов позволяет подключать к лабораториям новые приборы без внесения изменений и дополнений в аппаратуру. Список подключенных к лабораториям скважинных приборов насчитывает более 500 наименований.
- Лаборатории отличаются универсальностью, высокой степенью надежности, простотой эксплуатации и высокой экономичностью. Технические решения, используемые в лабораториях, позволяют максимально повысить эффективность геофизических работ.



ПРИБОР ВЗРЫВНОЙ ВЫСОКОЧАСТОТНЫЙ «КЕДР ПВВ-МФ»

- Имеет меньшие, по сравнению с аналогами, габариты и массу.
- Герметичный корпус.
- Расширенный диапазон питающего напряжения (прибор сохраняет свои параметры при напряжении питания от 10.5В до 27В).
- Электронная, высоконадежная система разграничения доступа.
- Цифровая индикация активного сопротивления линии.
- Блокировка работы при неисправной линии.
- Встроенная система объективного контроля событий (чёрный ящик) с часами реального времени.
- USB канал связи с компьютером.
- Программное обеспечение, позволяющее проводить аудит приборов «Кедр ПВВ-мф», управлять учетной базой данных работников, приборов, ключей доступа, просматривать журнал событий, формировать и печатать отчеты.



ДАТЧИК НАТЯЖЕНИЯ «КЕДР ДН-1»

- Диапазон рабочих температур от -50 ° С до +70 ° С
- Крепление на водильнике
- Натяжение до 10 тонн
- Выходы - цифровой, аналоговый по напряжению и аналоговый по току
- 16-разрядное разрешение.



СКВАЖИННЫЕ ПРИБОРЫ

- Высокоскоростная цифровая телеметрия,
- Энергонезависимая память, используемая для хранения номера прибора калибровочных данных и другой технологической информации.



НАКОНЕЧНИКИ КАБЕЛЬНЫЕ КАРОТАЖНЫЕ «КЕДР», НАКОНЕЧНИКИ КАБЕЛЬНЫЕ ПЕРФОРАТОРНЫЕ «КЕДР», ПЕРЕХОДНИКИ

- Широкая номенклатура изделий.
- Применение коррозионностойких материалов увеличивает срок службы и улучшает внешний вид изделий.
- Возможность использования кабельных наконечников с геофизическими грузами.
- Конструкция и типоразмеры с индивидуальным подходом к заказчику.

Двуязычные отраслевые словари: Могут ли филологи помочь «технарям»?

Череповский А.В., Савостьянов Ю.Н., г. Москва

В СССР, а ныне и в России, проблема адекватности и качества перевода научно-технических текстов была и остается достаточно острой. В последнее десятилетие контакты российских специалистов со многими зарубежными коллегами существенно расширились, и интеграция наших геологов и геофизиков в мировое сообщество постепенно углублялась. Однако, характерный для России недостаток – слабое знание английского языка – ограничивает возможность массового участия российских специалистов в международных научно-технических мероприятиях. В России считанные «технари» способны сделать доклад на английском или другом европейском языке и обсудить результаты своей работы. Поэтому по-прежнему велика потребность в специализированных словарях и услугах переводчиков, которые обязаны обеспечить качественный технический перевод, как устный (переговоры, презентации, конференции), так и письменный (научные монографии, статьи, техническая и контрактная документация и т.п.).

К сожалению, технические переводчики четко разделяются на два типа [4]: а) профессиональные филологи с хорошим знанием иностранных языков и слабым представлением о научно-технических аспектах переводимого материала, б) технические специалисты с посредственным знанием иностранных языков. Технические переводчики, обладающие как лингвистическими знаниями, так и владеющие предметом перевода, встречаются крайне редко. Примером качественного, профессионального перевода геофизической литературы может служить многолетняя высокопрофессиональная работа А.В. Крюкова по переводу с английского языка пятитомной монографии А.А. Кауфмана «Введение в теорию геофизических методов» (1997 – 2006 гг.). Хотя здесь имеет место перевод на родной язык, что значительно упрощает задачу геофизику-профессионалу.

Сейчас, на волне «всеобщего непрофессионализма» появилось огромное количество переводческих бюро, которые считают себя достаточно квалифицированными для того, чтобы перевести технические тексты любой сложности и по любой специальности. Большинство работающих в нашей отрасли переводчиков – это профессиональные лингвисты, которые полагаются на свой «богатый полевой опыт» (в том случае, если они в течение достаточно длительного времени проработали бок о бок с техническими специалистами) и зачастую составляют свои глоссарии и «блокноты переводчика». Однако, редко кто из них, берясь за перевод (будь то устный или письменный) будет предварительно утруждать себя знакомством с посвященной данной тематике литературой (как русскоязычной, так и иностранной) с тем, чтобы получить представление об используемой лексике. При этом, даже пользуясь отраслевыми техническими словарями, они не всегда способны подобрать правильный эквивалент.

