

традиционно неудобных и недоступных для проведения работ. И нам удастся даже в этих традиционно неудобных условиях получать материалы высокого качества.

В тоже время полевая партия выполняет большой объем натурных испытаний новых моделей оборудования разрабатываемых и производимых нашей компанией, что, несомненно, способствует обеспечению высокого качества выпускаемой нами продукции и надежности ее работы. А этому мы придаем первостепенное значение.

**Т. Кстати о качестве и надежности отечественной аппаратуры. На страницах нашего журнала мы не раз поднимали тему явного протекционизма иностранных производителей геофизического оборудования в нашей стране. Не хотите высказаться на этот счет?**

**З.** И не хотелось бы об этом говорить, но приходится. Действительно, в нашей стране долго ничего достойного не производилось. Но сейчас ситуация кардинально изменилась! Взять оборудование нашей компании. Оно имеет практически те же технические параметры, что и зарубежное оборудование, обеспечено оперативным сервисом, ремонтом и обслуживанием, как правило, имеет значительно меньшую стоимость. Мы легко идем на необходимые потребителю конструктивные доработки серийных изделий. Обучение и документация выполняются на родном языке. Мы также как и зарубежные компании

имеем сертификат соответствия внедренной на предприятии системы менеджмента качества требованиям стандарта ISO 9000-2001. И такое российское оборудование зачастую не допускают к участию в тендерах, объявляемых российскими же компаниями! Абсурд!

**Т. Будем надеяться, что ситуация все же изменится и поручкой тому растущая популярность оборудования Вашей компании среди российских потребителей.**

**З.** Уверен, что так оно и будет. В самом начале Вы сказали, что Вам нравится «лицо» нашей компании и это приятно. Мы считаем, что компания-производитель должна иметь свое «лицо». Это касается всего - и того оборудования, которое она производит, и того как она его позиционирует на рынке, и как она его сопровождает. Как обучает новых пользователей, как их принимает, какие условия для работы им создает. Одним словом - нет мелочей в таком важном деле. Такой подход приносит свои плоды. Но мы не намерены останавливаться. У нас есть еще много идей, которые ждут своей очереди для реализации. Так что приглашаю Вас к нам в гости года через 2 - 3. То ли еще увидите!

**Т. Спасибо за приглашение, надеемся, что такая возможность нам представится. И заканчивая наше интервью, что бы Вы пожелали нашим читателям?**

**З.** Прежде всего здоровья, успехов во всех начинаниях и побольше положительных эмоций.

## От главного редактора. Требования к авторам

### УВАЖАЕМЫЕ АВТОРЫ!

Следуя приведённым ниже требованиям, вы сможете существенно ускорить подготовку вашей работы к публикации!

Материалы, представляемые для опубликования в журнале «Приборы и системы разведочной геофизики», должны отвечать следующим требованиям:

Статья представляется в электронной форме - по адресу [paturlov@gmail.com](mailto:paturlov@gmail.com) или на CD-R (предпочтительно) либо на флэш-карте. Не рекомендуется представлять материалы на перезаписываемых дисках типа CD±RW, так как они не всегда адекватно читаются «чужими» приводами. Возможна передача информации по электронной почте. Убедительная просьба к авторам - присылать электронные сообщения в формате Unicode, что позволит избежать необходимости их конвертирования из альтернативных кодировок.

При передаче материалов по электронной почте допускается представление материалов в архивированном виде, при этом следует пользоваться форматом ZIP (являющимся, по сути, общепринятым стандартом архивирования данных и по умолчанию распознающимся большинством файловых менеджеров), избегая применения других типов архиваторов (RAR, 7-Zip и т.п.).

Заголовки папок и имена файлов должны быть даны на английском языке или, в крайнем случае, записаны латинским шрифтом (т.е. «транслитом», когда заголовок файла «Статья» записывается как Statya, Statia и т.п.).

Форматы текстового файла могут быть: MS Word (версия 6.0 или выше), RTF или ASCII. Таблицы представляются в отдельных файлах формата MS Word или MS Excel (версия 6.0 или выше). Авторам следует избегать направления электронных версий материалов в форматах MS Office 2003 и MS Office 2007, которые не имеют «обратной совместимости» с предыдущими версиями пакета, что может существенно осложнить их конвертирование и тем самым замедлить публикацию статьи. В этом случае мы рекомендуем направлять текст в формате RTF.

Рисунки следует присылать в виде отдельных файлов форматов: TIFF без компрессии (предпочтительно), JPEG (при пересылке материалов электронной почтой) и BMP для растровой графики либо EPS, CDR и WMF для векторной графики.

Недопустимо внедрение графических элементов в «тело» статьи (текст), их представление в виде отдельных doc-файлов, а также представление графики в формате MS PowerPoint или аналогичных презентационных пакетов. Если рисунки представляются в виде растровых графических файлов (TIFF, JPEG, BMP), то они должны иметь разрешение, по меньшей мере, 600 dpi для цветных изображений и изображений «в оттенках серого» (256-bit grayscale) или 1200 dpi для «двухбитовой» графики (line art). Также исключено представление материалов (текст, таблицы и графика) в формате PDF.

Кроме того, просьба - не создавать «вложенных» файлов векторной графики (объединяющих несколько рисунков в одном файле), которые позволяют формировать последние версии графических редакторов типа CorelDraw! и PhotoShop, а также не присылать графический материал в проприетарных форматах специализированных программных пакетов ГИС (GIS)

продолжение на стр. 42



# Эффективный тандем производителя и пользователя оборудования. «СИ Технолоджи» и «Донгеофизика» \www.b-m-f.ru\

Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Лисунов О.В., Лапин С.А. компания «СИ Технолоджи», г. Геленджик



Рис. 1. «ТОРТУГА-2» - судно-источник



Рис. 2. «МУРЕНА» - универсальное сейсморазведочное судно

Компания "СИ Технолоджи" была основана в 1994 году. Основным направлением ее деятельности является разработка и производство оборудования для сейсморазведки. Принцип работы компании - создание и производство своего, полностью оригинального продукта, без попыток копирования аппаратуры, которая уже предложена на рынок другими производителями.

В компании внимательно изучают то, что делается в мировой индустрии сейсмического приборостроения, следят за появляющимися новыми оригинальными техническими и технологическими решениями, которые всегда пытаются наилучшим образом учесть и использовать при разработке своей новой продукции.

Три основных требования, которые компания предъявляет к своему оборудованию:

- обеспечить высокое качество регистрации полевого материала;
- обеспечить комфортные условия производственной эксплуатации оборудования;
- обеспечить повышение производительности работ.

Вся деятельность компании, от начала проектирования до передачи изделия заказчику и его сопровождение, подчинена выполнению этих требований.

На предприятии сложился опытный коллектив разработчиков. Их постоянная научно-исследовательская работа и плотное сотрудничество со специалистами полевых компаний - пользова-

телей оборудования позволяют оперативно совершенствовать конструкторские решения с учетом опыта практического использования оборудования.

Серийное оборудование производится с использованием собственных производственных мощностей. В настоящее время компания серийно выпускает цифровые сейсморазведочные телеметрические системы семейства XZone®, которое включает в себя три системы /[www.intromarin.ru/](http://www.intromarin.ru/):

- XZone® Bottom Fish – для морских работ;
- XZone® Marsh Line – для работ в транзитных зонах;
- XZone® Fly Lander – для сухопутных работ.

Принципиально важной особенностью систем семейства XZone® является то, что каждая из систем самодостаточна и эффективна в своей области применения, но при этом системы обладают полной совместимостью, позволяющей возможное любое комбинирование полевого оборудования при единой центральной станции регистрации.

## «...объединяя стихии...»

С применением регистрирующих систем семейства XZone® впервые становится возможной тотальная сейсморазведка транзитных зон при одинаковых параметрах приема и регистрации колебаний на суше, на мелководье и на глубокой воде.

На предприятии действует многоуровневая система проверки и контроля качества продукции в соответствии с сертификатом ISO 9001.

Ближайшим партнером компании является предприятие «Донгеофизика», которое первоначально (в 2006г.) было создано компанией «СИ Технолоджи» «для собственных нужд» - полевых испытаний новейшего разрабатываемого оборудования, но позднее было преобразовано в самостоятельное предприятие, оказывающее сервисные и субсервисные услуги по проведению полевых работ с использованием телеметрических приемно-регистрирующих систем и вспомогательного технологического оборудования, произведенных исключительно в компании «СИ Технолоджи».

Предприятие ООО «Донгеофизика» /[www.don-geofizika.ru/](http://www.don-geofizika.ru/) сертифицировано по стандартам соответствия ISO 9001, ISO 1401, OHSAS 1801 и оказывает широкий спектр услуг по проведению следующих видов полевых сейсморазведочных работ:

## Сервисные услуги:

- Проведение полного цикла полевых сейсморазведочных работ любой сложности в любых физико-географических условиях с оперативным контролем качества полевых материалов.

## Субсервисные услуги:

- Обеспечение качественной регистрации данных при проведении сейсморазведочных работ в любых районах по любым технологиям;
- Полный "сквозной" цикл сейсморазведочных работ по изучению геологического строения транзитных зон;
- Отдельные виды работ в составе работ ведущего подрядчика в нестандартных и неудоб-

# КРУПНЫМ ПЛАНОМ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



ных для него условиях: на мелководье, в зонах предельного мелководья, в условиях случайного чередования сред и на прилегающей суше;

- Специальные полевые сейсморазведочные работы по увязке и согласованию результатов наземных и морских сейсмических съемок.

Успешное проведение работ в традиционно недоступных для других компаний сейсмогеологических условиях стало возможным благодаря особенностям приемно-регистрирующего и вспомогательного оборудования производства компании «СИ Технолоджи», которая считала и считает, что мало разработать и серийно выпускать только высококачественные системы регистрации данных, необходимо еще обеспечить их специальным вспомогательным оборудованием. Только так можно обеспечить эффективную реализацию на практике любых технологий проведения полевых работ.

На сегодняшний день "Донгеофизика", кроме приемно-регистрирующих систем XZone®, имеет на вооружении и специальное технологическое вспомогательное оборудование от компании «СИ Технолоджи», включающее:

- транспортные средства в виде самоходных понтонов-катамаранов «ТОРТУГА» (рис.1) и «МУРЕНА» (рис.2) с двигателями в виде гребных колес, позволяющие перемещать тяжелое и громоздкое сейсморазведочное оборудование по предельно мелководным акваториям практически до береговой кромки даже при интенсивном развитии растительности;
- грязевой малообъемный пневмоизлучатель «МАЛЫШ», возбуждающий колебания в широком спектре частот (12- 250Гц), успешно применяемый при работах на любых глубинах акваторий и работах на суше при погружении в специальную скважину;
- сухопутный вариант пневмоисточника с системой обеспечения сжатым воздухом и установкой шнекового бурения, смонтированный на амфибийном вездеходе БАЗ-5921 (рис.3);
- систему позиционирования приемных модулей донной косы XZone® Marsh Line, делающую возможным точное определение их координат при работах на акваториях в интервале глубин 0м-10м;
- другое вспомогательное оборудование, обеспечивающее практическую реализацию нескольких эффективных технологий 2D и 3D сейсморазведочных работ, разработанных компанией СИ Технолоджи.

Общий объем работ, выполненных предприятием «Донгеофизика» за 2 полевых сезона 2007-2008 г., при поддержке компании «СИ Технолоджи», составляет около 1800 пог. км на акваториях транзитных зон Камского, Нижнекамского, Воткинского водохранилищ, реке Вятка, Северного Каспия и Азовского моря.

По отзывам заказчиков, в числе которых «РИТЭК», «ПГС-Хазар», «Лукойл», в ходе выполнения всех работ получены полевые материалы высокого качества. На рисунках 4 и 5 приведены типичные примеры полученных предварительных временных разрезов.

Тандем компании «СИ Технолоджи» и сервисного предприятия «Донгеофизика» - эффективный союз производи-



Рис.3. Амфибийный вездеход БАЗ-5921 с установкой шнекового бурения

теля и пользователя оборудования - всегда открыт для взаимовыгодного сотрудничества и реализации любых, даже самых фантастических проектов.

Сейсмогеологический разрез. Профиль 14-17. Вятка

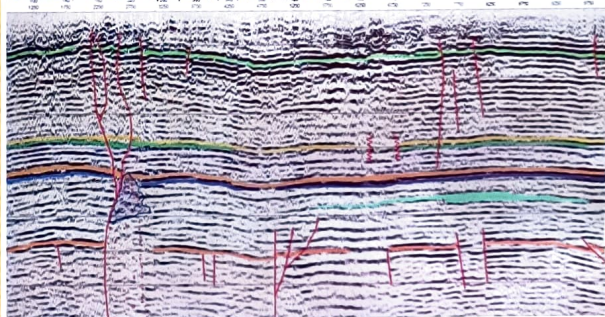


Рис. 4. Временной разрез. Нижнекамское водохранилище

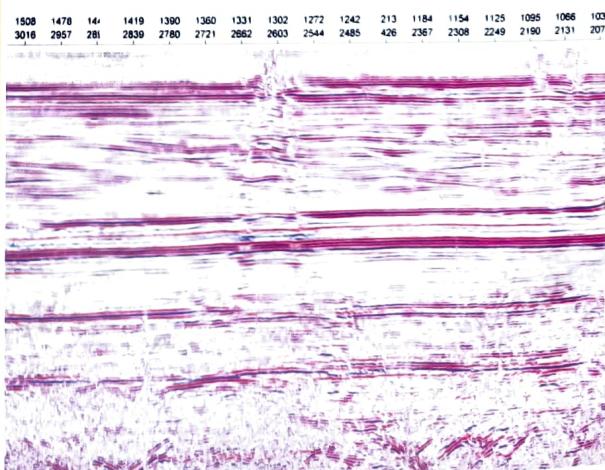


Рис. 5. Временной разрез. Северный Каспий



Думаю, многим читателям журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» запомнился броский рекламный слоган, появившийся на страницах журнала в прошлом году – «Прогресс-ТЗ. Он совершенен! Он надежен! Он недоступен... пока». И хотя затем рекламодатель несколько видоизменил слоган, сообщив, что «Прогресс-ТЗ» уже создан, только сегодня можно с полной уверенностью сказать, что телеметрическая сейсморегирующая система нового поколения «Прогресс-ТЗ» обрела право на жизнь, право называться самой совершенной и самой надежной отечественной телеметрической системой. Все новые идеи, заложенные и реализованные в ТСС «Прогресс-ТЗ» разработчиками ОАО «СКБ СП», были проверены и испытаны в ходе жестких и долгих лабораторных испытаний, а затем их работоспособность была подтверждена и в ходе полевых испытаний, проведенных в начале августа с.г.

Полевые испытания ТСС «Прогресс-ТЗ» были проведены на одном из профилей ОАО «Юг-Ойл», ранее отработанным с использованием ТСС «Scorpion» компании ION (США).

Нами был продублирован участок профиля протяженностью 5 км с теми же параметрами, что и при прохождении данного участка ТСС «Scorpion», а именно:

- Число активных каналов системы – 161
- Интервал между группами геофонов – 25 м
- Параметры группы геофонов:
  - тип геофонов - ZF 20DX-10Гц
  - число геофонов в группе - 12 с параллельно-последовательным соединением
  - база группы - 25 м
- Источники возбуждения - 4 вибратора RVib CD 27/150-362
- Параметры свипа:
  - длина - 8сек.
  - частотный диапазон - 10 – 80 Гц
  - тип - линейный
  - входной и выходной конус - 0.3 сек
- Число накоплений на каждом пикете - 6
- Число отработанных пикетов - 101
- Длительность регистрации - 2 сек
- Шаг квантования - 2 мс
- Усиление предусилителя - 0 дБ
- Частотный диапазон - открытый канал тракта записи

Полученные материалы были обработаны в ГЭОИ ОАО «Саратовнефтегеофизика». Для обработки был использован программный комплекс Geocluster 3.1 (CGG, Франция)

Граф обработки был идентичен графу, использованному при обработке соответствующих данных, полученных на том же участке профиля с помощью ТСС «Scorpion» и включал следующие процедуры:

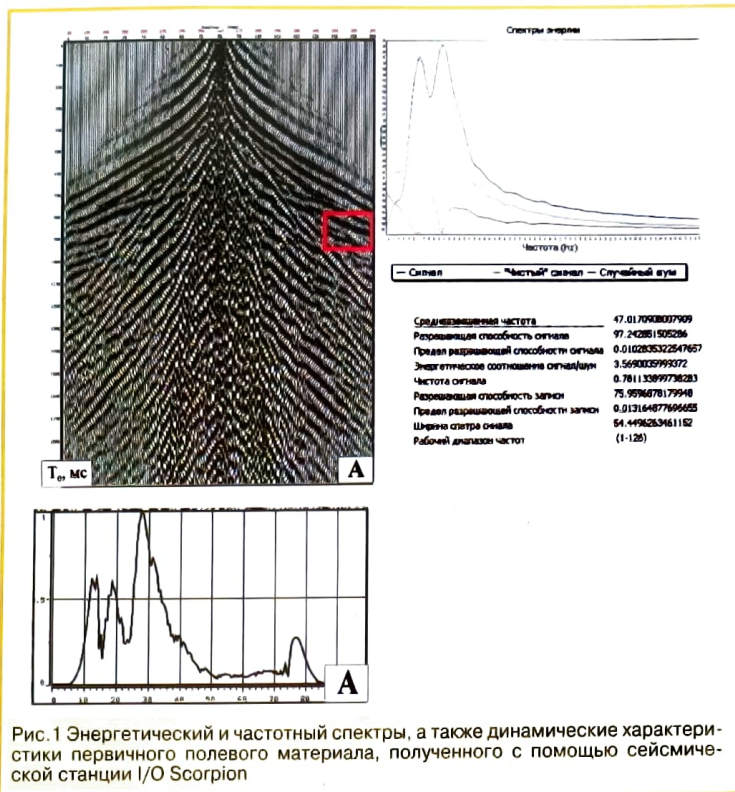


Рис. 1 Энергетический и частотный спектры, а также динамические характеристики первичного полевого материала, полученного с помощью сейсмической станции I/O Scorpion

- Ввод ПМ и описание геометрии наблюдений.
- Изучение верхней части разреза.
- Для расчета первичных статических поправок использовался программный комплекс Fathom (Green Mountain Geophysics)
- Автоматическая редакция, гармонизация.
- Регулировка амплитуд.
- Нормализация. Корректирующая фильтрация исходных записей
- Коррекция кинематических поправок
- Коррекция статических поправок.
- Подавление регулярных среднескоростных волн-помех.
- Коррекция остаточных фазовых сдвигов
- Подавление высокоскоростных кратных волн.
- Корректирующая фильтрация суммарных временных разрезов.

На рис. 1 и 2 приведены первичные сейсмограммы пункта возбуждения № 265, зарегистрированные ТСС «Scorpion» и ТСС «Прогресс-ТЗ», соответственно, а также полученные для этих сейсмограмм энергетические и частотные спектры. Можно отметить хорошее совпадение как самих сейсмограмм, так и энергетических и частотных спектров. Там же представлены динамические характеристики первичного материала, полученного на рассматриваемом участке профиля с помощью ТСС «Прогресс-ТЗ» и ТСС «Scorpion». И здесь отмечается практически полное совпадение рассматриваемых параметров.

