

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО
ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ТЕМА НОМЕРА:

СЕЙСМО- РАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

ООО "НПК"СибГеофизПрибор": 15 лет на рынке геофизического приборостроения
Новые кадры для российской геофизики : взгляд из ВУЗа



www.B-M-F.ru



■ Колонка редактора

Эта территория зовется «акватория»...

П.А. Турлов

4

■ Тема номера: Сейсморазведка на акваториях

■ Мнение профессионала

Проблемы нормативно-технического обеспечения геофизических работ
А.В. Липилин

5

■ Начала

Актуальность и перспективы освоения акваторий и транзитных зон
С.А. Жгенти

7

■ Теория

Особенности обработки данных морской сейсморазведки, полученных с донными приемниками на основе системы датчиков гидрофон + геофон
В.И. Гуленко, Д.П. Земцова, А.Н. Долинин, Ю.А. Коновалова

9

■ Крупным планом

Мы не намерены останавливаться, мы идем вперед!

Б.В. Запорожец

13

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

С.А. Жгенти, Б.В. Запорожец, О.В. Лисунов, С.А. Лапин

15

■ Приборы и системы

С днем рождения, ТСС «Прогресс-ТЗ»!

А.В. Мичурин

17

ТС «Прогресс-ТЗ» - современная аппаратура для выполнения сейсморазведочных работ на суше и в переходных зонах

Н.В. Тарасов и др.

19

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

В.Л. Беляев, Б.А. Вейхт

22

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

А.Н. Бадиков; В.И. Гуленко

24

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

В.А. Детков, Г.Я. Шайдунов

27

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

Я.Лангхаммер, М.Эриксруд, Х.Накстад и Д.Т.Кринглотт

31

■ Геофизические технологии

Комплексная технология сейсморазведки транзитных зон с применением телеметрических систем семейства Xzone®

С.А. Жгенти, Б.В. Запорожец

36

Поиск компромиссных решений при проведении сейсморазведочных работ на шельфе арктических морей

Б.В. Шумский

41

Проектирование системы наблюдений с учетом требований AVO-анализа

И.Н. Бусыгин, Т.И. Томишинец, А.И. Бусыгин

43

Донная сейсморазведка в Прикамье

В.А. Саловский, В.Ф. Ланцов, Ю.В. Рошмаков, А.П. Лаптев

50

Сейсморазведочные работы 3D в сложных поверхностных условиях переходной зоны суша-море с использованием источников сейсмических сигналов различного типа

А.Ю. Мосякин, А.Н. Гавшин, А.И. Берешполец, Э.А. Касумов

52

Сейсморазведка в переходных зонах: работы с наземным оборудованием на мелководье

Гленн Хауэр (Glenn Hauer) и Гэри Джеймс (Gary James)

54

■ Письмо в редакцию

О новых требованиях к приемным устройствам полевого разведочного комплекса

В.И. Зиновьев

57

■ Страницы истории

ООО НПК «СибГеофизПрибор» - 15 лет

В.П. Черепанов

58

■ Образование

Кадры для геофизики России – взгляд из ВУЗа

В.И. Бондарев, С.М. Крылатков

63

СОДЕРЖАНИЕ

Главный редактор
Турлов П.А.

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер проекта
Мокроусова Е.И.

Верстка
Коваленко В.А.

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

Секретарь редакции
Тупицына Н.А.

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

E-mail: paturlov@gmail.com

Тел./факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан
в типографии
ООО "Правильный выход"
тел: (845-21) 60-07-07
Тираж: 600 экз.
Подписано в печать: 20.08.09
Дата выпуска: 04.09.09
Заказ № 5465

Издание зарегистрировано в
Министерстве РФ по делам
печати, телекоммуникаций и
средств массовой коммуника-
ции за номером ПИ № 77-
7906 от 27.04.2001 г.

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

© П.А. Турлов, составление,
2009

© СРО МОД БАГО, оформле-
ние, 2009

Эта территория зовется «акватория»

П.А.Турлов, СО ЕАГО, г. Саратов

Известно, что общая площадь мелководных зон российской части акваторий Арктики, Азово-Черноморского и Северо-Каспийского бассейнов составляет, соответственно:

Наименование бассейна	Площадь мелководной зоны	Глубина мелководной зоны
Арктический	210,4 тыс. км ²	0 – 5 м
Азово-Черноморский	199,6 тыс. км ²	5 – 10 м
Северо-Каспийский	361,2 тыс. км ²	10 – 20 м
Итого:	771,2 тыс. км²	

Таким образом, российская часть выше названных акваторий занимает довольно значительную территорию с весьма высокими перспективами проведения на них сейсморазведочных работ.

Именно об этой территории, о ее особенностях с точки зрения проведения сейсморазведочного эксперимента и пойдет речь на страницах этого выпуска журнала.

Мы расположили статьи в удобной для понимания материала форме, с тем, чтобы авторские материалы последовательно отвечали на вопросы, предложенные авторам редакцией. Вот некоторые из них:

- Какую долю опрашиваемых площадей занимают территории с водными преградами?

- Существует ли необходимость изучения специальных свойств среды для правильного отображения распространения волн в среде, отнесенной к разряду «акваторий»?

- Какие в настоящее время используются технологии и технические средства для проведения сейсморазведочных работ на акваториях?

Ответы на эти вопросы и стали темами публикаций в настоящем номере журнала. Авторы статей являются высокими профессионалами в области своей деятельности и это дает нам право надеяться, что опубликованные в этом номере материалы вызовут у читателей большой интерес. Да и как может быть иначе, если среди авторов данного номера такие специалисты, как: А.В. Липилин, Б.В. Запорожец, С.А. Жгенти, профессор В.И. Гуленко, А.Н. Бадиков, Б.В. Шумский, А.В. Мичурин, Н.В. Тарасов, В.А. Детков, Г.Я. Шайдуров, И.Н. Бусыгин, В.А. Саловский, В.И. Зиновьев, В.П. Черепанов, профессор В.И. Бондарев.

Уверен, что нашим читателям будут небезынтесны и материалы, любезно предоставленные нам компаниями ION (США) и Sercel (Франция).

Надо отметить, что журнал не первый раз обращается к тематике исследования транзитных зон. Так теме транзитных зон был посвящен № 1 (11) журнала в 2005 г. И мы постарались, чтобы повторения публикаций не было. Все сообщения отличаются новизной, актуальностью и эксклюзивностью.

По традиции, с целью привлечения авторов к подготовке материалов для публикации в следующем номере журнала, сообщая его тему: «Многоволновая сейсморазведка: новые решения». В июле 2009 года белорусские коллеги (ПО «БелорусНефть») совместно с компанией ЗАО «ГеоСейс» (Россия) организовали в городе Речице встречу специалистов, занимающихся многоволновой сейсморазведкой. Встреча оказалась крайне интересной и материалы, изложенные докладчиками на этой встрече, послужили основой для готовящегося к изданию 4(30)/2009 номера журнала «Приборы и системы разведочной геофизики». В течении трех месяцев редакция журнала будет собирать материалы по этой теме. Авторы имеют возможность подготовить интересные публикации.

И, наконец, последнее, но не менее важное. Пробный вариант сайта читатели смогут увидеть по адресу в интернете: www.prgf.blogspot.com Редакция готова рассматривать любые предложения по улучшению качества публикуемых материалов, как в журнале, так и на сайте.

До новых встреч на страницах нашего журнала, а теперь и сайта!

С наилучшими пожеланиями
Главный редактор

П.А. Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ



ООО «Пульс»



ГНЦ ФГУП «ЮжМорГеология»

ОАО «Пермнефтегеофизика»

Сиб Геофиз Прибор

Проблемы нормативно-технического обеспечения геофизических работ

Липилин А.В., Федеральное агентство по недропользованию РФ, г. Москва

Большинству читателей журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» часто приходится решать задачи по оценке потребностей в геофизической аппаратуре и определению ёмкости рынка геофизических услуг. Решения пытаются найти в аналогиях с зарубежными странами, в исследовании мировых тенденций и тому подобное. В то же время в нашей стране действуют определенные правила, которые определяют очередность, состав и объем геологоразведочных, в том числе и геофизических работ. О наличии этих правил большинство специалистов-геологов знает, но исполнители геофизических работ и разработчики аппаратуры зачастую их недоучитывают.

К таким правилам, прежде всего, относится Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов и Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ, утвержденные в феврале 2001 г. Каким бы ни было наше отношение к этим документам, они действуют и определяют всю стратегию и тактику работ на нефть и газ. В настоящее время подготовлена новая Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, однако ее введение отложено приказом МПР России до 1 января 2012 года.

В соответствии с упомянутыми выше документами, геологоразведочные работы на нефть и газ, в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности, включают региональный, поисково-оценочный и разведочный этапы.

Региональный этап финансируется в основном за счет средств федерального бюджета. На региональном этапе используются сейсморазведочные работы по системе опорных профильных пересечений. Предложения сгущать сеть профилей на этом этапе, особенно за счет средств федерального бюджета, поддержки никогда не находят.

Поисково-оценочный и разведочный этапы обеспечиваются исключительно за счет средств недропользователей. На различных стадиях поисково-оценочного этапа применяется сейсморазведка различной детальности. На стадии выявления объектов поискового бурения используют сейсморазведку по системе взаимовязанных профилей. Стадия подготовки объектов к поисковому бурению включает детальную сейсморазведку. Стадия поиска и оценки месторождений (залелей) включает детализационную, скважинную и наземную (морскую) сейсморазведку. **Разведочный этап вообще не предусматривает обязательного использования сейсморазведки.**

Реализация положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ

нашла четкое отражение в практике сейсмических работ, объемы которых за последние годы распределились следующим образом: (см. Таблицу 1)

Таблица составлена с использованием различных источников. В ней приведены осредненные значения, но общие тенденции она отражает достаточно достоверно. Достигнутый уровень объемов работ объективно отражает геологические потребности в услугах сервисных геофизических компаний. Отметим, что за последние 5 лет объемы наземной сейсморазведки стабилизировались. Это относится как профильной, так и к площадной сейсморазведке. Объемы сейсморазведки на акваториях за тот же период в целом сокращались.

Так как данный номер журнала посвящен сейсморазведке на акваториях, небезынтересно будет проанализировать данные о применении сейсмических работ на акваториях в зависимости от района их проведения. (см. Таблицу 2)

До последнего времени региональные работы концентрировались в арктических морях, а поисковые в дальневосточных, что отражает объективные потребности государства и недропользователей в развитии минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Уменьшение объемов региональных работ в последнее время обусловлено фактическим истощением целесообразности подготовки ресурсов низких категорий и потребностью перехода к технологиям поисков с использованием бурения. Для примера можно взять Арктическую акваторию, где начальные суммарные ресурсы оценены примерно в 80 млрд. тонн условного топлива. Ресурсы категорий С3+Д при этом составляют более 87%.

Следуя классификации запасов месторождений и положению об этапах и стадиях, перевод ресурсов или запасов в более высокие катего-

Таблица 1

Виды работ по годам	Сейсморазведка 2-D за счет всех источников финансирования				Сейсморазведка 3-D за счет всех источников финансирования			
	Территории		Акватории		Территории		Акватории	
	млн. руб.	пог. км	млн. руб.	пог. км	млн. руб.	кв. км	млн. руб.	кв. км
2003г.	6895 1009*	84241 11284*	512 284*	26252 15890*	5274	12954	1439	5818
2004г.	8569 1355*	18076 10476*	650 301*	36740 16723*	6679	13761	208	185
2005г.	9572 2751*	88878 21966*	1234 496*	61644 29552*	7990	16042	1021	3821
2006г.	9572 2751*	88878 21966*	1234 496*	61644 29552*	10049	20053	1759	3636
2007г.	13261 3797*	108222 27830*	1589 856*	36825 15820*	14711	25168	4501	8810
2008г.	16107 4678*	122547 28944*	1947 1286*	43349 28561*	18708	26410	1844	2394
2009г. (план)	19206 4640*	112426 24904*	1390 1047*	29242 19938*	19047	23854	3404	2419

* - в том числе региональные работы (этап)

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ
МНЕНИЕ ПРОФЕССИОНАЛА

рии, рано или поздно, потребует использования буровых работ. Проведение поисковых и разведочных работ с использованием бурения на акваториях существенно дороже тех же работ на суше. В настоящее время нет достаточного количества буровых платформ, а их строительство потребует значительных капитальных вложений и затрат времени. Парадоксально, но расширение геофизических работ на акваториях поставлено в зависимость не только от цены на нефть и газ, но и от объемов бурения.

Таким образом, можно сделать вывод об отсутствии потребности в расширении геофизических работ на нефть и газ при существующих нормативно-методических условиях и аппаратно-технических возможностях.

Ситуация с проведением геофизических работ, в части их нормативно-методического обеспечения, осложняется еще и тем, что с июля 2010 года в соответствии с законом «О техническом регулировании» обязательные требования к продукции, **процессам производства** и эксплуатации, в отношении которых не были приняты технические регламенты, прекращают действие. Иначе говоря, обязательность выполнения требований инструкций отменяется, а технических регламентов по геофизике среди приня-

тых технических регламентов не имеется, кроме положения об этапах и стадиях, которое определяет лишь общие параметры геологоразведочных работ. Требования к объему, качеству и составу геофизических исследований могут детализироваться только в лицензионных соглашениях и ничем не будут регламентироваться.

В связи с этим, сервисные геофизические компании должны быть криво заинтересованы в принятии развернутых правил выполнения работ, их составу, объему и качеству. Такими правилами на первом этапе могут быть Национальные стандарты. Опыт разработки этих документов имеется. Уже принят национальный стандарт ГОСТ 8.645-2008 «ГСИ. Метрологическое обеспечение работ по геологическому изучению, использованию и охране недр в Российской Федерации. Основные положения». Подготовлен национальный стандарт «Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению». Дальнейшим развитием этих общих документов должны стать национальные стандарты, устанавливающие требования к составу, объему и качеству геофизических работ.

Принципиально важным может явиться признание подсчета запасов полезных ископаемых **государственной учетной операцией**. В этом случае, в соответствии с законом «Об обеспечении единства измерений», подсчет запасов попадет в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений. Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших **поверку**. Переход к новому качеству проведения работ при подсчете запасов должен повысить значимость геофизических измерений. В то же время неизбежно повысятся требования к проведению этих измерений.

Затронутые вопросы нормативно-методического обеспечения целесообразно было бы обсудить на страницах геофизических журналов, на конференциях и совещаниях. После определения состава приоритетных документов можно было бы приступить к их разработке силами заинтересованных сервисных предприятий.

Другим путем развития геофизических работ, безусловно, является совершенствование аппаратно-технической базы, которое в первую очередь определяется общим уровнем развития науки и техники в мире. Всем известно, какое влияние оказало внедрение в практику приборостроения аналого-цифровых преобразователей (АЦП). В настоящее время процесс построения регистрирующих систем превращается в процесс создания программно-математического обеспечения. Однако дальнейшее развитие аппаратуры в этом направлении вряд ли приведет к большим успехам. Более перспективным направлением развития сейсмической техники является переход к количественным и компонентным измерениям параметров сейсмического сигнала, тем более, что средства обработки и интерпретации этой информации стремительно развиваются. Успехи в этом направлении, возможно, приведут к расширению возможностей сейсмических методов при разведке нефтяных и газовых месторождений.

В заключении хочу пожелать читателям журнала и участникам «Встреч на Волге» много плодотворной работы, творческих успехов и приятного общения.

Таблица 2

Распределение объемов работ	Региональная сейсмо-разведка 2-D (пог. км)	Поисковая сейсмо-разведка 2-D (пог. км)	Сейсмо-разведка 3-D (кв. км.)
2005 г. всего	29552	32092	3821
в том числе по акваториям:			
Арктическая	20966	7830	515
Дальневосточная	8266	21511	3306
Южная	320	2751	-
Балтийская	-	-	-
2006 г. всего	15820	21005	3636
в том числе по акваториям:			
Арктическая	9520	-	1450
Дальневосточная	6000	18132	1727
Южная	300	2691	459
Балтийская	-	182	-
2007 г. всего	28561	14788	8810
в том числе по акваториям:			
Арктическая	22529	3636	281
Дальневосточная	6032	7701	4304
Южная	-	2853	4225
Балтийская	-	-	-
2008 г. всего	19938	9305	2394
в том числе по акваториям:			
Арктическая	19688	-	518
Дальневосточная	-	7478	-
Южная	250	1617	1876
Балтийская	-	-	-
2009 г. всего (прогноз)	8041	3135	2419
в том числе по акваториям:			
Арктическая	-	-	-
Дальневосточная	8041	-	1760
Южная	-	2350	105
Балтийская	-	785	554

Актуальность и перспективы освоения акваторий и транзитных зон



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

Слово **акватория** происходит от латинского значения слов: *aqua* – вода и *territorium* – территория — участок водной поверхности.

Водная поверхность Земли, или акватория Мирового океана, занимает 71% всей поверхности Земного шара. Принято разделять область шельфа с глубинами до 200м (около 8% поверхности Мирового океана), зону континентального склона с глубинами до 3 км (около 11%) и океаническую область с глубинами более 3 км. (81%).

Основными источниками информации о строении дна Мирового океана являются результаты геофизических исследований, прежде всего сейсморазведки.

В настоящее время в Мировом океане уже идет и активно расширяется добыча углеводородов, различных видов конкреций, золота, олова, алмазов, однако основной объем морских геофизических исследований все же проводится с целью поиска, разведки и добычи углеводородов.

С позиций применения геофизических методов разведки, прежде всего сейсморазведки, обычно выделяют несколько зон, имеющих специфические особенности в выполнении работ: глубоководная часть Мирового океана (с глубинами более 500м), шельфовая зона, ограниченная глубинами 15 – 500 м, и транзитная зона – переход от суши к морю. Эту зону обычно ограничивают глубинами 0 - 15 м.

Сейсморазведочные работы в глубоководной и шельфовой зонах Мирового океана проводят с применением специальных судов в процессе движения источников и/или приемников, что определяет специфику работ и обеспечивает их высокую производительность. В целом, условия для проведения сейсморазведочных работ в этих зонах благоприятны и обеспечивают получение материалов высокого качества.

Первоочередной интерес для нефтяников представляют собой транзитные или переходные зоны. Это происходит в силу их относительно большей доступности по организации бурения и добычи углеводородов, но, к сожалению, в этих зонах невозможно применение стандартных технологий проведения морских работ. Именно поэтому транзитные зоны долгое время

были недоступны для сейсморазведочных исследований.

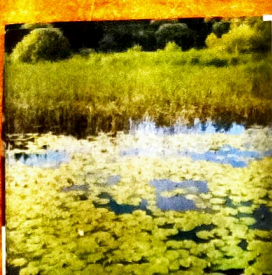
Россия обладает самыми обширными в мире площадями нефтегазоперспективных, но малоизученных мелководных акваторий. По данным ВНИГРИ [4], зоны арктического мелководья (0–20 м) содержат до 25% общих прогнозных запасов углеводородов арктических морей. При этом обширные, весьма перспективные акватории – Печорская и Хайпудырская губы в Баренцевом море, Обская, Тазовская и Гыданская губы, западное и северное мелководья полуострова Ямал в Карском море - характеризуются глубинами от 0 до 10 м. Эти акватории, площадью более 100 тыс. км², непосредственно примыкают к известным месторождениям на суше Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций.

Большие перспективы в открытии крупных залежей нефти и газа имеет Северный Каспий, простирающийся в субширотном направлении более чем на 500 км и представляющий собой мелководную акваторию площадью около 92 тыс.км², в том числе 36 тыс.км² при глубинах моря 0-2 м. При этом область глубин моря до 3 м простирается на 10-50, а местами до 70 км от берега.

Практически вся акватория Северного Каспия отличается высокой нефтегазоперспективностью. Открытия крупных нефтяных месторождений на полуострове Бузачи (Каламкас, Каражанбас) резко увеличили интерес к прилегающим районам. В первую очередь, к зонам возможного западного и северного погружений этого выявленного поднятия, которые располагаются в области глубин моря 0-2 м. Полоса высокоперспективных объектов тяготеет к северо-восточной зоне Северного Каспия, к широте месторождений Тенгиз, Королевское и Прорвинское, расположенным на сопредельной суше. Обнаружение в 1988 году морскими сейсморазведочными работами рифогенных структур, впоследствии приведшее к открытию крупнейшего нефтяного месторождения Каша-ган (юрисдикция Республики Казахстан), переводит акваторию Северного Каспия в разряд наиболее пер-

НАЧАЛА

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ



спективных площадей СНГ. Значительный интерес в этом регионе могут также представлять структуры Северо-Кулалинского и Тюб-Караганского валов.

В связи с открытием ряда газовых месторождений на акваториях Черного и Азовского морей и перспективностью второго структурного этажа не только в Сивашской, но и в Каркинитской впадинах, их мелководье, с площадями, соответственно, в 40 и 15 тыс. км², также заслуживает серьезного внимания.

Общая площадь мелководных зон акваторий Арктики, Азово-Черноморского и Северо-Каспийского бассейнов составляет:

Глубины моря	Площадь
0 - 5 м	210,4 тыс. км ²
5 - 10 м	199,6 тыс. км ²
10 - 20 м	361,2 тыс. км ²
Итого:	771,2 тыс. км²

Эта значительная цифра определяет очень высокие перспективы сейсморазведочных работ на мелководье.

С географической точки зрения переходные зоны включают береговые топи, заливные участки суши, отмели, дельты рек, водохранилища, мелководные рифы, широкие приливные зоны, глубина воды в которых менее 10 м.

В НИИморгеофизике [3] принято разделение транзитных зон на полосу мелководья с глубиной 3 м-10 м, полосу предельного мелководья 3 м-0 м и полосу суши, где сейсмические наблюдения проводятся согласованно с наблюдениями на суше и на море.

С позиций сейсморазведки транзитная зона или переходная зона - это акватория, где применение буксируемой морской сейсмокоды невозможно из-за малых глубин; правильное согласование сейсмоприемников со средой существенно затруднено, использование взрывчатых веществ в качестве источника запрещено, применение пневмоисточника неэффективно, а обычный виброрейсмический источник не дает нужного эффекта из-за слабости грунта.

Особенностью мелководных акваторий является и то, что здесь возбуждение и прием колебаний всегда происходят внутри водного слоя, кровля и подошва которого являются сильными отражающими границами [1], что приводит к образованию многократных отражений - реверберации волн внутри слоя, которая препятствует выделению и прослеживанию исследуемых отраженных волн.

Кроме того, в ее пределах повышаются требования к экологической безопасности проведения работ и возрастает сложность их организации. Французский исследователь Denis Mougnot (фирма Sercel) справедливо назвал развитие технологии проведения работ в переходных зонах последним рубежом сейсморазведки [5]. Это действительно так. Здесь, к сожалению, неприменимы десятилетиями отработанные до совершенства методические приемы проведения сейсморазведки на суше или на море.

Объединяющим признаком транзитных зон различного типа является и то, что использование типовых плавсредств в качестве носителей сейсмической аппаратуры практически также невозможно, как и применение типовой методики морской сейсморазведки [2]. Предельное мелководье отличается различного рода опасностями для плавания судов, которые нехарактерны для районов открытого моря. Эти опасности и препятствия имеют как естественную природу, так и обусловлены деятельностью человека. К естественным препятствиям относятся неровно-

сти подводного рельефа, песчаные и илистые бары, рифовые образования, мели и зоны осушки, узкие проходы, непостоянство фарватеров, резкие и непредсказуемые ветры и течения, прибрежные топи, густая прибрежная растительность и др. Деятельность человека создает опасности в виде свалок, различных затопленных предметов, искусственных сооружений и др. Кроме того, зона мелководья часто используется для других видов деятельности человека (рыбная ловля, пассажирское и грузовое судоходство, отдых на воде), что создает дополнительные сложности для проведения геофизических работ.

Все сказанное выше обуславливает необходимость разработки эффективных технологий проведения сейсмических работ по исследованию транзитных зон, особенно в предельно мелководной части акваторий (0,5 м - 5,0 м).

В настоящее время не существует универсальных технологий проведения сейсморазведки в транзитных зонах.

В отсутствии специальных технологий и оборудования, исследования в переходных зонах проводятся, как правило, с применением, адаптированного к использованию в водной среде оборудования, предназначенного для проведения работ на суше. Реже пытаются «выйти на берег», продолжая использовать морское оборудование. В обоих случаях это неэффективно из-за существующих ограничений применяемой регистрирующей аппаратуры, низкой производительности и низкого качества получаемого материала. Причины, по которым качество материала и производительность работ, как правило, оставляют желать лучшего, кроются в пренебрежении интерференционными явлениями, происходящими в водном слое и вынужденной самостоятельности при адаптации существующего оборудования к решению несвойственных его назначению задач.