Следует заметить, что словарь отнюдь не является панацеей, то есть он является для переводчика своего рода «руководством к действию», заставляющим его задуматься о применимости того или иного эквивалента, а отнюдь не бездумно переносить в переводимый текст основное (первое) значение термина. К сожалению, это практически невозможно при отсутствии у переводчика соответствующих технических знаний... В этой связи, особый разговор о двуязычных отраслевых словарях.

В последние полвека общепринятой стала «гнездовая» структура технических словарей, и работа составителя такого двуязычного словаря может показаться очень простой и похожей на механиче-

скую компиляцию: нужно всего лишь выстроить по алфавиту основные (гнездовые) термины, а затем также по алфавиту привести все словосочетания с ними. Правда, в научном мире слову «компилятор» придается пренебрежительный оттенок. Ту или иную научную работу называют компилятивной, подразумевая, что она – всего лишь совокупность результатов, надерганных из других печатных работ. У настоящего составителя отраслевого словаря работа более сложная и вдумчивая, чем у такого компилятора: нужно постоянно читать все новинки, вникать в описание новых методик и алгоритмов, подбирать синонимы и антонимы, следить за их частотностью и примерами употребления – в различных компаниях и на различных континентах. Иначе пользователя словаря можно только поставить в тупик, а не помочь ему, приводя через запятую десяток эквивалентов термина на другом языке... Например, в одной из самых популярных российских систем электронных словарей, а именно в её англо-русском словаре по нефти и газу, термину «сейсмоприемник» соответствует 15 вариантов на английском языке. Причем вариант «geophone» (99% по частотности) поставлен только 7-м, и его трудно разглядеть среди других малоупотребительных или разговорных форм. С развитием Интернета работа составителя словаря стала намного проще, и теперь в считанные минуты можно решить вопрос об области применения, географии применения или значении редкого слова или аббревиатуры.

Приходится констатировать, что из-за отставания нашей науки и техники, русские эквиваленты появляются («придумываются») зачастую с опозданием на несколько лет, и переводчикам не остается ничего другого, кроме транслитерации новых английских слов и аббревиатур при необходимости передать их на русском языке. Для многих английских аббревиатур в нашем (могучем) языке так и не появилось никаких эквивалентов. Возьмем популярное в сейсморазведке понятие «AVO». В 2004 г. Г.Н. Боганик предложил – для сходного звучания – писать по-русски ABO (амплитудная вариация отражений), но этот вариант не прижился в литературе. То же самое и с «DMO», «GPS», которые используются без перевода на русский язык. Однако, переводчики-филологи зачастую злоупотребляют транслитерацией английских терминов и навязывают ее геолого-геофизическому сообществу. Например, теперь на всех конференциях и в презентациях можно услышать слово «резервуар» вместо привычного старому поколению «пласт-коллектор». Впрочем, такое калькирование упрощает взаимопонимание и общение специалистов, проникает в печатные работы и постепенно становится нормой. Так, нормой стал термин «компьютер», а термин «электронно-вычислительная машина (ЭВМ)» в 21-м веке выглядит архаичным...

Геофизика, как всякая прикладная наука, интегрировала целый ряд дисциплин – как фундаментальных (геология, математика, физика), так и тех, которые в свою очередь являются прикладными (электроника, компьютерное дело и т.п.). Таким образом, подготовка словника двуязычного геофизического словаря представляет собой весьма непростой процесс оценки и отсеивания терминов, не являющихся собственно «геофизическими» – то есть тех, которые пользователь сможет без труда отыскать в других специализированных словарях (геологическом, математическом, физическом, по электронике, вычислительной технике и т.п.); в противном случае словарь будет перегружен терминологией, не имеющей прямого отношения к рассматриваемой дисциплине. О необходимости принятия в каждом конкретном случае индивидуальных решений, которые в

СЕЙСМОРАЗВЕДКА
НА МОРЕ И НА СУШЕ
МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

некоторой степени субъективны, говорил еще Б.В.Гусев в предисловии к своему словарю 1982 года [1].

Кто же, переводчики-филологи или технические специалисты могут и должны составлять двуязычные отраслевые словари? В нашей беседе, опубликованной в 2009 г. в журнале «Геофизический вестник» [2], мы позволили себе утверждать, что только технические специалисты могут составлять соответствующие двуязычные отраслевые словари. Это мнение основывается на изучении словарей по нефти и газу, геологии и геофизике, выпущенных в России и за рубежом за последние несколько десятков лет. В словарях, подготовленных переводчиками-филологами, есть общие особенности (скорее, со знаком минус). Во-первых, для переводчиков-филологов типично то, что они «берут на карандаш» и заносят в свои глоссарии не только то, что относится к данной отрасли, но и то, что у них «на слуху». В самых последних двуязычных геолого-геофизических словарях, подготовленных переводчиками-филологами, отчетливо прослеживается эта тенденция: можно встретить такие термины как *инсектор*, *паразит*, *пломатериалы* или *электропаяльник*, но не найти самых употребительных в современной сейсмразведке терминов, таких как *бин* или *деконволюция*. На самом деле, эти важные термины могут быть пропущены компиляторами-филологами по двум различным причинам: 1) они подозрительно непонятны для непрофессионалов, 2) автоматическая проверка правописания подчеркивает эти слова как неправильные или несуществующие, поэтому они бесечно вычеркиваются во избежание вопросов.