Окончательный временной разрез, полученный после обработки данных, зарегистрированных ТСС «Scorpion», представлен на рис.3а. На рис. 3б представлен временной разрез, полученный с теми же параметрами обработки данных, зарегистрированных на том же участке профиля и с теми же параметрами наблюдения ТСС «Прогресс-ТЗ». Сравнение данных временных разрезов показывает, что визуально они практи-



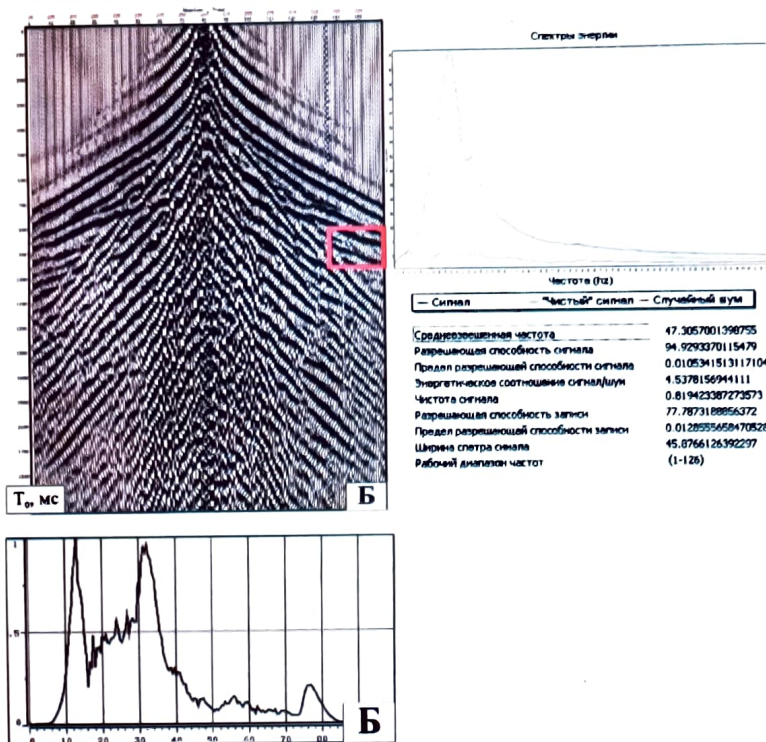


Рис.2 Энергетический и частотный спектры, а также динамические характеристики первичного полевого материала, полученного с помощью сейсмической станции «Прогресс-Т3»

чески не различимы.

Таким образом, результаты сравнительных испытаний ТСС «Прогресс-Т3» и ТСС «Scorpion» убедительно свидетельствуют о том, что технические параметры ТСС «Прогресс-Т3» находятся на уровне лучших мировых образцов сейсморегистрирующей аппаратуры.

В ходе проведения полевых работ были подтверждены и высокие эксплуатационные характеристики ТСС «Прогресс-Т3». Участники испытаний отметили надежную работу всех систем

современных систем наблюдения в любых условиях окружающей среды как на суше, так и в переходных зонах.

Примечание: ОАО «СКБ СП» выражает глубокую благодарность главному геологу ОАО «Юг-Ойл» Медведеву Игорю Григорьевичу за любезно предоставленное разрешение на проведение работ на одном из профилей компании и использование материалов, принадлежащих ОАО «Юг-Ойл».

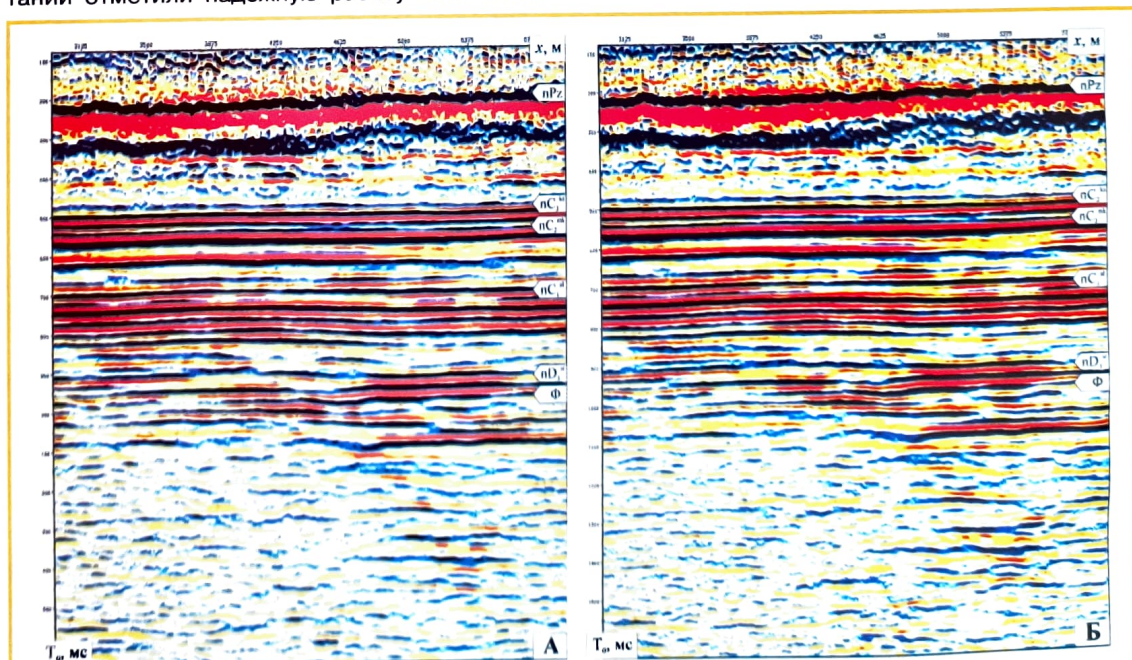


Рис.3 Сопоставление временных разрезов по одному профилю, полученных различными регистрирующими системами: (А)временной разрез, полученный с помощью сейсмической станции I/O Scorpion, (Б)временной разрез, полученный с помощью сейсмической станции Прогресс - Т3

ТСС, функциональную широту и простоту интерфейса программного обеспечения, превосходящую диагностику состояния наземного оборудования. Существенно сниженный по сравнению с предыдущими моделями ТСС вес наземного оборудования ТСС «Прогресс-Т3» значительно облегчил выполнение операций, связанных с развертыванием и перемещением наземного оборудования в поле.

Суммируя все выше сказанное, теперь можно с уверенностью говорить о том, что внедрение сейсморегистрирующей системы «Прогресс-Т3» в геофизическое производство существенно повысит производительность сейсмических партий, гарантированно обеспечит достоверную регистрацию сейсмоданных с большим числом каналов и использованием сложных



# СТС «Прогресс-Т3» - современная аппаратура для выполнения сейсморазведочных работ на суше и в переходных зонах

Бескорвайный В.Л., Волчков В.И., Гнатюк А.И., Одинокоев Н.В., Селезнёва Т.В.,  
Тарасов Н.В., Цукерман И.Б., ОАО «СКБ СП», г. Саратов

СКБ СП выпускает в промышленную эксплуатацию новую телеметрическую сейсморегирующую систему (СТС) «ПРОГРЕСС-Т3» с 3-х канальными наземными блоками сбора данных, предназначенную для геофизических исследований на нефть и газ. Данная сейсмосистема разработана для проведения работ, как на суше, так и в переходных зонах. Пользовательский интерфейс сейсмосистемы позволяет создавать гибкую систему наблюдения при профильных работах на суше с водными преградами, комбинируя секции блоков сбора данных любой канальности (3, 6, 12) в различной конфигурации. СТС «ПРОГРЕСС-Т3» рассчитана на регистрацию геофизической информации более чем с десяти тысяч активных каналов в реальном времени.

В процессе разработки СТС «Прогресс-Т3» был учтён накопленный опыт в создании и успешной эксплуатации геофизическими предприятиями отрасли сейсмосистемы предыдущего поколения «Прогресс-Т2». Запас прочности, заложенный разработчиками в конструкцию блоков, и надёжность электрической схемы СТС «Прогресс-Т2» позволили изготовителю уже на начальном этапе выпуска принять решение о пятилетней гарантии на сейсмосистему. Опыт изготовления и поставки сейсмосистемы «Прогресс-Т2» успешно перенесён и на телеметрическую сейсмосистему «Прогресс-Т3».

Конструктивно СТС «Прогресс-Т3» состоит из бортового и наземного комплексов. Основными элементами бортового комплекса являются центральный регистрирующий комплекс (ЦРК) и система электропитания.

ЦРК включает в себя блок центральный, управляющий компьютер с мониторами и устройство визуализации сейсмограмм на бумажный носитель.

Исходя из пожеланий эксплуатационников, СКБ СП предлагает несколько вариантов компоновки ЦРК устройствами воспроизведения на бумажный носитель, накопителями на магнитной ленте и твердотельной памяти, системами передачи информации для оперативного контроля качества сейсмограмм супервайзером. Блок центральный, входящий в состав ЦРК, изготавливается в варианте установки в стол оператора, либо в варианте размещения на столе. При работах 2D в труднодоступных местах имеется вариант портативного исполнения блока центрального под управлением ноутбука.

Программное обеспечение работает под управлением операционной системы Windows (XP, Vista), поэтому восстановление программного обеспечения в случае неординарных ситуаций может быть оперативно выполнено специалистами геофизического предприятия.

Программное обеспечение поддерживает два формата регистрации данных - SEG-D и SEG-Y. Следует остановиться на некоторых возможностях пользовательского интерфейса программного обеспечения:

- запись сейсмограмм на любой доступный носитель информации;
- отображение сейсмограмм на экране монитора и бумажном носителе;
- формирование списка пунктов возбуждения из SPS-файлов;
- получение выходных SPS-файлов;
- одновременная работа нескольких сейсмосистем, удалённых друг от друга и управляемых по радиоканалу через систему синхронизации возбуждения «ССВ-2»;
- передача зарегистрированной информации по радиоканалу для оценки качества полевого материала.

Программное обеспечение достаточно просто в освоении и удобно в процессе управления СТС.

Поскольку интерфейс управления системой и программное обеспечение рассчитаны на регистрацию максимального числа каналов в реальном времени (10560) и с любым источником возбуждения (импульсного или вибрационного действия), структурная схема СТС позволяет оптимально наращивать наземный комплекс аппаратуры без дополнительного вмешательства в ЦРК.



Рис. 1. Блок сбора данных для работ в переходных зонах, с возможностью погружения в воду на глубину до 50 м.

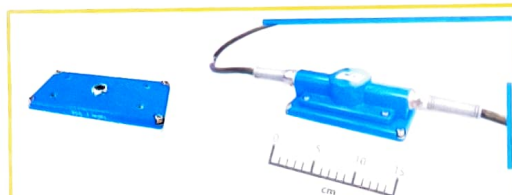


Рис. 2. Блок сбора данных для работ на суше, с возможностью погружения в воду на глубину до 30 м.



Рис. 3. Трехканальная секция с отводами для подключения сейсмогрупп

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ  
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



**Бортовой комплекс** аппаратуры сейсмосистемы "Прогресс-ТЗ" обеспечивает процедуру регистрации и обработки сейсмоданных в реальном времени в следующих режимах:

- редакция импульсных помех;
- вертикальное накопление;
- взвешенное накопление;
- корреляция до и после накопления;
- построение спектра сейсмограмм либо корелогограмм;
- контроль параметров блоков наземного комплекса;
- контроль параметров сейсмогрупп в процессе работы на профиле.

Следует отметить тот факт, что программное обеспечение всегда доступно на нашем сайте [www.skbsp.ru](http://www.skbsp.ru) и его можно скачать бесплатно.

Система электропитания сейсмосистемы "Прогресс-ТЗ", как и в предыдущих разработках, обеспечивает ЦРК питанием в трёх режимах: от аккумуляторных батарей; от бортового дизельгенератора через источник бесперебойного питания и от базовой электросети 220В. В систему электропитания входит блок зарядного устройства и щит питания.

**Наземный комплекс** аппаратуры сейсмосистемы "Прогресс-ТЗ" состоит из 3-х канальных блоков сбора данных (БСД-3), блоков линий (БЛ-3), блоков питания (БП-3), блоков аккумуляторных, а также линейных и магистральных кабелей. Он обеспечивает приём сейсмических сигналов от сейсмогрупп, усиление, преобразование в 24-разрядный код, фильтрацию ФВЧ, ФНЧ, РФ, передачу информации через телеметрическую кабельную линию связи, синхронизацию и регенерацию информации, формирование тестовых сигналов, формирование питающего напряжения для блоков сбора данных и передачу первичного напряжения питания 12В от аккумуляторных батарей на блоки питания.

**Блок сбора данных БСД-3** обеспечивает приём сейсмосигналов от групп сейсмоприёмников либо гидрофонов по трём каналам и после необходимой обработки транслирует данные в блок линии через телеметрическую линию связи. БСД-3 изготавливается в двух различных корпусах при одинаковой электронике. Цилиндрический корпус из нержавеющей стали предназначен для работ в переходных зонах на глубинах до 50м., а литой из алюминиевого сплава и имеющий прямоугольную форму - для работ на суше с возможностью погружения до 30м. Они представлены на Рисунке 1 и Рисунке 2 соответственно. БСД-3 содержит электронную часть, которая размещена на двух субблоках, электрически соединённых между собой соединителями, образуя конструкцию типа "слоеный пирог", и закреплена на крышке прямоугольного корпуса либо помещена внутрь цилиндра. Герметичность прямоугольного корпуса обеспечивается резиновой прокладкой, которая размещается в канавке крышки блока, а цилиндрического корпуса двумя радиальными резиновыми кольцами. На крышке прямоугольного корпуса имеется также выходной герметичный 16-контактный соединитель, с помощью которого осуществляется соединение БСД-3 с косою геофизической трехканальной. Оба 16-контактных соединителя (вилка и розетка) порознь и в паре соответствуют степени защиты IP68 по стандарту IEC IP529. А в цилиндрическом корпусе геофизическая коса подключается к блоку посредством разъёмов с фланцевой фиксацией.

Из БСД-3 и геофизической косы формируются секции с отводами для подключения сейсмо-

групп. Канальность секций и, соответственно, количество блоков БСД-3 в секции определяется Заказчиком оборудования. Минимальная канальность секции - 3 канала. (Рисунок 3). Соединение секций между собой осуществляется посредством концевых разъёмов быстрого сочленения.

Блок сбора данных является самым многочисленным полевым блоком телеметрической сейсмосистемы, цена которого существенно влияет на формирование стоимости наземного комплекса.

БСД-3 должен быть надёжным в процессе эксплуатации и выдерживать механические и климатические нагрузки, сохраняя при этом свои технические параметры, которые приведены в таблице:

|    |                                                                                        |               |                                          |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------------------------------------------|
| 1  | Число сейсмических каналов                                                             | шт.           | 3                                        |
| 2  | Максимальное напряжение входного сигнала                                               | В             | 2.25                                     |
| 3  | Общий динамический диапазон, не менее                                                  | дБ            | 141                                      |
| 4  | Коэффициент нелинейных искажений, не более                                             | %             | 0.0005                                   |
| 5  | Коэффициент усиления                                                                   | дБ            | 0, 12, 24, 36                            |
| 6  | Среднеквадратичное значение собственных шумов, не более                                | мкВ           | 0.13                                     |
| 7  | Напряжение смещения нуля, не более                                                     | мкВ           | 1                                        |
| 8  | Коэффициент подавления синфазного сигнала, не менее                                    | дБ            | 100                                      |
| 9  | Амплитудная неидентичность сейсмических каналов, не более                              | %             | 0.1                                      |
| 10 | Взаимные влияния между каналами, не более                                              | дБ            | минус 110                                |
| 11 | Число разрядов выходного кода, включая знаковый разряд                                 | число разряд. | 24                                       |
| 12 | Граничная частота фильтра подавления «зеркальных» частот при периоде дискретизации, мс | Гц            |                                          |
|    |                                                                                        | 0.5           | 800                                      |
|    |                                                                                        | 1.0           | 400                                      |
|    |                                                                                        | 2.0           | 200                                      |
|    |                                                                                        | 4.0           | 100                                      |
| 13 | Напряжение питания постоянного тока                                                    | В             | ± 35                                     |
| 14 | Потребляемая мощность (на канал)                                                       | мВт           | 166                                      |
| 15 | Диапазон рабочих температур                                                            | °С            | -40 ч +70                                |
| 16 | Влажность                                                                              | %             | 100 (Глубина погружения в воду до 50 м). |

**Блок линии (БЛ-3)**, представленный на Рисунке 4, используется в составе СТС «Прогресс-ТЗ» для сбора сейсмических данных с нижней и верхней ветвей полевой расстановки БСД-3, для передачи данных по магистральной линии из блока центрального к блокам линии соседних линий наблюдения и дальнейшей передачи собранных сейсмических данных на ЦРК. БЛ-3 конструктивно изготовлен в корпусе из алюминиевого сплава. На крышке корпуса установлены пять разъёмов, имеющих следующее функцио-





Рис.4. Блок линии БЛ-3 с разъемом для подключения аккумуляторной батареи

нальное назначение: ЛИНИЯ, МАГИСТРАЛЬ, ПИТАНИЕ 12В. К одной паре разъемов подключаются нижняя и верхняя ветви полевой расстановки, а к другой паре разъемов подключаются кабели магистрали. Центральный разъем служит для подключения аккумуляторной батареи на 12В для питания БСД-3 в нижней и верхней ветвях полевой расстановки. Электронная часть БЛ-3 размещена на трех субблоках, один из которых закреплен непосредственно на крышке блока, а два остальных электрически соединены между собой штыревыми соединителями и размещены в корпусе блока. БЛ-3 по своим техническим характеристикам имеет существенные отличия от предыдущей модели БЛ, работающей в составе сейсмостанции «Прогресс-Т2»:

- удвоенная пропускная способность по магистрали (позволяет увеличить максимальное количество каналов на один теле-

метрический порт до 2640 для периода дискретизации 2,0 мс);

- удвоенная пропускная способность по нижней и верхней ветвям (позволяет увеличить максимальное количество каналов в одной линии до 1200 для периода дискретизации 2,0 мс);
- наличие встроенного блока питания, позволяет обеспечить питанием от аккумуляторной батареи +12В по 30 блоков БСД-3 в нижней и верхней ветвях данной линии. Следовательно, имеется возможность существенно сократить общее число полевых блоков питания при работе по методике 3D.

В БЛ-3 обеспечена возможность выполнения работ с максимальным числом линий на один порт, равным 16. Кроме того, БЛ-3 выполняет функции регенератора сейсмической информации при передаче сейсмоданных между линиями наблюдения. Дальность передачи данных для одного БЛ-3 составляет 330 метров. Программное обеспечение позволяет оператору самостоятельно перевести блок линии в режим регенерации.

**Блок питания БП-3** выполнен в таком же корпусе, как и БСД-3, и сохраняет все его конструктивные характеристики. БП-3 осуществляет питание блоков наземного комплекса в одну сторону, что позволяет сократить число жил в кабеле и тем самым уменьшить его вес. БП-3 обеспечивает питанием 30 блоков БСД-3. При работе в переходных зонах БП-3 может погружаться в воду на те же глубины, что и БСД-3.