Требуется разработка новых технологий, основанная на комплексном подходе к решению задачи. Наряду с технологией проведения наблюдений необходимо разработать и создать необходимые специальные технические средства, в том числе: транспортные средства, источники возбуждения колебаний и системы позиционирования оборудования, использование которых обеспечит достижение высокой производительности работ.

Проведение исследований в транзитных зонах - это почти всегда «штучная работа», а каждая удачно разработанная технология эксклюзивна.

Литература:

1. Жгенти С.А. // Сбор сейсмических данных и телеметрия переходных зон // Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, № 3, 10-30с.
2. Жгенти С.А. // Исследование и развитие технико-методических приемов сейсморазведки на предельном мелководье акваторий // Автореферат диссертации, КубГУ, Краснодар, 2009г.
3. Верба М.Л., Будагов А.Г., Келлер М.Б., Грязнов Н.Н., Григоренко Ю.Н. // Проблемы изучения нефтегазоносности транзитных зон арктического шельфа России // ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА, №06, 2000.
4. Верба М.Л., Герман Е.В., Григоренко Ю.Н., Зинченко А.Г. // Транзитные зоны акваторий России // Спб., Недра, 2005, 140 с.
5. Denis Mougnot. Транзитная зона: последний рубеж сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, № 1, 10-14с.

Особенности обработки данных морской сейсморазведки, полученных с донными приемниками на основе системы датчиков гидрофон + геофон

Гуленко В.И. – кафедра геофизики КубГУ, г. Краснодар; Земцова Д.П., Долинин А.Н., Коновалова Ю.И. – отдел по разработке технологий ОАО Промгаз, г. Краснодар

Введение

В последние десятилетия мелководные акватории во всем мире привлекают к себе все больший интерес в качестве объектов геологического изучения с целью поисков углеводородного сырья. В этой связи технологии сейсморазведочных работ в мелком море, в том числе и на предельном мелководье и в транзитных зонах развиваются особенно быстро [1 и др.]. Появляются новые все более эффективные методики и более совершенные технические средства, предназначенные для работ именно в таких сложных условиях. К числу таких технических средств относятся, например, и цифровая телеметрическая донная коса системы XZone® Marsh Line, в которой в качестве приемников часто используются «PZ dual sensor» системы датчиков гидрофон + вертикальный геофон [3, 4].

Обработку сейсмических данных, полученных на мелководье, проводят, как правило, в рамках хорошо известных систем обработки с использованием стандартных и специализированных пакетов. Специфика обработки данных, полученных в переходных зонах, обусловлена необходимостью позиционирования приемных установок, определения ориентации содержащихся в установке геофонов, а также согласования сейсмических разрезов, полученных на стыках с транзитной зоной, с использованием различных источников и/или приемников колебаний. Кроме того, важное место в обработке данных занимает улучшение качества материалов путем подавления волн-помех, характерных для мелководья.

Некоторым вопросам обработки данных, полученных на мелком море с использованием PZ датчиков, и посвящена настоящая работа.

1. Интерференционные процессы в водном слое

При сейсморазведочных работах на мелководье приемное устройство системы XZone® Marsh Line с PZ датчиками обычно располагается на дне водного слоя глубиной H . Вследствие многократных отражений в водном слое от границы «вода-воздух» с коэффициентом отражения -1 и от границы дна с коэффициентом отражения равным k_{omp} волна, приходящая к приемнику снизу, так же, как и волна, излучаемая в нижнее полупространство, является интерференционной. При этом выражение, описывающее профиль интерференционной волны давления, приходящей из любого направления α_2 нижнего полупространства к гидрофону (угол α_2 отсчитывается от вертикальной оси):

$-\pi/2 \leq \alpha_2 \leq \pi/2$, полученное в приближении плоских волн, в дальней зоне (без учета расхождения) может быть записано в виде следующей суммы волн [1]:

$$F(t) = k_{np} \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{omp})^l [f(t-l\tau) - f(t-\tau(l+1))], \quad (1)$$

где $\tau = 2H / (C \cdot \cos \alpha_1)$; $l = 0; 1; 2; \dots$; $C = 1500$ м/с – скорость звука в воде; $f(t)$ – профиль волны давления, соответствующей отраженной волне, пришедшей из нижнего полупространства; α_1 – угол входа луча в водный слой (отсчитывается от вертикали); k_{np} – коэффициент

преломления луча при переходе из нижнего полупространства в водный слой.

Комплексный спектр этой функции имеет следующий вид:

$$S_F(j\omega) = G_h(\omega) \cdot k_{np} S_f(j\omega) \cdot \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{omp})^l e^{-j\omega l \tau} (1 - e^{-j\omega \tau}), \quad (2)$$

где $S_f(j\omega)$ – комплексный спектр функции

$f(t)$, $G_h(\omega)$ – собственная частотная характеристика гидрофона.

Отсюда обобщенная комплексная интерференционная характеристика гидрофона на дне водного слоя может быть получена в виде:

$$K_h(j\omega, \alpha_1, H) = S_F(j\omega) / S_f(j\omega) = G_h(\omega) \cdot k_{np} (1 - e^{-j\omega \tau}) \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{omp})^l e^{-j\omega l \tau} \quad (3)$$

Модуль этого выражения после преобразования может быть представлен в виде произведения трех функций:

$$K_h(\omega, \alpha_1, H) = G_h(\omega) \cdot K_1(\omega, \alpha_1, H) \cdot K_2(\omega, \alpha_1, H), \quad (4)$$

одна из которых $G_h(\omega)$ – собственная частотная характеристика гидрофона;

другая $K_1(\omega, \alpha_1, H) = 2|\sin(\omega\tau/2)|$ модуль частотной характеристики, учитывающей влияние границы «вода-воздух», а третья функция –

$K_2(\omega, \alpha_1, H) = k_{np} [1 + 2k_{omp} \cos(\omega\tau) + k_{omp}^2]^{-1/2}$ – модуль частотной характеристики, учитывающей влияние границы дна. При фиксированных параметрах α_1 и H , т.е. в функции частоты, все выражение (4) представляет собой модуль интерференционной частотной характеристики гидрофона на дне водного слоя; в функции угла α_1 это выражение описывает диаграмму направленности гидрофона, расположенного на дне водного слоя глубиной H , на частоте ω (рис. 1).

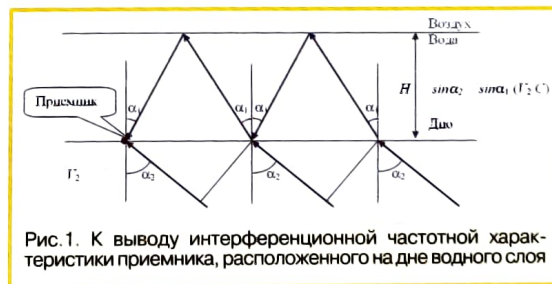


Рис.1. К выводу интерференционной частотной характеристики приемника, расположенного на дне водного слоя

Иначе обстоит дело для вертикального геофона, установленного на дне водного слоя и имеющего упругий контакт с донным грунтом. В этом случае по сравнению с гидрофоном, регистрирующим волны давления, волны сжатия и разрежения, отраженные от поверхности «вода-воздух», геофоном регистрируются с обратными знаками. Поэтому выражение, описывающее профиль интерференционной волны смещения, регистрируемой геофоном, имеет следующий вид:

$$F(t) = f(t) + (1 - k_{omp}^2) \sum_{l=1}^{\infty} (-k_{omp})^{l-1} f(t-l\tau) \quad (1a)$$

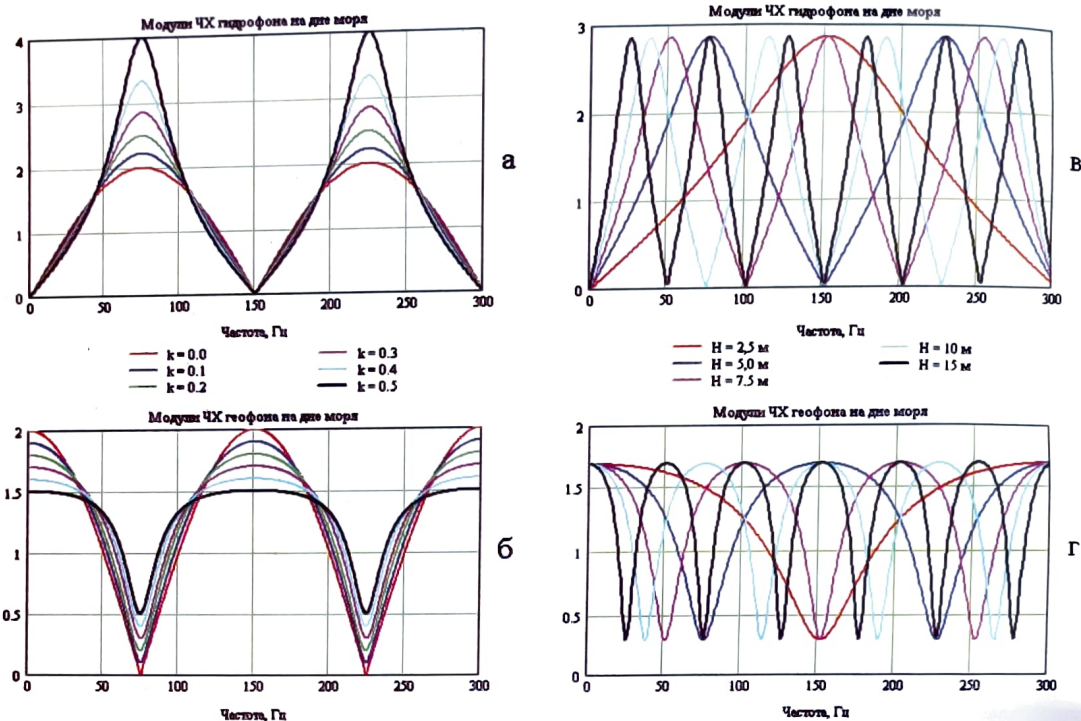


Рис. 2. Модули частотных характеристик гидрофона (а) и геофона (б) на дне водного слоя при его глубине $H = 5$ м и разных значениях коэффициента отражения $0 \leq k_{omp} \leq 0.5$; модули частотных характеристик гидрофона (в) и геофона (г) при фиксированном значении коэффициента отражения $k_{omp} = 0.3$ и разных глубинах моря $2.5 \text{ м} \leq H \leq 15 \text{ м}$

Соответствующая обобщенная комплексная интерференционная характеристика геофона, установленного на дне водного слоя, имеет вид:

$$K_g(j\omega, \alpha_1, \alpha_2, H) = S_F(j\omega) / S_f(j\omega) = G_g(\omega) \cdot Q_g(\alpha_2) \cdot \left[1 + (1 - k_{omp}^2) \sum_{l=1}^{\infty} (-k_{omp})^{l-1} e^{-j\omega l r} \right] \quad (3a)$$

где $G_g(\omega)$ собственная частотная характеристика геофона, $Q_g(\alpha_2) = \cos(\alpha_2)$ - характеристика направленности вертикального геофона 1-

го рода (угол α_2 отсчитывается от вертикали).

В качестве примера на рис.2 а-г приведены модули частотных характеристик, рассчитанные по формулам (3) и (3а) при $\alpha_1 = \alpha_2 = 0$ (нормальное падение), постоянной глубине моря $H = 5$ м и разных значениях коэффициента отражения $k(0 \leq k_{omp} \leq 0.5)$ для гидрофона (а) и геофона (б). Влияние изменения глубины водного слоя H ($2.5 \text{ м} \leq H \leq 15 \text{ м}$) на частотные характеристики гидрофона и геофона при фиксированном значении коэффициента отражения $k_{omp} = 0.3$ показано,

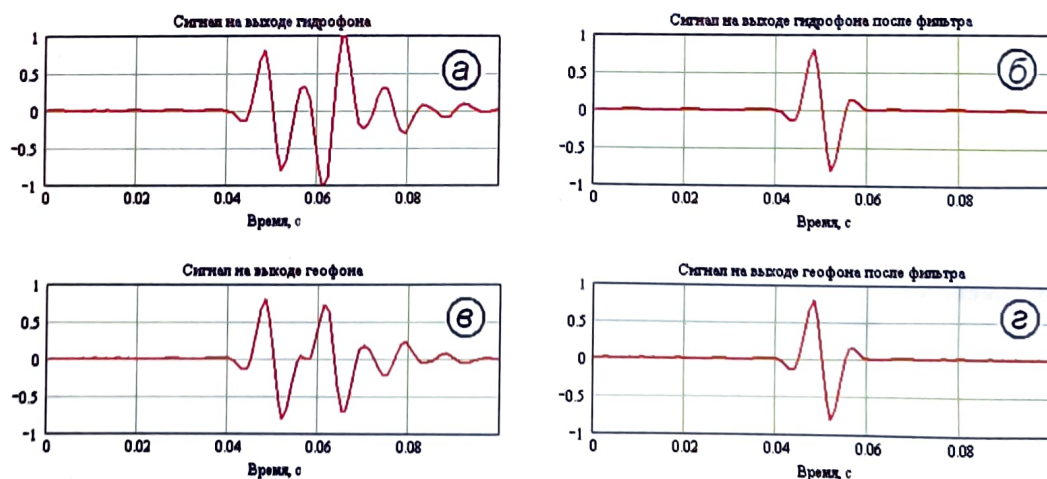


Рис. 3. Результат применения фильтров-деревербераторов на модельных материалах: исходные модельные трассы, рассчитанные для гидрофона (а) и геофона (в), трассы после фильтрации, соответственно, (б) и (г); $H = 10$ м, $k_{omp} = 0.3$

соответственно, на рис. 2 (в) и (г).

Различием этих характеристик в основном и обусловлено различие в частотном составе колебаний, регистрируемых на дне мелкого моря гидрофоном и геофоном. Как видно из рис. 2, при прочих равных параметрах максимумы и минимумы характеристик гидрофона и геофона, расположенных в одной и той же точке приема, находятся в противофазе, поэтому одновременное использование этих приемников позволяет рассчитывать на то, что на этапе обработки полученных данных можно будет компенсировать потерю информации, обусловленную интерференцией волн в водном слое.

2. Вариант обработки PZ данных

Идея совместного использования синхронно зарегистрированных PZ данных далеко не нова: за последние 20 лет к ней обращались многие авторы. Так, в работах [2, 8 и др.] рассмотрены разные подходы и способы синтеза волновых полей, синхронно полученных на мелководных акваториях с применением PZ датчиков.

В настоящей работе рассмотрена аналогичная задача построения фильтров-дереввербераторов, позволяющих ослабить влияние интерференции волн в водном слое и устранить возможные фазовые различия колебаний, зарегистрированных на сейсмограммах, синхронно полученных с гидрофонами и геофонами на мелком море. В качестве основы для построения таких фильтров взяты выражения (3) и (3а), описывающие комплексные частотные характеристики

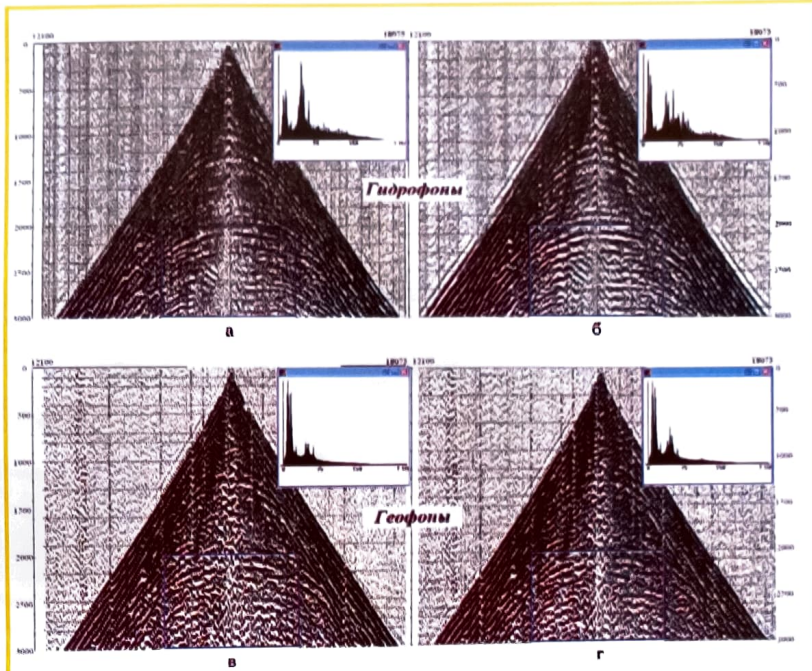


Рис. 4. Результаты применения фильтров-дереввербераторов: исходные сейсмограммы, полученные с гидрофонами (а) и геофонами (в), отфильтрованные сейсмограммы, соответственно, (б) и (г). Донная коса XZone® Marsh Line с PZ датчиками, глубина акватории 10 м

гидрофона и геофона, расположенных на дне водного слоя. Комплексные частотные характеристики фильтров-дереввербераторов в этом случае, очевидно, должны иметь следующий вид:

$$D_h(\omega, \alpha_1, H) = \frac{1}{K_h(\omega, \alpha_1, H) + \varepsilon_1};$$

$$D_g(\omega, \alpha_1, H) = \frac{1}{K_g(\omega, \alpha_1, \alpha_2, H) + \varepsilon_2}, \quad (5)$$

где ε_1 и ε_2 – величины порядка $10^{-2} - 10^{-3}$, подбираемые экспериментально. Импульсные характеристики $g_h(t)$ $g_g(t)$ этих фильтров-дереввербераторов могут быть получены обратным преобразованием Фурье соответствующих комплексных частотных характеристик (5).

На рис. 3 (б) и (г) приведены результаты опробования фильтров (5) на модельных трас-

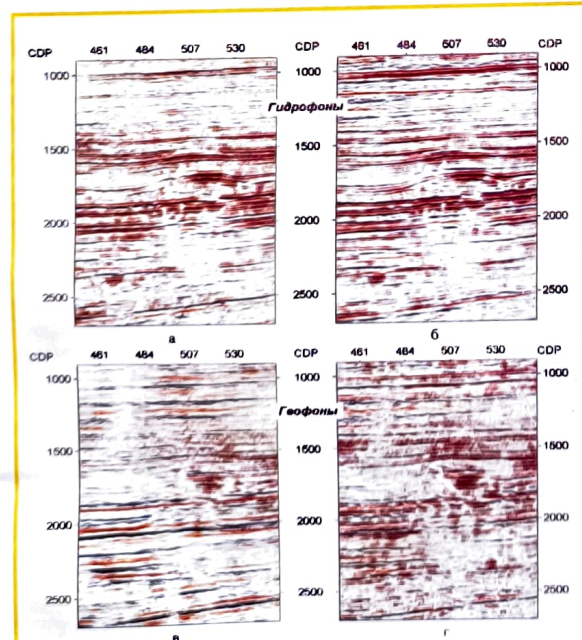


Рис. 5. Фрагменты временных разрезов, полученных в результате стандартной обработки PZ данных (а) и (в), а также с применением фильтров-вербераторов к исходным сейсмограммам (б) и (г)

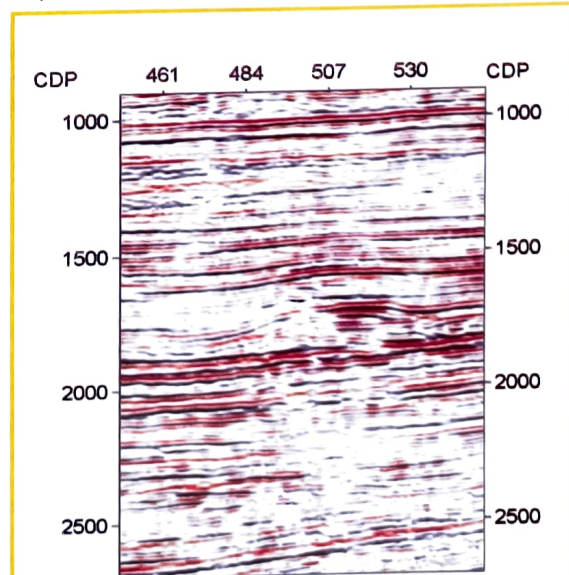


Рис. 6. Фрагмент временного разреза, полученного суммированием разрезов (б) и (г)

сах, рассчитанных, соответственно, для гидрофона (а) и геофона (в) при глубине водного слоя $H = 10$ м и коэффициенте отражения от дна $k_{отр} = 0.3$. Применение этих фильтров позволяет не только эффективно ослабить влияние интерференции волн в водном слое, но и устранить фазовые различия сигналов, синхронно регистрируемых гидрофоном и геофоном.

Практическое применение фильтров-деревербераторов на полевых сейсмограммах, полученных с донной косой XZone® Marsh Line с PZ датчиками при глубине акватории около 10 м, показано на рис. 4.

Как видно из этого рисунка, ожидаемый эффект от применения фильтра-деревербератора лучше всего прослеживается на сейсмограмме, полученной с гидрофоном: многофазное отображение осей синфазности на рис. 4(а), обусловленное, в основном, реверберацией волн в водном слое, практически полностью устранено на отфильтрованной сейсмограмме на рис. 4 (б). На сейсмограмме, полученной с геофоном, результаты фильтрации хотя и имеют место, однако не столь очевидны.

На рис. 5 приведены фрагменты временных разрезов, полученных в результате стандартной обработки данных (а) и (в), а также с применением к исходным сейсмограммам фильтра-деревербератора (б) и (г). Фрагмент объединенного P+Z временного разреза, полученного суммированием разрезов (б) и (г), представлен на рис. 6. Отдельно на рис. 7 в более крупном масштабе приведены фрагменты верхней части разрезов (а) и (б), полученных с гидрофонами.

Сопоставление всех представленных на рис. 5-7 фрагментов временных разрезов показывает, что применение предложенных фильтров-деревербераторов позволяет заметно улучшить качество материалов, полученных с гидрофонами и геофонами в условиях мелкого моря, а также повысить их информативность. Как следует из рис. 7, наибольший эффект от подавления реверберации волн в водном слое при этом наблюдается в верхней части разреза, где прослеживаемость отражений существенно улучшилась.

Заключение

Анализ исходных материалов, полученных в условиях мелководья Азовского моря с донной косой XZone® Marsh Line с PZ датчиками, показывает, что качество исходных сейсмограмм, особенно тех, что были получены с геофонами, существенно зависит от целого ряда факторов, и прежде всего таких, как характер донного грунта и качество упругого контакта геофона с грунтом. Изменение глубины моря, состава и свойств донного грунта вдоль линии профиля, наличия и характера донной растительности – все это приводит к заметным вариациям в характере интерференционных процессов, качества сейсмограмм и, как следствие, к вариациям эффектив-

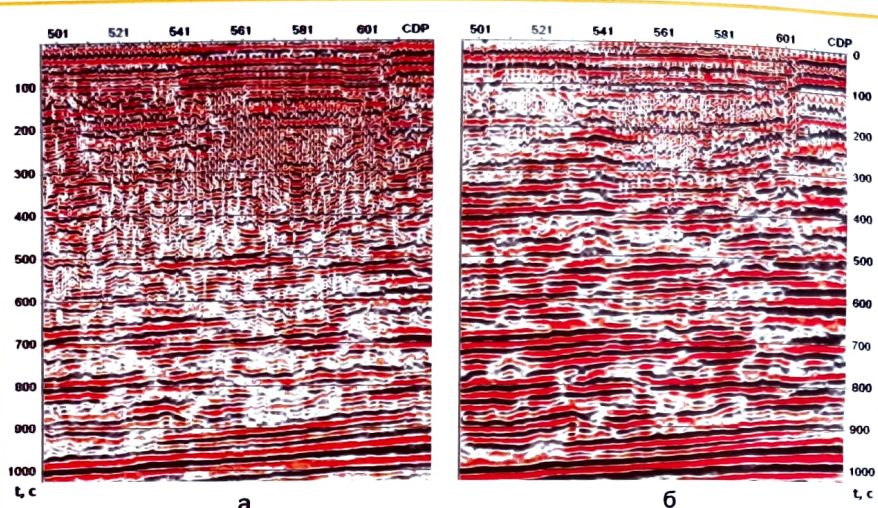


Рис. 7. Фрагменты временных разрезов, полученных с гидрофоном: (а) стандартная обработка данных, (б) с применением фильтра-деревербератора

ности работы любого алгоритма обработки PZ данных, в том числе и предложенного фильтра-деревербератора.