Чтобы не выглядеть голословными, проанализируем два «ярких» примера. Начнем со словаря М.Петраш-Воган, которая работала переводчиком в Казахстане в 90-е годы прошлого века. Ее «Иллюстрированный англо-русский/русско-английский энциклопедический словарь терминов разведочной и промысловой геофизики» вышел в 1997 г. в американском издательстве Альбион Вудс Паблишер (г.Даллас). Словарь, по существу, является переводом 3-го издания «Энциклопедического словаря терминов разведочной геофизики» Р.Шериффа (1991 г.), имя которого было вынесено на обложку словаря Петраш-Воган... как автора одностраничного предисловия. Прежде всего, обложка словаря Петраш-Воган поражает громкой саморекламой: «идеален как учебник», «фундаментальный труд». Но как только читатель раскроет книгу, его поразит и низкое качество подготовки оригинал-макета: небрежности в подготовке рукописи (проблемы с переносами и пробелами), многочисленные опечатки в русских и английских словах. Непрофессионала с головой выдают такие ошибки, как «нефтегазодобываемая экспедиция», «импульсивный метод» или «автоматическое корректирование статических погрешностей»... Весьма курьезно выглядит то, что как раз перед (совершенно необязательным) термином «*crude error* – грубая ошибка», приведен двоякий термин (как и в третьем издании словаря Р.Шериффа): **CRP, CSP**. На русском языке этим двум аббревиатурам вместо «общей точки приема (ОТП)» и «общей точки взрыва (ОТВ)» дано одно-единственное и абсолютно неверное толкование: «общая точка отражения».

При первом же просмотре словаря Петраш-Воган бросается в глаза отсутствие многих ключевых терминов по сейсмразведке и другим геофизическим методам. Зато в этом словаре можно найти десятки слов из области компьютеров и вычислительной техники: *символ*, *табуляция*, *курсор*, *джойстик*, *консоль*, *пробел*, *вызов подпрограммы*, *вычислительная схема*, *конъюнкция*, *эмуляция*, *макрокоманда*, *макрос*, *мегабит*, *меню*. Можно встретить почти все термины по арифметике: *суммировать*, *вычитать*, *вычислять*, *уменьшать*, *делить*, *деление без остатка*, *знаменатель*, *последующий член*, *множитель*. Есть и подборка прилагательных и наречий из словаря

школьника: *примерно*, *точный*, *надежный*, *сходный*, *прямой*, *наклонный*, *равноудаленный*, *ложный*, *просто красивые слова*, которые, несомненно, любят использовать геологи и геофизики в своих бесконечных дискуссиях: *беспристрастная оценка*, *неразрешимый*, *разгадывать*, *недооценивать*, *несогласованность*. Все эти приведенные курсивом слова – видимо, и количество материала для словаря, почерпнутое из геофизиков и моих коллег по Тулпар Мунай, Лтд.». А стивительно к геофизике, является неполным действом переводом упомянутого энциклопедического словаря Р.Шериффа.

Напомним, что в СССР выходил профессиональный перевод этого энциклопедического словаря, сделанный А.А.Богдановым (1984 г.) и содержащий около 7000 терминов. В то же время, в словаре Петраш-Воган написано, что он содержит свыше 30000 терминов! Казалось бы, с учетом описанных выше «смежных дисциплин», включенных в словарь, он мог бы стать такой довольно объемной работой. Но здесь слова сильно расходятся с делом: все термины в словаре Петраш-Воган последовательно пронумерованы для каждой буквы, так что не стоит большого труда подсчитать, что число этих терминов едва превышает 6000... Правда, в середине книги есть «Указатель русских терминов» на 43 страницах, где также порядка 6000 слов и словосочетаний.

Словарь Петраш-Воган был самопровозглашен «первым крупным англо-русским словарем по геофизике за последние 25 лет и важнейшим вкладом в геофизическую литературу». Ни много, ни мало! В предисловии говорится, что «геофизика как наука на Западе и в Советском Союзе развивалась в фактической изоляции. Поэтому геофизики и геологи разных стран нуждались в таком словаре для доступного общения друг с другом». Но позволить! Изоляция была, но в данном случае ее вектор был направлен в другую сторону: в СССР постоянно издавались англо-русские словари по геологии и геофизике, начиная с тяжелого послевоенного 1947 года, и советские ученые всегда следили за научными достижениями и новыми технологиями на Западе – что-то перенимая, а что-то отбрасывая. В СССР любой аспирант и соискатель был обязан сделать обзор иностранной литературы по теме своей научной работы и сдать «экзамен-минимум». В самом деле, большинство методов и процедур (и соответствующих терминов), возникавших и распространявшихся в советской геофизике, имели западное происхождение: это и метод ОГТ, и *деконволюция*, и *миграция*. Однако знаменитая «формула Дикса» появилась на Западе на несколько лет позже аналогичной формулы, опубликованной в статье А.К. Урупова. И что же? В СССР формулу стали деликатно называть «формулой Урупова-Дикса», а Западу до этого не было никакого дела...