При проведении поисковых работ на нефть и газ на первое место выступает критерий надежной и устойчивой работы аппаратуры, используемой для регистрации геофизической информации, и качественное сервисное обслуживание. В СКБ СП оснащены лаборатории оборудования для проведения испытаний электронных блоков на надежность, механическую прочность и климатические воздействия находится на высоком уровне. Помимо использования общетехнических средств измерений, в СКБ СП разработаны и сертифицированы ряд специальных стендов и программного обеспечения, которые применяются не только для регулировки и испытаний в процессе выпуска сейсморегистрирующей аппаратуры, но и поставляются геофизическим предприятиям для проведения операций контроля параметров и обнаружения неисправностей непосредственно в полевых условиях, либо в центрах по обслуживанию сейсмоаппаратуры. А группа высококлассных специалистов способна выполнить сервисные работы в кратчайшие сроки, как на территории производителя, так и с выездом к заказчику.

В настоящее время завершены полевые испытания СТС «Прогресс-Т3», которые проводились на реальном профиле в режиме промышленной эксплуатации бортового и наземного комплексов.

В результате обработки полевого материала построен временной разрез, фрагмент которого представлен на Рисунке 5. Качество полученного материала соответствует самым высоким требованиям к геофизическому материалу, что вновь продемонстрировало высокий профессиональный уровень разработок СКБ сейсмического приборостроения и подтвердило готовность СТС «Прогресс-Т3 к промышленной эксплуатации.

Создание телеметрической сейсморегистрирующей системы «Прогресс-Т3» - это новая ступень в развитии отечественного геофизического приборостроения.

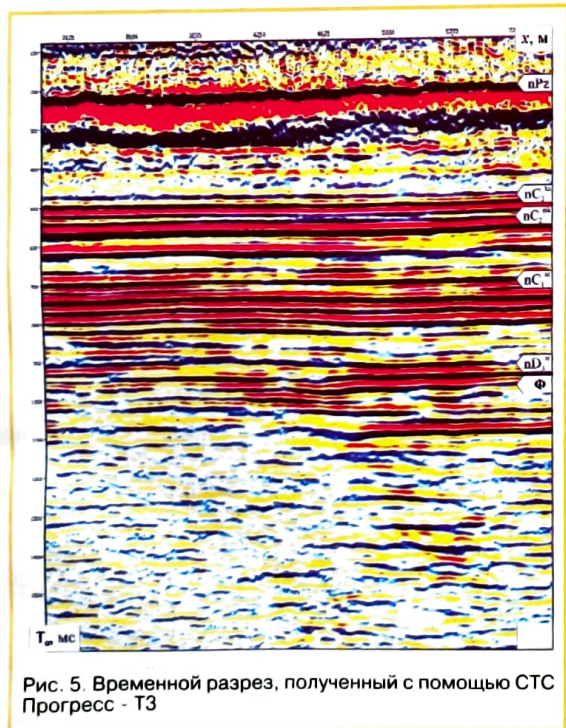


Рис. 5. Временной разрез, полученный с помощью СТС Прогресс - Т3

# ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



## Новый переносной малогабаритный импульсный источник сейсмических сигналов «МИСС-У-3»



Беляев В.Л., Вейхт Б.А., ОАО «СКБ СП», г. Саратов

По заказу ОАО «СКБ СП» коллективом ООО «ВИЭМТЕХ» г. Тольятти разработан переносной малогабаритный импульсный источник сейсмических сигналов «МИСС-У-3». Научным руководителем данной разработки является заслуженный деятель науки и техники РФ, д.т.н., профессор Ивашин В.В.

Источник предназначен для возбуждения с поверхности земли продольных или поперечных сейсмических волн в малоглубинной сейсморазведке и инженерной геофизике.

Источником механической силы в сейсмоисточнике служит индукционно-динамический привод магнитно-импульсного типа. Особенностью сейсмоисточника является короткое, порядка 12 мс, мощное механическое воздействие усилием 30 кН, обеспечивающее широкий спектр излучаемых сейсмических волн. Источник имеет высокие удельные массогабаритные показатели.

Малые габариты и вес источника позволяют использовать его при работе на пересеченной местности, в лесах, в условиях городской застройки без применения техники или с использованием транспортных средств небольшой грузоподъемности.

Для возбуждения продольных волн источник устанавливается непосредственно на грунт.

Для формирования поперечных сейсмиче-

ских волн источник крепится на специальную подставку под углом  $45^\circ$  к поверхности грунта.

Источник «МИСС-У-3» комплектуется переносной аппаратурной стойкой, на которой размещены:

- аккумуляторная батарея с напряжением 12 В и емкостью не менее  $55 \text{ А} \cdot \text{ч}$ ;
- устройство заряда накопительного конденсатора источника;
- дешифратор системы синхронизации ССВ 2;
- радиостанция типа "Motorola GM 340".

Аппаратурная стойка соединяется с источником «МИСС-У-3» кабелем с легко разъединяемым разъемом.

Технические характеристики источника приведены ниже.

В августе 2009 года были проведены полевые испытания источника.

Полевые испытания проводились в районе населенного пункта Широкий Буерак на опытном полигоне компании «ИНГЕОКОМ» (г. Саратов) с участием специалистов компании. На этом же профиле ранее проводились аналогичные опытные работы с источником «Геотон 06».

Регистрация проводилась телеметрической станцией SGD-SET, производства НПК «СибгеофизПрибор» (г. Новосибирск). Расстановка: 48 двухкомпонентных каналов, пикеты приема 1-48.



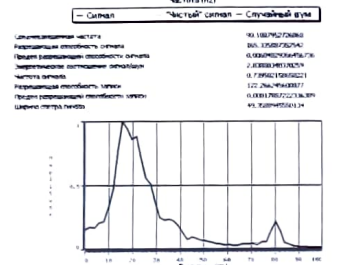
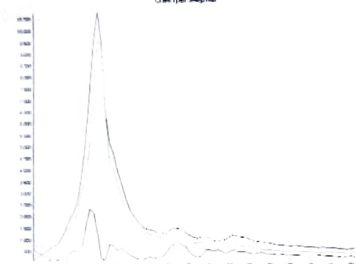
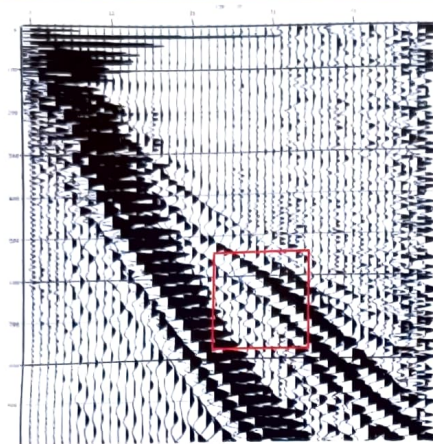


Рис.1. ПК0, 4 накопления, вертикальная компонента. Фильтрация (8 16 70 80), гармонизация «Геотон-06»

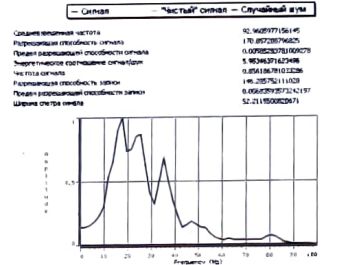
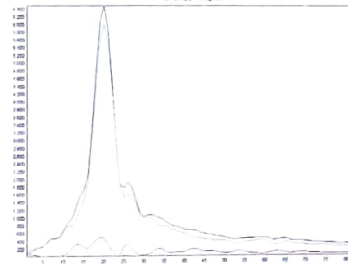
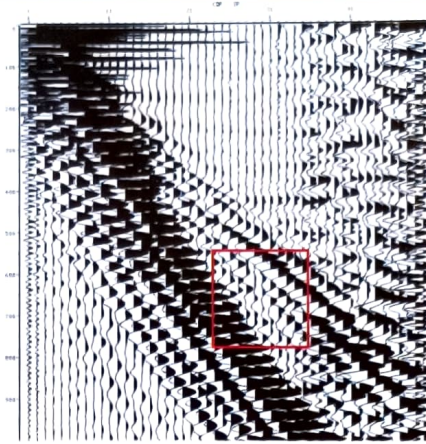


Рис.2. ПК0, 10 накоплений, вертикальная компонента. Фильтрация (8 16 70 80) гармонизация «МИСС-У-3»

расстояние между пикетами 4 м, без перемещения. Длительность регистрации 1 сек., период дискретизации 500 мкс. Количество пикетов возбуждения - 6. Пикеты возбуждения: 1, 12, 24, 36, 48, 60. Количество накоплений: 1, 4 и 10.

Для сравнительной оценки работы источников «МИСС-У-3» и «Геотон-06» компаниями «ИНГЕОКОМ» были любезно предоставлены ранее полученные полевые записи опытных работ на данном профиле с использованием источника «Геотон 06».

Обработка полевого материала была произведена в ГЭЦОИ ОАО «Саратовнефтегеофизика».

На приведенных сейсмограммах А и Б рис. 1 хорошо видно, что интенсивность преломленной волны, полученная от источника «Геотон-06» и от «МИСС-У-3» приблизительно одинаковы.

Расстановка приборов была выполнена через 4 метра, 48 каналов, т.е. около 200 метров. Видно, что на всей расстановке интенсивность преломленной волны достаточная для того, чтобы проводить уверенную интерпретацию.

Малогабаритный источник при относительно небольшом весе, позволяет нам получить приблизительно аналогичную картину, что и при работе с источником «Геотон-06», и, следовательно, может использоваться для инженерной сейсморазведки, работ МПВ и для изучения верхней части разреза при сейсморазведке на нефть и газ.

### Технические характеристики

| Характер воздействия                                                                                       | импульсный             |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| Амплитуда механической силы на излучающей плите, не менее, Н                                               | 3 · 104                |
| Длительность силового воздействия, не более, мс                                                            | 2                      |
| Максимальная частота повторения силовых воздействий, Гц                                                    | 0,33                   |
| Рабочее напряжение накопительного конденсатора, В                                                          | 950                    |
| Аккумуляторная батарея                                                                                     | 620 А (12 В, 70 А · ч) |
| Средняя мощность, потребляемая от аккумуляторной батареи при максимальной производительности, не более, Вт | 400                    |
| Габаритные размеры (длина x ширина x высота), не более, мм:                                                |                        |
| источника                                                                                                  | 500x360x230            |
| аппаратурной стойки                                                                                        | 350x320x700            |
| подставки                                                                                                  | 500x400x500            |
| Масса, не более, кг:                                                                                       |                        |
| источника                                                                                                  | 55                     |
| аппаратурной стойки                                                                                        | 36                     |
| подставки                                                                                                  | 12                     |



# Источник упругих волн для сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитных зонах

Бадиков А. Н., ООО «Пульс», г. Геленджик;  
Гуленко В.И., Кубанский госуниверситет, г. Краснодар

Проведение сейсморазведочных работ в транзитных зонах и зонах предельного мелководья является одной из наиболее сложных задач морской сейсморазведки. Основными трудностями, с которыми обычно сталкиваются сейсморазведочные партии при выполнении работ в этих условиях – это отсутствие необходимых транспортных и технических средств, которые позволяли бы обеспечивать высокую производительность работ и приемлемое качество материала.

Невозможность использования аппаратуры, разработанной именно для морских или сухопутных работ, также является одной из главных проблем при разработке эффективных технологий сейсморазведочных работ на предельном мелководье. Однако, несмотря на все трудности, сейсморазведочные работы в транзитных зонах в настоящее время проводятся весьма активно и объемы их постоянно растут. Причина этого роста обусловлена необходимостью увязки морских и сухопутных профилей, а также стратиграфической привязки отражающих горизонтов к скважинам на суше, которые в море часто отсутствуют.

Решение подобных геологических задач предполагает дальнейшее совершенствование всего аппаратно-методического комплекса и создание новых, более эффективных технических средств и технологий, предназначенных для работы именно в специфических условиях предельного мелководья и транзитных зон. Наряду с использованием соответствующих приемно-регистрирующих устройств, дальнейшее повышение эффективности морской сейсморазведки в условиях мелкого моря требует и обязательно применения достаточно мощных источников, возбуждающих более высокочастотные и широкополосные сигналы, не осложненные пульсациями газового пузыря, что обычно достигается применением сложных линейных или площадных неоднородных пневматических групп, содержащих в своем составе десятки малообъемных пневматических излучателей, объединенных в ряд подгрупп (кластеров) [1].

В июле 2007 года ООО «Пульс» завершил опытно-конструкторскую разработку нового пневматического источника сейсмических сигналов «Малыш», предназначенного для возбуждения сигналов в условиях мелкого моря – рис. 1.

Источник имеет сменные рабочие объемы 0,2; 0,4; 0,6 и 0,8 дм<sup>3</sup> (соответственно, 12; 24; 37; 49 лн<sup>3</sup>). Конструктивно источник «Малыш» защищен от попадания абразивных частиц внутрь камеры, при выхлопе сжатого воздуха полностью урав-

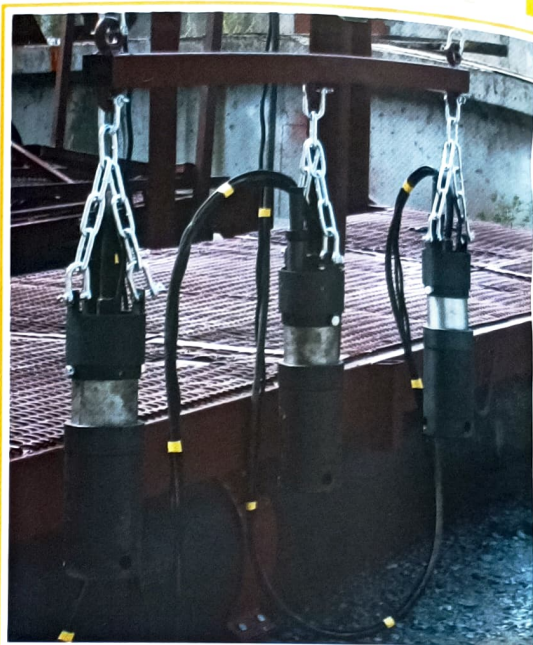


Рис. 1. Пневматические излучатели «Малыш» для сейсморазведки в условиях мелководья

новешен, имеет обратную связь (датчик момента срабатывания) и отличается высокой стабильностью в работе: разброс времен срабатывания не более  $\pm 0,15$  мс – рис. 2.

Источник прошел полный цикл лабораторных и полигонных испытаний, показал хорошие эксплуатационные и акустические характеристики, а также высокие показатели надежности. Так, при наработке на отказ в условиях обычной для мелководья взвеси песка и ила в количестве 11000 циклов, отказов в работе источников не наблюдалось.

Регистрация акустических сигналов, возбуждаемых одиночными излучателями «Малыш»,

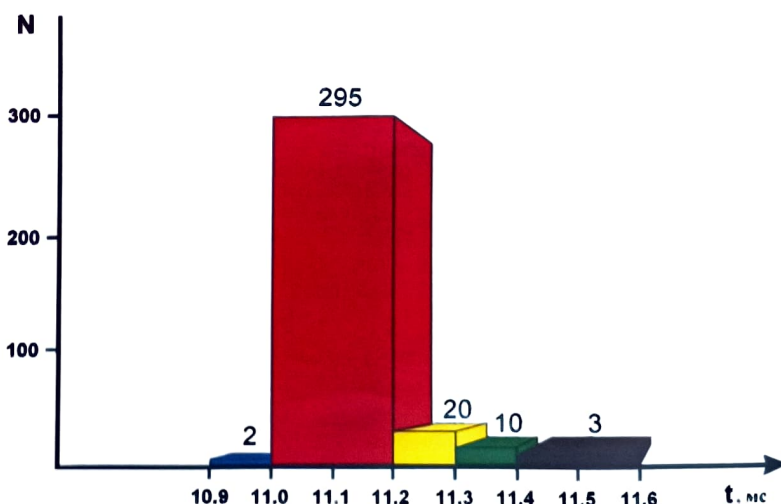


Рис. 2. Гистограмма времен срабатывания излучателя «Малыш» (Объем камеры 0,4 дм<sup>3</sup>, давление воздуха 14 МПа, общее количество циклов N = 330)



была выполнена на глубоком море с использованием регистрирующего комплекса «Импульс» [2]. При рабочем давлении 14.0 МПа глубина погружения излучателей составляла от 0.5 до 3.0 метров. Выполнены обработка зарегистрированных сигналов и их анализ.

Кроме того, с использованием полученной в эксперименте библиотеки сигналов отдельных излучателей и кластеров, в соответствии с методикой, описанной в работе [1], были выполнены расчеты синтетических сигналов для разных вариантов линейных пневматических групп на основе излучателей типа «Малыш». Основные результаты расчетов акустических характеристик некоторых групп приведены ниже в табл. 1.

В зависимости от конкретных сейсмогеологических условий, возбуждение упругих колебаний на мелководье может осуществляться разными вариантами источников:

1). В условиях мелкого моря с глубиной свыше 2.5 – 3.0 м в качестве взрывпункта может использоваться мелкосидящее судно (с осадкой до 2 м) с обычным размещением одной или двух линейных пневматических групп, буксируемых за кормой. На судне-взрывпункте кроме необходимой навигационной аппаратуры должны быть также установлены компрессор, ресиверные баллоны, пневмораспределительный пульт, а также ССВ, радиостанция и контроллер пневматических источников.

В качестве примера на рис.3 представлены расчетные акустические характеристики линейной группы из 10 излучателей «Малыш» общим объемом 6.2 дм<sup>3</sup> (в одной линии четыре кластера: 3×0.8 + 3×0.6 + 2×0.6 дм<sup>3</sup> + 2×0.4 дм<sup>3</sup>) на базе около 11 м. Основные параметры сигналов этой группы (одна и две линии при глубине погружения 2.5 м) приведены также в табл.1.