В этой связи перспективы дальнейшего развития способов обработки PZ данных, наряду с разработкой алгоритмов, аналогичных описанному выше, предполагают создание и совершенствование таких процедур, которые в каждом пункте приема позволят получать корректные оценки таких параметров, как глубина моря, коэффициент отражения от дна, а также учесть влияние внешних факторов на вариации передаточных функций сеймоприемников.

Литература

- 1) Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне. Монография. Краснодар: КубГУ, 2007. 111 с.
- 2) Mougenot D. Транзитная зона: последний рубеж сейсморазведки // Технологии сейсморазведки - Ежекварт. официальное издание ЕАГЕ, 01/2005. С. 10-13.
- 3) 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 - Ежекварт. официальное издание ЕАГЕ, 03/2008. С. 46-57.
- 4) Жгенти С.А., Запорожец Б.В. Опыт применения системы XZone® Marsh Line при 2D и 3D технологиях сейсмических исследований на предельном мелководье транзитных зон // Приборы и системы разведочной геофизики – Ежекварт. официальное издание Саратовского отделения ЕАГО, 03/2008. С. 32-37.
- 5) Barr, F. J., and Sanders, J. I., 1989, Attenuation of water-column reverberations using pressure and velocity detectors in a water-bottom cable: 59th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 653-656.
- 6) Dragoset, W. and Barr, F. J., 1994, Ocean-bottom cable dual-sensor scaling: 64th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 857-860.
- 7) Ikelle, L. T., 1999, Combining two seismic experiments to attenuate free-surface multiples in OBC data: Geophys. Prosp., 47, 179-193.
- 8) Hoffe, B. H., Lines, L. R., and Cary, P. W., 2000, Applications of OBC Recording. - The Leading Edge, April 2000, Vol. 19, No. 4.

Мы не намерены останавливаться, мы идем вперед!

ИНТЕРВЬЮ Генерального директора компании «СИ Технолоджи Инструментс»
Б.В.Запорожца Главному редактору журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» П.А.Турлову



Т. Борис Владимирович, должен признаться, что я давно и с большим интересом наблюдаю за деятельностью Вашей компании, начиная с периода ее становления. У Вашей компании есть, так сказать, свое «лицо» и оно мне симпатично. Не могли бы Вы кратко охарактеризовать нынешнее состояние Вашей компании?

З. Спасибо за добрые слова. Мы начинали в тяжелое время для отечественного геофизического приборостроения. Полевые работы не финансировались и практически не проводились. Но мы рискнули и наша первая система регистрации ИНТРОМАРИН оказалась удачным изделием. Всего было продано более 50 систем ИНТРОМАРИН, что позволило нам перейти на новый, более высокий уровень. Сейчас мы предлагаем потребителям сейсморегистрирующие телеметрические системы семейства XZone, предназначенные для морских работ, для транзитных зон и для суши. Наши системы отвечают всем самым современным требованиям к качеству регистрируемой информации, надежности работы и удобству эксплуатации. Выросли и наши технологические возможности. Мы имеем неплохо оснащенное собственное производство, позволяющее реализовывать производственную, научно-техническую и научно-исследовательскую программы компании.

Т. Кстати о научно-исследовательской деятельности компании. В Вашей компании есть специальное научно-исследовательское подразделение?

З. Нет. Такого подразделения в компании нет и это не случайно. Мы считаем, что, по крайней мере на данном этапе, в этом нет особой необходимости. У нас сложился очень хороший, творческий коллектив специалистов, имеющих широкий кругозор, а главное – тягу к научно-исследовательской работе. Это очень помогает им в практической работе и самым лучшим образом отражается на ее результатах и имидже компании. Да Вы и сами можете оценить уровень научно-исследовательской деятельности в нашей компании по количеству, а главное, по научному уровню публикаций наших специалистов в Вашем журнале.

Т. Что верно, то верно. Ваши специалисты частые гости на страницах нашего журнала. И не только журнала, но и на нашей ежегодной конференции «Встречи на Волге».

З. Кстати о конференциях. Не считите меня

невежливым, но мне кажется, что тематика постоянно действующих конференций, в том числе и конференции «Встречи на Волге», требует корректировки. Как правило, она слишком общая и это не способствует активности участников. Думаю, что было бы лучше и эффективнее собирать специалистов по областям интересов. Можно было бы, например, предварительно выяснив насущные проблемы нефтедобывающих компаний, попросить сервисные компании поучаствовать и представить свои способы их решения. Дать время, после чего получить от сервисных компаний предложения, по которым провести конференцию и выпустить номер журнала. Например, мы все давно слышим, что сейсморазведка транзитных зон – актуальнейшая задача современности. А кто занимается проведением таких работ? Кого это практически интересует? Как решаются проблемы в этой области сейсморазведки? Вот Вам великолепная тема для конференции и для Вашего журнала.

Т. Спасибо. Учтем. Но должен сказать, что среди тематических выпусков журнала уже есть ряд номеров, посвященных данной тематике.

З. Ну, данная тематика неисчерпаемая и, согласитесь, интересная.

Т. Согласен. Но ловлю Вас на слове. Думаю, что для наших читателей был бы не менее интересен опыт Вашей компании в проведении полевых работ. Согласитесь, для приборостроительной компании это несколько необычно. На моей памяти, из известных приборостроительных компаний подобного рода деятельностью занималась только компания INPUT-OUTPUT (США), теперь ION.

З. Спасибо, что подняли эту интересную тему. В определенный момент развития стало ясно, что, во-первых, оборудование сложное и его надо сопровождать, что мы и стали делать. Во-вторых, в процессе сопровождения стало очевидно, что мало просто выпускать оборудование, надо снабдить его специальными технологическими средствами, которые бы делали эксплуатацию оборудования правильной, производительность его использования высокой, а пользование – комфортным. И, в-третьих, создавая такие специальные технические средства, их надо где-то испытывать, желательно в реальных условиях. Была создана опытно-методическая полевая партия, которой и была поручена эта работа. Были испытаны известные уже катамараны ТОРТУГА и МУРЕНА с гребными колесами, система позиционирования приемной косы, доведен до кондиции грязевой пневмоисточник, разработан и изготовлен контроллер для обеспечения его правильной работы. Все это позволило значительно повысить одновременно и качество получаемых материалов, и производительность работ. Сразу же появились заказы на проведение работ в ранее недоступных местах, где ранее это было просто неосуществимо. Партия была преобразована в предприятие ООО «Донгеофизика» и теперь действует как самостоятельное юридическое лицо, специализируясь на проведении полевых работ в районах,

КРУПНЫМ ПЛАНОМ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

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 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/:

- 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/ 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

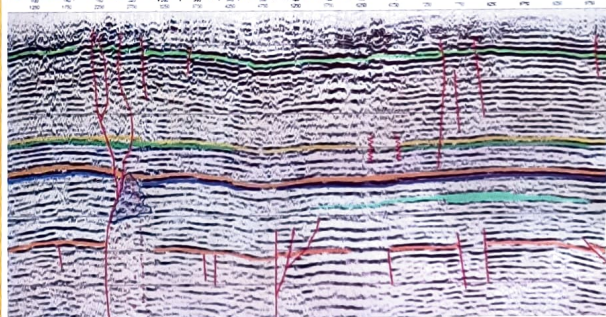


Рис. 4. Временной разрез. Нижнекамское водохранилище

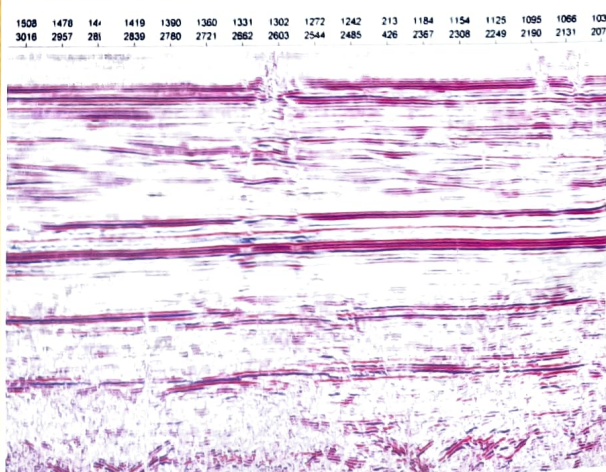


Рис. 5. Временной разрез. Северный Каспий

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:

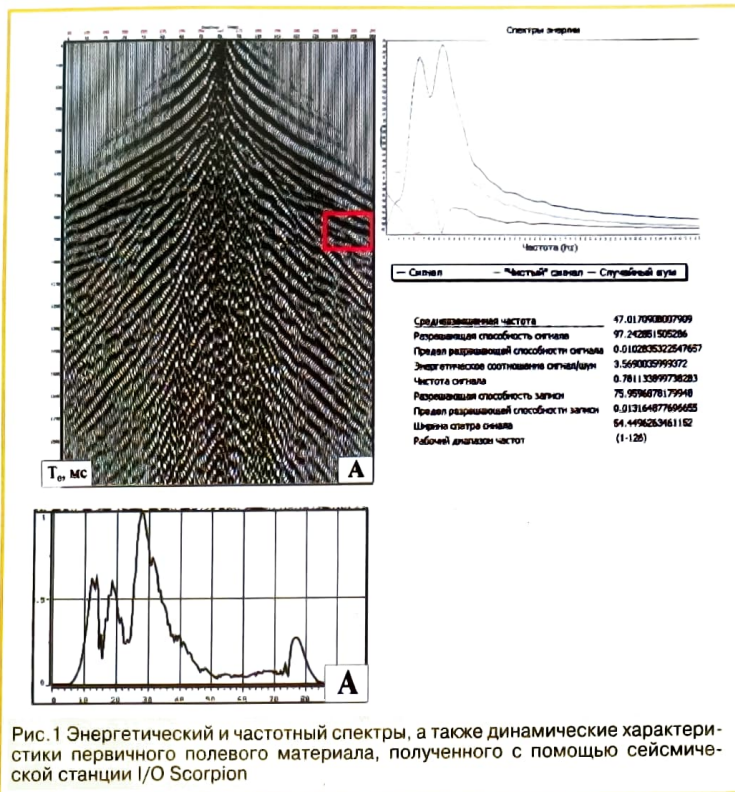


Рис. 1 Энергетический и частотный спектры, а также динамические характеристики первичного полевого материала, полученного с помощью сейсмической станции I/O Scorpion

- 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-

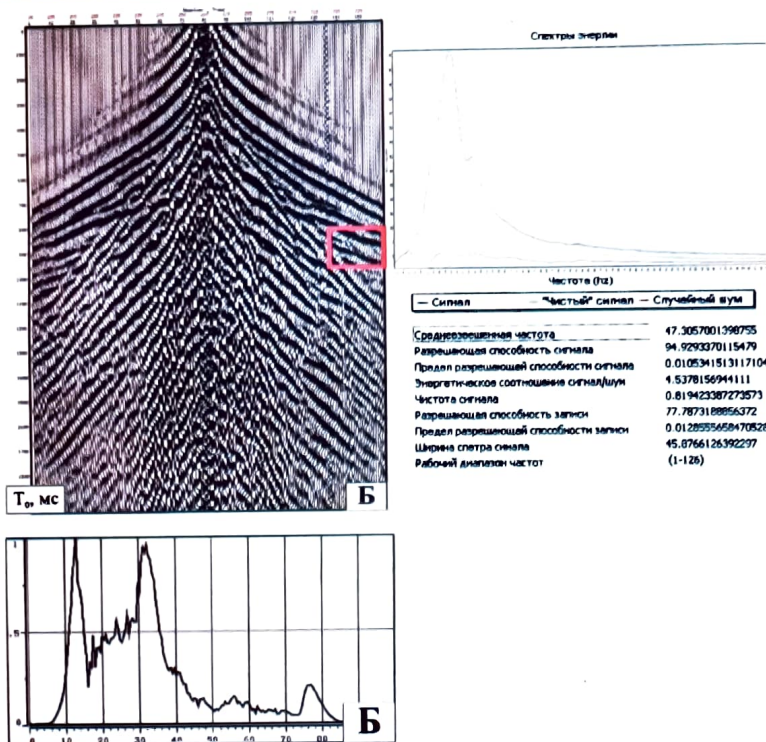


Рис.2 Энергетический и частотный спектры, а также динамические характеристики первичного полевого материала, полученного с помощью сейсмической станции «Прогресс-Т3»

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».

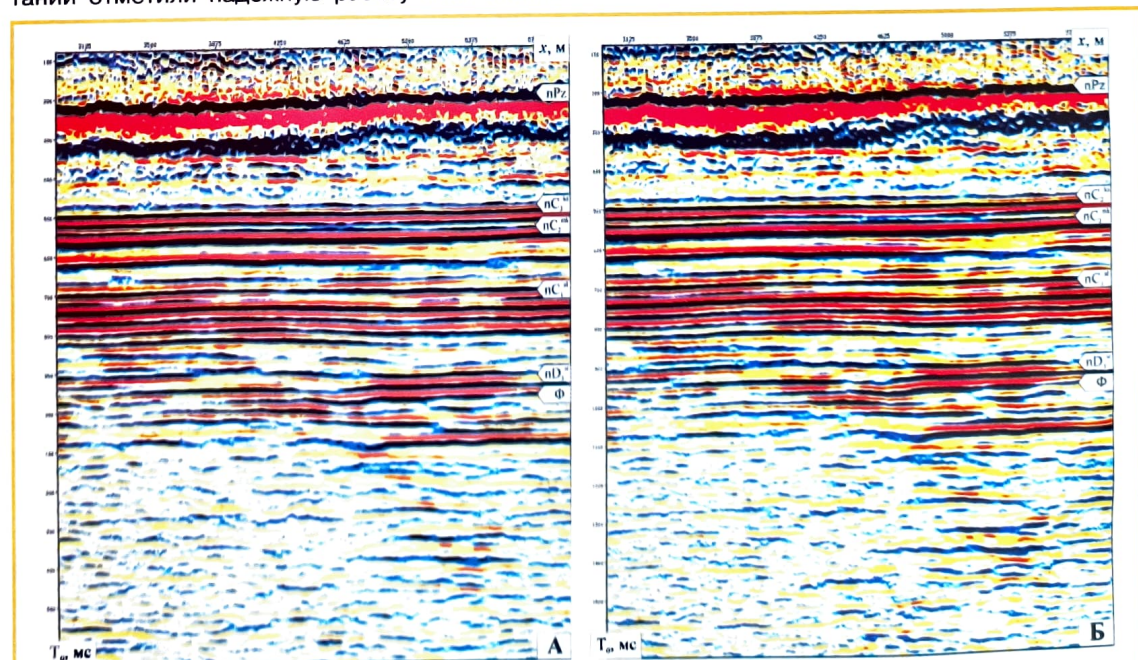


Рис.3 Сопоставление временных разрезов по одному профилю, полученных различными регистрирующими системами: (А)временной разрез, полученный с помощью сейсмической станции I/O Scorpion, (Б)временной разрез, полученный с помощью сейсмической станции Прогресс - Т3

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.

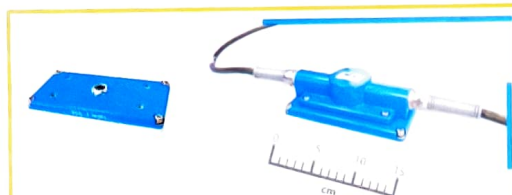


Рис. 2. Блок сбора данных для работ на суше, с возможностью погружения в воду на глубину до 30 м.



Рис. 3. Трехканальная секция с отводами для подключения сейсмогрупп

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

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 коррелограмм;
- 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 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.

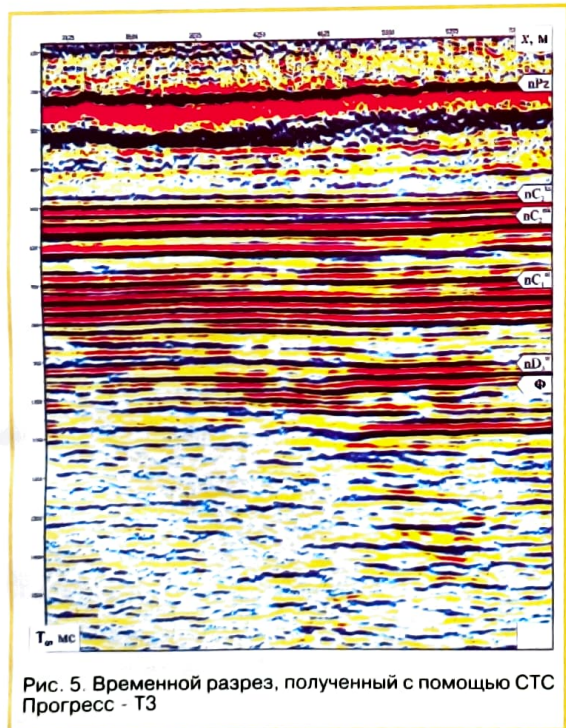


Рис. 5. Временной разрез, полученный с помощью СТС Прогресс - Т3

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° 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".

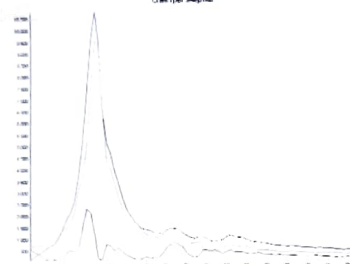
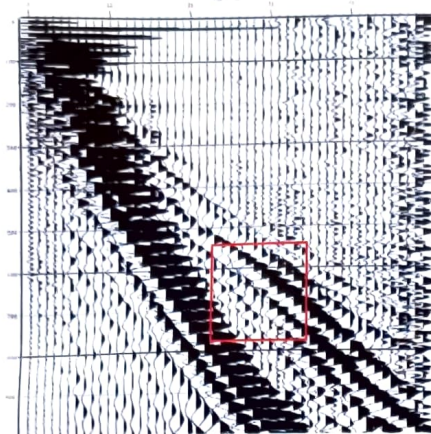
Аппаратурная стойка соединяется с источником «МИСС-У-3» кабелем с легко разъединяемым разъемом.

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.



Спектр энергии

— Сигнал — Шум — Случайный шум

Средняя частота
Резонансная частота
Пикетажная частота
Частота сигнала
Резонансная частота
Пикетажная частота
Средняя частота

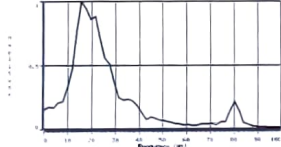
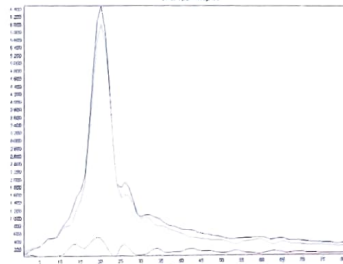
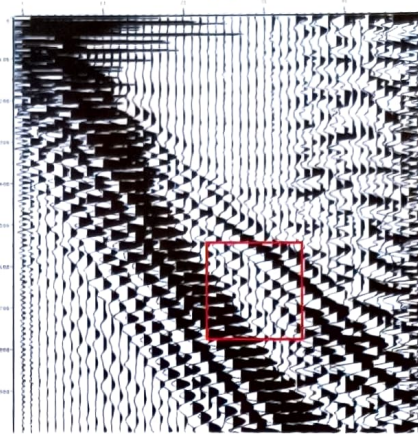


Рис. 1. ПК0, 4 накопления, вертикальная компонента. Фильтрация (8 16 70 80), гармонизация «Геотон-06»



Спектр энергии

— Сигнал — Шум — Случайный шум

Средняя частота
Резонансная частота
Пикетажная частота
Частота сигнала
Резонансная частота
Пикетажная частота
Средняя частота

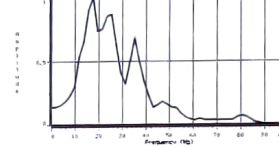


Рис. 2. ПК0, 10 накоплений, вертикальная компонента. Фильтрация (8 16 70 80) гармонизация «МИСС-У-3»

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 дм³ (соответственно, 12; 24; 37; 49 лн³). Конструктивно источник «Малыш» защищен от попадания абразивных частиц внутрь камеры, при выхлопе сжатого воздуха полностью урав-

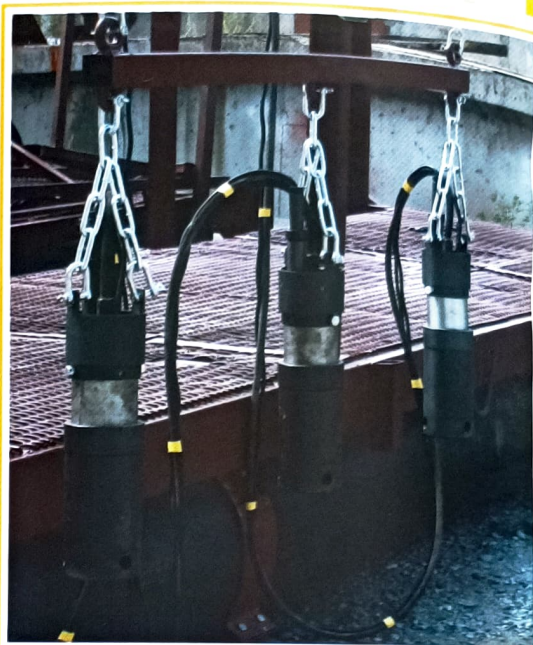


Рис. 1. Пневматические излучатели «Малыш» для сейсморазведки в условиях мелководья

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»,

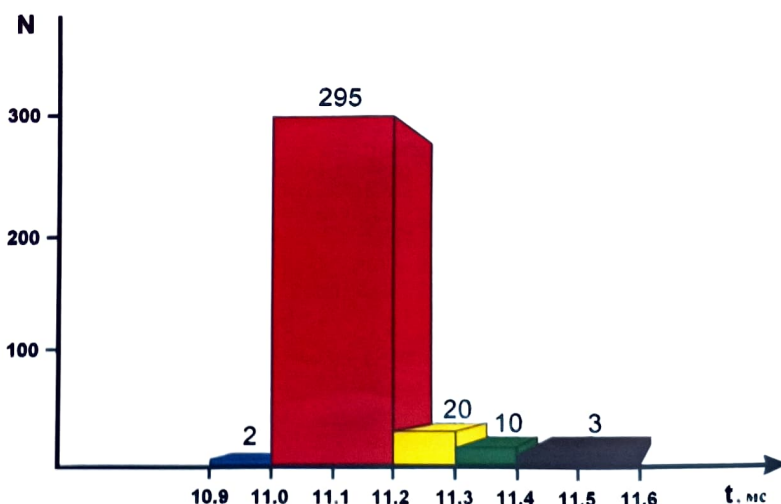


Рис. 2. Гистограмма времен срабатывания излучателя «Малыш» (Объем камеры 0,4 дм³, давление воздуха 14 МПа, общее количество циклов N = 330)

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 дм³ (в одной линии четыре кластера: 3×0.8 + 3×0.6 + 2×0.6 дм³ + 2×0.4 дм³) 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 дм³, 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 ³	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

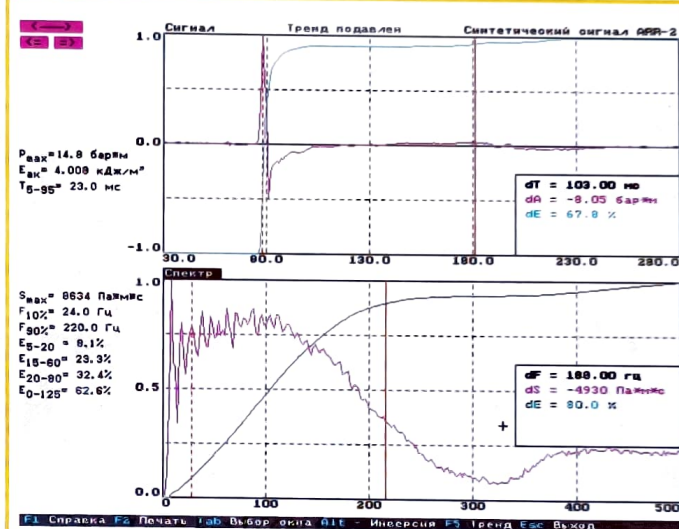


Рис. 3. Расчетные акустические характеристики линейной группы из 10 излучателей «Малыш» общим объемом 6.2 дм³ (в одной линии четыре кластера: 3×0.8 + 3×0.6 + 2×0.6 дм³ + 2×0.4 дм³) на базе около 11 м. Р = 14 МПа, Н = 2.5 м.