Что касается российских иллюстрированных энциклопедических словарей, то в 1989 г. в издательстве «Недра» был выпущен «Словарь терминов разведочной геофизики» под редакцией А.И.Богданова. Надо признать, что этот словарь был недостаточным по объему и не стал такой популярной среди российских геофизиков книгой, как энциклопедический словарь Р.Шериффа в США. И только в 2009 г. большой группой специалистов ВНИИГеофизики была закончена подготовка «Англо-русского энциклопедического словаря по геофизике» (под редакцией А.В.Михальцева). Увы, этот фундаментальный труд вышел тиражом всего 200 экз. и даже не поступил в свободную продажу!

В качестве второго примера словаря, составленного филологом-переводчиком, рассмотрим «Новый англо-русский словарь по нефти и газу, в двух томах» (1998 г.). Его автор, Е.Г.Коваленко, был примечательной в лексикографии фигурой. В разные годы он был вице-президентом Всесоюзной ассоциации научно-

технических переводчиков (ВАНТП), председателем Московского отделения ВАНТП, членом правления Всероссийского союза переводчиков и обладал завидными достижениями: составил более 20 словарей и справочников (на самые разные темы: надежность и контроль качества, планирование эксперимента, математика, экология, банковская терминология, экономика, нефть и газ), перевел с английского более 35 книг и более 1000 брошюр, статей и отчетов. Понятно, что в одиночку невозможно было проводить такую колоссальную лексикографическую и переводческую работу. И действительно, в большинстве случаев в предисловиях его словарей отмечено, что «работа проделана коллективом авторов под руководством Е.Г.Коваленко».

Одним из требований к составлению специальных словарей является наличие указателя научной литературы на языке перевода: являясь источником терминов, такие тексты одновременно гарантируют корректность перевода. Однако, в рассматриваемом словаре Коваленко указатель литературы отсутствует – автор не потрудились пояснить читателям, что послужило терминологической базой «первого в мире словаря по данной тематике такого объема» (более 52000 терминов). Имеется только информация о том, что Коваленко опирался на словарные базы издательства ЭТС. В свою очередь, согласно сведениям в Интернете, словарная база по нефти и газу этого издательства разрабатывалась с 1995 г. и представляла собой компиляцию более чем 200 источников, включая 30 технических словарей... Интересно, что многие переводчики-компиляторы легкомысленно считают «открытой справочной литературой» любые ранее изданные энциклопедические и двуязычные словари и беззастенчиво (и неадекватно!) копируют их при подготовке «новых» словарей. Вообще-то, у любой книги есть правообладатель, и такие действия могут вступить в противоречие с гражданским кодексом РФ.

Составители словарей берут на себя огромную ответственность перед читателями, поскольку в случае терминологических споров ссылка на словарь, да еще изданный известным издательством, является «истиной в последней инстанции». Но в упомянутом словаре Коваленко видны многочисленные проявления поспешности и небрежности. Разочарование вызывают десятки описок, перепутанных пар терминов, выдуманных английских терминов, «кальки» с русского, сильно устаревшие термины и существенные пробоины в современной терминологии. Если бы этот словарь подвергся серьезной научной редакции, то в него не попали бы такие неуклюжие выражения, как «бурение восстающих скважин», «порода междупласть», «геофизическая электроразведка», «разведка с использованием сейсмических станций», «слой, характеризующий пластовой скоростью», «сейсмическая поправка», «профиль, составленный на основе сейсмограмм», «сейсмический счетчик времени», «волна, допускающая детектирование», «поправка НА зону малых скоростей», «поправка НА геометрическое расхождение» и т.п. Или такие опечатки как «сейсмографический» вместо «сейсмостратиграфический» или «низкосортный» вместо «низкоскоростной»... Компиляторы-переводчики порой настолько самонадеянны, что сами пытаются давать энциклопедические справки к соответствующим геолого-геофизическим терминам. В результате – в том же словаре Коваленко – получилось следующее: «гравиметр (прибор для определения плотности)», «ротационное возмущение (порождающее поперечные волны)», «декаплинг (искусственное ослабление сейсмического сигнала)», «свертка дифрагированной волны (наружным давлением)», «отдельная сейсмическая станция (в отличие от станции группирования)» и т.п.

У читателя, осилившего сей текст до этого места, естественно, возникает традиционный российский вопрос: «Что делать?» С нашей точки зрения, проблема может быть (хотя бы частично) решена двумя спо-

собами, напрашивающимися сами собой: а) обучением филологов и лингвистов азам геологии и геофизики, б) улучшением языковой подготовки студентов-геологов и геофизиков непосредственно в технических вузах.