2). В условиях предельного мелководья в интервале глубин моря от 0.5 – 0.6 м до 2.5 – 3.0 м для возбуждения упругих волн могут быть использованы небольшие линейные или площадные группы из 5 – 7 пневматических излучателей «Малыш» с общим объемом рабочих камер от 4 – 5 дм<sup>3</sup>, при рабочем давлении до 14 МПа. При этом взрывпункт часто располагается на специально оборудованном понтоне с небольшой осадкой 0.3 – 0.4 м, на котором, кроме навигационного оборудования, устанавливают компрессор, ресиверные баллоны, пневмораспределительный пульт на 7 магистралей, а также рубку, в которой располагаются ССВ, радиостанция и контроллер пневматических источников. Такой понтон приводится в движение двумя мощными подвесными моторами и может буксировать носитель пневмоисточников плот-катамаран на глубинах до 0,5 – 0.7 м. Конструкция плота-ката-

**Таблица 1**  
**Акустические характеристики групп на основе излучателей «Малыш»**

| Количество излучателей в группе | Глубина погружения группы, м | Суммарный объем группы, дм <sup>3</sup> | Амплитуда сигнала (0 to pick), бар·м | Амплитуда сигнала (pick to pick), бар·м | Степень гашения пульсаций, Р/В |
|---------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------|
| 10 (1 линия)                    | 2.5                          | 6.2                                     | 14,8                                 | 22,3                                    | 25.1                           |
| 20 (2 линии)                    | 2.5                          | 2×6.2                                   | 28,8                                 | 43,6                                    | 26,6                           |
| 7 (3+2+2)                       | 1.0                          | 4.4                                     | 9,8                                  | 12,7                                    | 36,7                           |
| 7 (3+2+2)                       | 2.0                          | 4.4                                     | 11,0                                 | 17,4                                    | 29,2                           |
| 4 (2+2)                         | 0.5                          | 2.6                                     | 5,3                                  | 6,4                                     | 43,3                           |
| 4 (2+2)                         | 1.5                          | 2.6                                     | 7,6                                  | 10,4                                    | 30,5                           |

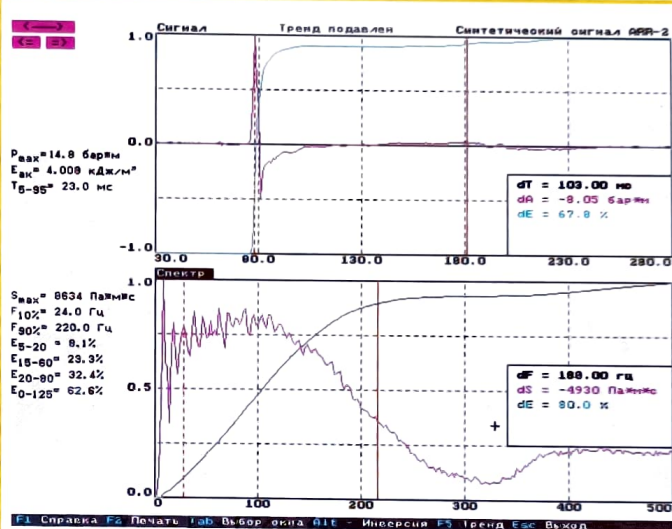


Рис. 3. Расчетные акустические характеристики линейной группы из 10 излучателей «Малыш» общим объемом 6.2 дм<sup>3</sup> (в одной линии четыре кластера: 3×0.8 + 3×0.6 + 2×0.6 дм<sup>3</sup> + 2×0.4 дм<sup>3</sup>) на базе около 11 м. Р = 14 МПа, Н = 2.5 м.

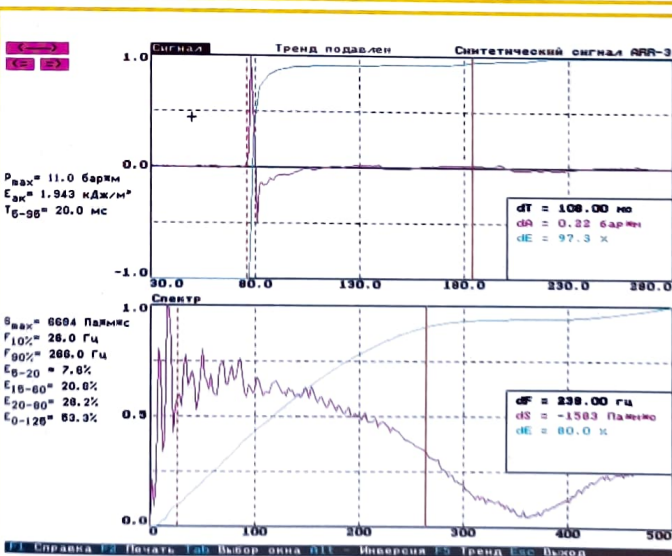


Рис. 4. Расчетные акустические характеристики линейной группы из 7 излучателей «Малыш» общим объемом 4.4 дм<sup>3</sup> (три кластера: 3×0.8 + 2×0.6 + 2×0.4 дм<sup>3</sup>) на базе 7.0 м. Р = 14 МПа, Н = 2.0 м.

# ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



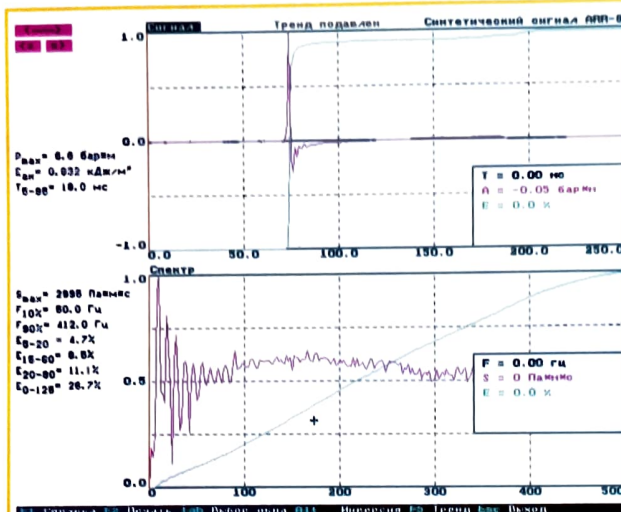


Рис. 5. Расчетные акустические характеристики компактной линейной группы из 4 излучателей «Малыш» общим объемом 2.6 дм<sup>3</sup> (два кластера: 2×0.8 + (0.6 + 0.4) дм<sup>3</sup>) на базе 3.0 м; P = 14 МПа, H = 1.0 м.

марана обеспечивает линейное или площадное группирование излучателей «Малыш» (2 линии) и, с использованием установленных на нем ручных лебедок, позволяет оперативно менять глубину их буксировки в зависимости от глубины моря и рельефа дна.

ничный транспортер и т.п.). Там же могут находиться ресиверные баллоны с запасом сжатого воздуха, пневмораспределительный пульт, а также ССВ, радиостанция и контроллер. В этих условиях работа обычно производится в режиме накопления.

Расчетные акустические характеристики компактной линейной группы из 4 излучателей «Малыш» общим объемом 2.6 дм<sup>3</sup> (два кластера: 2×0.8 + (0.6 + 0.4) дм<sup>3</sup>) на базе около 3.0 м представлены на рис.5. Основные параметры сигналов этой группы при глубине погружения 0.5 м и 1.5 м приведены также в табл.1.

На источник сейсмических сигналов «Малыш» получены патент на полезную модель за №51237 от 07.11.05г. [3], а также сертификат соответствия № 07 007 00 30 от 17.07.07г.

Пневмоисточник изготавливает ООО «Пульс»: 353461, г. Геленджик, Краснодарского края, ул. Красногвардейская, 38, офис 509, телефон/факс 8(86141) 5-41-73.

Пример записи при заказе: Источники сейсмических сигналов пневматические «Малыш» СРТИ 306569001ТУ.



Рис. 6. Общий вид амфибийного средства для транспортировки излучателей «МАЛЫШ»



Расчетные акустические характеристики линейной группы из 7 излучателей «Малыш» общим объемом 4.4 дм<sup>3</sup> (три кластера: 3×0.8 + 2×0.6 + 2×0.4 дм<sup>3</sup>) на базе около 7.0 м представлены на рис.4. Основные параметры сигналов этой группы при глубине погружения 1 м и 2 м приведены также в табл.1.

3). В транзитных зонах с глубиной моря от 0.5 – 0.6 м и до уреза воды возбуждение упругих волн может осуществляться группой из 4 – 5 пневматических излучателей «Малыш» с общим объемом 2 – 3 дм<sup>3</sup> при рабочем давлении до 14 МПа, подвешенных на раме и опускаемых на дно водоема с помощью поворотной кран-балки, установленной на борту амфибийного транспортного средства (вездеход, плавающий гусе-

## Литература

1. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки: Монография. Краснодар. КубГУ, 2003. 313с.
2. Гуленко В.И., Бадиков Н.В., Шумский Б.В. Аппаратура и методика регистрации акустических сигналов морских сейсмических источников // Приборы и системы разведочной геофизики – Ежеквартальное официальное издание Саратовского отделения ЕАГО. 2006, № 3, с.40 – 42.
3. Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш»: Патент на полезную модель № 51237. Приоритет от 07.11.2005г. Патентообладатель ООО «Пульс» (RU), авторы Бадиков Н.В., Москаленко Ю.А.



# Некоторые результаты экспериментальных работ по управлению параметрами излучения импульсных невзрывных источников типа «Енисей»

Детков В.А., СНИИГИМС, г. Новосибирск; Шайдуров Г.Я., Сибирский федеральный университет, г. Новосибирск

В публикациях [1,2] были даны теоретические предпосылки управления импульсными невзрывными источниками «Енисей» (ИНИ) путем адаптивной оценки отношения сигнал/шум и управления частотой излучения группы ИНИ.

Ожидаемый технико-экономический эффект подобного управления заключается в минимизации числа ударов импульсного источника, снижении уровня синхронных помех от поверхностных волн, улучшении качества обработки принимаемого сигнала за счет снижения влияния нелинейностей входных цепей и аналого-цифрового преобразования, снижении энергетических затрат источника излучения.

В соответствии с [1] алгоритм выделения полезного сигнала в процессе возбуждения георазреза последовательностью импульсных ударов заключается в спектральной обработке сигналов отклика ближайшего к источнику сейсмоприемника на ранних и поздних временах задержки, вычислении отношения этих спектров.

На рис.1 показаны эпюры зондирующего импульса  $I(t)$  и отраженных сигналов  $U(t)$  с ближайшего к источнику сейсмоприемника, который дает сигналы первого и второго отражающего слоя на интервалах времени  $(t_1, t_2)$  и  $(t_3, t_4)$ , соответственно. Отношение их Фурье-преобразований дает спектральную характеристику полезного сигнала второго слоя.

$$\Phi_2(j\omega) = \frac{\int_{t_1}^{t_2} U(t)e^{-j\omega t} dt}{\int_{t_3}^{t_4} U(t)e^{-j\omega t} dt} \quad (1)$$

Интегрирование на всей частотной плоскости позволяет оценить мощность полезного сигнала, отраженного вторым слоем, без влияния верхнего (первого) неоднородного слоя георазреза:

$$P_c = \int_{-\infty}^{\infty} |\Phi_2(j\omega)|^2 d\omega \quad (2)$$

Мощность некоррелированного шума определяется по этому же сейсмоприемнику перед первым ударом:



Рис.2. Общий вид БЗНК-1

$$P_w = \frac{1}{T} \int_0^T U_w^2(t) dt \quad (3)$$

где  $U_w(t)$  сигнал шумов перед первым ударом;

$[0, T]$  интервал наблюдения

Через заданное отношение  $q = \frac{P_c}{P_w}$  оператор

сейсмостанции определяет необходимое число ударов излучателя. Безусловно, описанный алгоритм требует экспериментального подтверждения и коррекции с учетом реальной ситуации на профиле, однако необходимость снижения уровня микросейсм за счет перехода на аккумуляторный режим зарядки источников потребует эффективных мер по минимизации их энергетических затрат. В этом смысле, информация о текущем отношении сигнал/шум позволяет оператору сейсмостанции минимизировать число ударов и, тем самым, увеличить производительность работ разведочного комплекса.

В течение 2007-2008г. научно-техническим центром радиоэлектроники «Мезон» Сибирского федерального университета (СФУ) по техническому заданию ОАО «Енисейгеофизика» были разработаны и изготовлены установочной серией 10 шт. опытных образцов устройств зарядки БЗНК-1 конденсаторов ИНИ от бортовых аккумуля-

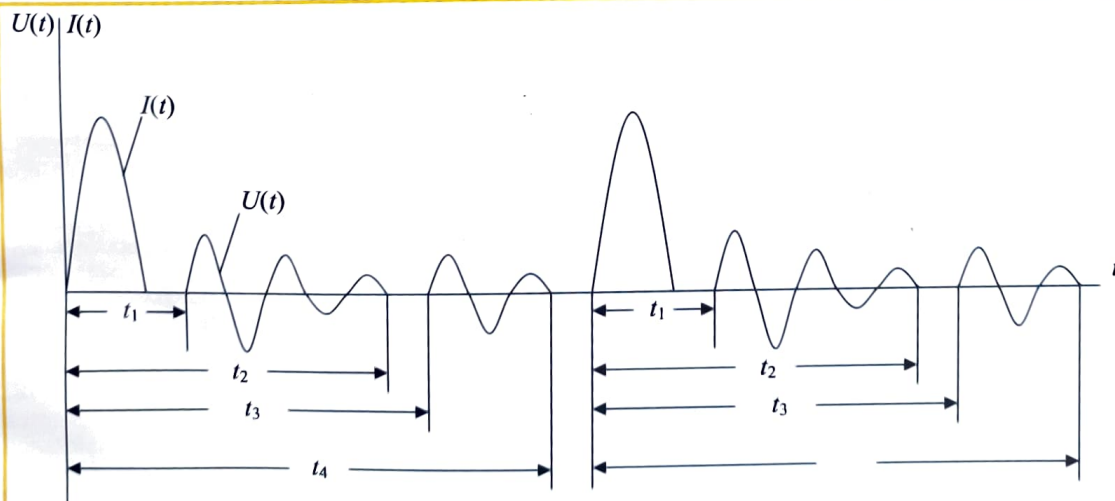


Рис.1. Эпюры сигналов на выходе сейсмоприемника

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ  
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



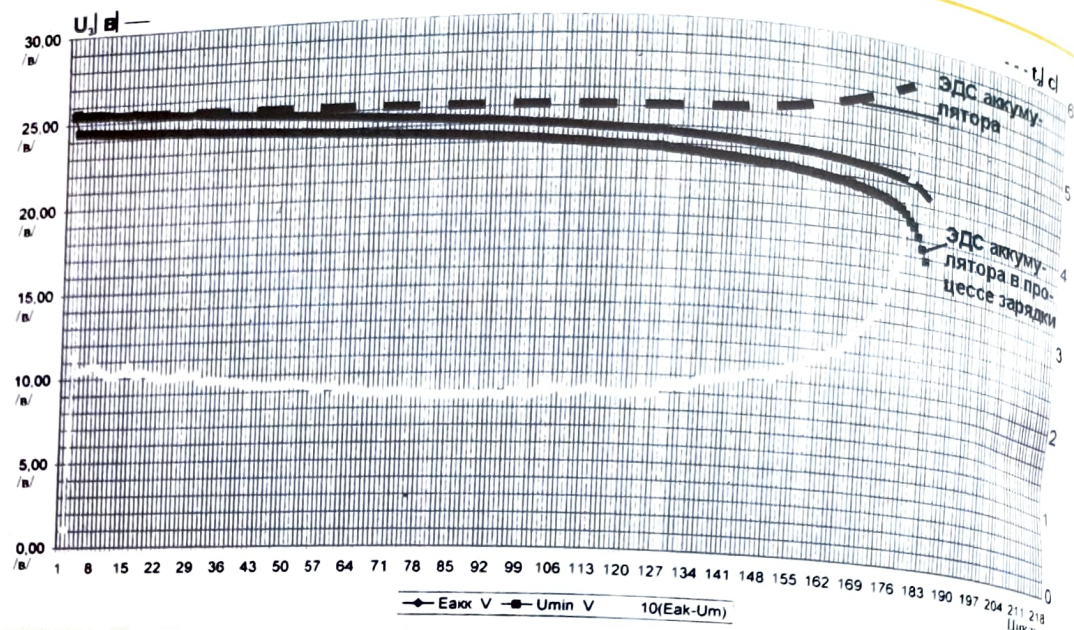


Рис.3. Графики зависимости напряжения аккумуляторов емкостью 90 а/час и времени зарядки от числа рабочих циклов

ляторов (рис.2), разработаны экспериментальные макеты подзарядки аккумуляторов в период движения базовой машины ИНИ, а также схемы управления и индикации параметров излучения. Линейные размеры БЗНК-1 250 x340 x150 мм.

На рис.3 приведены графики зависимости напряжения аккумуляторов емкостью 90 а/час и времени зарядки от числа рабочих циклов. В каждый из этих циклов входит 8 подциклов заряд-разряд. По результатам испытаний общее количество подциклов заряда блока конденсаторов в 10000 мкФ до напряжения 850 В составило 1432. При этом напряжение аккумуляторов снизилось с 25 В до 22 В, а время зарядки увеличилось с 5.08 до 6.02 с. Таким образом, при времени перехода с точки на точку, равном 3 мин, общее время наработки устройства до смены аккумуляторов составляет 3 часа. Для обеспечения режима работы аккумуляторов без смены

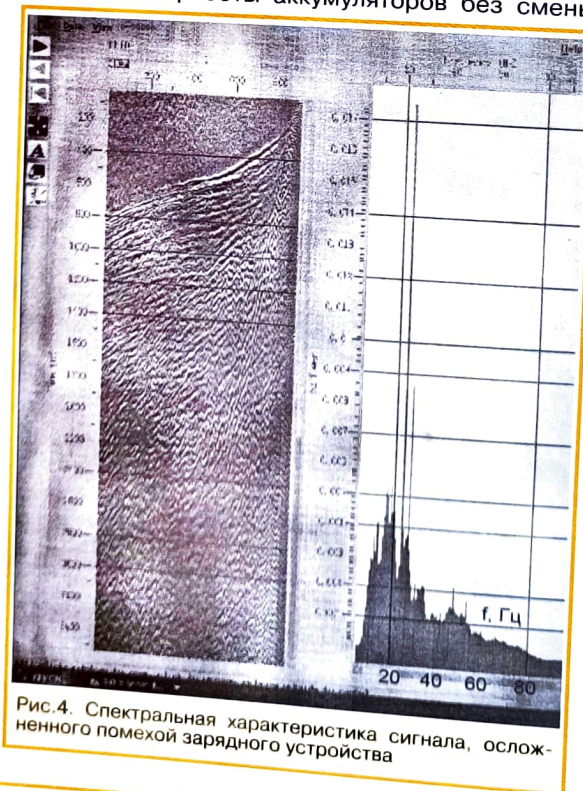


Рис.4. Спектральная характеристика сигнала, осложненного помехой зарядного устройства



Рис.5. Сейсмограммы и усредненные спектры сигналов, наблюдаемых при работающем (а) и затупленном (б) двигателе источника

было разработано устройство их подзарядки от вала транспортной машины источника во время перехода между точками стояния ИНИ.

Целесообразность введения аккумуляторного режима зарядки конденсаторов ИНИ демонстрируется рис.4, на котором изображена спектральная характеристика сейсмического сигнала при отборе мощности от вала двигателя трактора, используемого в качестве транспортной машины ИНИ. Микросейсмы в области 20 Гц, обусловленные вибрациями двигателя, в десятки раз превышают уровень информационных сигналов, что увеличивает опасность их подавления при прохождении нелинейных элементов входных цепей сейсмоприемников. Безусловно, для автомобильных установок вибрационные микросейсмы будут проявляться меньше, однако сохраняется опасность подавления слабых полезных сигналов синхронными помехами со стороны мощных низкочастотных поверхностных волн.