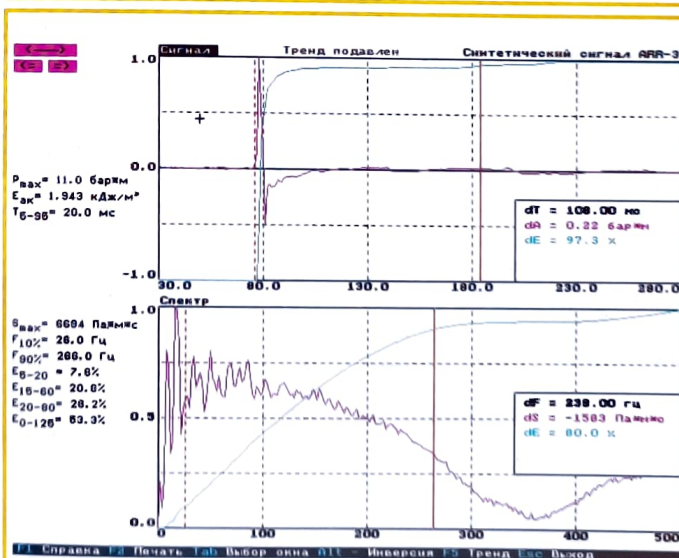


Рис. 4. Расчетные акустические характеристики линейной группы из 7 излучателей «Малыш» общим объемом 4.4 дм³ (три кластера: 3×0.8 + 2×0.6 + 2×0.4 дм³) на базе 7.0 м. Р = 14 МПа, Н = 2.0 м.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

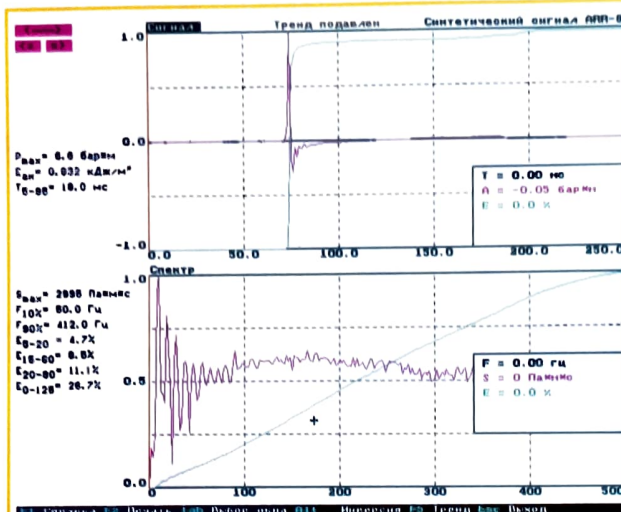


Рис. 5. Расчетные акустические характеристики компактной линейной группы из 4 излучателей «Малыш» общим объемом 2.6 дм³ (два кластера: 2×0.8 + (0.6 + 0.4) дм³) на базе 3.0 м; P = 14 МПа, H = 1.0 м.

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 дм³ (два кластера: 2×0.8 + (0.6 + 0.4) дм³) 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 дм³ (три кластера: 3×0.8 + 2×0.6 + 2×0.4 дм³) 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 дм³ 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-

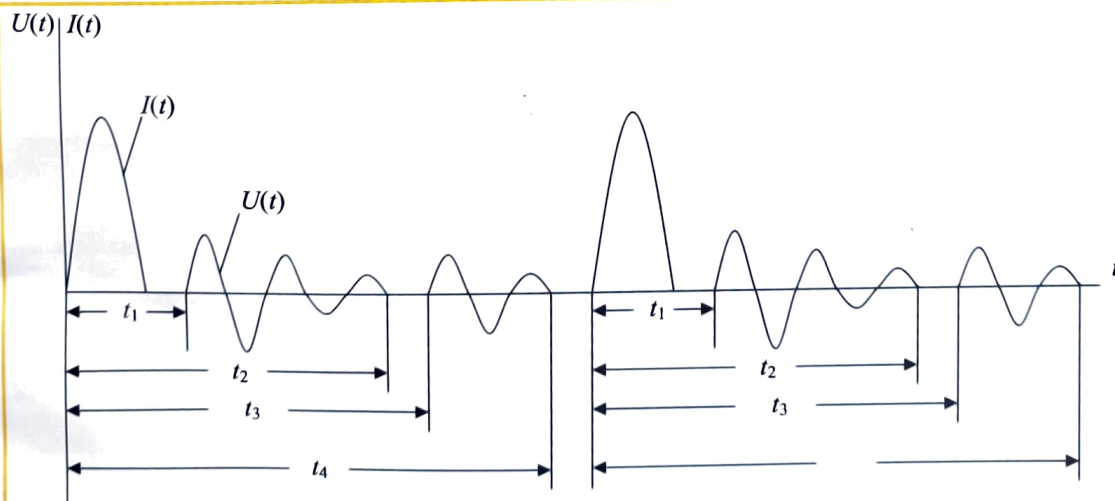


Рис.1. Эпюры сигналов на выходе сейсмоприемника

СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

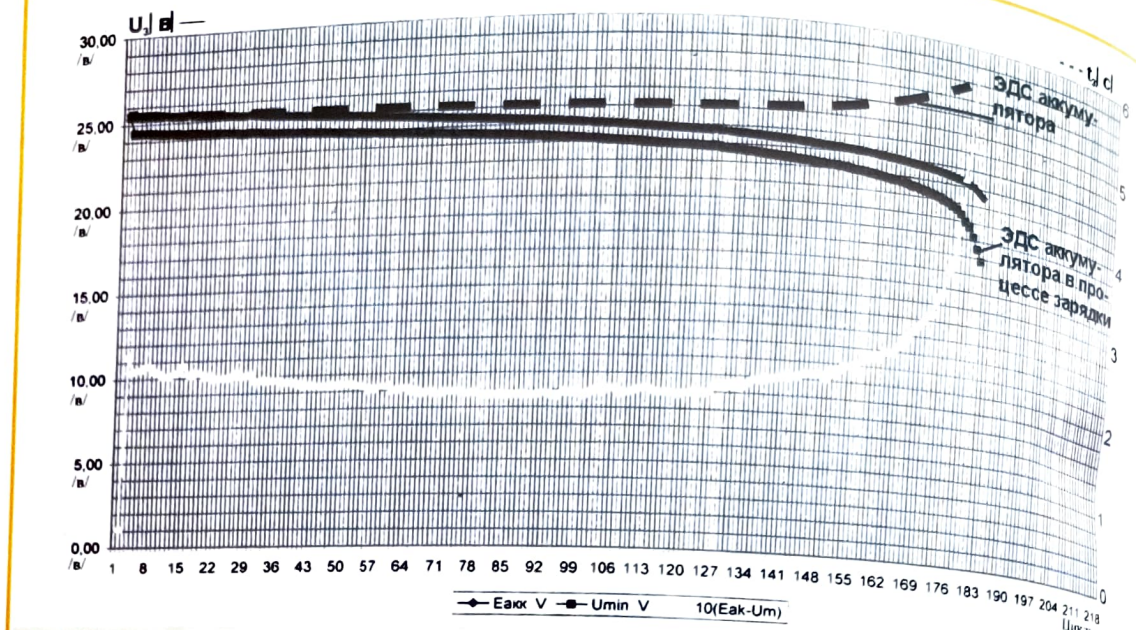


Рис.3. Графики зависимости напряжения аккумуляторов емкостью 90 а/час и времени зарядки от числа рабочих циклов

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

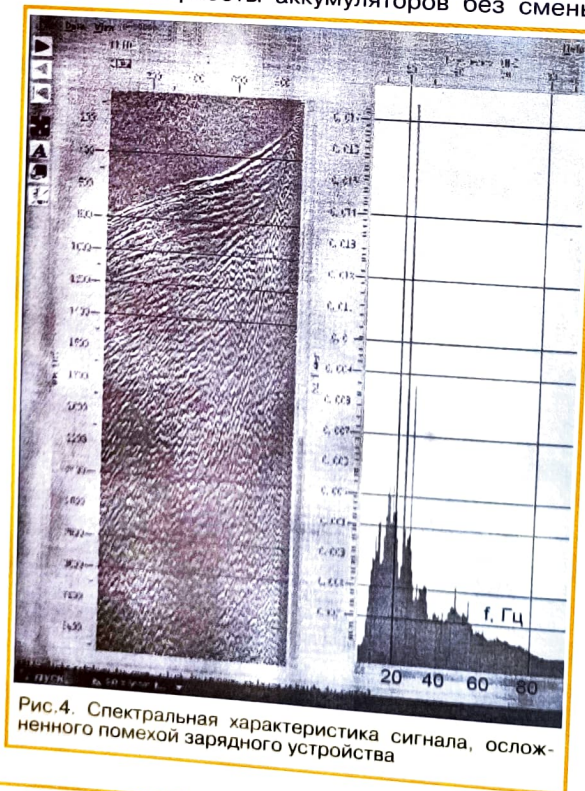


Рис.4. Спектральная характеристика сигнала, осложненного помехой зарядного устройства



Рис.5. Сейсмограммы и усредненные спектры сигналов, наблюдаемых при работающем (а) и затухающем (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,

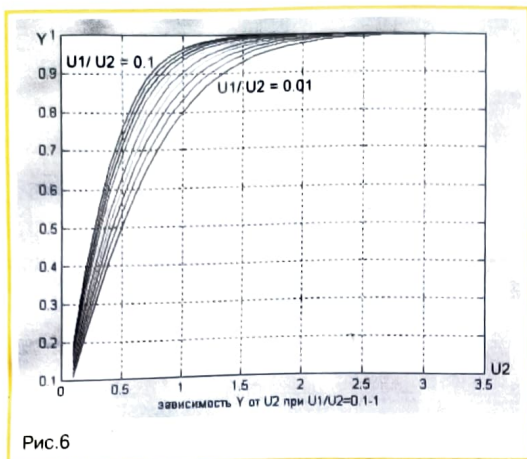
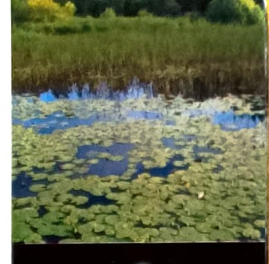


Рис.6

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

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

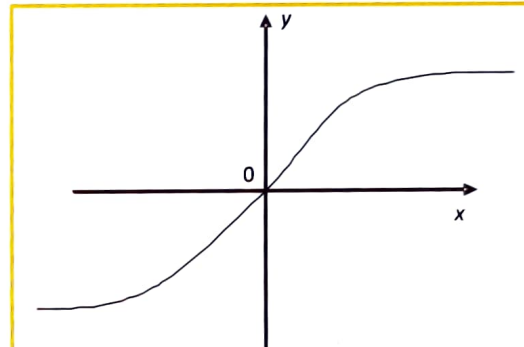


Рис.7. Зависимость выходного сигнала сейсмического усилителя от амплитуды более сильного сигнала u_2 и отношения слабый/сильный сигналы u_1/u_2 .

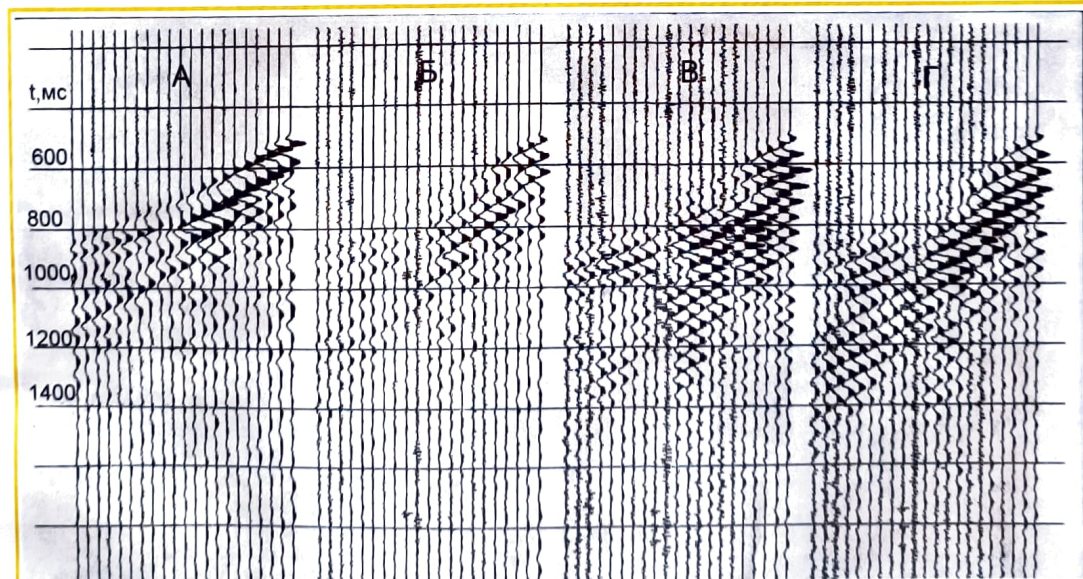


Рис.8. Пример сейсмограмм: А – режим одновременного возбуждения; Б – режим А, но с дополнительной обработкой согласованным фильтром; В – режим последовательного возбуждения с периодом 50 мс и согласованной фильтрацией с периодом 50 мс; Г – режим В, но с согласованной фильтрацией с периодом 60 мс.

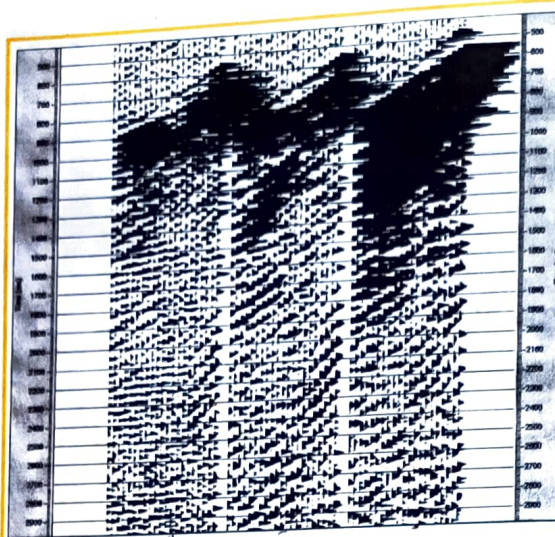


Рис.9. Сопоставление волновой картины на сейсмограммах:

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.

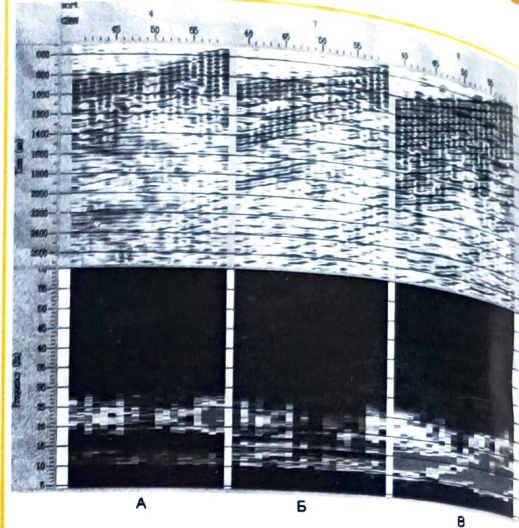


Рис.10. Частотные характеристики наблюдаемых волновых полей.

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 Экофиск 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 Экофиск.

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-

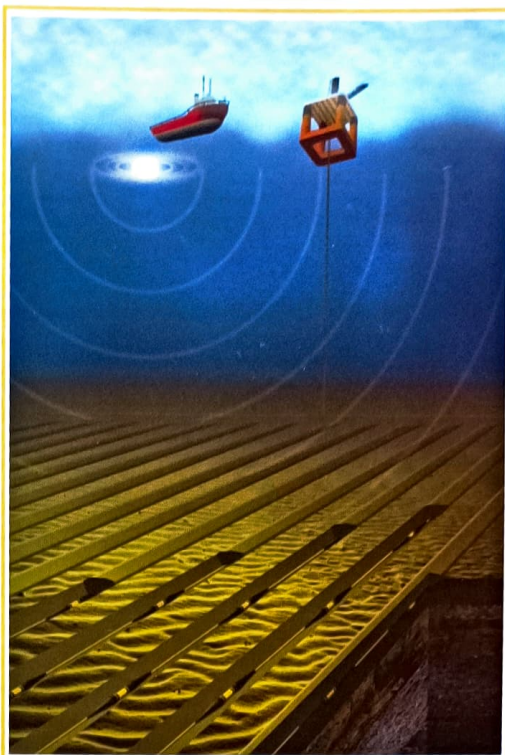


Рис.1 Оптоволоконные донные косы, уложенные на морское дно для длительного сейсмомониторинга эксплуатируемого месторождения.

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

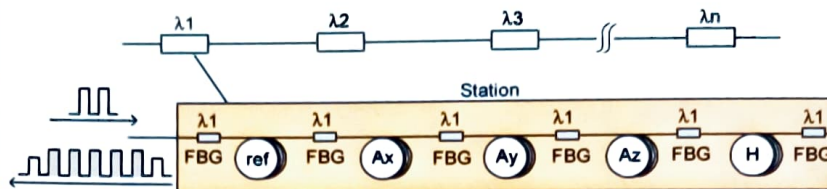


Рис.2 Конфигурация пункта приема с оптоволоконными датчиками. Ax, Ay, Az обозначают катушки взаимно ортогональных акселерометров в направлениях x, y и z. H – это катушка гидрофона и «ref» – это контрольная катушка. Все катушки снабжены отражательными оптоволоконными решетками Брэгга (FBG) с каждой стороны 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 сейсморегистрирующими 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 сейсморегистрирующая 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.).

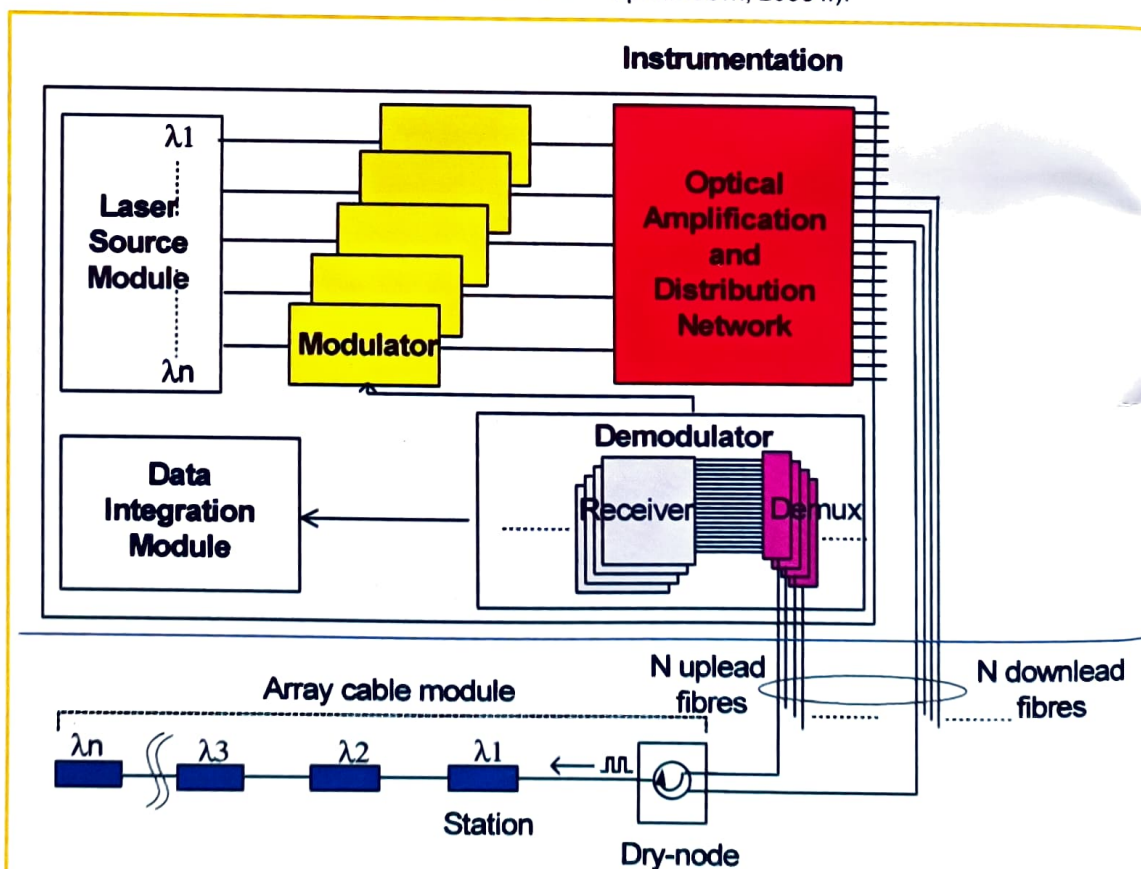


Рис.3 Опто-электронное набортное оборудование и приемные модули донной косы, образующие оптоволоконную сеть кабелей.

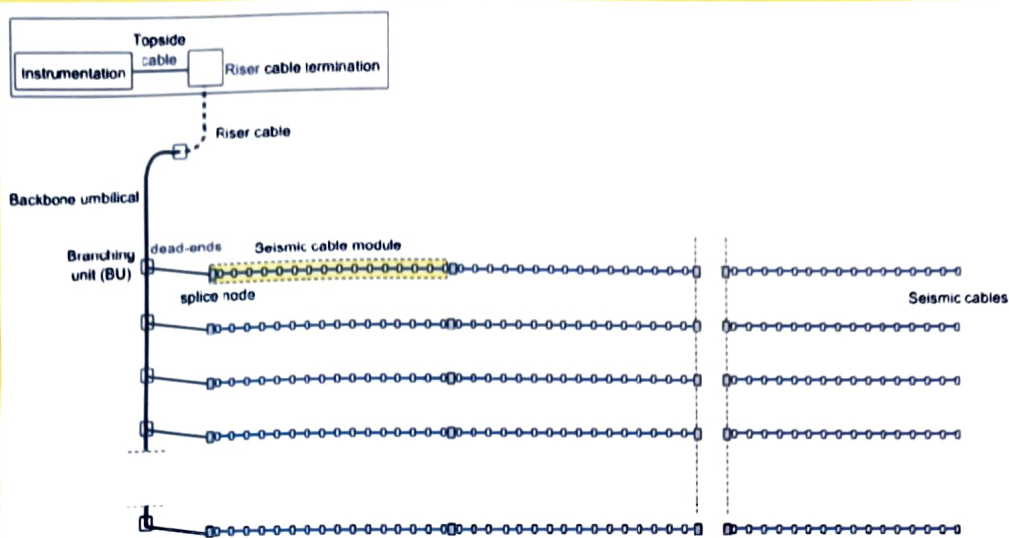


Рис.4: Сеть донных кос, соединенных с набортным оборудованием с помощью оптоволоконного донного поперечного кабеля и соединительного кабеля.