Что касается первого пункта, то здесь всё не так просто. Обучение филологов и лингвистов основам научно-технического перевода оставляет желать лучшего, несмотря на то, что в России регулярно проводятся международные конференции и межвузовские семинары, посвященные «новым технологиям в обучении переводу», где заслушиваются такие специфические доклады как «Интегративная модель обучения переводу в сфере профессиональной коммуникации», «Лингвокогнитивные основы формирования межкультурной компетенции переводчика» и т.п. Закрадывается мысль, что филологи и лингвисты живут в созданном им самими специфическом мире, в котором они общаются на понятном только им языке, заслушивают друг друга на конференциях и присваивают друг другу научные степени и звания. Хотелось бы верить, что понимание «культурологических аспектов специального перевода» реально поможет в конкретном переводе научно-технического текста! Но лакмусовой бумагой истинного состояния дел могут служить подготовленные филологами и лингвистами технические словари – и тут становится очевидным, что король-то голый! Хочется понять: филологи и лингвисты не хотят или не могут этого увидеть?

С нашей точки зрения, подготовку терминологической базы как геолого-геофизического, так и любого другого двуязычного технического словаря, должны проводить опытные технические специалисты. Это годы и годы анализа современной научной литературы на двух языках. При этом, привлечение к работе над словарем профессиональных лингвистов (а отнюдь не филологов!) необходимо и целесообразно на стадии формирования словника – то есть для того, чтобы помочь составителям в плане правильного оформления словарных статей, выявления узуса, частотности словоупотребления и т.п.

По второму пункту – улучшение языковой подготовки студентов-геологов и геофизиков – всё ясно: техническим вузам следует организовать обучение студентов-старшекурсников (магистрантов), пусть и на факультативной основе, иностранным языкам и, прежде всего, английскому. При этом курс обучения должен быть расширенным, т.е. существенно превосходящим по объему стандартный курс, рассчитанный на первые три года обучения. В принципе, его даже можно сделать платным. Учитывая современные рыночные реалии, вряд ли какой-нибудь магистрант или студент-старшекурсник откажется от улучшения своего знания иностранных языков. С нашей точки зрения, большинство кафедр иностранного языка технических вузов способны изыскать возможности и найти (или подготовить) преподавателей, способных обеспечить необходимую языковую подготовку студентов. **Молодое поколение российских геологов и геофизиков обязано писать статьи по-английски и общаться с коллегами без помощи переводчиков, как это делают их коллеги на всех остальных континентах!**

ЛИТЕРАТУРА:

1. Англо-русский словарь по прикладной геофизике, 1982. Б.В.Гусев, Н.Н.Зефилов, А.С.Петухов, И.К.Купалов-Ярополк: М., «Русский язык».
2. О двуязычных словарях по прикладной геофизике (беседа с А.В.Череповским), 2009: Геофизический вестник, 7, с.11-16.
3. Рецкер Я.И., 1974. Теория перевода. М., «Международные отношения».
4. Савостьянов Н.А., Савостьянов Ю.Н., 2007. Как писать статьи и делать доклады. Геофизика, 6, с.81-85.

Рассматриваются вопросы перемещения через таможенные границы объектов, содержащих интеллектуальную собственность, в соответствии с правилами Таможенного кодекса Таможенного союза от 27 ноября 2009 г., вступившего в силу для Республики Казахстан и Российской Федерации 01.07.2010 г., а для Республики Беларусь 06.07.2010 г. Представлены рекомендации по учету действующих правил Таможенного кодекса и их применению к товарам геологической отрасли.

Ключевые слова: Таможенный союз Белоруссии, Казахстана и России, Таможенный кодекс, правила и условия перемещения товаров, единое экономическое пространство, объекты интеллектуальной собственности, единый таможенный реестр объектов интеллектуальной собственности, гражданская ответственность сторон, механизм учета товаров, содержащих интеллектуальную собственность, геологическая отрасль.

Правила перемещения через границы государств – членов Таможенного союза Белоруссии, Казахстана и России товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности, порядок их учета и применения к товарам геологической отрасли России

Зайченко В.Ю., Государственный научный центр Российской Федерации ВНИИгеосистем, г.Москва

Введение

26 февраля 1999 года Белоруссия, Казахстан и Россия заключили Договор о Таможенном союзе и Едином экономическом пространстве, положения которого вступили в силу в 2000–2001 годах, а в соответствии с Решением Межгосударственного Совета ЕврАзЭС от 27.11. 2009 года № 17 был подписан договор о Таможенном кодексе Таможенного союза, который вступил в силу с 1 июля 2010 года. Кодекс Таможенного союза состоит: из Общей части (разделы 1–3) и Специальной части (разделы 4–8), которые содержат правила и правовые нормы взаимодействия таможенных служб и хозяйствующих организаций государств Таможенного союза [6, 7]. Для Минприроды России особый интерес представляет содержание 7 раздела Таможенного кодекса: “Особенности перемещения через таможенную границу и совершения таможенных операций в отношении отдельных категорий товаров”, 46 глава которого посвящена особенностям совершения таможенных операций в отношении товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности [8]. Эти товары составляют значительный объем создаваемых в геологической отрасли продукции, в связи с чем они подлежат учету и управлению в едином экономическом пространстве на основе правил их перемещения через таможенные границы государств – членов Таможенного союза. Следует отметить, что в системе МПР России эти вопросы ранее не рассматривались, в связи с чем отсутствуют какие-либо нормативно-правовые или методические документы по этой проблеме.