На рис.5 приведены усредненные спектральные характеристики сейсмических сигналов,



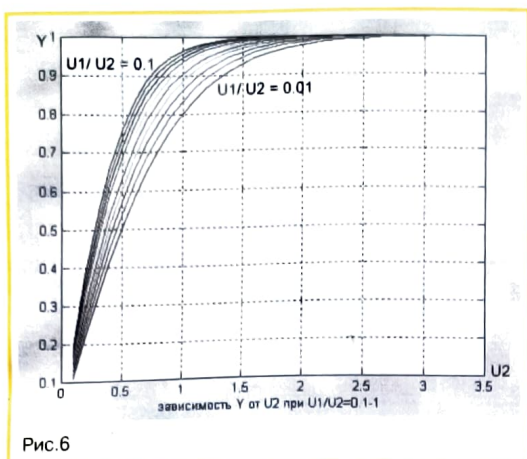
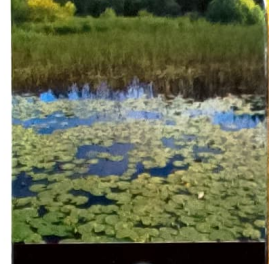


Рис.6

полученных при работающем (а) и заглушенном (б) двигателе источника с зарядом от аккумуляторов. Из этих данных видно, что работа при заглушенном двигателе источника существенно расширяет спектр сигнала в области частот выше 20 Гц. Причину этого явления можно объяснить подавлением слабых сигналов более мощными помехами вибраций от работающего двигателя на нелинейностях входных цепей сейсмостанции и влиянием стробоскопических эффектов преобразования аналогового сигнала в цифровой код в АЦП.

На рис.6 показана расчетная зависимость выходного сигнала сейсмического усилителя от амплитуды более сильного входного сигнала и отношения амплитуд слабый/сильный сигнал  $U_1/U_2$  при действии на входе усилителя комбинации  $U_1 + U_2$ , при  $U_1 \ll U_2$ . Амплитудная характеристика усилителя аппроксимирована кривой (рис.7)

$$y = thx = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}} \quad (4)$$

При гармонических сигналах  $u_1 = u_{m1} \sin \omega_1 t$ ;  $u_2 = u_{m2} \sin \omega_2 t$  выходной сигнал усилителя можно приближенно записать как

$$u_{\text{вых}} \approx \alpha(u_1 + u_2) + \beta u_{m2}^2 \sin^2 \omega_2 t + 2\beta u_{m1} u_{m2} \sin \omega_1 t \sin \omega_2 t \quad (5)$$

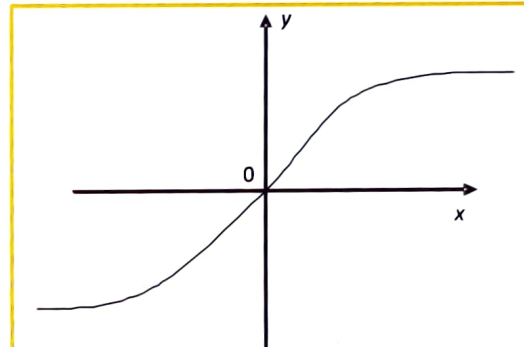


Рис.7. Зависимость выходного сигнала сейсмического усилителя от амплитуды более сильного сигнала  $u_2$  и отношения слабый/сильный сигналы  $u_1/u_2$ .

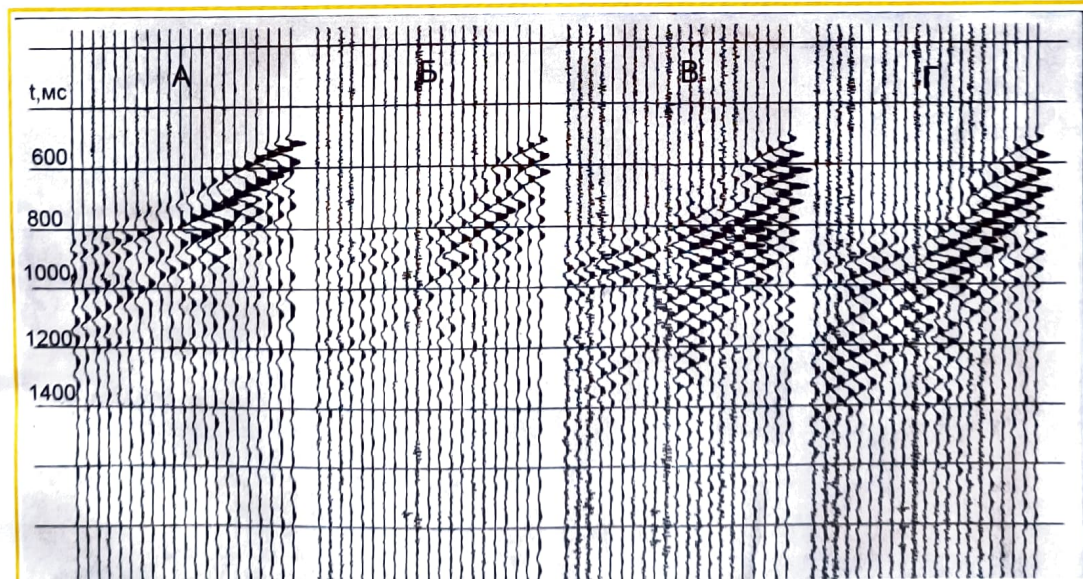


Рис.8. Пример сейсмограмм: А – режим одновременного возбуждения; Б – режим А, но с дополнительной обработкой согласованным фильтром; В – режим последовательного возбуждения с периодом 50 мс и согласованной фильтрацией с периодом 50 мс; Г – режим В, но с согласованной фильтрацией с периодом 60 мс.



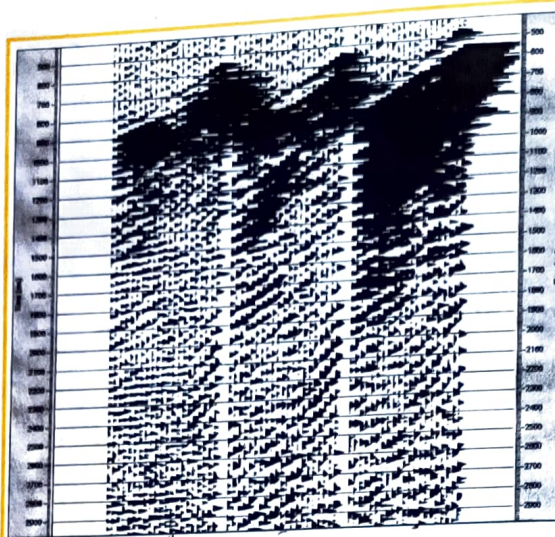


Рис.9. Сопоставление волновой картины на сейсмограммах:

А, Б – последовательное возбуждение 3-х источников.  
А – применение задержки 40 мс и свертка с импульсным фильтром 40 мс.  
Б – применение задержки 40 мс.  
В – полевая сейсмограмма при синхронном (одновременном) возбуждении 3-х источников.

В работе [2] нами приведены расчетные материалы по введению частотно-импульсного режима работы группы импульсных невзрывных источников типа «Енисей», позволяющего сосредоточить энергию излучаемого сигнала в некоторой узкой полосе частот вблизи ожидаемой частоты полезного сигнала.

Этот алгоритм предложен для снижения уровня синхронных помех (СП) на входе сейсμοприемников. Суть метода управления частотой излучения группы импульсных невзрывных источников заключается в их последовательном возбуждении с периодом повторения  $T$ , соответствующим ожидаемой частоте полезного сигнала. При согласованной обработке сигналов, поступающих на сейсμοприемники от каждого источника, т.е. их сложением с учетом задержки на время  $iT$ , где  $i=1,2,3...$  номер источника в группе, мы получаем такое же соотношение сигнал/синхронная помеха плюс шум, как в случае использования метода одновременного возбуждения источников в группе. Однако метод последовательного возбуждения существенно снижает уровень синхронных помех на первых по задержке вступлениях сигнала, т.е. реакцию верхних непродуктивных слоев георазреза, и существенно улучшает динамику сигнала по амплитуде.

Ниже приведены некоторые результаты полевых работ по частотно-импульсному режиму возбуждения группы ИНИ.

Испытания производились в сентябре 2007 г. в Богучанской геофизической экспедиции в Красноярском крае.

Для возбуждения использовались три источника «Енисей» типа КЭМ-4, расположенные линейным образом вдоль профиля наблюдения на расстоянии 5-10 м.

На рис.8, 9 изображены фрагменты сейсмограмм при одновременном возбуждении георазреза тремя источниками (А) и последовательном возбуждении с временами задержки запуска источников, соответственно, 0, 50, 100 мс (Б). Из сопоставления этих сейсмограмм видно, что последовательный режим возбуждает более глубокие поверхностные слои со смещением порядка 400 м и сдвигом по времени на 200 мс, при допущении скорости распространения волн 2000 м/с.

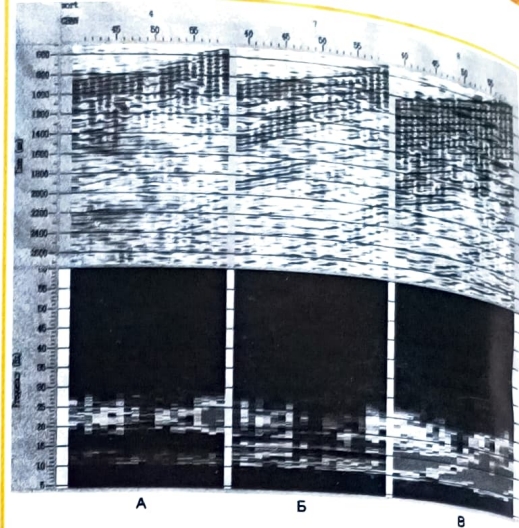


Рис.10. Частотные характеристики наблюдаемых волновых полей.

А – последовательное возбуждение 3-х источников с задержкой 40 мс и согласованной фильтрацией.  
Б – последовательное возбуждение 3-х источников с задержкой 40 мс без фильтрации.  
В – синхронное (одновременное) возбуждение 3-х источников

Введение согласованной фильтрации при вторичной цифровой обработке путем сложения отраженных сигналов со сдвигом во времени, равным 50 мс и 60 мс, увеличивает отношение сигнал/шум в соответствии с теорией [2] и позволяет наблюдать отраженные сигналы с задержкой в 1400 мс, т.е. сдвинутые по времени на 400 мс относительно варианта последовательного возбуждения, что соответствует глубинам отражающих границ, соответственно: 2800 м (последовательное возбуждение) и 2000 м (параллельное возбуждение).

Подавление низкочастотных волн-помех при переходе на режим последовательного возбуждения в группе ИНИ видно на спектральных характеристиках рис. 10 (А, Б, В). По сравнению с последовательным режимом, частотно-импульсный режим смещает основной спектр сигнала из диапазона 10-15 Гц в диапазон 20-25 Гц.

Это подтверждает выводы о том, что частотно-импульсный режим возбуждения сейсмической волны группой источников с использованием согласованной фильтрации при вторичной цифровой обработке сигналов обеспечивает не худшие результаты, чем режим одновременного возбуждения, а в сложных геолого-геофизических условиях верхней части разреза частотно-импульсный режим позволяет дополнительно компенсировать низкочастотные синхронные помехи, связанные с поверхностными волнами, и тем самым снизить негативное влияние нелинейностей сейсμοприемников и входных цепей сейсмостанции.

#### Литература

1. Детков В.А., Шайдунов Г.Я. О возможности адаптивного управления импульсными невзрывными источниками. Приборы и системы разведочной геофизики. Изд. Саратовского отделения Евро-Азиатского геофизического общества. г.Саратов. № 4. 2007. с. 14-16.
2. Детков В.А., Шайдунов Г.Я. Частотно-импульсный режим возбуждения сейсмических волн группой импульсных невзрывных источников. Приборы и системы разведочной геофизики. Изд. Саратовского отделения Евро-Азиатского геофизического общества. г.Саратов. № 4. 2007. с. 11-13.



# Оптоволоконные донные регистрирующие системы для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа

Ян Лангхаммер, Мортен Эриксруд, Хильде Накстад и ДжонТомас Крингблотн, Серсель-Оптоплан, Норвегия

## Краткое содержание

Оптоволоконные сейсморегирующие системы, предназначенные для постоянной установки на дне моря, появились на рынке как инструмент, который нефтегазовые компании могут использовать для активного мониторинга процессов разработки пластов или процессов закачки с целью оптимизации добычи углеводородов. Преимущество оптоволоконных датчиков над электрическими заключается в том, что установленные на дне моря оптоволоконные датчики абсолютно пассивны, и короткое замыкание не может произойти. Оптоволоконные датчики характеризуются длительным сроком эксплуатации, высокой чувствительностью, большим динамическим диапазоном, низким уровнем собственных шумов, отсутствием коррозии чувствительных элементов, меньшим количеством деталей и потенциально более низкой общей ценой сейсморазведочной аппаратуры. Теперь оптоволоконные донные кабели могут изготавливаться и устанавливаться для крупномасштабного мониторинга на тех месторождениях, где нефтяные компании предпочитают концепцию сейсмических наблюдений на протяжении всей истории разработки месторождения.

Оптоплан, подразделение компании Серсель, заключило первый в мире контракт на изготовление оптоволоконных донных кабелей для мониторинга разработки месторождения Эксфиск в Северном море. В 2010 году четырехкомпонентными датчиками будет покрыт участок дна моря площадью 60 кв. км. Постоянная сейсморегирующая система включает следующие составляющие: 1) набортную (на платформе) систему декодирования лазерного света и регистрирующую систему, 2) подводное оборудование, состоящее из 200 км сейсмического кабеля с приемными модулями (4000 штук), каждый из которых содержит 4 интерферометрических датчика (три акселерометра и один гидрофон). Эти интерферометрические датчики представляют собой оптоволоконные решетки Брэгга (разновидность распределенных отражателей Брэгга). Всего донное оборудование включает 24000 оптоволоконных решеток Брэгга и более чем 3500 км оптических волокон, - это, по-видимому, самая большая в мире сеть оптоволоконных датчиков. Наше оборудование обладает очень высокой надежностью, подтвержденной серией опытных полевых работ, и может использоваться на дне моря более 25 лет. Мы ожидаем, что наша сейсморегирующая система позволит значительно повысить добычу нефти и газа на месторождении Эксфиск.

Мы привержены технологии сейсморазведки с оптическими датчиками как важному инструменту нефтегазовых компаний, необходимому для экономичного длительного мониторинга эксплуатируемых месторождений.

## Введение

Нами разработаны и протестированы оптоволоконные донные косы для длительного сейсмомониторинга. Использование постоянно установленных многокомпонентных донных кос для сейсмомониторинга - это хорошо известная альтернатива буксируемым косам и перекладываемым донным косам (Барквед, 2004 г.). На рис. 1 схема-

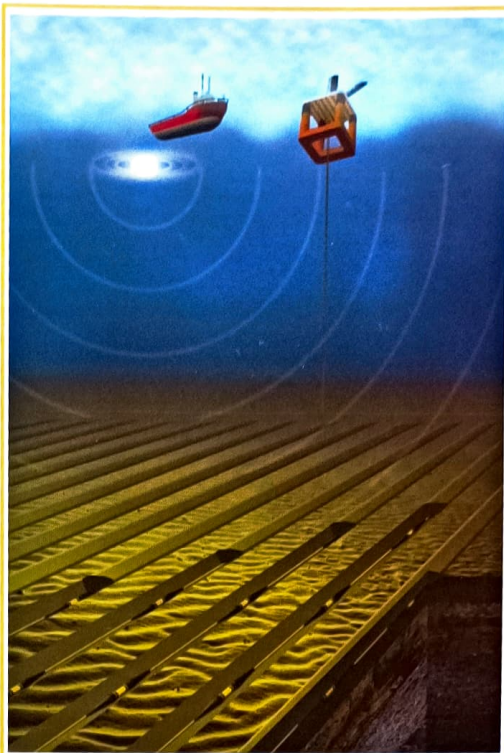


Рис.1 Оптоволоконные донные косы, уложенные на морское дно для длительного сейсмомониторинга эксплуатируемого месторождения.

тически показаны заглубленные в морское дно донные косы.

Что касается сейсмомониторинга, повторяемость координат ПВ и ПП очень важна для минимизации помех, осложняющих выделение сигнала, характеризующего изменения в пласте по мере его разработки. При морских съемках с буксируемыми косами координаты как пунктов приема, так и пунктов взрыва не могут быть точно повторены, но применение стационарных донных кос исключает проблему повторяемости пунктов приема. Улучшенная повторяемость данных повторных (контрольных) съемок при использовании стационарных донных кос позволяет нефтяным компаниям создать более точные модели геологической среды и выявить эффекты, связанные с разработкой месторождения, что дает возможность оптимизировать разработку того или иного пласта и повысить уровень добычи. В отличие от сейсмомониторинга с буксируемыми косами, стационарные донные косы позволяют обрабатывать повторные (контрольные) съемки «по требованию» и получать массивы данных с более высокой разрешенностью (Хьюстон, 2003 г.). Повторные съемки будут дешевле, чем при применении традиционных методик морской сейсморазведки, потому что каждой новой съемке нужно будет использовать только судно-источник. Такой вид мониторинга может стать предпочтительной альтернативой, если стоимость оборудования, с учетом его длительного использования на месторождении, будет приемлемой. При таком виде сейсморазведочных исследований практически нет ограни-

## ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



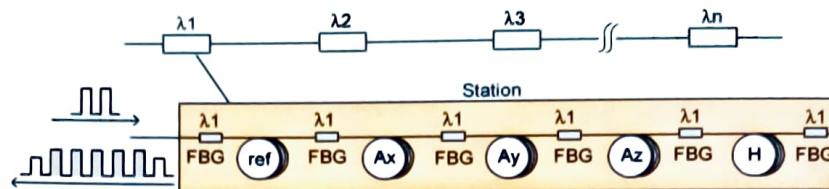


Рис.2 Конфигурация пункта приема с оптоволоконными датчиками. Ax, Ay, Az обозначают катушки взаимно ортогональных акселерометров в направлениях x, y и z. H – это катушка гидрофона и «ref» – это контрольная катушка. Все катушки снабжены отражательными оптоволоконными решетками Брэгга (FBG) с каждой стороны вместе образуя 5 интерферометров с 6 эквидистантными решетками Брэгга, отражающими свет с той же самой длиной волны. Оптическое волокно между двумя соседними решетками Брэгга и является активным чувствительным элементом. Электрические компоненты не используются.

чений по азимутам и удалениям, и в результате можно получать готовые для обработки и интерпретации многоазимутальные и широкоазимутальные массивы данных с высокой кратностью.

Скважинные оптоволоконные датчики для измерения скорости скважинного флюида, давлений и температуры, а также для работ ВСП уже разработаны и протестированы (Бостик и др. 2003 г., Кель и др., 2005 г. и Хорнби и др., 2007 г.). Очень небольшие потери энергии и широкий частотный диапазон оптических волокон обеспечивают высокие скорости передачи данных по длинным соединительным кабелям. Не снижающаяся со временем надежность – это, вероятно, наиболее важная особенность, позволяющая не повышать стоимость стационарной системы по мере ее эксплуатации. Меньшее количество деталей и отсутствие электроники значительно снижают вероятность отказов по сравнению с

электронными сейсморегирующими системами.

Оптоволоконная система с приемными модулями, прикопанными в донные отложения, потребует минимального обслуживания в течение многих лет эксплуатации. Все сложное оборудование находится на дневной поверхности, и его легко поддерживать и обновлять. Все эти преимущества оптоволоконных донных кабелей делают их идеальными для применения на морском дне, особенно для сейсмомониторинга на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. Кроме того, высокая чувствительность оптоволоконных стационарных донных регистрирующих систем делает их идеальными для регистрации микросейсмических шумов, возникающих при разработке месторождений (Чамберс и др., 2007 г.).