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

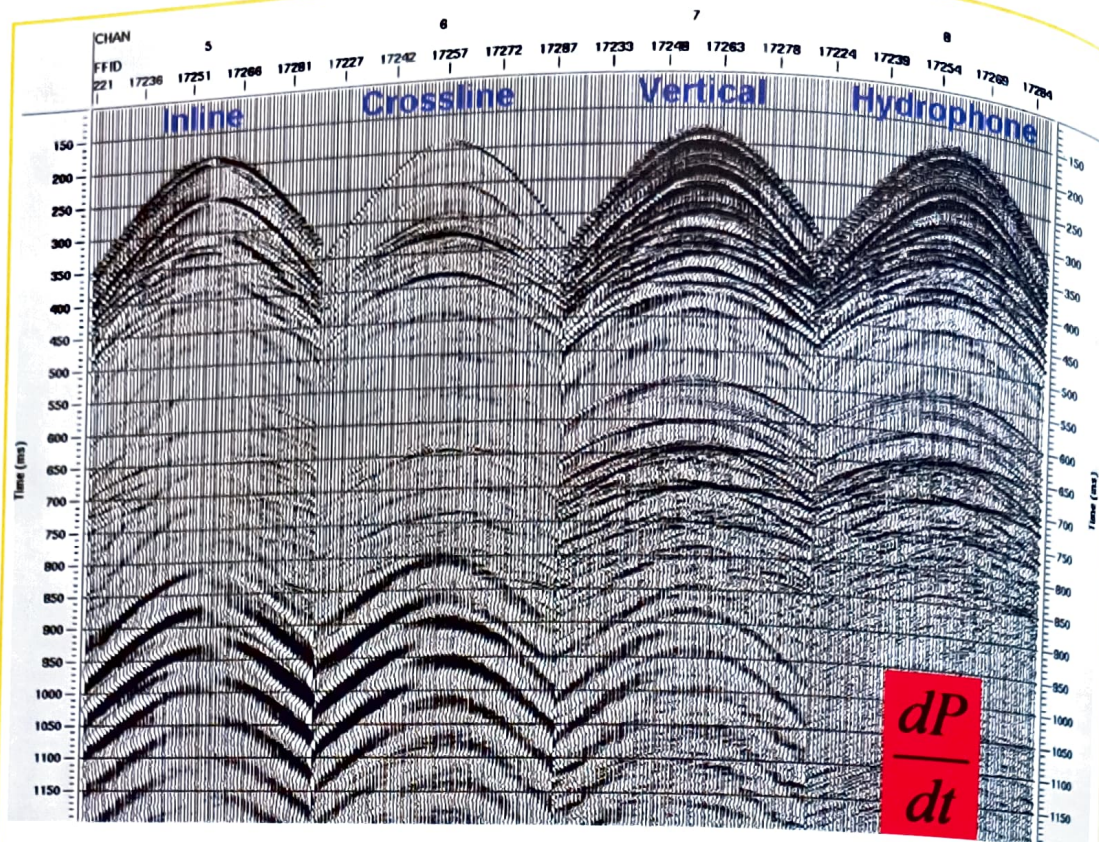


Рис.5 Пример сейсмограмм ОПП – продольная (inline), поперечная (crossline) и вертикальная компоненты акселерометра (x, y и z) и данные, записанные гидрофоном. Данные гидрофона были проинтегрированы по времени для того, чтобы их можно было сравнивать с вертикальной компонентой акселерометра.

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 кв.км. 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

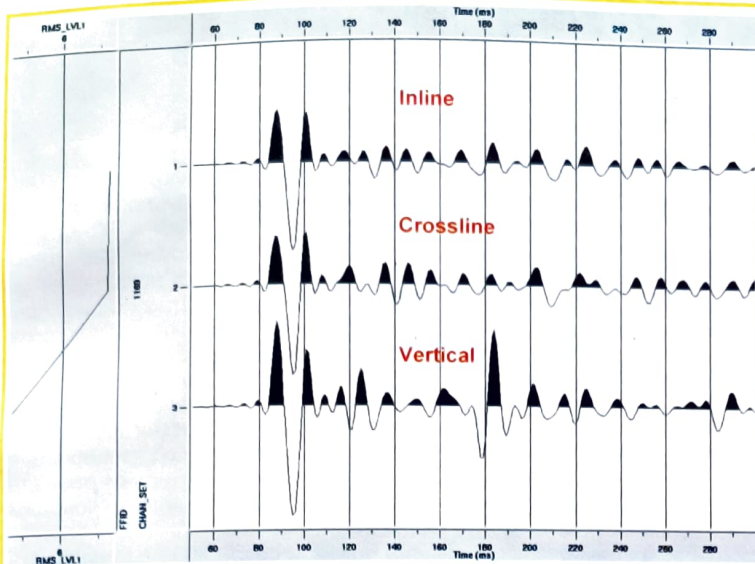


Рис.6 Трассы трехкомпонентного акселерометра при расположении ПВ примерно под углом 45 градусов по отношению к горизонтальным компонентам приемника (две верхние трассы). Нижняя трасса – это вертикальная компонента. Отношение расстояния источник-приемник к глубине примерно 0.87. Фильтр: 3 Гц (18 дБ/окт)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

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

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.

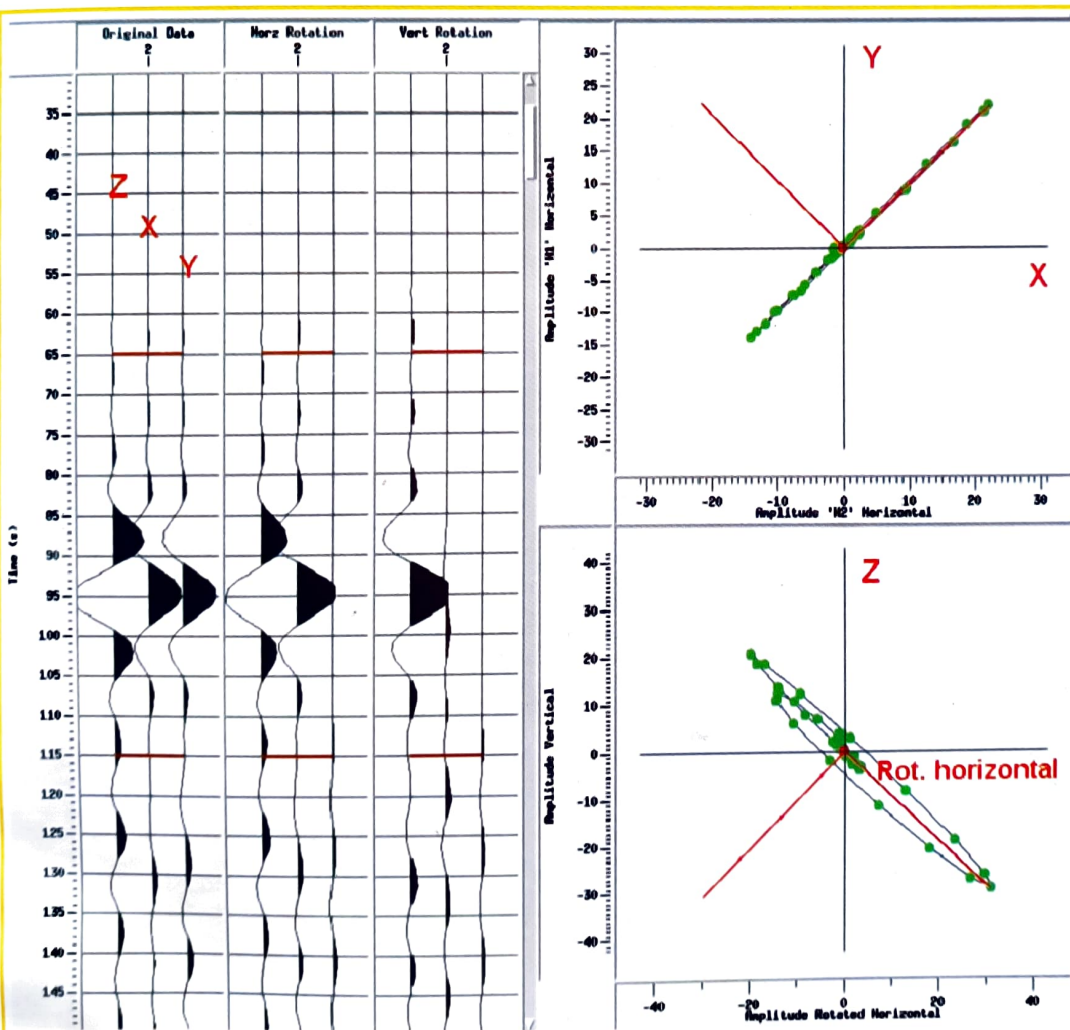


Рис.7 Диаграмма смещения частиц грунта по двум горизонтальным компонентам х и у (верхняя диаграмма), и диаграмма повернутых горизонтальных компонент по отношению к вертикальной компоненте (z) (нижняя диаграмма). Фильтр: 3 Гц (18 дБ/окт) – 100 Гц (72 дБ/окт).

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 подобного 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), 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).

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) 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 приемно-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 технологии, подробно описанной в статье [3]. При этом, производительность работ в среднем составляет около 12 – 18 пог. км в сутки. Но на

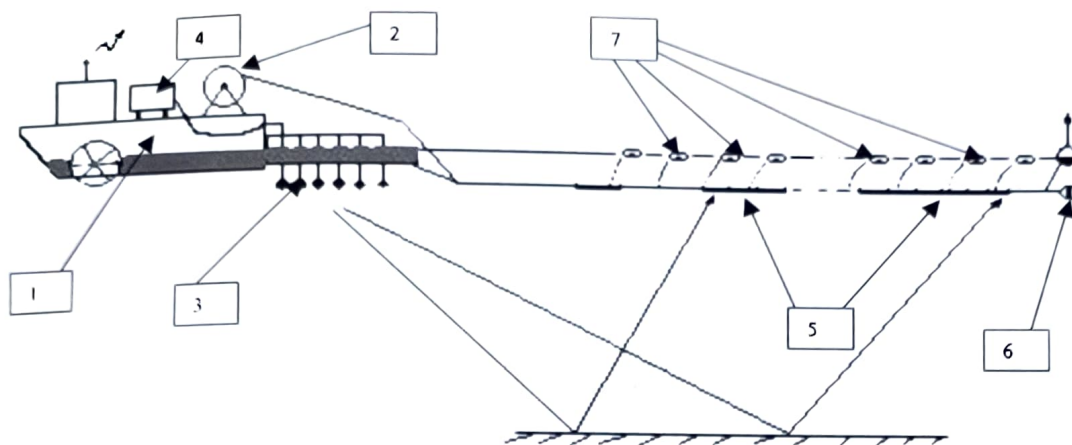


Рис. 1. Схема приемно-излучающей расстановки для работ в условиях мелководья:
1 - плавсредство МУРЕНА с осадкой 0,4 – 0,6 м; 2 - сейсмическая лебедка; 3 - групповой пневмоисточник; 4 - компрессорная станция; 5 - приемные секции цифровой косы; 6 - конечный буй косы с гидродинамическим парашютом; 7 - удерживающие 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 катамаран «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 катамарана. Приемно-возбуждающий комплекс, размещаемый на борту «МУРЕНы», включает: телеметрическую систему XZone® Bottom Fish с приемной косой и лебедкой, пневматический источник «Малыш», компрессор УКС



Рис 2. Катамаран «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

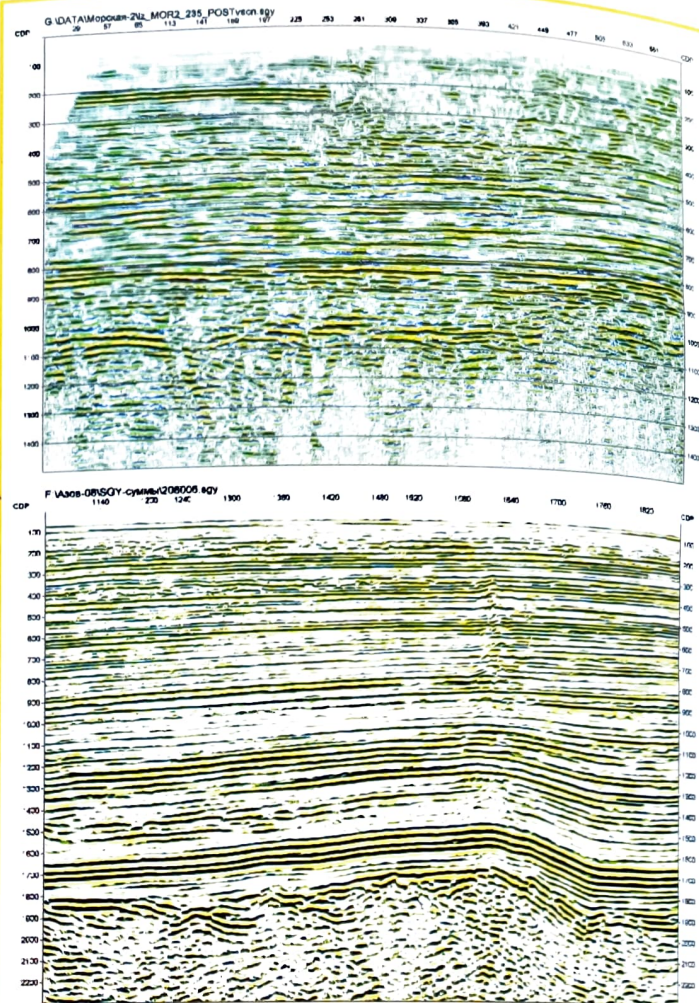


Рис. 3. Предварительные временные разрезы ОГТ, полученные в результате применения разработанной технологии: а - Северный Каспий, ООО «Донгеофизика», 2008г., б - Азовское море, ООО «Донгеофизика», 2008г.



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

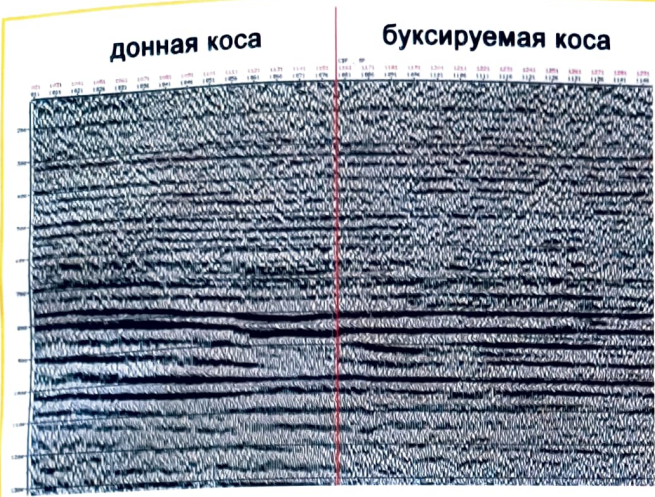
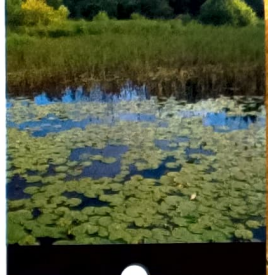


Рис. 5. Временной разрез, полученный с применением технологии буксируемой косы Bottom Fish/МАЛЫШ и технологии донных наблюдений Marsh Line/МАЛЫШ (Камское водохранилище, ООО «Донгеофизика», 2008г.)

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-

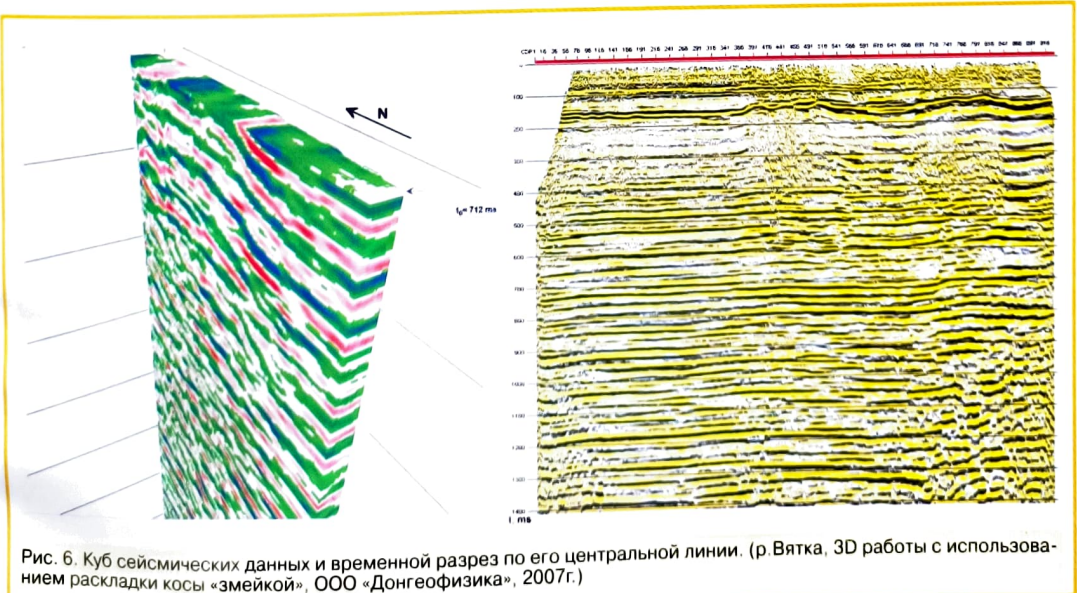


Рис. 6. Куб сейсмических данных и временной разрез по его центральной линии. (р. Вятка, 3D работы с использованием раскладки косы «змейкой», ООО «Донгеофизика», 2007г.)

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.

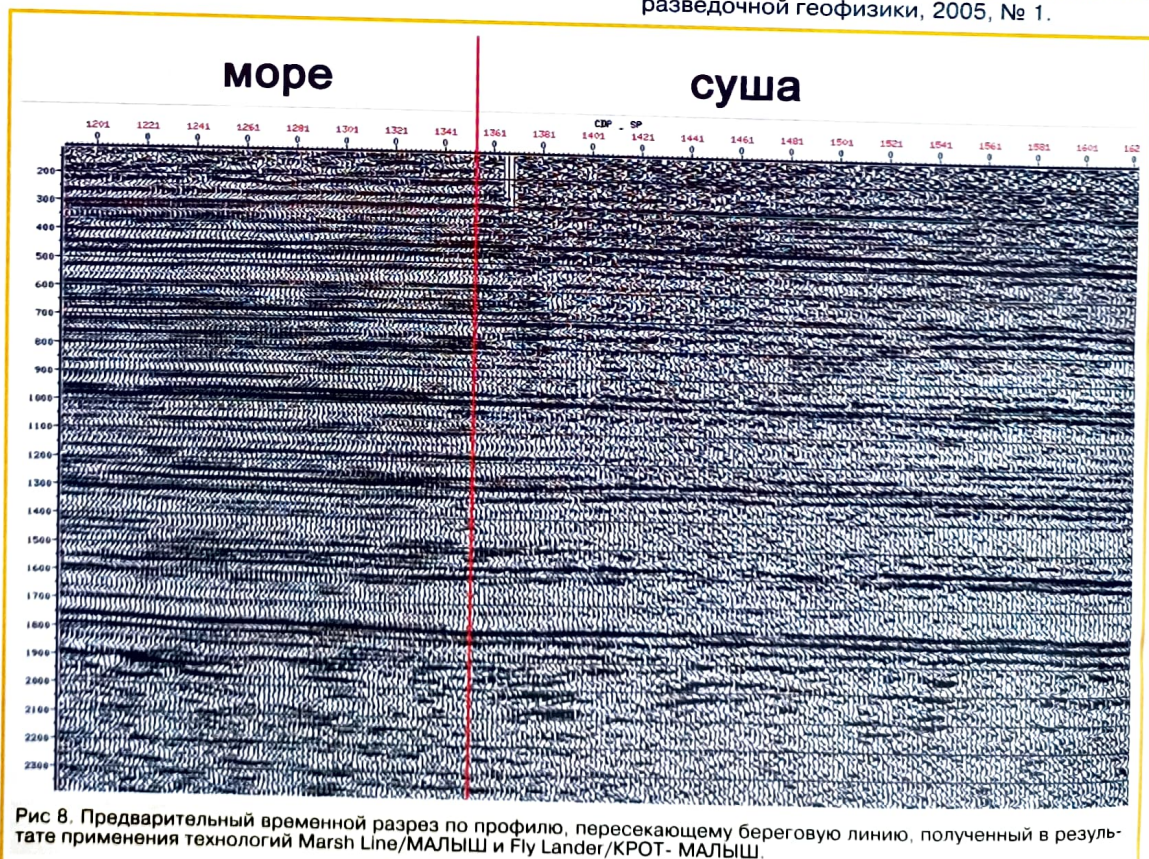


Рис 8. Предварительный временной разрез по профилю, пересекающему береговую линию, полученный в результате применения технологий Marsh Line/МАЛЫШ и Fly Lander/КРОТ- МАЛЫШ.

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 км² 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

Проектирование системы наблюдений с учетом требований AVO – анализа

Бусыгин И.Н., Томишинец Т.И., Бусыгин А.И., ОАО «Краснодарнефтегеофизика», г.Краснодар

Резюме

Отсутствие методических рекомендаций по оценке эффективности и проектированию систем наблюдения является одним из факторов, сдерживающих применение AVO-анализа для прогноза залежей УВ. Изложению данных для прогноза уделяется пока мало внимания. Описанные в данной работе способы оценки параметров системы наблюдения и контроля полевых материалов на основе требований AVO-анализа являются в значительной степени новыми. Важная роль отводится методике сейсмомоделирования, обеспечивающей необходимую разрешающую способность и соотношение S/N . Разработана методика оценки эффективности AVO-анализа для решения поставленной геологической задачи. Петрофизические характеристики коллекторов в терригенном разрезе определяются на основе теории Био – Гассмана.

Введение.

Технология AVO-анализа рассчитана на сейсмическую информацию, представленную на всех удалениях системы наблюдений, и, следовательно, использует дополнительную в сравнении с методом ОГТ размерность пространства данных. Это приводит к тому, что требования к методике полевых работ, сформулированные в рамках технологии ОГТ, недостаточны для выполнения полноценного AVO-анализа. На практике, как правило, приходится констатировать неоптимальность тех или иных параметров использованной системы наблюдений [2], что отражается на достоверности прогноза литологии и флюидонасыщения разреза.

Для преодоления этих затруднений необходимо предварительное проектирование полевых работ. Часто возникает потребность в переработке старых данных с целью пересмотра интерпретации, в том числе, для последующего применения AVO – анализа. Рассмотрение этих вопросов означает подбор оптимальных в смысле определения AVO-атрибутов параметров системы наблюдений, оценки разрешающей способности и требуемого соотношения сигнал-помеха, подбора параметров источника возбуждения, с тем, чтобы оценить эффективность AVO-анализа при решении поставленной геологической задачи.

Достижение этих целей обеспечивается моделированием волнового поля и AVO-эффектов от предполагаемой залежи. Естественно, что это требует детальной геолого-геофизической информации по скважине, находящейся вблизи целевого объекта.

Отсутствие методики проектирования полевых работ, учитывающей требования AVO-анализа и предусматривающей оценку его эффективности, является сдерживающим фактором, препятствующим применению этого метода. Не претендуя на полноту характеристики полевых работ, рассмотрим только те аспекты полевой методики, которые связаны со спецификой требований AVO-анализа. Для расчета параметров системы наблюдения и моделирования эффективности AVO – технологии в ОАО «Краснодарнефтегеофизика» разработан пакет программ проектирования полевых наблюдений с учетом требований AVO – анализа [2,3].

Оценка реальной базы приема.

Одной из решающих характеристик системы наблюдений является диапазон углов падения волн на границу для отражений, зарегистрированных базой приема.

Поскольку в основе AVO – анализа лежит зависимость коэффициента отражения от угла падения волны на границу, удаления каналов сейсмограммы пересчитываются в углы (эту операцию будем называть угловой трансформацией). Наблюдаемые амплитуды при этом подвергаются аппроксимации упрощенными модификациями уравнения Цепритца, описывающими зависимость амплитудного распределения $u(\theta)$ на сейсмограмме от угла падения θ волны на границу. Для описания такой зависимости наиболее широко применяется уравнение Шюе $u(\theta) = R_0 + Bs$, где $s = \sin^2 \theta$, R_0 – коэффициент нормального отражения волны от границы, B – градиент амплитудного распределения.

Надежное определение атрибутов R_0 , B требует использования расстановки с выносами ПП от ПВ в диапазоне от $L_{\min}=0$ до максимально возможных удалений $L_{\max}$. Границам базы приема

$L_{\min}$, $L_{\max}$ соответствуют углы $\theta_{\min}$, $\theta_{\max}$. Реальные значения этих параметров определяются особенностями волнового поля сейсмограммы, наличием низкоскоростных помех, скоростной моделью среды, положением и наклоном границ.