Товары геологической отрасли, содержащие объекты интеллектуальной собственности

Прежде всего, следует определиться с понятием – объекты интеллектуальной собственности, а также их правообладателями. Для этого следует обратиться к четвертой части Гражданского кодекса Российской Федерации (ГК РФ IV), вступившей в силу с 2008 года [1], законодательные положения которого регламентируют права на результаты интеллектуальной деятельности.

В статье 1225 “Охраняемые результаты интеллектуальной деятельности и средства индивидуализации” приводится перечень объектов, которым предоставляется правовая охрана интеллектуальной собственности. Данный перечень содержит 16 наименований, многие из которых создаются в геологической отрасли и могут, как товар, фигурировать на рынке. Детальное описание признаков и критериев объ-

ектов интеллектуальной собственности, создаваемых в сфере недропользования, приведено в работе [3]. Правовой статус указанных объектов приводится в статье 1226 ГК РФ IV в следующей редакции: “На результаты интеллектуальной деятельности и приравненные к ним средства индивидуализации (результаты интеллектуальной деятельности и средства индивидуализации) признаются интеллектуальные права, которые включают исключительное право, являющееся имущественным правом, а в случаях, предусмотренных настоящим Кодексом, также личные неимущественные права и иные права (право следования, право доступа и другие)” [1]. В последующих статьях ГК РФ IV приводятся особенности использования этих видов прав. Например: в статье 1227 “Интеллектуальные права и право собственности” указано, что: “Интеллектуальные права не зависят от права собственности на материальный носитель (вещь), в котором выражены соответствующие результаты интеллектуальной деятельности или средство индивидуализации” (пункт 1), а в статье 1229 приводится правовое содержание термина “исключительное право”, в котором указано, что: “Гражданин или юридическое лицо, обладающие исключительным правом на результат интеллектуальной деятельности или на средство индивидуализации (правообладатель), вправе использовать такой результат или такое средство по своему усмотрению любым не противоречащим закону способом” (пункт 1).

Таким образом, из вышеизложенного следует, что правообладателями объектов интеллектуальной собственности могут быть как физические, так и юридические лица, обладающие исключительными правами на эти объекты.

Неимущественные личные авторские права детально описаны в главе 70 “Авторское право” ГК РФ IV [1]. Приведенные правовые положения ГК РФ IV позволяют определить понятие “объект интеллектуальной собственности” (ОИС) в следующем виде: “Это результат интеллектуальной деятельности, интеллектуальные права на который принадлежат конкретным физическим или юридическим лицам”.

В геологической отрасли в результате геологического изучения недр создаются многочисленные объекты ОИС как информационного характера – геологические отчеты, карты, разрезы, прогнозы, подсчеты запасов и т.д., так и вещественного характера – количество и качество минерально-сырьевых ресурсов. Кроме того, в качестве товара могут выступать и нема-

териальные активы, представляющие собой стоимость права пользования информационными и вещественными объектами. Этот вид товара имеет широкое распространение на международном рынке. Детальное описание нематериальных активов в сфере недропользования, их формирование и использование, приведено в работе [4].

Следует отметить, что в настоящее время в МПР России отсутствует развитая нормативно-правовая и методическая база, позволяющая определять наличие объектов интеллектуальной собственности в создаваемых в геологической отрасли товарах.

Правила совершения таможенных операций в отношении товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности

Правовые особенности перемещения товаров, содержащих ОИС, приведены в статье 328. "Меры по защите прав на объекты интеллектуальной собственности, принимаемые таможенными органами" 46 главы 7 раздела Таможенного кодекса [8], которая гласит: "Таможенные органы в пределах своей компетенции принимают меры по защите прав правообладателей на объекты интеллектуальной собственности в порядке, установленном настоящей главой" (пункт 1).

Меры по защите прав на объекты интеллектуальной собственности не применяются в отношении товаров, перемещаемых через таможенную границу:

- физическими лицами для личного пользования;
- в соответствии с таможенной процедурой таможенного транзита;
- дипломатическими представительствами, консульскими учреждениями, иными официальными представительствами иностранных государств, международными организациями, персоналом этих представительств, учреждений и организаций, для официально-го и личного пользования (пункт 2).

Статья 329 устанавливает сроки защиты прав на объекты интеллектуальной собственности не более 2-х лет при условии включения их в таможенные реестры, которые могут быть продлены на основании заявления правообладателя.

Статья 330 ставит условия включения в единый таможенный реестр объектов интеллектуальной собственности государств – членов Таможенного союза и порядок его ведения.

Статья 331 ставит условия и сроки приостановления выпуска товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности. При обнаружении признаков нарушения прав правообладателя ОИС выпуск таких товаров приостанавливается на срок до 10 дней, а по запросу правообладателя он может быть продлен не более чем на 10 рабочих дней. В этот период должны быть рассмотрены причины приостановления выпуска товаров данной категории и совместно с правообладателем приняты меры по его возобновлению. Таможенные органы вправе приостановить выпуск товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности, не включенных в таможенный реестр, который ведется таможенным органом государства – члена Таможенного союза, без заявления правообладателя в порядке, определенном законодательством государств – членов Таможенного союза.