Разработанная донная сейсморегирующая система предлагается нефтяным и газовым компаниям под названием «Optowave» (торговая марка).

**Основные принципы оптоволоконной технологии**

Каждый четырехкомпонентный (4C) донный пункт приема включает оптический трехкомпонентный (3C) акселерометр и волоконно-оптический гидрофон, как показано нарис.2 (Накстад и Кринглботн, 2008 г.).

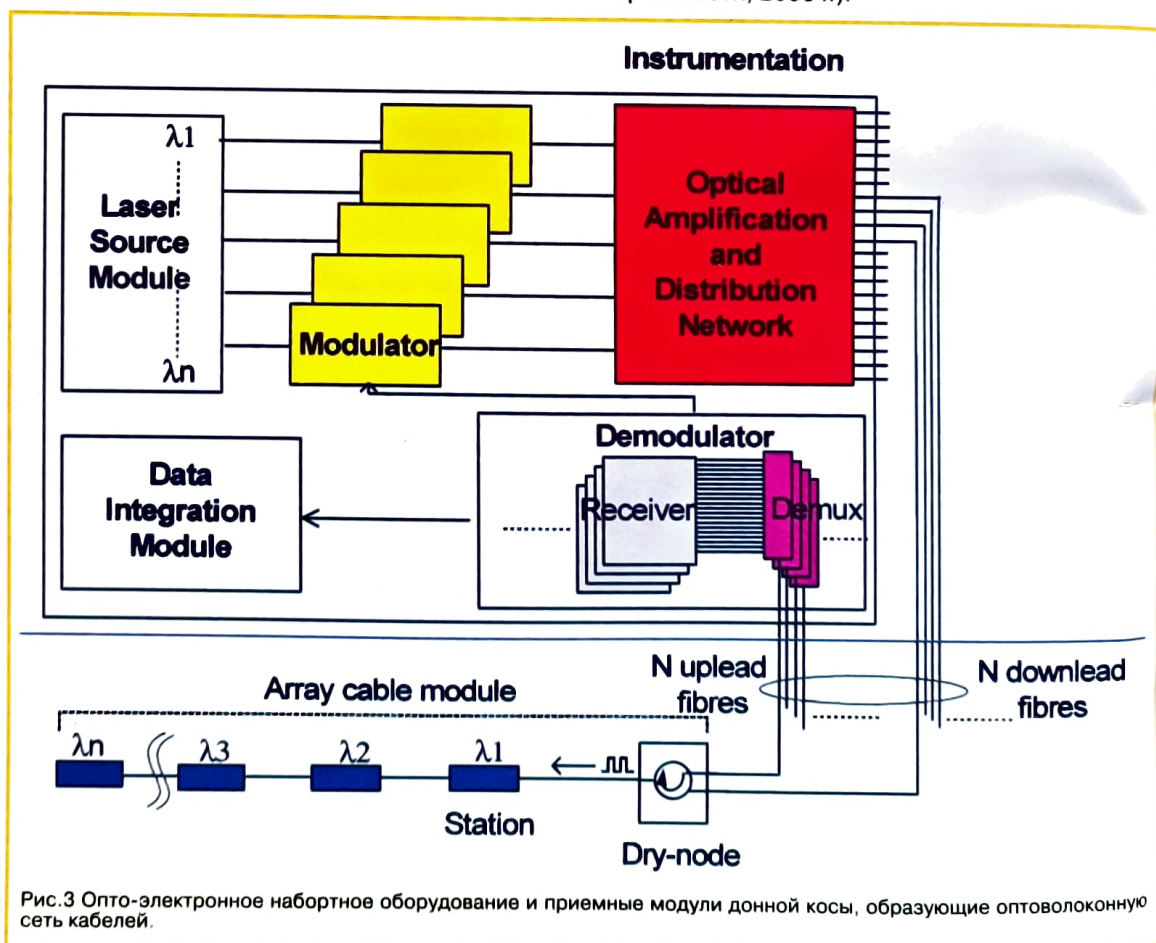


Рис.3 Опто-электронное набортное оборудование и приемные модули донной косы, образующие оптоволоконную сеть кабелей.



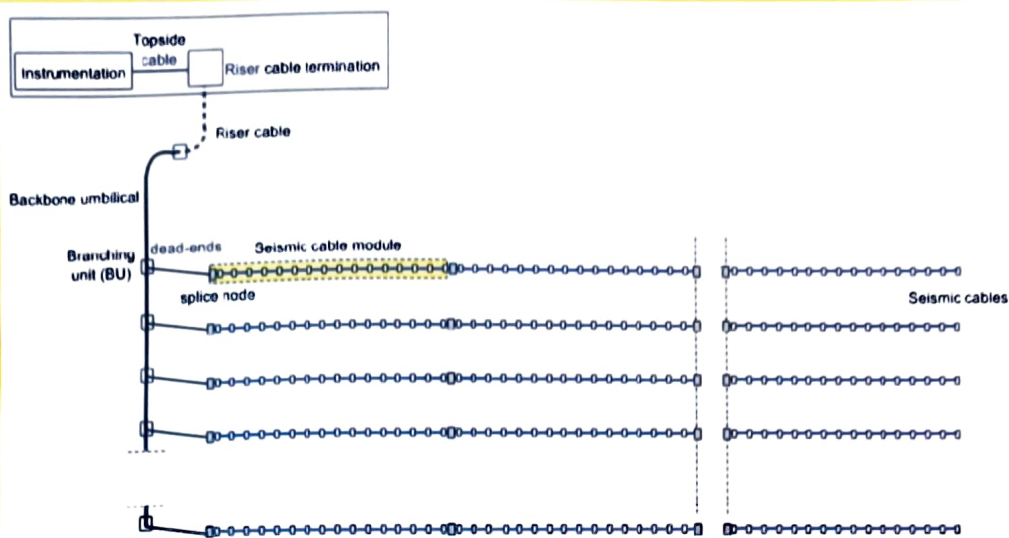


Рис.4: Сеть донных кос, соединенных с набортным оборудованием с помощью оптоволоконного донного поперечного кабеля и соединительного кабеля.

Датчики на каждом пункте приема функционируют с временным мультиплексированием, причем все оптоволоконные решетки Брэгга (FBG) предназначены для одной и той же длины волны, и приемные модули мультиплексированы по длине волны в пределах волокна, соединяющего датчики. Как показано на рис.2, в приемный модуль поступают два оптических импульса. Временной сдвиг между этими двумя импульсами равен двойному времени пробега между двумя соседними решетками Брэгга в приемном модуле, так что от приемного модуля отражается 5 интерферирующих импульсов. Акселерометры (x, y и z) установлены взаимно ортогонально и состоят из волокон, намотанных на катушки. Гидрофон состоит из волокна, намотанного на сердечник, а последняя катушка является контрольным интерферометром для подавления синфазных помех.

При внешнем воздействии длина волокна в каждом датчике изменяется в результате процессов, происходящих в активном чувствительном элементе, и это влечет за собой изменения фазовых характеристик света лазера, проходящего через оптическое волокно. Используя методы оптической интерферометрии, можно с высокой точностью измерить изменения длины волокна и преобразовать соответствующие изменения фазовых характеристик света в сейсмические импульсы с использованием набортного оборудования.

Использование полностью волоконных решеток Брэгга (FBG) имеет то преимущество, что приемные модули могут изготавливаться без сращивания и применения оптоволоконных соединителей, что упрощает конструкцию и повышает надежность донных кос.

Опто-электронное набортное оборудование, схематически показанное на рис.3 используется для опроса большого количества датчиков и приемных модулей.

Полная расстановка на дне моря может состоять из нескольких кос с приемными модулями, разложенными в пределах участка эксплуатационного месторождения, представляющего интерес для нефтегазовой компании (рис.4). Такую стационарную донную систему, предназначенную для длительного мониторинга, можно соединить с системами, ранее разработанными для скважинных наблюдений. После

демультиплексирования и преобразования фазовых изменений света лазера в стандартные сейсмические трассы, данные передаются в обычные регистрирующие системы для хранения данных и контроля их качества.

#### Опытные работы и примеры данных

На этапе разработки оптоволоконной донной сейсмической косы были проведены опытные работы. Первый тест был выполнен на глубине 35 м, в гавани города Трондхейм (Норвегия), где два оптоволоконных кабеля были для сравнения уложены рядом с самым современным электронным четырехкомпонентным кабелем (Томпсон и др 2006 г.). Второй тест был выполнен в одном из фиордов при глубине воды 270 м (Томпсон и др., 2007 г.). Тестируемые донные косы были заглублены в донные отложения на 1 м. На этих двух полигонах повторные измерения проводились с интервалом в несколько месяцев.

При анализе полевых данных основное внимание уделялось визуальной оценке исходных записей, точности определения вектора колебаний, амплитудно-частотным характеристикам, собственным шумам, отношению С/Пи контакту приемных модулей с грунтом. Данные с обоих полигонов были очень высокого качества, с однородным частотным диапазоном на всех пунктах приема. Это говорит об очень хорошем контакте прикопанных приемных модулей с донными отложениями и высоким отношением С/П.

На рис.5 показан пример данных (сейсмограмма общей точки приема), полученных при тестировании донных кос в фиорде. Обратите внимание на высококачественные компоненты акселерометра и данные гидрофона и отличное отношение С/П. Чтобы сравнивать данные гидрофонов с вертикальной компонентой акселерометров, они были продифференцированы по времени (dP/dt).

Высокая точность определения вектора колебаний трехкомпонентными приемниками важна для надежной регистрации векторного волнового поля, высококачественной обработки обменных (PS) волн и построения достоверных изображений среды, интерпретируемых совместно с разрезами на продольных волнах. На рис.6 показаны трассы, записанные оптоволоконным приемным модулем во время одного из полевых тестов при расположении источника примерно под углом 45 градусов по отношению к горизон-

# ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



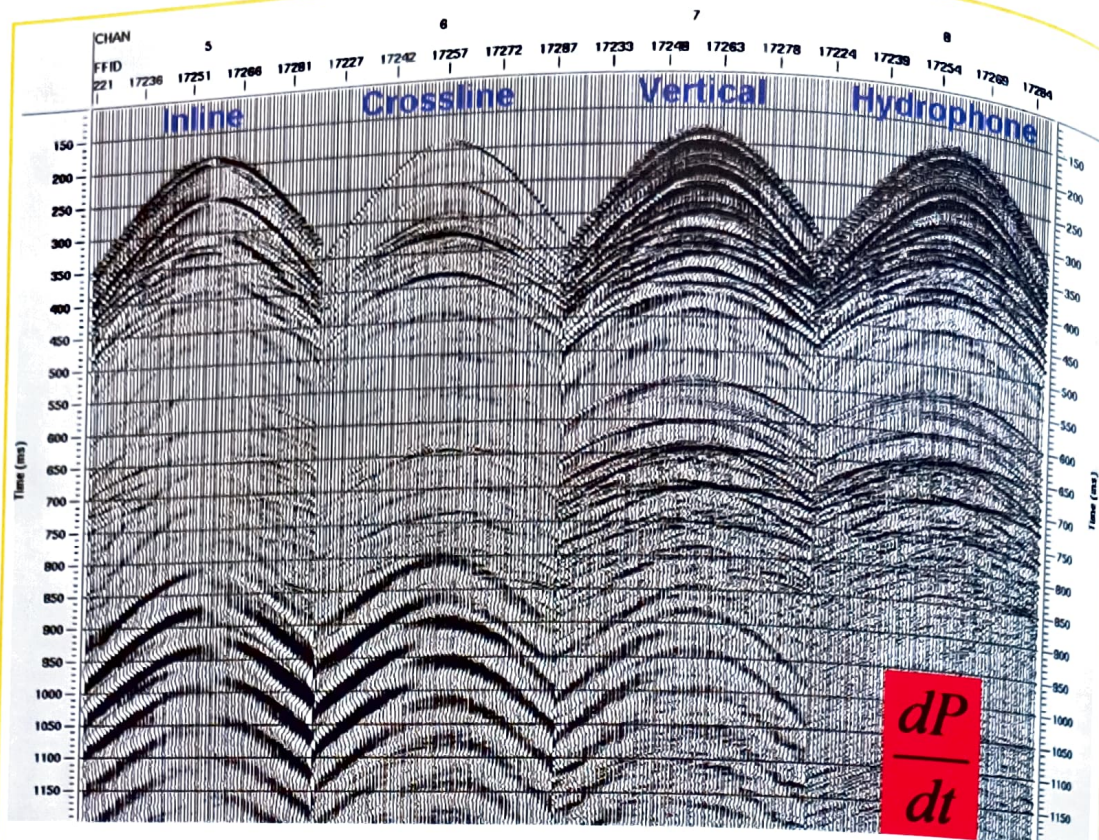


Рис.5 Пример сейсмограмм ОПП – продольная (inline), поперечная (crossline) и вертикальная компоненты акселерометра (x, y и z) и данные, записанные гидрофоном. Данные гидрофона были проинтегрированы по времени для того, чтобы их можно было сравнивать с вертикальной компонентой акселерометра.

тальным компонентам приемника. Обратите внимание на сходство первых вступлений на двух трассах горизонтальных компонент. Соответствующие диаграммы смещения частиц грунта показаны на рис.7. Линейный характер смещений подтверждает отличную точность восстановления вектора колебаний, что делает наши донные косы отличным выбором для надежных измерений векторного волнового поля.

Летом 2008 года оптоволоконные донные косы были протестированы на двух месторождениях в Северном море (Снорре и Экофиск) и качество полученных данных было отличным. Кроме того, была опробована передача данных между платформами и базой заказчика на берегу.

На основании этих тестов и благодаря наличию достаточных производственных мощностей Оптиплан (подразделение компании Серсель) заключил первый контракт на изготовление оптоволоконных донных кос для длительного сейсмомониторинга на месторождении Экофиск в Северном море. В 2010 году четырехкомпонентные оптоволоконные донные косы будут уложены на морском дне на площади 60 квкм. Подводная часть регистрирующей системы сконструирована так, чтобы обеспечить ультра-высокую надежность в течение более чем 25 лет, что намного превосходит возможности сходных стационарных систем. Предстоящая установка оптоволоконных регистрирующих систем, предназначенных для сейсмомониторинга в течение всего периода разработки и эксплуатации месторождения.

## Выводы

Оптоволоконные многокомпонентные донные косы могут успешно использоваться нефтегазовыми компаниями для длительного сейсмического мониторинга в течение всего периода

эксплуатации месторождения. Анализ данных, полученных при опытных работах, подтверждает, что наши донные косы обеспечивают высокую точность восстановления вектора колебаний, высокое отношение сигнал/помеха, очень хороший контакт с грунтом и надежность. Применение стационарных оптоволоконных донных кос дает нефтяникам возможность оптимизировать разработку месторождений и повысить добычу углеводородов. Предстоящая укладка сети оптоволоконных кос на месторождении Экофиск – это прорыв в области оптоволоконных технологий для морской сейсморазведки. "Оптическое нефтяное месторождение" должно стать следующим шагом в технологии мониторинга резервуаров, направленной на повышение добычи углеводородов.

Перевод с английского выполнен кандидатом техн. наук А.В.Череповским (Серсель, Москва).

## Литература

1. Barkved, O. I., 2004, Continuous seismic monitoring: 74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2537-2540.
2. Bostick, F. X., Knudsen, S., Nakstad, H., Blanco, J., and Mastin, E., 2003, Permanently Installed Fiber-Optic Multi-Station 3C In-Well Seismic Trial At Izaute Field: 65th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts.
3. Chambers, K., Kendall, J. M., Barkved, O. I., Brandsberg-Dahl, S., and Jones, G.A., 2007, Imaging Micro-Seismicity Using Surface Sensors: 69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts, A 039.
4. Hornby, B. E., Barkved, O. I., Askim, O. J., Bostick, F. X., and Williams, B. A., 2007, Permanent Fiber-Optic Borehole Seismic Installation and Imaging at Valhall. 69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, P201.
5. Houston, M. H., 2003, Requirements, Constraints



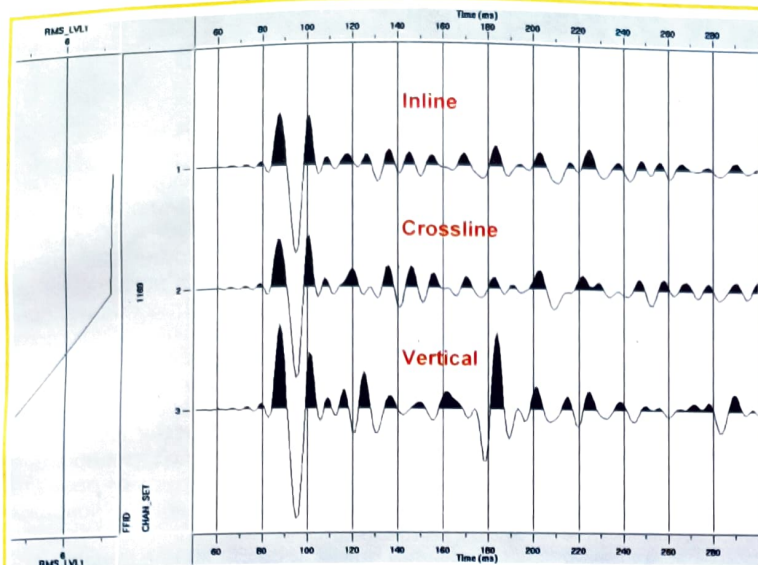


Рис.6 Трассы трехкомпонентного акселерометра при расположении ПВ примерно под углом 45 градусов по отношению к горизонтальным компонентам приемника (две верхние трассы). Нижняя трасса – это вертикальная компонента. Отношение расстояния источник-приемник к глубине примерно 0.87. Фильтр: 3 Гц (18 дБ/окт) – 150 Гц (72 дБ/окт).

and Advantages of Fiber Optic Sensor Arrays for Permanent Offshore Applications: Offshore Technology conference, Expanded Abstracts, 15072.

69th Annual Conference and Exhibition, EAGE, Expanded Abstracts, P192.