Влияние базы приема на погрешность определения AVO – атрибутов можно оценить, используя доверительные интервалы параметров $\bar{R}_0$, $\bar{B}$. Обозначим координаты точек амплитудного сечения сейсмограммы через $u_k = u(\theta_k)$ и $s_k = \sin^2(\theta_k)$, где $k = (1, n)$. Тогда для точечных оценок имеем:

$$\bar{R}_0 = \frac{1}{\Delta_s} (\bar{u}\bar{s}_2 - \bar{s}\bar{u}), \quad \bar{B} = \frac{1}{\Delta_s} (\bar{w} - \bar{s}\bar{u}),$$

$$\Delta_s = \bar{s}_2 - \bar{s}^2, \quad \Delta_u = \bar{u}_2 - \bar{u}^2, \\ \text{где } \bar{s} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n s_k, \quad \bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n u_k, \quad \bar{w} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n s_k u_k, \\ \bar{s}_2 = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n s_k^2, \quad \bar{u}_2 = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n u_k^2.$$

Интервальные оценки атрибутов R_0 , B найдем методом максимального правдоподобия. Логарифмическую функцию правдоподобия запишем в виде:

$$F(R_0, B) = \sum_{k=1}^n (R_0 + Bs_k - u_k)^2 - M \leq 0,$$

$$\text{где } M = \sum_{k=1}^n (\bar{R}_0 + \bar{B}s_k - u_k)^2 = n(\Delta_u - \Delta_s B^2).$$

Считая амплитуды u_k распределенными по нормальному закону, получим для функции правдоподобия F распределение χ_n^2 с n степенями свободы. Доверительная область оценок R_0 , B с надежностью γ определяется условием $\gamma = P(\chi_n^2 \leq F_\gamma)$. В результате, получаем диапазон изменения амплитудных оценок как условный экстремум $u \pm \delta u = R_0 + Bs + \lambda(F_\gamma(R_0, B))$ для точек (R_0, B) на контуре доверительной области $F = F_\gamma$, где λ – неопределенный множитель Лагранжа. Уравне-

ние Шюе $u = R_0 + Bs$ показывает, что точность определения параметров δR_0 и δB связана с амплитудной погрешностью δu , причем в начале и в конце базы приема влияние на амплитуду, соответственно, второго и первого слагаемых уравнения Шюе можно считать мало существенным. Тогда в точке $\sin \theta_{\min}$ имеем:

$$\delta R_0^2 = \frac{2|F_1|}{n} \left(1 + \frac{s^2}{\bar{s}_2} \right) \delta u^2$$

то есть с надежностью γ получаем:

$$\delta R_0 = \delta u \sqrt{\frac{2|F_1|}{n} \left(1 + \frac{\sin^4 \theta_{\min}}{\bar{s}_2} \right)}$$

Аналогично, в точке $\sin \theta_{\max}$ имеем $\delta R_0 = \delta Bs$, то есть:

$$\delta B = \frac{\delta u}{\sin^2 \theta_{\max}} \sqrt{\frac{2|F_1|}{n} \left(1 + \frac{\sin^4 \theta_{\min}}{\bar{s}_2} \right)}$$

Следовательно, мы выразили погрешности атрибутов δR_0 и δB через параметры базы приема $\theta_{\min}$ и $\theta_{\max}$.

Отсюда следует, что угловая база аппроксимации обеспечивает надежность определения атрибутов R_0 и B и, тем самым, надежность амплитудной характеристики отраженной волны. Диапазон углов должен содержать информацию при углах падения близких к 0° для определения нормального коэффициента отражения R_0 и при достаточно больших углах для достоверного определения градиента B амплитудной характеристики отраженной волны. Максимальный угол $\theta_{\max}$ назначается так, чтобы исключить значения коэффициентов отражения вблизи критических углов, то есть ограничивает область, где приближенные аппроксимации коэффициентов отражения незначительно ($<1\%$) отличаются от кривой, рассчитанной по уравнению Цепритца (рис.1). Оценка критического угла производится для границы, совпадающей с кровлей целевого пласта. При этом разрез выше и ниже этой границы считается однородным, то есть среда аппроксимируется двухслойной скоростной моделью.

Оценка параметров выноса должна учитывать особенности модели среды. Желательно, чтобы использовалась модель средних или эффективных скоростей с углами наклона границ до $50 - 70^\circ$. При этом необходимо оценить различие между траекториями лучей для реального и среднее – эффективного луча, рассчитанного с учетом преломления на выше лежащих границах. В условиях Краснодарского края такая технология полевых работ позволяет использовать углы $\theta_{\max}$ до 300° . Целесообразно уточнить траекторию луча для интервальной слоистой модели (рис.2) и найти $\theta_{\max}$ для дальнего канала.

Наиболее достоверно максимальное удаление оценивается на основе региональных зависимостей $L_{\max}$ от глубины горизонта. Такие зависимости должны быть построены для всех целевых горизонтов. Поскольку таких обобщающих работ, как правило, нет, необходим контроль полученных выше оценок, основанный на ранее проведенных работах. Для этой цели используются угловые сейсмограммы и угловые разрезы, полученные трансформацией наблюдаемых

сейсмограмм в угловой масштаб (рис.3).

При расчете базы приема необходимо учитывать влияние кратных волн на параметры расстановки сейсмоприемников. Задаваясь временем и одноразовой волны, степенью подавления, обеспечивающих требуемое подавление (рис.2) кратной волны. Эта палетка позволяет получить соответствующие оценки $L_{\max}$, $L_{\min}$.

На величину параметров $L_{\max}$, $L_{\min}$ влияют также кинематический мыютинг (рис.2) и мыютинг низкоскоростной помехи. Кроме того, при расчете базы приема учитывается начальное и конечное время сейсмозаписи на каждом канале.

Таким образом, можно отметить следующие особенности алгоритма расчета базы приема:

- Реальное значение базы оценивается на уровне целевого горизонта.
- Факторы, влияющие на положение базы приема, учитываются в порядке их усложнения.
- Процесс расчета выполняется методом итераций.

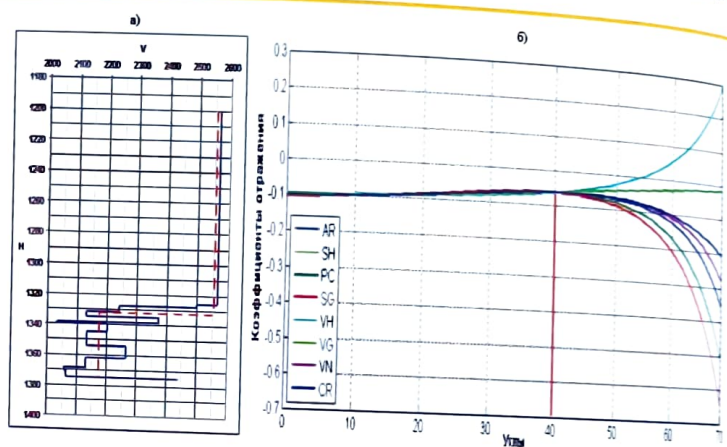


Рис. 1. Выбор углового диапазона базы приема: а) аппроксимация разреза двухслойной средой; б) упрощенные аппроксимации уравнения Цепритца

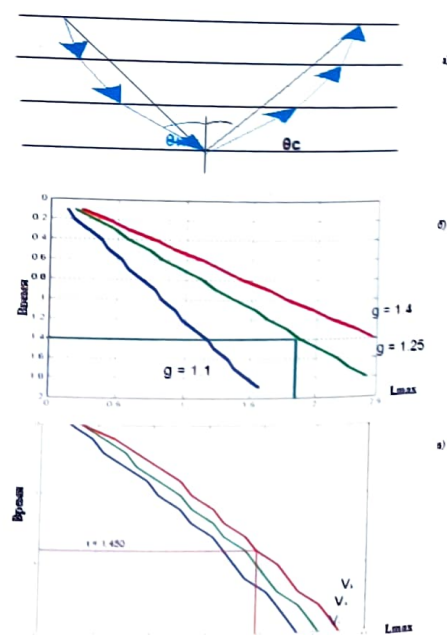


Рис. 2. Выбор $L_{\max}$ базы приема: а) схема лучей в модели интервальных и средних скоростей; б) мыютинг по градиенту кинематических поправок; в) палетка подавления кратных волн.

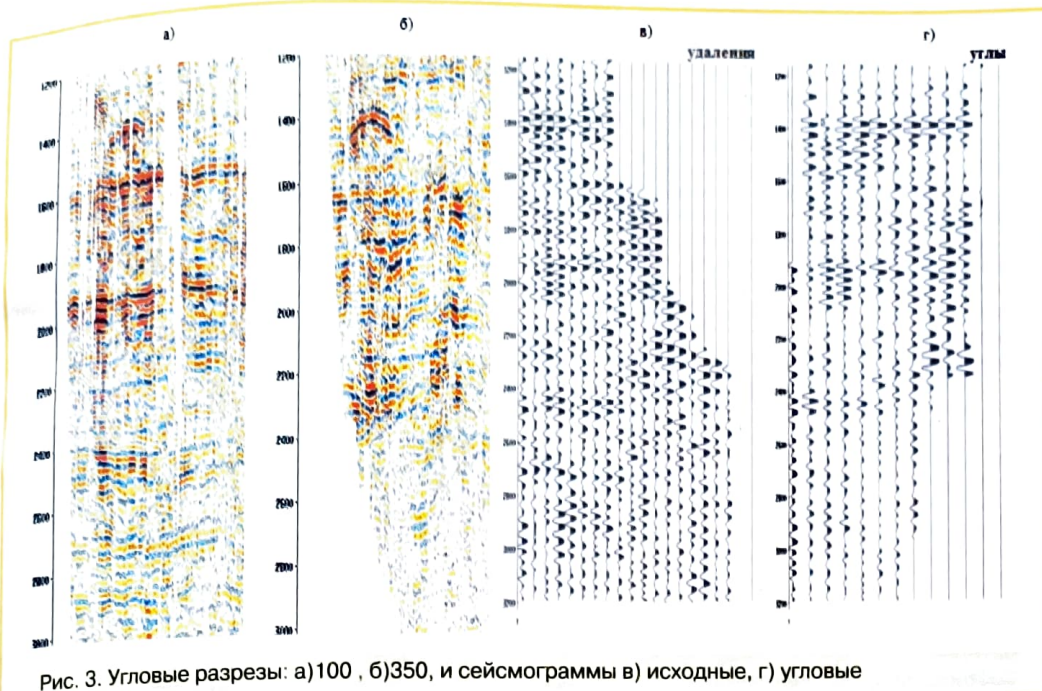


Рис. 3. Угловые разрезы: а) 100, б) 350, и сейсмограммы в) исходные, г) угловые

Расчет базы выполняется в следующей последовательности:

- Предварительный выбор угловой базы $\theta_{\min}$, $\theta_{\max}$.
- Оценка $L_{\max}$, $L_{\min}$ в рамках модели средних скоростей для углов отражения от целевой границы, равных $\theta_{\min}$, $\theta_{\max}$.
- Оценка $L_{\max}$, $L_{\min}$ в рамках модели интервальных скоростей.
- Оценка $L_{\max}$ по региональным зависимостям $L_{\max}(H)$ от глубины залегания целевого горизонта.
- Учет влияния кратных волн, начального и конечного мьютинга.
- Контроль $L_{\max}$ по предыдущим работам.

Выбор параметров системы наблюдения.

Эффективность AVO-анализа и надежность определения атрибутов в существенной степени зависят от пространственной дискретизации волнового поля. Рассмотрим оценку параметров системы наблюдения, определяющих качество пространственных измерений вдоль профиля.

Оценка шага $\Delta X_{\text{ОГТ}}$.

Одним из важнейших параметров сейсмопрофилирования является шаг дискретизации $\Delta X = \Delta X_{\text{ОГТ}}$ волнового поля. Его значение однозначно определяет шаг по пунктам приема и число каналов расстановки сейсмоприемников.

Выбор шага ΔX по профилю диктуется требованием правильного восстановления волнового поля с максимальной пространственной частотой, обеспечивающего исключение эляйсинг – эффекта. Такую пространственную частоту имеют отражения с максимальным углом θ_m между лучом и вертикалью. Недостаточно маленький шаг приводит к тому, что структура реального волнового поля вдоль профиля будет передана неправильно. Для AVO –обработки зеркальные пространственные помехи имеют существенное значение и являются важным искажающим фактором.

Угол θ_m можно оценить по лучу, попадающему из ПВ в максимально удаленный ПП. Очевидно, что этот угол следует оценивать по минимальной глубине, на которой могут находиться целевые горизонты. Шаг ΔX между пикетами

ОГТ назначается по теореме Котельникова для волны с углом падения θ_m по формуле [6]:

$$\Delta X \leq \frac{V_{\text{ОГТ}}(t)}{4f_{\max} \sin \theta_m} \quad (1)$$

Таким образом, можно отметить следующие факторы, влияющие на дискретность измерений вдоль профиля:

- Частотный состав сигнала, ограниченный частотой Найквиста.
- Скорость распространения сейсмической волны $V = V_{\text{ОГТ}}(t)$ на уровне целевого горизонта.
- Угол θ подхода волны к линии профиля. При увеличении угла θ пространственная частота волны увеличивается. Принимаем $\theta = \theta_m$.
- Кажущаяся скорость волны вдоль целевого горизонта, $V^* = V_{\text{ОГТ}}(t) / \sin \theta_m$.

Пространственная дискретизация волнового поля определяется выбором шага $\Delta X = \Delta X_{\text{ОГТ}}$ и $\Delta X_{\text{ПП}} = 2\Delta X$. Расчет шага дискретизации сейсмического разреза по приведенной выше формуле при $\theta_m = 30^\circ$ и шаге дискретизации сигнала по времени, равном $\Delta t = 4$ мс, дает $\Delta X = 10$ м. Шаг по пункту приема принимаем равным $\Delta X_{\text{ПП}} = 2\Delta X = 20$ м. Такие значения ΔX и $\Delta X_{\text{ПП}}$ не совпадают с обычно используемыми на практике и поэтому нуждаются в дополнительной коррекции в результате проведения опытно-методических работ.

Принятые значения пределов базы приема $L_{\min}$, $L_{\max}$ и значения шага по $\Delta X_{\text{ПП}}$ позволяют оценить полное число каналов на расстановке сейсмоприемников по формуле:

$$N = \frac{(L_{\max} - L_{\min})}{\Delta X_{\text{ПП}}} + 1.$$

Оценка кратности наблюдения.

Следующий этап проектирования расстановки сейсмоприемников состоит в определении требуемой кратности K прослеживания наблюдений. Вместе с числом каналов N это позволяет найти шаг по пункту возбуждения $\Delta X_{\text{ПВ}}$. Кратность прослеживания должна обеспечить при расчете AVO-атрибутов высокое соотношение сигнал-помеха $(S/N)_p$ на сейсмограммах, используемых для анализа. Это соотношение

должно, в конечном итоге, быть достаточным для оценки с требуемой точностью параметров коллектора и его флюидонасыщения. Зависимость соотношения $(S/N)_p$ от глубины и возраста отложений, литологии, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, продольной и поперечной скорости должна быть получена в результате обобщения региональных данных. Можно отметить следующую региональную информацию, которая позволяет рассчитать с необходимой точностью кратность системы наблюдений:

- Региональные оценки точности определения параметров коллектора для надежного прогноза залежи УВ.
- Региональные зависимости точности оценок динамических параметров сейсмозаписи (амплитуда, частота и т.д.) от требуемой точности оценок коллекторских свойств.
- Региональные зависимости требуемого S/N разреза от требуемых оценок точности динамических параметров.
- Требуемые оценки соотношения S/N разреза на основании опыта предыдущих работ. Из опыта AVO – анализа следует значение S/N разреза, равное 8-10.
- Определение соотношения S/N на реальных материалах.
- Соотношение S/N получаемых результатов и исходных сейсмограмм оцениваются по реальным характеристикам сейсмозаписи на уровне целевого горизонта.

Во многих регионах работы по формированию регрессионных зависимостей между такими параметрами с необходимой полнотой не проводились. В связи со сказанным, такая технология оценки требуемого соотношения сигнал-помеха не реализуема и $(S/N)_p$ определяется на основе опыта предыдущих работ.

Отечественный и зарубежный опыт применения AVO-анализа свидетельствует, что для успешного использования и обеспечения требуемой точности расчета AVO-атрибутов необходимо получение на полевых сейсмограммах такого значения $(S/N)_c$, которое, с учетом кратности наблюдений, обеспечивает соотношение сигнал-помеха на этапе окончательного разреза, равное $(S/N)_p = 8-10$. Для оценки реальной кратности наблюдения на уровне целевых горизонтов необходимо измерить соотношение $(S/N)_c$ на исходных сейсмограммах. Исходя из оценок $(S/N)_p$ и $(S/N)_c$, можно вычислить необходимую кратность наблюдений [7], соответствующую требованиям AVO-анализа, по формуле:

$$K = \left(\frac{(S/N)_p}{(S/N)_c} \right)^2$$

Опыт показывает, что обычно используемая для метода ОГТ кратность наблюдения, равная $K=48-96$, как правило, недостаточна для AVO-анализа.

Оценка шага $\Delta X_{ПВ}$.

Знание базы приема и реальной кратности прослеживания на уровне целевого горизонта дают возможность получить шаг ПВ по профилю. Формула Майна дает:

$$\Delta X_{ПВ} = \frac{N}{K} \Delta X$$

Обратим внимание на то, что шаг ΔX дискретизации сейсмического изображения от других параметров системы наблюдения непосредственно не зависит, в то время как реальные значения базы приема L , параметры N , K и шаг $\Delta X_{ПВ}$ рассчитываются по характеристикам отраженной волны на уровне изучаемого объекта. Расчет параметров расстановки сейсμοприемников можно изобразить следующей схе-

мой:

$$L_{\min} \rightarrow L_{\max} \rightarrow K \rightarrow \Delta X_{\text{ОГТ}} \rightarrow \Delta X_{ПВ} \rightarrow N \rightarrow \Delta X_{ПВ}$$

Время целевого горизонта, начальный и конечный мьютинг и другие особенности волнового поля влияют на реальное значение параметров $L_{\max}$ и m . Округление параметров, принятых в процессе расчета, влияние эляйсинг-эффекта, распространение реальных параметров наблюдения, рассчитанных для целевого горизонта, на весь временной интервал регистрации могут привести к необходимости новой итерации расчета этих параметров. В соответствии с формулой (1) изменение угла θ_m может отразиться на выборе шага ΔX . Следовательно, процесс подбора параметров системы наблюдения, вообще говоря, является рекурсивным, и может потребоваться несколько последовательных их уточнений.

Оценка параметров возбуждаемого сигнала.

При проектировании полевых работ, рассчитанных на последующее применение AVO – анализа, предъявляются несколько повышенные требования к источнику возбуждения поля. Сигнал, посылаемый в среду источником возбуждения, должен удовлетворять следующим двум условиям:

- Необходимо обеспечить достаточно высокое соотношение сигнал-помеха на уровне целевого горизонта. Так как у нас нет возможности влиять на воздействие среды на сигнал, то это требование означает формирование нужных характеристик источника возбуждения.
- На уровне целевого горизонта необходимо обеспечить требуемую разрешающую способность сигнала, посылаемого источником возбуждения. Это означает, что необходимо сформировать сигнал в источнике, имеющий требуемый спектр, учесть тонкослоистость разреза в диапазоне залегания целевого горизонта, учесть влияние поглощения вышележащей части среды на отдельные спектральные компоненты сигнала. Иными словами, необходимо учесть частотную характеристику коэффициента поглощения вышележащей части разреза.

Эти проблемы решаются с помощью моделирования, для которого требуется достаточно детальная скважинная информация (пластовые разбивки, акустические данные о скоростях Р и S-волн, распределение плотностей по разрезу). Скважина не обязательно должна проходить через изучаемый объект. Но необходимо, чтобы она была типичной и близкой к изучаемому объекту по своему геологическому строению. При отсутствии такой информации возможно моделирование на основе априорных данных о среде. Необходимо учитывать, что точность расчета параметров сигнала при этом снижается, что сказывается на надежности заключений.

В реальных условиях моделирование выполнялось для тонкослоистой среды, задающей песчано-глинистое переслаивание в интервале целевого горизонта. Использовались моделирующая система Tessler и программа, реализующая матричный алгоритм расчета волнового поля (ОАО «Краснодарнефтегеофизика»). Путем перебора сигналов разной видимой частоты и длительности, подбирались импульс, достаточный для формирования рисунка сейсмозаписи, ограничивающего залежь УВ по вертикали и в плане. Тем самым, подбирался сигнал в источнике возбуждения, обеспечивающий требуемую временную и латеральную разрешающую способность, что позволяло оценить его спектр на уровне целевого горизонта. На рис. 4 приведены

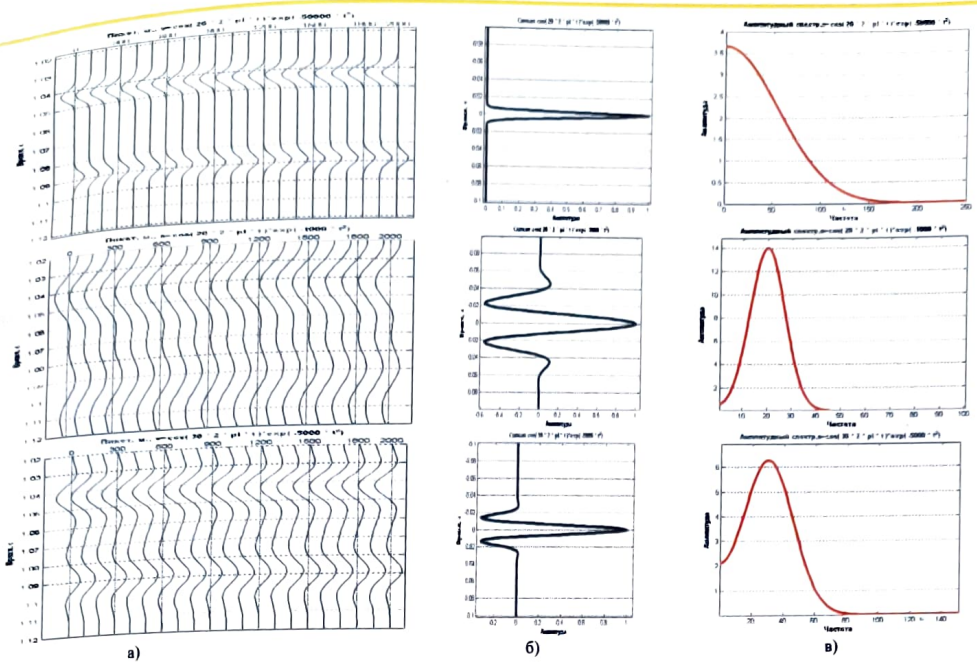


Рис. 4. Оценка разрешающей способности: а) синтезированные разрезы; б) перебор импульсов; в) спектры импульсов

примеры подбора спектра сигнала, обеспечивающего разрешение, необходимое для однозначной оценки характера флюидонасыщения.

Помимо оценки сигнала на уровне целевого объекта, необходим его пересчет на уровень источника возбуждения, учитывающий диссипативное поглощение средой энергии распространяющейся волны. Эта задача решается путем использования данных ВСП или акустического каротажа, что позволяет получить оценки декремента затухания, учитывающие его изменение с частотой сигнала и глубиной горизонта. При отсутствии этих данных приходится привлекать априорную информацию. В работе [1] предлагается линейная зависимость коэффициентов поглощения от частоты f в виде $\alpha = \delta \cdot f^t$, причем декремент поглощения для терригенного разреза принимается равным $\delta = 0.03$. Пусть $U_0(f)$ - спектр сигнала на уровне целевого горизонта, лежащего на времени t_0 . Тогда, с учетом поглощения волны за время пробега $t_{max}(t_0)$, получаем спектр сигнала в источнике равным $U_0(f) \exp(\delta f t_{max})$. С помощью ОПФ находим спектр $U(f)$ и другие характеристики волны в источнике возбуждения. В результате, для сигнала в источнике определяем его динамические параметры, такие как длительность, максимальную частоту, энергию, декремент поглощения, что позволяет рассчитать параметры взрывного импульса и посылаемого СВИП-сигнала.

Сопоставление энергии СВИП-сигналов, использованных в ранее проведенных и в проектируемых работах, можно выполнить по формуле:

$$\frac{E}{\bar{E}} = \frac{(f_H + f_K)T}{(\tilde{f}_H + \tilde{f}_K)\tilde{T}}$$

где E, f_H, f_K, T - энергия, начальная и конечная частота, длительность СВИП-сигнала, проектируемого для АВО - анализа и использованного в старых работах. Аналогичное сопоставление энергий взрывных зарядов выполняется по формуле:

$$\frac{E}{\bar{E}} = \left(\frac{Q}{\bar{Q}} \right)^{2m}$$

где $Q, \bar{Q}$ - вес зарядов в проектируемых и проведенных работах, m - коэффициент, зависящий от состояния, состава породы во взрывной скважине и массы заряда. Для сухих грунтов принимается $m=1$ [5].

При взрывном возбуждении сигнала преобладающая частота f в источнике поля оценивается по формуле: $f = gQ^{-1/3}$, где $g=35-42$, а для сухих пород - 50 и более [5].

Сопоставление сигналов и их спектров на уровне целевого горизонта и в источнике возбуждения позволяют выбрать параметры источника, способ группирования источников, обеспечивающий необходимую энергию и требуемый частотный состав сигнала группы источников.