Статья 332 содержит порядок отмены решения о приостановлении выпуска товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности, а статья 333 условия предоставления

информации, взятия проб и образцов товаров, которые обязаны соблюдать таможенные органы в отношении правообладателей или лиц представляющих их интересы. Эта информация предоставляется конфиденциально и не должна разглашаться или передаваться третьим лицам, а также государственным органам, за исключением случаев, предусмотренных законодательством государств – членов Таможенного союза (пункты 1 и 2).

Как видно, Таможенный кодекс государств – членов Таможенного союза содержит достаточно эффективные меры по защите прав правообладателей товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности, при их перемещении через таможенные границы.

Из вышеизложенного следует, что определение перечня товаров геологической отрасли, содержащих объекты интеллектуальной собственности и их учета, является первоочередной задачей. Она является достаточно сложной в связи с тем, что в отрасли имеется целый ряд видов продукции, непосредственно являющихся объектами интеллектуальной собственности – информационная научно-техническая продукция, а также продукция, содержащая объекты интеллектуальной собственности. К этому виду продукции следует отнести передовые технологии на базе изобретений, базы данных и программные комплексы по обработке и интерпретации геолого-геофизической информации, а также отдельные виды геологоразведочной техники, созданные на базе изобретений. Могут быть и другие виды товаров, содержащие объекты ОИС.

Подводя итоги рассмотрения правил перемещения товаров через границы государств – членов Таможенного союза, необходимо отметить следующее.

В отличие от множества товаров, которые могут свободно перемещаться через таможенные границы, товары, содержащие объекты интеллектуальной собственности, имеют определенные ограничения, установленные Таможенным кодексом Таможенного союза, которые предусмотрены с целью защиты прав правообладателей такого вида товаров.

Правовые нормы и правила перемещения через таможенные границы достаточно полно прописаны в 7 разделе Таможенного кодекса Таможенного союза и подлежат наполнению государствами – членами Таможенного союза.

Указанные нормы и правила распространяются не только на товары, содержащие объекты интеллектуальной собственности, занесенные в таможенный реестр, но и на объекты интеллектуальной собственности, не занесенные в таможенный реестр, что свидетельствует о признании государствами – членами Таможенного союза результатов творческой деятельности, представленных интеллектуальной собственностью, государственным имуществом особой ценности.

Учитывая начало действия правил Таможенного кодекса о перемещении товаров, содержащих объекты интеллектуальной собственности, в рамках единого экономического пространства Белоруссии, Казахстана и России, геологической отрасли России, в которой уже создано значительное количество подобных объектов, а в будущем их объем будет только возрастать, необходимо безотлагательно организовать НИР по подготовке мер по выполнению этих правил путем разработки и утверждения нормативно-правовых и методических документов.

Учитывая то обстоятельство, что согласно Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года [5], утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации, государственное управление геологической отраслью возложено на Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, организацию НИР по решению данной проблемы должно взять на себя это ведомство.

Использованные источники:

1. Гражданский кодекс Российской Федерации, четвертая часть. – М., изд. "Омега-Л", 2007, 213 с.
2. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 № 2395-1 с изменениями и дополнениями, внесенными федеральными законами от 03.03.1995 № 27-ФЗ, от 10.02.1999 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 20-ФЗ, от 14.05.2001 № 52-ФЗ, от 08.08.2001 № 126-ФЗ, от 29.05.2002 № 57-ФЗ, от 06.06.2003 № 65-ФЗ, от 29.06.2004 № 58-ФЗ, от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 15.04.2006 № 49-ФЗ, от 26.06.2007 № 118-ФЗ, от 01.12.2007 № 295-ФЗ, от 14.07.2008 № 118-ФЗ, от 18.07.2008

№ 120-ФЗ, от 23.07.2008 № 160-ФЗ, от 30.12.2008 № 309-ФЗ.

3. Зайченко В.Ю. Интеллектуальная собственность и недропользование. – М., ООО "Геоинформмарк", 2004, 315 с.
4. Зайченко В.Ю. Нематериальные активы недропользования: формирование и использование. – М., ООО "Геоинформмарк", 2007, 381 с.
5. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. № 1039-р "Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года".
6. Таможенный союз России, Белоруссии и Казахстана дает большие возможности для расширения рынков сбыта. www.tamognia.ru
7. Документы комиссии Таможенного союза www.tsouz.ru.
8. Таможенный кодекс Таможенного союза, раздел 7 "Особенности перемещения через таможенную границу и совершения таможенных операций в отношении отдельных категорий товаров", www.tamognia.ru.

«ГЕОТЕХ-2011»

Турлов П.А., Председатель Саратовского отделения ЕАГО

23-25 августа 2011 г. в Саратове прошли традиционные «Встречи на Волге» - 13-я научно-техническая конференция «ГЕОТЕХ-2011». Организаторами конференции выступили ОАО «СКБ Сейсмического приборостроения» и Саратовское отделение «ЕАГО».