6. Keul, P. R., Mastin, E., Blanco, J., Maguerz, M., Bostick, F. X., and Knudsen, S., 2005, Using a fiber-optic seismic array for well monitoring: The Leading Edge, 24, No. 1, 68
7. Nakstad, H., and Kringlebotn, J. T., 2008, Realization of a full-scale fibre-optic ocean bottom seismic system, 19th Int. Conf. on Optical Fiber sensors, Proc. SPIE 7004, 288-291.
8. Thompson, M., Amundsen, L., Karstad, P. I., Langhammer, J., Nakstad, H., and Eriksrud, M., 2006, Field trial of fibre-optic multi-component sensor system for applications in ocean bottom seismic: 76th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1148-1152.
9. Thompson, M., Amundsen, L., Nakstad, H., Langhammer, J., and Eriksrud, M., 2007, Field trial of a fibre optic ocean bottom seismic system:

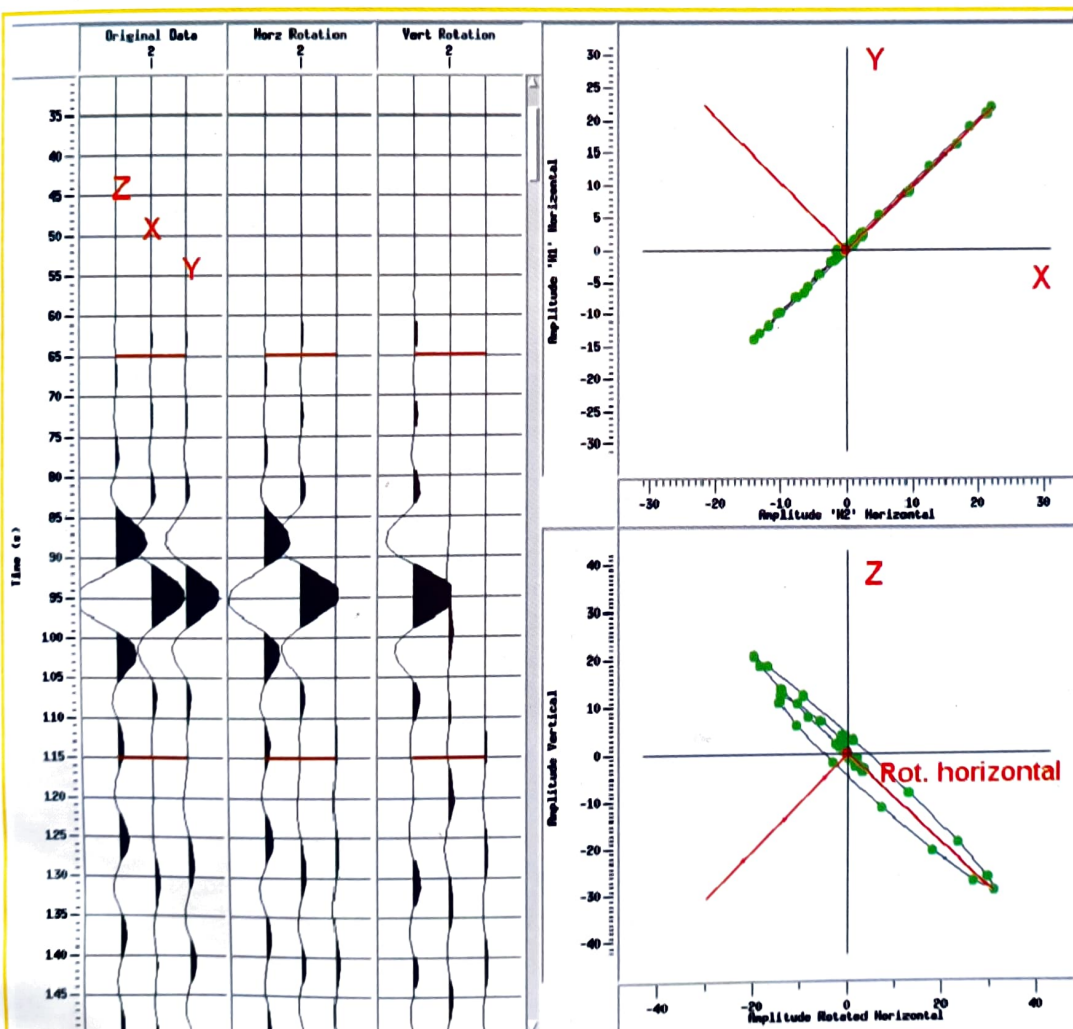


Рис.7 Диаграмма смещения частиц грунта по двум горизонтальным компонентам х и у (верхняя диаграмма), и диаграмма повернутых горизонтальных компонент по отношению к вертикальной компоненте (z) (нижняя диаграмма). Фильтр: 3 Гц (18 дБ/окт) – 100 Гц (72 дБ/окт).

# ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



## Комплексная технология сейсморазведки транзитных зон с применением телеметрических систем семейства XZone®

Жгенти С.А., Запорожец Б.В., компания «СИ Технолоджи», г. Геленджик

Общеизвестно, что задача поиска углеводородов в транзитных зонах – актуальнейшая задача современности. Очевидно, что в условиях транзитной зоны эксплуатация даже сравнительно малого месторождения может быть вполне рентабельной. Вместе с тем, транзитные зоны долгое время оставались белым пятном на картах сейсмической изученности, препятствуя успешной увязке результатов морских и сухопутных съемок.

Дело в том, что транзитные зоны (особенно океанические, с обширными территориями, подверженными приливо-отливным явлениям) – очень сложный объект для сейсморазведки. Он включает в себя участки земной поверхности с различными сейсмогеологическими условиями: мелководье (глубины 2 м – 15 м), предельное мелководье (глубины 0 м – 2 м) и прилегающую сушу. В самых сложных случаях такие участки могут случайным образом чередоваться в пределах площади исследований.

Задача, которую должна решить сейсморазведка в транзитной зоне – выполнить полнократную съемку МОГТ на прилегающем к акватории участке суши для увязки с полнократными результатами сухопутной съемки (обычно это около 5-10 км вглубь суши) и выполнить полнократные наблюдения МОГТ в сторону акватории до глубин, на которых уже существуют результаты полнократных морских съемок МОГТ (или возможно их проведение с использованием стандартных технологий), т.е. выполнить работы МОГТ в предельно мелководной и в мелководной зонах.

Очевидно, что создание универсальной технологии сейсморазведочных работ для получения качественных материалов в таких различных сейсмогеологических условиях вряд ли осуществимо.

Сейсмогеологические условия каждого из таких участков имеют свои особенности, что требует применения соответствующих технологий проведения работ и универсальной оснащённости компании-оператора полевых работ необходимыми специальными техническими средствами. Для успешного изучения транзитных зон компания-оператор должна быть вооружена следующим оборудованием для проведения работ:

- на мелководье – плавающей косой и групповым пневматическим источником возбуждения колебаний;
- на предельном мелководье – донной косой и малообъемным групповым пневмоисточником, имеющим защиту излучающих камер от попадания грязи;
- на суше – сухопутной косой и сухопутным источником возбуждения колебаний.

Кроме того, в каждой из таких зон используется свой технологический транспорт: на мелководье – суда с мелкой осадкой, на суше – вездеходы-амфибии, а на предельном мелководье – специальный транспорт, который надо создавать, поскольку промышленность ничего подходящего не выпускает. Очевидно, что это отражается на себестоимости проведения таких работ, повышая её, из расчета на единицу измерения объема работ, примерно в 3 раза.

В настоящее время появились компании-операторы, специализирующиеся на проведении

полевых работ отдельно на каждом из таких участков прибрежных зон. В качестве примера таких компаний можно назвать: ООО «ПГС-Хазар», активно работающее в акватории Северного Каспия и специализирующееся на проведении 2D и 3D сейсморазведки на участках мелководья прибрежных зон, и ООО «Донгеофизика» ([www.dongeofizika.ru](http://www.dongeofizika.ru)), проводящее аналогичные работы, но еще и в предельно мелководной части прибрежных зон с выходом на сушу, на реках, водохранилищах и морских акваториях. Оба оператора используют технологии проведения работ и приёмно-регистрирующее оборудование производства компании «СИ Технолоджи» ([www.intromarin.ru](http://www.intromarin.ru)).

В зимний полевой сезон 2009 г. предприятием «Донгеофизика» были впервые успешно проведены сейсморазведочные работы по изучению прибрежной зоны в Ейском районе Азовского моря. Технология работ и специальный технологический транспорт были разработаны и предоставлены компанией «СИ Технолоджи».

Эффективность данного тандема производителя и пользователя оборудования ([www.b-m-f.ru](http://www.b-m-f.ru)) неизменно подтверждается практикой проведения работ с момента его создания в 2007 г.

В основе использованной технологии сейсморазведочных работ в прибрежных зонах лежат уникальные возможности телеметрических систем семейства XZone® компании «СИ Технолоджи», предназначенных для проведения работ на акваториях (XZone® Bottom Fish), на мелководье и предельном мелководье (XZone® Marsh Line) и на суше (XZone® Fly Lander). Все выше перечисленные системы отличаются лишь исполнением – дизайном полевого оборудования, который для каждой системы диктуется условиями области её применения, при полной идентичности принципов построения и электрических характеристик оборудования, обеспечивающего прием и регистрацию колебаний. Пользователи оборудования семейства XZone® могут проводить сейсморазведочные работы на мелководье, в предельном мелководье и на суше, соответственно заменяя или комбинируя полевое оборудование (телеметрические косы различного дизайна). Разработанная в компании «СИ Технолоджи» технология сейсморазведки транзитных зон в их прибрежной части использует эту особенность приёмно-регистрирующих систем и фактически состоит из 3-х технологий, применяемых в соответствии с разными участками прибрежной зоны, легко увязываемых в единое целое благодаря идентичности условий регистрации и однотипности применяемых источников возбуждения колебаний. В каждой технологии для возбуждения колебаний используются малообъемные грязевые пневмопушки «МАЛЫШ» [1], обеспечивающие возбуждение колебаний в одинаковой полосе частот (12 – 250 Гц) с одинаковыми фазовыми характеристиками сигнала.

На участках площади работ, где глубины изменяются от 0 до 2 м (предельное мелководье), используется донная коса (XZone® Marsh Line) с применением специально разработанной [3] технологии, подробно описанной в статье. При этом, производительность работ в среднем составляет около 12 – 18 пог. км в сутки. Но на



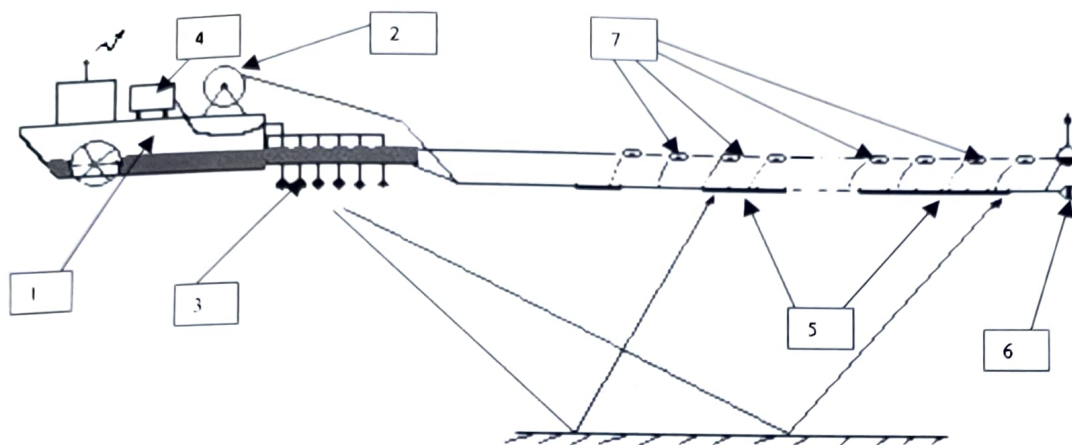


Рис. 1. Схема приемно-излучающей расстановки для работ в условиях мелководья:  
1 - плавсредство МУРЕНА с осадкой 0,4 – 0,6 м; 2 - сейсмическая лебедка; 3 - групповой пневмоисточник; 4 - компрессорная станция; 5 - приемные секции цифровой косы; 6 - конечный буй косы с гидродинамическим парашютом; 7 - удерживающие поплавки

глубинах, превышающих 2 м, возможно значительное увеличение производительности работ (до 50 пог. км в сутки), благодаря применению новой технологии работ с использованием буксируемой плавающей косы (XZone® Bottom Fish). На прилегающих сухопутных участках площади исследования проводят с применением традиционной технологии наземных сейсморазведочных наблюдений с системой XZone® Fly Lander.

В результате, путем несложной увязки результатов применения технологий, такое комплексирование возможностей систем XZone® обеспечивает высокую информативность получаемых материалов (за счет идентичности условий возбуждения и приема) при высокой суммарной производительности работ, которая достигается благодаря использованию специально разработанных технологических транспортных средств.

В компании «СИ Технолджи» считают, что недостаточно разработать и изготовить приемно-регистрационные системы, отвечающие всем современным требованиям. Необходимо еще разработать, изготовить и предложить пользователю специальное технологическое оборудование, обеспечивающее высокую производительность при проведении полевых работ. Каждая из технологий проведения работ и технологические транспортные средства разрабатывались как оптимальные для своей области применения.

Следует отметить, что компания «SERCEL» предлагает на рынке цифровую телеметрическую приемно-регистрающую систему SN-408, которая также может использовать несколько модификаций полевого оборудования [4], в том числе и для предельного мелководья, но при этом компания не предлагает специального технологического транспорта, а это неизбежно ограничивает достигаемую производительность работ.

В рамках одной статьи невозможно подробно описать особенности каждой из технологий, поэтому, сначала ограничимся схематическим описанием новейших компонентов технологии сейсморазведки прибрежных зон, разработанных в компании «СИ Технолджи», в расчете на публикации более подробных описаний в последующих номерах журнала.

## 1. Новейшая технология работ с плавающей буксируемой приемной косой (XZone® Bottom Fish/МАЛЫШ).

Эта технология применяется на мелководных участках прибрежных зон при глубинах, превышающих 2 м.

Основное отличие технологии работ с плавающей косой на мелководье, разработанной в компании «СИ Технолджи», от традиционной технологии морской сейсморазведки 2D заключается в том, что коса буксируется на удерживающих ее поплавках (рис.1). Поплавки конструктивно задают горизонт глубины положения приемных секций косы под водой (1 – 1,3 м). Линейность положения косы создает конечный буй, играющий роль «гидродинамического парашюта» и снабженный GPS приемно-индикатором.

Для использования в качестве плавсредства, несущего громоздкий приемно-возбуждающий комплекс оборудования, был разработан и изготовлен катamarан «МУРЕНА» (рис. 2) с грузоподъемностью до 20 тонн, при осадке 0,4 м, и, по аналогии с колесными пароходами прошлого столетия, использующий в качестве двигателей гребные колеса. Независимый привод гребных колес обеспечивает чрезвычайную маневренность катamarана. Приемно-возбуждающий комплекс, размещаемый на борту «МУРЕНА», включает: телеметрическую систему XZone® Bottom Fish с приемной косой и лебедкой, пневматический источник «Малыш», компрессор УКС



Рис 2. Катamarан «МУРЕНА» с комплексом приемно-возбуждающего оборудования на борту



400 (2 шт.), навигационную систему GPS. Наблюдения, как и при традиционных морских работах, проводятся в процессе движения суда, что обеспечивает высокую для мелководья производительность работ, составляющую до 40-50 пог. км в сутки. Конструкция катамарана обеспечивает возможность его сборки/разборки в течение одного рабочего дня и передислокацию на другую площадь исследований в длинном автоприцепе.

Примеры типичных временных разрезов, полученных в результате применения разработанной технологии работ МОГТ с плавающей буксируемой косой, приведены на рис. 3. Общий объем исследований, выполненных с применением разработанной технологии, превышает 1000 пог. км.

Успешный опыт применения технологии проведения сейсмических исследований в зонах предельного мелководья акваторий с использованием буксируемой косы (на глубинах, превышающих 2.0 м) позволяет компании «СИ Технолоджи» предложить её к широкому применению в отрасли.

## 2. Технология работ с донной косой (XZone® Marsh Line /МАЛЫШ).

При выполнении сейсморазведочных работ на предельном мелководье необходимо учитывать влияние интерференции при приеме волн в водном слое, что требует использования в каждом пункте приема колебаний пары датчиков - геофона и гидрофона [2]. Такие наблюдения позволяют реализовать донная коса системы XZone® Marsh Line.

В 2007 г. компания «СИ Технолоджи» разработала и провела производственное опробование специальных транспортных средств «ТОРТУГА» (рис. 4), представляющих собой, по аналогии с «МУРЕНОЙ», самоходные плоскодонные катамараны с двигателями в виде гребных колес. Катамараны «ТОРТУГА» обеспечивают беспрепятственное перемещение тяжелого сейсморазведочного оборудования вплоть до береговой кромки (до глубины 0,3 м), даже при наличии водорослей, непреодолимых для другого транспорта [3]. Они так же имеют легко разборную конструкцию, позволяющую осуществлять их оперативную передислокацию на новое место работ. В подавляющем большинстве случаев применяются системы наблюдений профильных сейсмондирований и двух-судовой способ их отработки [3]. Для возбуждения колебаний используется групповой пневматический источник «МАЛЫШ», устойчивый к работе в условиях взвеси придонных отложений и позволяющий возбуждать колебания на глубинах от 0,5 м в диапазоне частот до 250 Гц. Производительность работ при 120-ти кратном 2D профилировании составила в среднем 12 пог. км за смену.

На рисунке 5 приведен временной разрез по профилю, отработанному с применением технологии буксируемой косы (Bottom Fish/ МАЛЫШ) и технологии донных наблюдений (Marsh Line/МАЛЫШ). Анализ временного разреза показывает, что регистрируемые волновые поля близки по своим амплитудно-частотным характеристикам, что обеспечивает легкую увязку

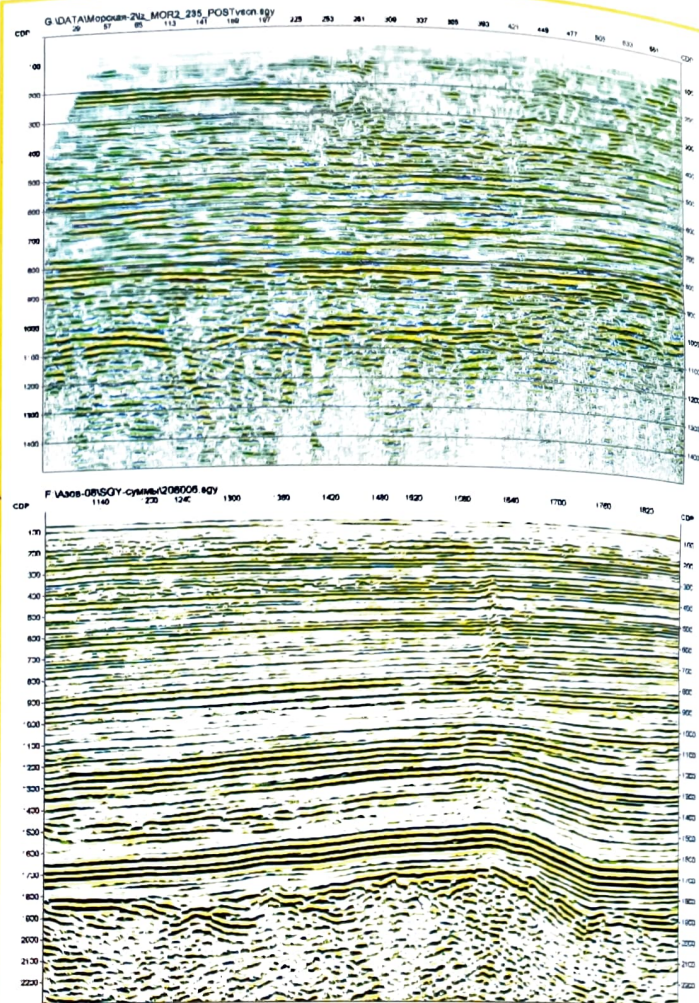


Рис. 3. Предварительные временные разрезы ОГТ, полученные в результате применения разработанной технологии: а - Северный Каспий, ООО «Донгеофизика», 2008г., б - Азовское море, ООО «Донгеофизика», 2008г.