Моделирование АВО-эффекта

Для применения АВО-анализа необходимо оценить результативность этого метода при решении конкретной геологической задачи. Следовательно, необходимо оценить степень проявления залежи в амплитудных характеристиках сейсмической записи и выработать динамические признаки наличия УВ в целевых объектах. Эта задача решается превентивным моделированием волнового поля и АВО - атрибутов в предположении нефте-газонасыщения и водонасыщения разреза.

Моделирование АВО-эффекта выполняется по данным ГИС и требует детальной геологической модели изучаемого горизонта. Это означает, что необходимо задать петрофизические характеристики перекрывающих отложений, пластов-коллекторов и различных пропластков в диапазоне целевого интервала. На рис.5 приведен пример геологической модели в вариантах с газо- и водонасыщением пласта.

Петрофизические параметры коллекторов в пределах изучаемого интервала разреза рассчитываются на основе теории Био-Гассмана [4]. Алгоритм предусматривает задание фракционного состава терригенного коллектора и компонент порового флюида. Эффективные параметры коллектора (скелета породы и его флюида) определяются в соответствии с моделью Гассмана или задаются непосредственно (вместо зада-

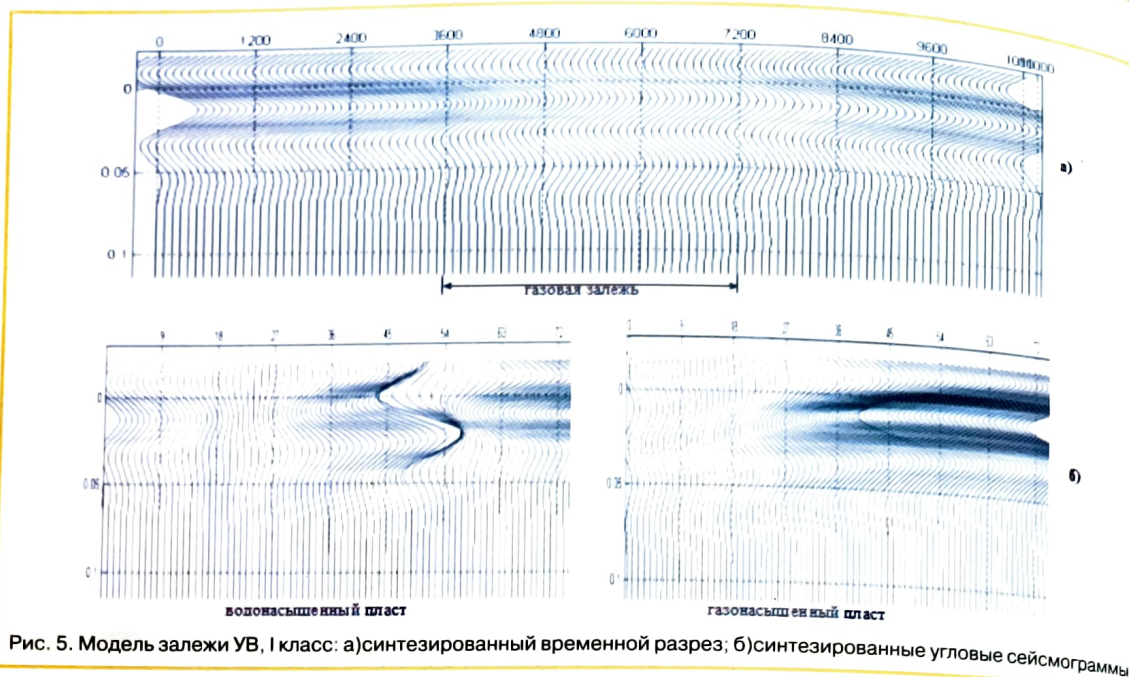


Рис. 5. Модель залежи УВ, I класс: а) синтезированный временной разрез; б) синтезированные угловые сейсмограммы

ния компонент породы). На основе теории Био или ее низкочастотной асимптотики рассчитываются продольные и поперечные скорости, декременты поглощения волн первого и второго рода в зависимости от пористости k_p и нефтегазонасыщенности $k_{нг}$ породы. Для компенсации погрешностей теории Био-Гассмана в уравнениях $V_s = aV_p + bV_p + ck_p + dk_{нг}$ и $\rho = mV_p^n + p$, с помощью которых корректируются значения скорости V_s и плотности ρ , предусматриваются региональные поправочные коэффициенты a, b, c, d, m, n, p , которые подбираются эмпирически для основных лито-стратиграфических комплексов Западного Предкавказья.

Используются следующие варианты расчета петрофизических характеристик пластов терригенного разреза:

- Определение поперечной скорости V_s и плотности ρ . Если данные акустического каротажа отсутствуют, то, используя информацию о составе, продольной скорости, свойствах компонент породы, коллекторских свойствах, флюидонасыщении, можно получить информацию о соответствующем значении V_s и ρ , при условии, что рассчитанная продольная скорость совпадает со скоростью в породе.
- Определение продольной скорости при изменении характера флюидонасыщения коллектора. При моделировании залежи УВ сравнивается волновое поле для разрезов с водонасыщенным и газонасыщенным коллектором. Изменение степени нефтегазонасыщения $k_{нг}$ приводит к необходимости расчета соответствующих значений V_p и ρ . Так, например, газонасыщение коллектора позволяет по значению $k_{нг}$ рассчитать уменьшение скорости V_p .
- Определение коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности. Если в пределах пласта изменение скорости и плотности установлены (например, по данным сейсморазведки и ГИС), то по этим данным можно рассчитать соответствующие значения параметров k_p и $k_{нг}$.

На рис.6 приведены синтезированные временные разрезы и сейсмограммы для моделирования газовых залежей разных размеров и с разной степенью газонасыщения. Моделирова-

ние сейсмограмм позволяет сопоставить кривые коэффициентов отражения и кроссплоты атрибутов R0, В в интервалах разреза внутри и вне контура залежи. Приведенные материалы позволяют установить класс аномалии и диагностические признаки залежей УВ.

Примеры расчета систем наблюдения для применения AVO-анализа.

Сопоставление профильных данных, ориентированных на применение AVO – обработки, и выполненных по методу ОГТ, приведено в примерах полевых работ на суше (Рудевская и Оросительная площади) и на шельфе Азовского моря (Ахтырская площадь). Объектами изучения являлись аномалии, соответственно, I, III и II-классов («тусклое пятно», «яркое пятно» и инверсия фазы) в терригенных отложениях нижнеюрского, понт-меотического и эоцен-палеоценового возрастов. Источниками возбуждения сигналов являлись вибраторы, взрывы в скважинах и пневмопушки. Аномалии обусловлены газовыми залежами на времени 2.3- 2.5, 1.35- 1.45 и 1.8- 2.0 секунды. Параметры систем наблюдения приведены в Табл. 1

Приведенное сопоставление позволяет отметить следующие особенности систем наблюдения, применяемых для AVO – анализа

Таблица 1.
Сопоставление систем наблюдения по технологиям ОГТ и AVO.

Параметры	Рудевская площадь		Оросительная площадь		Ахтырская площадь	
	ОГТ	AVO	ОГТ	AVO	ОГТ	AVO
θ_{max}	260	350	340	400	360	400
L_{max}	2.8	3.5	2.45	2.45	5.95	3.5
$\Delta X_{огт}$	12.5	10	25	6	25	12.5
$\Delta X_{пв}$	50	20	100	12	50	25
$\Delta X_{пп}$	25	20	50	24	50	25
K	24	48-64	48	72	120	200
N	48	176	96	160	120	128
Группа источников	1	3-4	1	2	4	6
$\frac{E}{\bar{E}}$	1	2.5-3	1	4	1	2

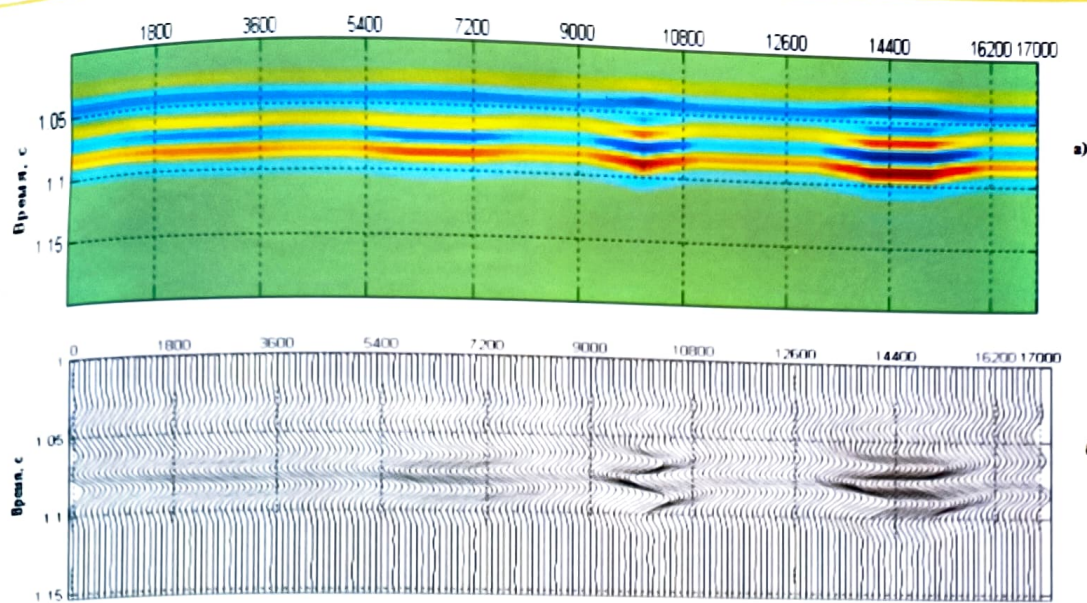


Рис. 6. Модель залежи УВ, III класс: а) синтезированный временной разрез (4 модели залежи УВ); б) синтезированные угловые сейсмограммы

данных сейсморазведки, в сравнении со стандартной системой метода ОГТ:

- База приема увеличена в 1.2 – 1.5 раза.
- Шаг по профилю в 2 – 4 раза меньше, чем для ОГТ.
- Кратность наблюдений и число каналов в 1.5 – 2 раза больше, чем для ОГТ.
- Увеличена мощность источников в 2 – 4 раза.
- Применяется группирование источников на базе. Число источников увеличено в 2 – 4 раза.

Заключение.

Неоптимальность параметров системы наблюдения является одной из важнейших причин, приводящих к неудачам в применении AVO-анализа для прогноза залежей УВ. Сейсмогеологические условия на каждой конкретной площади могут существенно различаться, что приходится учитывать при проектировании таких работ. Учет особенностей каждой площади требует от геофизика вдумчивого и нешаблонного подхода. Предлагаемая работа содержит попытку осветить главные элементы и логику такого проектирования, не претендуя на полный обзор проблем, связанных с проектированием полевых работ для последующего применения AVO-анализа.

В статье рассмотрено применение AVO – анализа для двумерных сейсмических наблюдений. Такой вариант анализа методики полевых работ является пока основным. Однако, в условиях 3D наблюдений специфика требований AVO-анализа остается, по существу, такой же. Главным образом, она сводится к необходимости обеспечить достаточную статистику расчета AVO – атрибутов, достаточную разрешающую способность анализа и необходимое соотношение сигнал – помеха. Учет этих требований в пределах бина наблюдений 3D ничем практически не отличается от изложенного алгоритма подбора оптимальных параметров сейсмопрофилирования и оценки эффективности AVO – анализа по выборкам ОГТ.

Анализ полевой методики сопровождается описанием методики моделирования AVO-эффекта, что позволяет разработать достаточно определенные признаки, с помощью которых может диагностироваться залежь УВ. Этими признаками являются: локальное понижение частоты и увеличение длительности записи;

характерные фазовые «раздутия» и «провисания» фаз в пределах сейсмозаписи; образование «зоны тени» на границах, залегающих ниже залежи. Оценка эффективности планируемого AVO – анализа путем моделирования залежи УВ является новым элементом алгоритма проектирования полевых работ. С помощью сейсмомоделирования достигались следующие цели:

- Учет поглощения разреза, лежащего над целевым горизонтом.
- Оценка параметров сигнала в источнике.
- Оценка характера проявлений залежи УВ на разрезе и сейсмограммах.
- Формирование диагностических признаков залежи УВ.
- Оценка эффективности применения AVO – анализа.

Важно обратить внимание на те результаты анализа методики полевых работ, по которым наблюдаются основные различия в параметрах систем регистрации сейсмических данных, а также на оценку эффективности применения AVO – анализа. В статье приведены примеры проектирования полевых работ на конкретных площадях.

Литература

1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. М., «Недра», 1982 г.
2. Бусыгин И.Н. Методические рекомендации по AVO-анализу сейсмических данных. Краснодар, 2007г.
3. Бусыгин И.Н. Методические рекомендации по проектированию и оценке соответствия полевых работ 2 D требованиям AVO-анализа данных сейсморазведки. Краснодар, 2008г.
4. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь, Издательство ГЕРС, 2006г. – 480 с. с ил.
5. Сейсморазведка. Справочник геофизика М., «Недра», 1981г.
6. Mike GaLbraith. A new methodology for 3D survey design. The Leading Edge, p. 1017-1023, October, 2004.
7. Norm Cooper, Mustagh Resources. A world of realLife – Designing Land 3D programs for signal, noise, and prestack migration. (Part 1 of a 2 – part tutorial). The Leading Edge, p. 1007-1014, October, 2004.

Донная сейсморазведка в Прикамье

Саловский В.А., Ланцев В.Ф., Рошмаков Ю.В., Лаптев А.П.,
ОАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь



Практика нефтепоисковых работ показывает, что мелководье и транзитные зоны водоёмов могут иметь большое ресурсное значение в сохранении добычи и обнаружении новых месторождений углеводородов. Только в восточной части Русской платформы площадь территории, затопленная Камским и Воткинским водохранилищами, превышает 3000 кв. км.

В Пермском Прикамье открыты месторождения, контуры которых зачастую продолжают непосредственно под участками, покрытыми водой. Кроме того, имеются высокоперспективные геологические объекты, выявленные сухопутной сейсморазведкой, но предположительно продолжающиеся под затопленной территорией.

Подобная ситуация характерна для многих районов Волго-Уральского региона. Недавно была опубликована статья [3] о деятельности компании РИТЭК в Татарии, которая пытается реанимировать месторождение, попавшее под затопление в Нижнекамском водохранилище. Ясно, что без детализации его строения здесь не обойтись.

Во всех случаях возникает необходимость как доразведки месторождения, так и поиска новых объектов под территориями, покрытыми водой.

В последнее время появились публикации [1] о разработке технологии сейсморазведки на мелководье. Основу её составляет технология, используемая при морских исследованиях, усовершенствованная применительно к конкретным сейсмогеологическим и гидрографическим условиям мелководья. Однако такой подход требует специального геофизического оборудования (сейсмоприёмники, кабели, суда для мелководья) и специфических источников колебаний. Всё это стоит немалых денег и обуславливает специализацию компании-исполнителя только на такие работы. При больших объёмах исследований на водоёмах и толщине слоя воды от 10 метров и более, такая технология может себя оправдать и практика показала возможность её применения на Нижнекамском водохранилище.

Проблемы возникают, когда требуется проведение сейсморазведки на водоёмах в сравнительно небольших объёмах для детализации объектов, покрытых «мелкой водой» (от 0 м до 5 м), а также для преодоления широко распространённых заливов в зонах подпора водохранилищ. Здесь, кроме чисто технических сложностей (ограничения по минимальной глубине водоёма - 1.5 м для пневмоисточника), появляется необходимость борьбы с частично-кратными волнами-спутниками, образующимися в мелководной зоне [2].

Казалось бы, сама природа подсказывает пути решения данной проблемы - это работа зимой, когда водохранилища Волго-Уральского региона, по крайней мере 4 месяца, покрыты льдом толщиной до 30 см. Однако, для вибрационных, электромагнитных и других многотонных источников колебаний толщина льда явно недостаточна, а буровзрывные работы на водоёмах уже много лет запрещены. Не годятся зимой и пневмоизлучатели, что связано со спе-

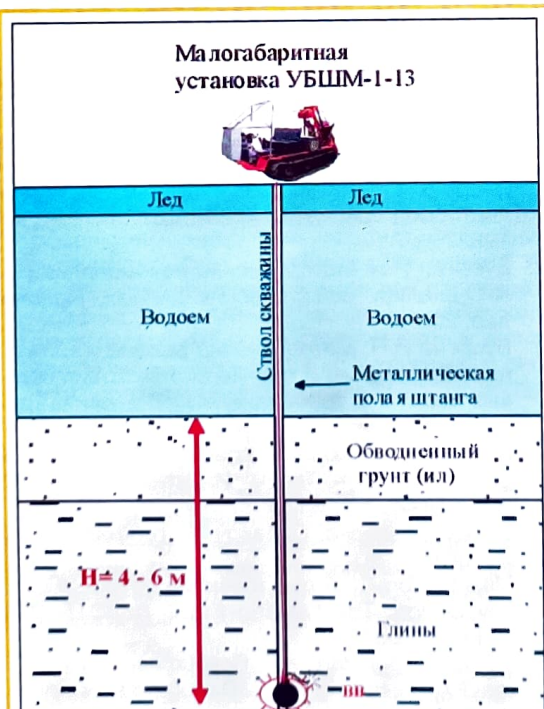


Рис. 1. Технология работ на водоёмах, покрытых льдом



Рис. 2. Схема отработанных сейсмических профилей

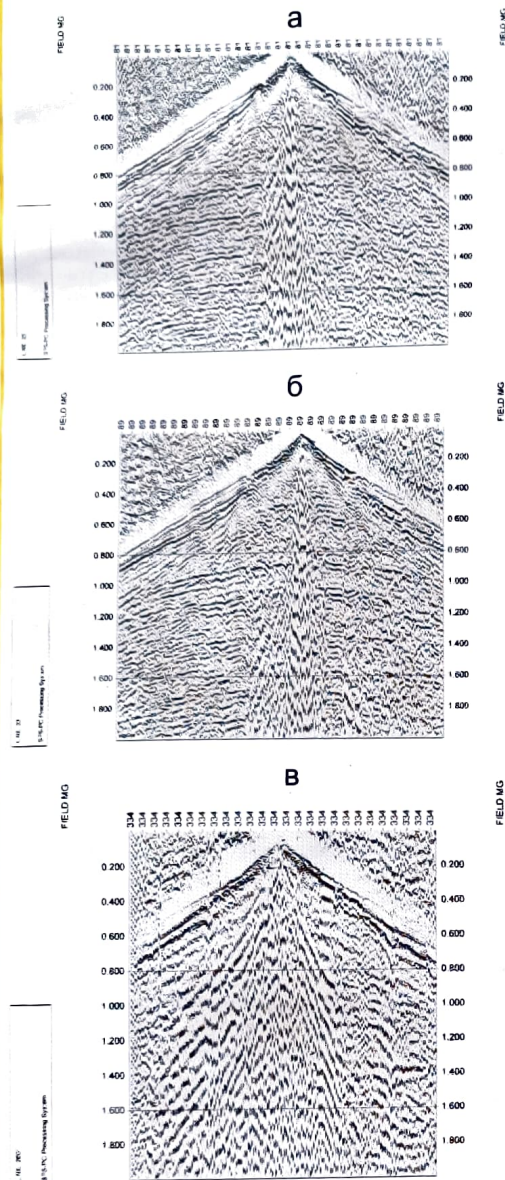
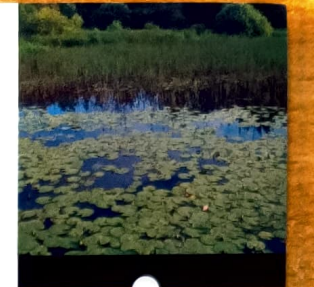


Рис. 3. Сопоставление сейсмограмм, полученных при работе взрывами и пневмопушками: а – сухопутная часть, взрыв в скв., Нскв.=7.0 м, б – акватория залива, взрыв в скв., Нскв.=7.0 м, толщина слоя льда и воды -1.5 м, в – акватория залива, пневмопушки (группа 6 шт.), толщина слоя воды - 1.3 м

цифичностью этого оборудования и невозможностью его размещения под льдом при тонком водном слое.

Выход был найден геофизиками-сейсморазведчиками ОАО «Пермнефтегеофизика», которые усовершенствовали свою технологию экологосберегающей сейсморазведки [4] применительно к территориям, покрытым слоем воды до 10 метров. Разработан способ работ в донной зоне, подана заявка на патент, а также получены все необходимые согласования от разрешительных органов на проведение таких работ.

Основу технологии составляют взрывы зарядов сверхмалого веса, производимые в скважине в донной части (ниже иловой зоны дна) водоема (рис.1).

При этом решаются все проблемы, связанные с экологией и особенностями сейсмогеологической ситуации. Последняя характерна для затопленных участков водохранилищ, где идут процессы гниения растительности, образования

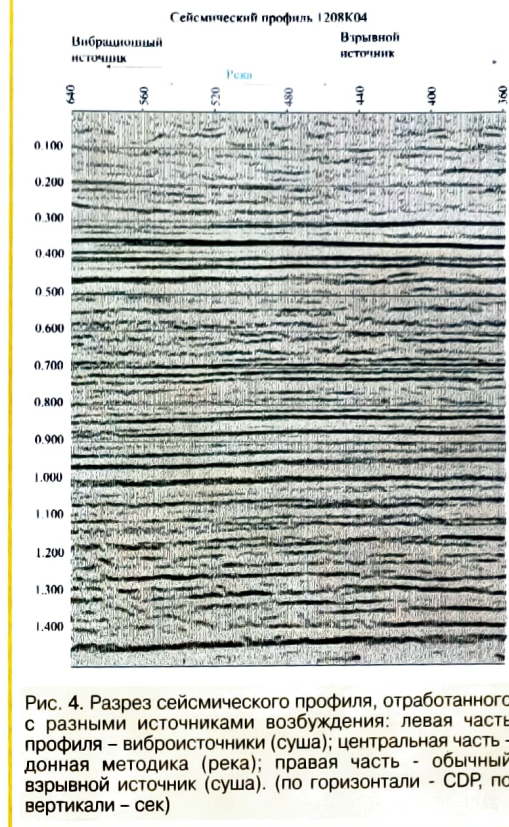


Рис. 4. Разрез сейсмического профиля, отработанного с разными источниками возбуждения: левая часть профиля – виброисточники (суша); центральная часть – донная методика (река); правая часть – обычный взрывной источник (суша). (по горизонтали – CDP, по вертикали – сек)

торфяников с их аномально низкими скоростями распространения упругих колебаний (менее 200 м/сек). Возбуждение колебаний в таких отложениях или над ними (например, пневмопушками) приводит к резкому затуханию энергии, обогащению спектра сигнала низкими частотами и преимущественному образованию низкоскоростных волн-помех поверхностного типа. Картина резко меняется в лучшую сторону, когда заряд ВВ располагается ниже уровня дна в глинистых отложениях.

В настоящее время донная сейсморазведка успешно опробована на Камском водохранилище, на одном из лицензионных участков ЗАО «Кама-ойл» (рис.2). В результате детализировано строение рифа девонского возраста, находящегося под зоной затопления. Ведутся переговоры с заказчиком о постановке здесь работ по технологии 3Д.

Полученные результаты (рис.3 и 4) свидетельствуют о высокой эффективности и обуславливают возможность производственного использования новой технологии в любых условиях на водохранилищах Волго-Уральского региона и Сибири.

Учитывая возросший интерес к работам в транзитных зонах, особенно на мелководных прибрежных участках, донная сейсморазведка, как представляется авторам, может оказаться весьма перспективной для нефтегазовых компаний, особенно при обработке таких площадей, которые ранее всегда считались традиционно недоступными.

Литература

1. Жгенти С.А., 2008, Приборы и системы разведочной геофизики, 3
2. Жгенти С.А., 2008, Технологии сейсморазведки, 3
3. На пути к миллиону, 2008, Нефть и Капитал, 12
4. Пермнефтегеофизика осваивает труднодоступные районы, 2008, Oil & Gas Eurasia, 12/1

Сейсморазведочные работы 3D в сложных поверхностных условиях переходной зоны суша-море с использованием источников сейсмических сигналов различного типа

Мосякин А.Ю., Гавшин А.Н., Берешполец А.И., Касумов Э.А., ОАО «Краснодарнефтегеофизика» г.Краснодар

Развитие геологоразведочных работ характеризуется постоянным увеличением новых лицензионных участков, как правило труднодоступных в сейсмогеологическом, орогидрографическом, промысленно-технологическом отношении, соответственно возрастает сложности в проведении сейсморазведочных работ. Для решения геологических задач в нестандартных ситуациях возникает необходимость совместного использования различного типа сейсмических источников и систем регистрации

Исследуемая площадь в орогидрографическом отношении, представляет собой равнину, которая характеризуется интенсивным земледелием. Более 80% площади занято крупными насаждениями виноградников, 20% площади составляет прибрежная полоса моря с глубинами до 10м, лиманами, отдельными заболоченными участками. Бурение взрывных скважин по технологическим проходкам в виноградниках и в пределах населенных пунктов запрещено из-за нарушения плодородного слоя почвы и повреждения дорожного полотна.