В конференции приняли участие 60 представителей 29 организаций России, Украины и Республики Узбекистан. На пленарном и секционных заседаниях, а также на выставке новой техники, было заслушано более 30 докладов и стендовых сообщений, касающихся аппаратного обеспечения современных технологий геофизических исследований.

Современное состояние отечественного геофизического приборостроения, существующие проблемы и возможные пути их решения были отражены в докладах генерального директора ОАО «СКБ СП» А.В. Мичурина и генерального директора ЗАО «ГЕОСВИП» Н.П. Алелюхина. Были отмечены большие успехи отрасли и обращено внимание на те трудности, которое геофизики-приборостроители испытывают из-за дискриминационных по отношению к отечественному оборудованию условий проведения тендеров на выполнение геофизических работ.

Большой интерес аудитории вызвали выступления представителей ОАО «СКБ СП» (г.Саратов): Н.В. Тарасова - «Комплекс геофизического оборудования производства ОАО «СКБ СП» и А.И. Гнатьюка и В.Н. Тарасова - «Бескабельная СТС «СКАУТ»».

Новые функциональные возможности оборудования производства ООО «ССТ» (г. Геленджик) были продемонстрированы в сообщении Б.В. Запорожца и А.Ю. Гурова. В частности, был представлен опыт применения телеметрической системы Fly Lander без группирования приемников при сверхплотной системе наблюдений.

Интересная информация прозвучала в сообщении А.Н. Шмыкова (ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск), посвященном инженерно-геологическим наземно-подземным исследованиям с использованием сейсмических станций семейства РОСА ®.

Внимание участников конференции привлек-



ло сообщение, касающиеся направлений развития невзрывных сейсмоисточников – доклад В.В. Ивашина (Тольяттинский ГУ), а также обстоятельный доклад Е.Х. Насыбулина (ЗАО «ГЕОСВИП», Москва) об отечественных невзрывных источниках сейсмических сигналов.

Об опыте применения российских ТСС ряда «ПРОГРЕСС» при выполнении геофизических работ рассказали гости конференции – представители Приднепровской ГЭ (Новомосковск, Украина) и Восточно-Украинской ГРЭ (Полтава, Украина).

О расширении функциональных возможностей аппаратуры ВСП-24 рассказал в своём выступлении генеральный директор ООО «Специальные геофизические системы» (г.Саратов) В.Г. Божедомов.

Интересные дискуссии разворачивались около экспонатов выставки новинок геофизической аппаратуры, а также на выездном заседании на волжских просторах.

В числе рекомендаций, представленных в итоговых документах конференции и поддержанных всеми ее российскими участниками, отмечена необходимость принятия на государственном уровне срочных мер, направленных на предотвращение попадания геофизической отрасли - одного из ключевых элементов стратегического нефтегазового комплекса страны - в технологическую зависимость от иностранного производителя.

Отмечая важность и полезность конференции, её участники единодушно решили встретиться вновь в следующем 2012 году.

МЫ ПРЕДСТАВЛЯЕМ ПЯТЬ НОВЫХ ПРОДУКТОВ, КОТОРЫЕ ОБЪЕДИНЯЕТ ЛИШЬ ОДНО:

НАШИ КЛИЕНТЫ!

Производство сейсморазведочных работ с использованием беспроводных систем Hawk (наша новая автономная система бескабельной регистрации) и FireFly (беспроводная регистрирующая система). Использование малогабаритной вибросейсмической установки UniVib для доступа на участки, которые ранее представлялись недоступными. Улучшенный дизайн повышенной жесткости датчиков VectorSeis в сочетании с новыми цифровыми возможностями системы ARIES II. Разработанное и усовершенствованное в соответствии с требованиями отрасли оборудование компании INOVA отличается особой прочностью, надежностью и мощная техническая поддержка, которые необходимы нашим заказчикам.

Более подробная информация о новинках компании в области наземной сейсморазведки содержится по адресу inovageo.com/YOU-Driven.

Вашему вниманию предлагаются технологии, ориентированные на потребности заказчика.



FireFly
Беспроводная система
регистрации.



Hawk
Автономная система
бескабельной регистрации.



UniVib
Малогабаритный
виброисточник.



VectorSeis
Цифровые датчики.



ARIES II
Цифровая обработка данных.

ПРИГЛАШАЕМ ПОСЕТИТЬ СТЕНДЫ КОМПАНИИ

INOVA НА ВЫСТАВКАХ:

SEG 2011 - СТЕНД №816 KIOGE 2011 - СТЕНД №9-72, ПАВ. 9



ВСЕГДА ГОТОВО К УПОТРЕБЛЕНИЮ

Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428.

Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования.

Производство импульсных источников «Геотон»

ООО «Фирма «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

sggeoton@gmail.com

geoseisltd@gmail.com

[http:](http://www.geoton.ru)

www.geoton.ru

www.geoseis.info