Рис 4. Самоходный катамаран «ТОРТУГА». а - «ТОРТУГА»-раскладчик косы, б - «ТОРТУГА»- источник



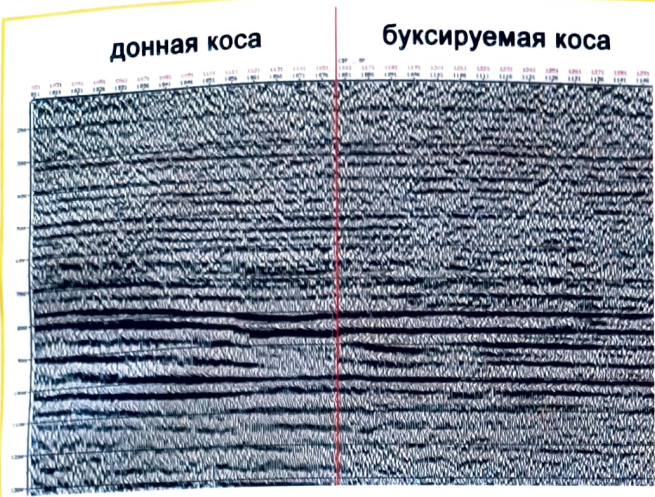
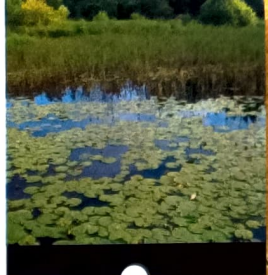


Рис. 5. Временной разрез, полученный с применением технологии буксируемой косы Bottom Fish/МАЛЫШ и технологии донных наблюдений Marsh Line/МАЛЫШ (Камское водохранилище, ООО «Донгеофизика», 2008г.)

Fly Lander, полностью идентичную системам, используемым при работах в прилегающем мелководье и предельном мелководье. Обычно используется стандартная технология работ с конвейерной раскладкой приемной косы. Для обеспечения идентичности условий возбуждения при проведении работ в качестве источника колебаний используется размещаемый внутри шнековой буровой штанги и погружаемый в скважину пневмоизлучатель «МАЛЫШ», аналогичный излучателю, используемому при работах в акваториальной части площади исследований. Система обеспечения источника сжатым воздухом вместе со шнековой буровой установкой смонтирована на амфибийном вездеходе БАЗ (рис. 7). Скважинный пневматический источник со шнековой буровой установкой и системой обеспечения источника сжатым воздухом получил название «КРОТ-МАЛЫШ». Количество группированных «взрывных» скважин и число накоплений определяются в ходе выполнения опытных работ.

результатов применения технологий.

Специально разработанная система позиционирования приемных модулей донной косы с использованием GPS значительно повысила точность определения координат приемников косы, разложенной на дне акватории, и сделала возможным проведение 3D работ в условиях ограниченных поверхностей исследуемых акваторий транзитных зон с использованием способа раскладки косы - «змейкой». Приведенный на рис.6 куб сейсмических данных и временной разрез по его центральной линии иллюстрируют высокое качество получаемых материалов.

Успешный опыт применения технологии проведения 2D и 3D сейсмических исследований в зонах предельного мелководья акваторий (на глубинах, превышающих 0,3 м) с использованием донной косы позволяет компании «СИ Технологии» предложить её к широкому применению в отрасли.

### 3. Особенности технологии наземных сейсморазведочных работ (XZone® Fly Lander/КРОТ-МАЛЫШ).

Такие работы обычно проводят для увязки данных, зарегистрированных в пределах акватории, с данными на суше. В компании «СИ Технологии» для этого используют систему XZone®

Эффективность технологии использования в качестве источника сейсмических колебаний пневмоизлучателя, погружаемого в специальную скважину, подтверждена результатами работ ООО «Донгеофизика» в 2008-2009 г.г. На рис.8 приведен предварительный временной разрез по профилю, пересекающему обрывистую береговую линию с превышением сухопутной части профиля около 20м над уровнем моря. Увязка материалов была проведена простым вводом соответствующих статических поправок.

Анализ временного разреза показывает, что волновые поля, зарегистрированные с использованием технологий Marsh Line/МАЛЫШ и Fly Lander/КРОТ-МАЛЫШ, легко увязываются и характеризуются близкими амплитудно-частотными характеристиками.

На практике, для успешной увязки участков профилей, отработанных каждой из описанных технологий, применяются системы наблюдений, позволяющие обеспечивать полную проектную кратность прослеживания по МГОТ в зоне сочленения технологий. Для этого системы наблюде-

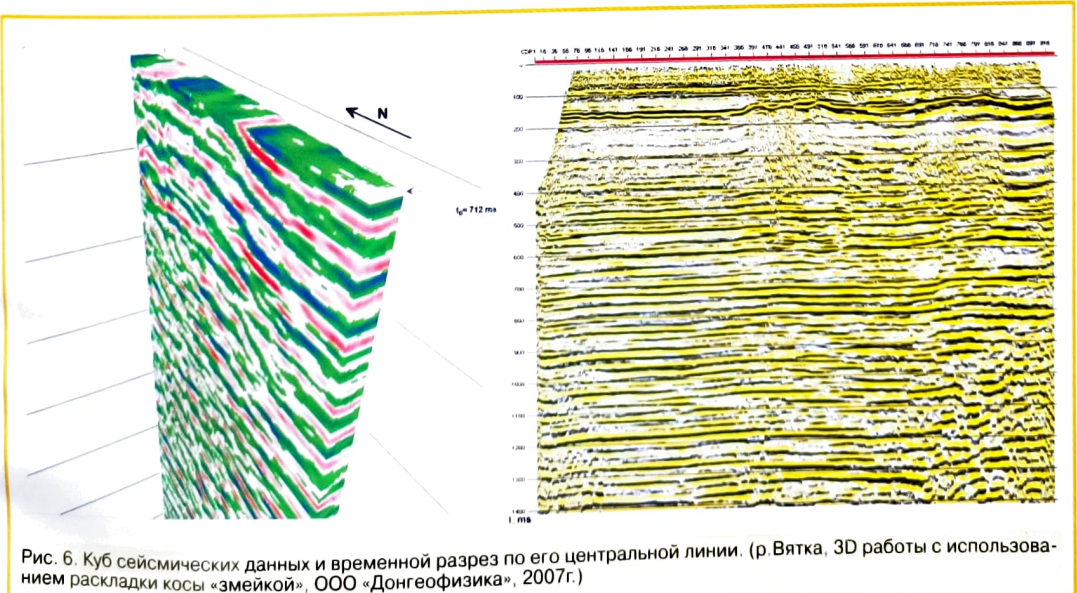


Рис. 6. Куб сейсмических данных и временной разрез по его центральной линии. (р. Вятка, 3D работы с использованием раскладки косы «змейкой», ООО «Донгеофизика», 2007г.)



ний перекрываются. Например, для продолжения водного профиля на сушу проводятся комбинированные наблюдения, когда прием колебаний проводится на суше, а возбуждение в воде и наоборот. Системы наблюдений с донной и с буксируемой косами также перекрываются, обеспечивая полную кратность прослеживания в зоне их сочленения.

Комплексирование описанных технологий с успехом опробовано на Камском водохранилище (Обвинский и Южно-Иньвинский лицензионные участки) в объеме более 500 пог. км и на мелководье Азовского моря (Северно-Ейский лицензионный участок) в объеме около 150 пог. км.

Таким образом, можно сделать следующий вывод: **комплексное применение технологий проведения сейсморазведочных работ в условиях мелководья, предельного мелководья и суши с использованием телеметрических систем семейства XZone, разработанных в компании «СИ Технолоджи», впервые делает возможным проведение сейсморазведочных исследований в прибрежных зонах в промышленных масштабах.**

#### Литература:

1. Бадиков Н.В., Москаленко Ю.А., Бадиков А.Н., Гуленко В.И. Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш» // Приборы и системы разведочной геофизики, 2006, № 3.
2. Жгенти С.А., Запорожец Б.В., Лещенко Д.П. Использование синхронного PZ приема колебаний при сейсморазведке в транзитных зонах для подавления интерференции волн в ближней зоне приемника // Технологии сейсморазведки, 2008, № 3.



Рис 7. Скважинный пневмоисточник «КРОТ-МАЛЫШ»

3. Жгенти С.А., Запорожец Б.В. Технология и опыт применения системы XZone@Marsh Line при 2D и 3D сейсмических исследованиях на предельном мелководье транзитных зон // Технологии сейсморазведки, 2008, № 2.
4. Denis Mougenot. Транзитная зона: последний рубеж сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, № 1.

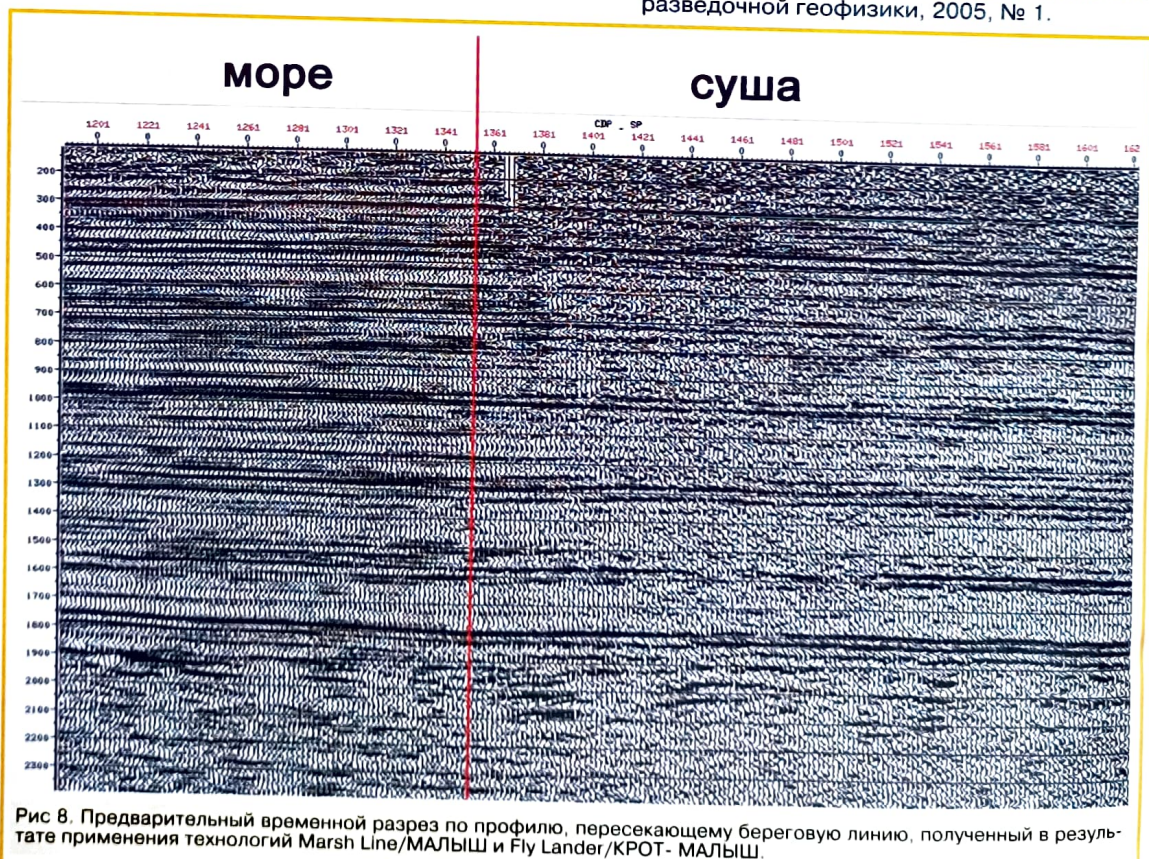


Рис 8. Предварительный временной разрез по профилю, пересекающему береговую линию, полученный в результате применения технологий Marsh Line/МАЛЫШ и Fly Lander/КРОТ- МАЛЫШ.



# Поиск компромиссных решений при проведении сейсморазведочных работ на шельфе арктических морей

Шумский Б.В., ГНЦ ФГУП «Южморгеология», г. Геленджик

Последние 5 лет ГНЦ ФГУП «Южморгеология» выполняет сейсморазведочные работы МОГТ 2D – 3D в мелководных и транзитных зонах арктических морей. Несмотря на кажущееся противоречие между названием предприятия и географией исследований, данный вид работ является приоритетным стратегическим направлением развития компании. За последние годы отработано более 3 000 погонных километров региональных сейсмопрофилей и 260 км<sup>2</sup> в условиях арктического мелководья и переходных зон Карского моря (Печерская Байдарацкая и Обская губы) и моря Лаптевых (Хатангская губа).

Многолетний опыт ГНЦ «Южморгеология» по выполнению аналогичных работ в южных акваториях, а так же технологические приемы проведения геофизических работ в транзитных зонах, которые неоднократно обсуждались на страницах этого журнала, не всегда оказывались применимы на севере. Зачастую, материалы, получаемые на каждом из объектов исследований, представляют собой результат некоего компромисса между тем, как нужно выполнять работы и как можно это совершить.

Основная составляющая технологического комплекса, которая во многом определяет технико-экономические показатели полевого этапа – это транспорт. Размещение персонала, раскладка-сборка приемных линий, излучение упругого сигнала – все это происходит с использованием привлекаемых судов. И в этом заключается первый компромисс между теорией и реальностью. Дело в том, что, как это ни печально, не существует отечественных специализированных плавсредств (НИСов), оборудованных специально для выполнения геофизических исследований в арктическом мелководье. Тот набор НИСов, которыми располагают наши морские геологические предприятия (МАГЭ, СМНГ и др) ограничивает возможности изучения арктического шельфа с глубинами до 10м. Все что мельче изучается с использованием переоборудованных арендованных судов, которых с каждым годом становится все меньше. Ввод в эксплуатацию новых судов в северных бассейнах – в настоящее время событие крайне редкое. Разместить необходимое оборудование и персонал на судне, обеспечить точное движение по профилю в заданном коридоре – задача повышенной трудности, особенно если учесть, что погодная составляющая – это дополнительный коэффициент трудности, а продолжительность навигационного периода составляет не более 2,3 – 3-х месяцев, из которых рабочая погода составляет около 50%. Разделим полученный результат на регистровые требования к судам с малой осадкой и ограничения по району эксплуатации. Полученный результат неутешителен. Суда морского регистра с автономностью 30 суток, пассажироместимостью 30 чел и осадкой 0,8 м не существуют. Или, если быть точнее, не существуют в Российском секторе Арктики.

Мы нашли выход из сложившейся ситуации. Морское судно, оборудованное краном, имеющее достаточное палубное пространство для размещения техники, обозначается как базовое судно. Задача базового судна – доставить к району работ малые специализированные плавсредства и обеспечить безопасные условия для производства работ.

Хорошая погода – работаем. Плохая погода –



персонал и лодки поднимаются на борт.

В качестве специализированных плавсредств с малой осадкой, используемых для раскладки кабеля, мы выбрали лодки RIB NARWHAL FAST, имеющие 4-ю категорию ГИМС «Прибрежное морское плавание с удалением до 12 миль от берега». Судно-источник организовали на базе специально спроектированного и построенного по нашему заказу алюминиевого катамарана LC1500. Два подвесных 100-сильных лодочных мотора обеспечивают неплохую скорость и маневренность катамарана, позволяя, вместе с тем, регистрировать судно в ГИМСЕ – 4 категория.

Помимо размещенных на борту компрессора и аппаратуры управления пневмоизлучателями, катамаран оснащен гидравлической аппаратурой, что позволяет при осадке 0,3 м доставлять на берег сейсмодоски, датчики и легкий вездеход «Арго»

## СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ



Отличным от общепринятой технологии сбора данных можно считать то, что на глубинах менее 1 м геофоны устанавливались во время отлива. Хорошо известные читателям журнала вертикально группированные датчики СВГ-6 производства СКБ ГНЦ «Южморгеология» погружались в пробуренные скважины, начиная от метровой изобаты и далее на сушу. Экологические ограничения обусловили применение легкой техники, в том числе минибуровой «Рикша».

В качестве регистрирующей системы применялась система BOX.

В качестве источника сейсмических сигналов использовались пневмоисточники BOLT 2800LL, 1900 LL производства фирмы Bolt Technologies (США)

При проведении сейсморазведочных работ впервые использовались защитные костюмы URSUIT, изготовленные по технологии GORE TEX. Особенностью материала, из которого изготовлен костюм, является то, что он не пропускает воду и в тоже время ткань является «дышащей», т.е. пропускает воздух.

Таким образом, указанный комплекс технических средств позволил безопасно и достаточно эффективно выполнить программу сейсмических исследований на границе вода-суша. Особо порадовали своей способностью перемещаться при волнении до 1,5-х метров со скоростью до 24 узлов - РИБы. Оперативность при раскладке-сборке приемных линий и замене телеметрических модулей или аккумуляторов позволили резко поднять производительность работ.



## начало на стр. 14

(географические карты), САПР (CAD/CAM) (схемы, чертежи, карты, электронные схемы и т. п.) и систем обработки и интерпретации геофизических данных (сейсмические разрезы, «кубы» данных и т. п.), тем более что подавляющее большинство коммерческих пакетов подобного рода имеет встроенные модули конвертирования соответствующих файлов в общепринятые графические форматы.

Материалы в формате текстового/формульного редактора LATEX не принимаются!

Также убедительная просьба к авторам не присылать файлов, оформленных в форматах про-граммных пакетов, работающих исключительно под ОС UNIX и ей подобных (Linux, Solaris, AIX, и т. п.), а также MacOS, которые не могут быть адекватно прочитаны компьютерами РИЦ СО ЕАГО без соответствующего конвертирования.

Максимально допустимый размер иллюстраций - А4. Число цветных иллюстраций в статье авторы должны согласовывать с Редакционно-издательским центром СО ЕАГО и в случае их большого числа оплачивать соответствующие издательские расходы. На растровых рисунках все контуры и графики, а также цифры и надписи должны быть выполнены четко, чтобы они легко читались при соответствующем масштабировании. Рисунки не должны быть перегружены излишней текстовой информацией!

Подрисуночные подписи представляются в виде отдельного файла в текстовом формате.

Математические уравнения должны быть выполнены четко и ясно. Очень желательно для этого использовать редактор формул Equation Editor или MathType, являющийся встроенным модулем текстового процессора MS Word, что позволит исключить возможность неправильного отображения формул при верстке. Все математические символы скалярных величин набираются курсивом, а векторных - полужирной прямой буквой.

Оптимальный объем статьи должен соответствовать 12 - 15 машинописным страницам формата А4 (включая текст, таблицы, рисунки и подрисуночные подписи, список литературы, а также аннотации на русском и английском языках), напечатанным через два интервала.

Вместе со статьёй в редакцию направляются краткие сведения об авторах: фамилия, имя, отчество (полностью), и его фотография, место работы и должность, научная степень, учебное заведение, которое окончил, основные научные интересы и число публикаций.

Также необходимо сообщить номер телефона/факса и адрес электронной почты для оперативной связи с редакцией при подготовке статьи к печати, а также почтовый адрес для высылки авторских экземпляров журнала.

В случае возникновения каких-либо сложностей с выполнением наших требований просим связаться с Редакционно-издательским центром СО ЕАГО (8452 - 64-14-32).

С нетерпением ждем Ваши материалы для публикации

С уважением,  
П.А. Турлов