Для выполнения сейсморазведочных работ 3D в переходных зонах лиман-суша-море, в виноградниках и в пределах населенных пунктов в качестве источников возбуждения использовались электрогидравлические вибрационные установки СВ-20/150 в группе из 3-4 штук. Параметры вибрационных возбуждений: длина свип-сигнала

12 сек., частота 10-90 Гц, развертка линейная восходящая, количество накоплений – 6.

На акватории моря в качестве источников возбуждения использовался пневмоисточник ПИК-3, погружаемый в воду на глубину 2-2.5м. В качестве плавсредства использовался катамаран «Геофизик», изготовленный БПТО ОАО «Краснодарнефтегеофизика», на котором установлен компрессор ДК-10 и система синхронизации ССВ.

В переходной зоне (плавнях) возбуждение упругих колебаний производилось пневмоисточником ПИК-3, установленным на базе гусеничного вездехода ГАЗ 33043, погружаемым в неглубокую скважину. Рабочее давление воздуха – 140 атм.

Число накоплений на одно физическое наблюдение – 6. Глубина погружения пневмопушки от 2,5 до 5 метров. Средняя глубина – 3,5 м.

На основной части линий приема использовались болотные сейсмоприемники с 3-мя сейсмоприемниками GS-20 DX в одном корпусе, с регистрацией сейсмостанцией Sercel-428 XL. На водных участках, где глубина превышает 2 м, особенно в морской части, установка болотных сейсмоприемников затруднена, поэтому применялись гидрофоны (пьезодатчики ПДС-7) с регистрацией сейсмостанцией Прогресс Т-155.

Для обеспечения синхронной работы сейсмостанций Sercel-428 XL и Прогресс Т-155

использовались Пилот генератор PG-002 и система синхронизации возбуждения ССВ. Сейсмостанция Sercel-428XL работала в режиме ведущей, а Прогресс Т-155 в режиме ведомой станции. Были проведены опытные работы на 6 точках по проверке синхронной работы станций. В одной точке ($\Delta x \approx 0.1$ м) устанавливались два сейсмоприемника, подключенные к Sercel-428 XL и два сейсмоприемника, подключенные к Прогресс Т-155. Проводилось возбуждение акустического сигнала с одновременной записью на Sercel -428XL и Прогресс Т-155.

Анализ результатов проведенных работ показал синхронность работ сейсмостанций в соответствии с техническими характеристиками Пилот генератора и ССВ.

Для сравнения амплитудных и фазовых характеристик групп сейсмоприемников и гидрофонов проводились опытные работы с установкой 10-ти групп сейсмоприемников, состоящих из 3-х сейсмоприемников GS-20 DX, подключенных к сейсмостанции Sercel-428 XL, 10-и гидрофо-

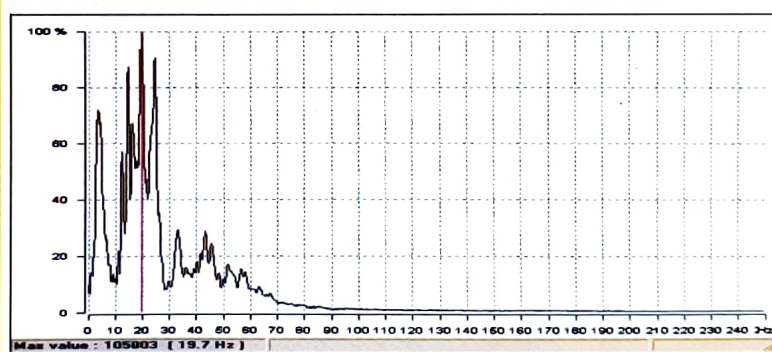


Рис.1. АЧХ записи импульсного пневмоисточника ПИК-3

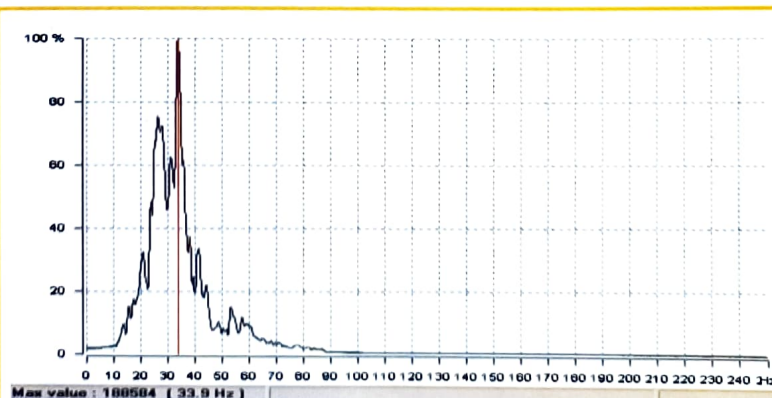


Рис.2. АЧХ записи виброисточника.

нов и 10-ти групп сейсмоприемников, состоящих из 3-х сейсмоприемников GS-20 DX, подключенных к сейсмостанции Прогресс Т-155. Болотные сейсмоприемники GS-20 DX и гидрофоны устанавливались в одинаковых условиях на глубине 1,5 м, возбуждение сигнала проводилось пневмоисточником ПИК-3 с одновременной регистрацией сейсмостанциями Sercel-428 XL и Прогресс Т-155. В сейсмостанции Прогресс Т-155 программное обеспечение позволяет ввести коррекцию амплитуды и фазы принимаемого сигнала от различных групп сейсмоприемников (геофоны, гидрофоны), что позволило обеспечить идентичность сигналов по амплитуде и фазе, принимаемых геофонами и гидрофонами на сейсмостанции Sercel-428 XL и Прогресс Т-155. Уникальность разработки Саратовского СКБ сейсмостанции Прогресс-Т155 заключается в возможности подключения гидрофонов непосредственно ко входу сейсмостанции, обладающей большим входным сопротивлением 2МО.

Для определения параметров фазовой коррекции при переходе с одного вида источников возбуждения на другой, по линии возбуждения дублировались с разными источниками первые три ПВ.

Перед началом полевых работ были выполнены опытные работы по выбору оптимальных параметров возбуждения и определения возможностей сейсмических источников различного типа.

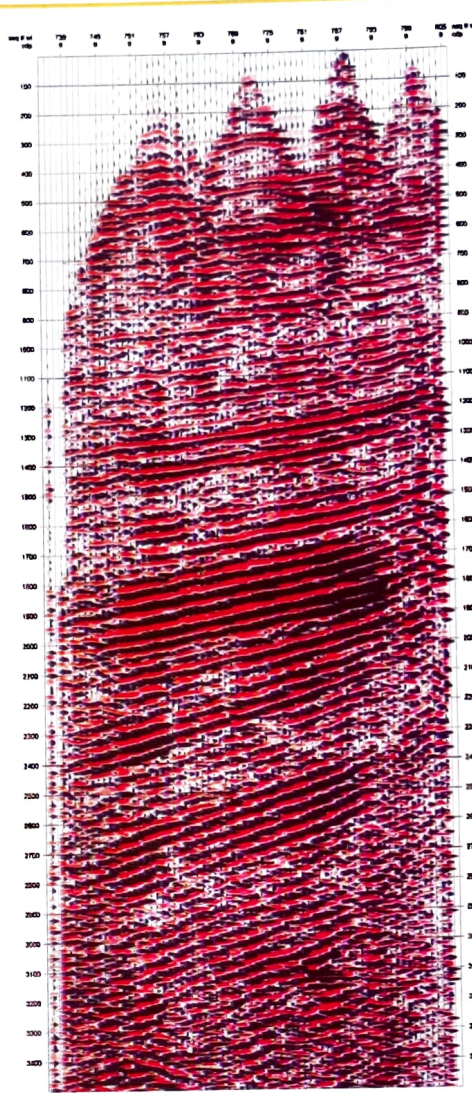
На Рис. 1. приведен график АЧХ сейсмограммы №30402 в окне 1800 – 2800 мсек. возбуждение сигнала проводилось пневмоисточником ПИК-3. По этому графику можно сделать вывод о достаточно широком спектре полученного сигнала

На Рис. 2. приведен график АЧХ сейсмограммы №30340 в окне 1800 – 2800 мсек. возбуждение сигнала проводилось виброисточниками СВ 20/150.

На рисунке №3 показана предварительная сумма полученная с применением различного типа источников возбуждения и регистрирующей аппаратуры. При производстве сейсморазведочных работ с применением различного типа источников возбуждения и регистрирующей аппаратуры информативность сейсморазведки МОГТ обеспечила решение поставленной геологической задачи при оптимальном вводе коррекции амплитуды и фазы.

Применение сейсмостанции Прогресс-Т155 совместно с сейсмостанцией Sercel-428XL показало, что при выполнении сейсморазведочных работ с канальностью менее 1000 активных каналов теряется преимущество системы Sercel-428XL, выраженное в быстродействии опроса полевых модулей и проявляются преимущества сейсмостанции Прогресс-Т155, выраженное в визуальном контроле в режиме реального времени сейсмического материала на экране монитора и в программном обеспечении которое позволяет ввести коррекцию амплитуды и фазы принимаемого сигнала от различных групп сейсмоприемников (геофоны, гидрофоны), что позволяет обеспечить идентичность сигналов по амплитуде и фазе, принимаемых геофонами и гидрофонами.

Опыт работы ОАО «Краснодарнефтегеофизика» с применением телеметрической системы Прогресс-Т155 в акватории Каспийского и Азовского морей на предельных глубинах до 20м. показал ее надежность, неприхотливость в обслуживании и в эксплуатации. Электронная система телеметрической сейсмостанции Прогресс-Т155 работала безупречно, что нельзя ска-



Сейсморазведка в переходных зонах: работы с наземным оборудованием на мелководье

Возможности для специализированных геофизических подрядчиков в условиях переходных зон



Гленн Хауэр (Glenn Hauer) и Гэри Джеймс (Gary James), ION Geophysical, Inc.

Несмотря на нынешний спад в экономике и нефтегазовой отрасли, поставщики геофизических услуг, специализирующиеся на сейсморазведке, не испытывают недостатка в долгосрочных контрактах. Это особенно касается тех осваиваемых районов, где действуют хорошо финансируемые национальные и международные нефтяные компании, следующие долгосрочной стратегии инвестирования с целью поддержания и приращения своих запасов. Большие объемы текущих работ геофизических подрядчиков специализирующихся на работах в переходных зонах и новые контракты, заключенные с ними в 2009 году, говорят о выгоде инвестиций в компании, занимающих эту перспективную рыночную нишу.

Районы переходных зон характеризуются как динамичные и сложные участки, которые находятся между суши и глубоководьем. Они могут включать участки суши, пресноводные и соленые болота, прибрежную зону, волноприбойную и приливно-отливную зоны, лагуны, зоны мелководных коралловых рифов и более глубокие участки глубиной примерно до 100 метров. Здесь может потребоваться проведение сейсморазведки с оборудованием для работ в переходной зоне или донных наблюдений на мелководье (ОВС), в зависимости от глубины моря и окружающих условий. В зависимости от глубины моря и технологических особенностей сейсморазведка для «переход-

ной зоны» охватывает площади от суши до глубин менее 100 м. Донные наблюдения (ОВС) проводятся на глубинах примерно с 50 м до 300-500 м. В любом случае требуются специализированные суда и оборудование для работ на соответствующих глубинах, что обуславливает существенные производственные различия между этими двумя методами, особенно в способе развертывания оборудования.

Сейсморазведочные системы для переходных зон основаны на разнообразных технологиях

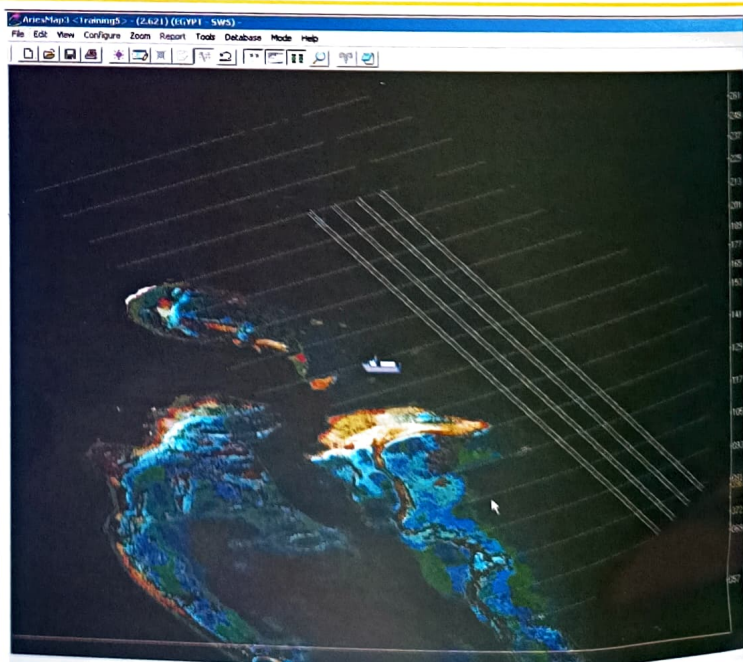


Рис. 1. Рабочие партии ориентируются по GPS -оборудованию и специальным картам для безопасного запуска и извлечения оборудования из охраняемых зон

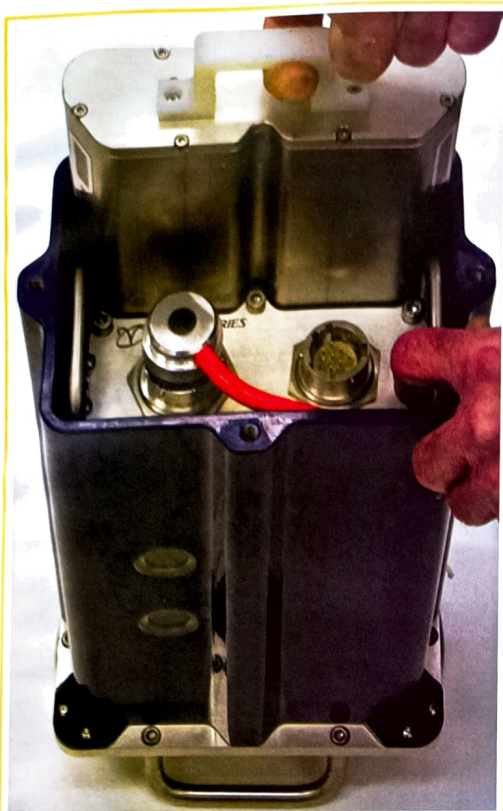


Рис.2 Наземная регистрирующая система ARIES легко трансформируется для проведения съемок в условиях переходных зон, используя специальный запатентованный морской корпус, который обеспечивает дополнительную защиту наземной электроники и батареи

кабелей, датчиков и источников, позволяющих закрыть пробел между сушей и морем; расстановки при этом обычно короче, чтобы облегчить смотку/размотку кабелей с судов с малой осадкой. Эти системы представляют собой гибкие «быстроразъемные» платформы с прочными соединителями, кабелями с высокой прочностью на растяжение и надежными корпусами, защищающими электронику и батареи под водой. Сейсморазведочные партии должны быть способны быстро и безопасно соединить наземное оборудование с оборудованием для мелководной переходной зоны, что часто происходит в опасной волноприбойной и приливно-отливной зоне. В отличие от этого, системы с тяжелыми донными кабелями (ОВС) можно и нужно развешивать с судов с большей осадкой, на которых имеются более традиционные системы размотки/смотки кабелей большей длины. Требования к прочности кабеля (толщина и вес) для мелководных и глубоководных съемок существенно различаются, что усложняет методику и работу с оборудованием.

Оба сейсморазведочных метода требуют тщательного планирования для безопасной и эффективной мобилизации персонала и оборудования с учетом сложных производственных и геофизических параметров. Тем не менее, только в переходной зоне подрядчики могут успешно использовать наземное регистрирующее оборудование в морских условиях. Для проведения единой комплексной съемки на суше и в переходной зоне может потребоваться несколько типов источников и приемников. Системы с донными косами (ОВС) идеальны для глубоководных съемок, в которых используется конфигурация с одним типом источника (как правило, пневмоис-

точник) и одним типом приемных устройств. Для работ на граничных участках между сушей и относительно глубокой водой (где возможно применить донную съемку ОВС) требуются специально спроектированные системы для переходной зоны и мелководья, которые привели к созданию определенной рыночной ниши.

Сейсморазведка в переходных зонах – новые требования к организации работ

Считается, что условия переходных зон являются одними из самых сложных в мире для применения сейсмических регистрирующих систем. Съемки в переходных зонах достаточно сложны с точки зрения организации работ, и заключааясь не только в простом приобретении специального сейсмического оборудования для работы под водой, ее спуске в воду и отстреле.

Самые успешные геофизические компании, работающие в переходных зонах, потратили много времени и средств на покупку и содержание специализированных судов, контейнеров для хранения, оборудование для размотки и смотки полевого оборудования. Они полагались на собственные возможности адаптации оборудования с учетом конкретных окружающих условий, от болот и трясин до коралловых рифов, подвергающихся воздействию приливов и отливов, и широких судоходных фарватеров с сильными течениями. Кроме того, экологические и регулятивные ограничения обусловили включение разрешительных процессов и процессов обеспечения соответствия положений контракта нормативным актам в состав работ, особенно в экологически чувствительных районах и/или охраняемых экосистемах. Все это является заметным препятствием для компаний с небольшим опытом сейсморазведочных работ в переходных зонах. Компании, имеющие опыт в организации работ и управлении вопросами охраны труда, производственной безопасности, охраны окружающей среды и качества, знакомые с местным нормативно-правовыми требованиями и правилами и обладающие нужным оборудованием в необходимом количестве будут иметь преимущество за счет более эффективной мобилизации, развертывания, устранения неисправностей, регистрации данных и демобилизации.

Важнейшей целью для подрядчика геофизических услуг на этом рынке представляется мобилизация и эксплуатация оборудования, обладающего достаточной гибкостью и адаптируемостью под различные параметры съемки. Коэффициенты использования оборудования напрямую влияют на доходность инвестиций. Регистрирующие системы для работ в переходных зонах должны эффективно поддерживать гибридные съемки, когда в качестве источников могут использоваться пневмопушки, взрывные источники или вибраторы с одновременной регистрацией возбуждения 1-, 2-, 3- и/или 4-компонентными датчиками. Чем гибче система, тем больше вероятность ее использования в нескольких проектах.

Гибридная система для работ в переходных зонах

Не так уж и редко подрядчики используют наземные регистрирующие системы, кабели и наземную электронику на пресном мелководье при глубине до 15 м. Примерами этого служат несколько успешных съемок в Южной и Северной Америке, России и Китае. Так, в болотах Барранка Либериа (Колумбия) была успешно проведена первая многокомпонентная съемка на площади 60 км² заболоченной местности с глубиной воды от 8 до 12 м; при этом использова-

лась кабельная наземная система регистрации Scorpion компании ION с цифровыми приемниками VectorSeis. Подобные съемки были осуществлены в России и Китае, в которых также применялась система Scorpion со смешанными пневматическими, взрывными и вибрационными источниками, что продемонстрировало гибкость использования наземной регистрирующей системы в съемках на предельном мелководье. Несмотря на эти успехи, данный метод не идеален для более глубоких переходных зон или в агрессивных соленых водах, поскольку повышается риск получения неустраняемых повреждений оборудования.

Для работ в соленых или солоноватых водах сейсмическим подрядчикам требуется оборудование, стойкое к коррозии. Диапазон глубин съемок в переходных зонах постоянно расширяется, что требует улучшения конструкции батарей, полевой электроники, кабельных соединителей для предотвращения их поломки из-за сжатия под действием высокого давления водной толщ. Кроме того, оборудование для переходных зон должно быть достаточно тяжелым, чтобы быть установленным на морском дне и не смещаться течениями. В некоторых случаях для этого оборудования может потребоваться балласт, если имеют место сильные течения (например, в Малаккском проливе между Малайзией и о. Суматра). Кабели и соединители должны быть тяжелыми и прочными, чтобы выдерживать воздействие растягивающих и изгибающих напряжений во время разворачивания или свертывания полевой электроники на морском дне. Единая, прочная система, для регистрации данных на суше и в то же время в мелководной переходной зоне, является идеальной для подрядчика, пытающегося повысить коэффициент использования оборудования для максимизации доходности капиталовложений.

Такая концепция стала реальной для подрядчиков, использующих оборудование ARIES для съемок на суше и в переходной зоне, разработанное компанией ARAM Systems, входящей в состав ION. Уже больше десяти лет эта система используется для съемок в условиях моря и переходных зон в различных климатических, топографических и экологических условиях по всему миру, включая шельф Африки и Южной Америки (в т.ч. система Амазонки), Индонезию, Малайзию, Индию, Бангладеш и Канаду. Созданная в ответ на потребности заказчика более 10 лет назад, сегодня эта система является самой инновационной в области регистрации данных в комбинированных съемках на суше и в переходных зонах.

Ключ к успеху системы – ее простота. Платформа ARIES представляет собой прочную регистрирующую систему со стандартными наземными полевыми модулями, которые могут размещаться в запатентованных морских корпусах для использования в переходных зонах с глубиной воды до 75 м. Возможность применения этих полевых модулей как на суше, так и в воде позволяет геофизическому подрядчику уменьшить



Рис.3. Традиционное наземное оборудование используется для проведения работ в пресной воде на глубине до 15 метров. При этом его необходимо предварительно несколько модифицировать в полевых условиях для снижения риска поломки в воде.

объем инвестиций и вложить средства в другое оборудование, такое как датчики и кабели в разнообразных конфигурациях. Специально разработанные водонепроницаемые морские корпуса для наземной электроники и ионно-литиевых батарей создают дополнительный защитный слой, одновременно упрощая зарядку батарей без извлечения из корпуса. Морской корпус ARIES оснащен специальными соединителями из нержавеющей стали или алюминия, выдерживающими воздействие сжимающих, изгибающих и скручивающих напряжений на глубине и не допускающими повреждение более хрупких компонентов регистрирующей системы. Во всех морских корпусах имеются сменные расходные аноды для ослабления коррозионного действия соленой воды на кабельные соединения и водонепроницаемые уплотнители.

Развиваясь вместе с гибкой технологией для съемок в переходных зонах

Несмотря на текущий экономический спад, глобальный спрос на нефть и газ в обозримом будущем будет продолжать расти, поскольку многонаселенным странам, таким как Индия, Индонезия и Китай, нужно удовлетворять увеличивающуюся из-за роста численности населения потребность в энергии. Нетрадиционные сейсмические методы все чаще используются в районах с известными запасами, и нефтегазовые компании начали обращать внимание на отличные результаты их применения на морских участках с глубиной моря до 100 м.

Сервисные компании с большим опытом работ, способные мобилизовать сейсморазведочные партии в кратчайший срок для выполнения проектов по всему миру и использующие прочное и надежное оборудование, такое как система ARIES, теперь имеют возможность проводить работы с большей эффективностью. По мере экономического роста и увеличения цен на нефть и газ эти подрядчики, обладающие нужным опытом и адаптируемым оборудованием, получают значительное конкурентное преимущество в данной нише, где существуют препятствия в виде сложных сейсмических съемок и непростых окружающих условий.

О новых требованиях к приемным устройствам полевого разведочного комплекса

Зиновьев В. И., ООО «Ойо-геоимпульс интернейшнл»

В последнее десятилетие произошли изменения в требованиях к техническим средствам, используемым при проведении полевых сейсморазведочных работ.

Раньше полевую сейсморазведку устраивали группы с 10% полем допуска на параметры геофонов и сопротивлением утечки группы $R_{yt} \geq 1 \text{ МОм}$. В последние годы большинство заказов ориентированы на группы из геофонов с 2-2,5 % полем допуска. Возросли и требования к сопротивлению утечки, оно нормируется в значении 100 МОм при испытательном напряжении постоянного тока, равном 100 В.

Исходя из этого, производство групп претерпело соответствующие изменения. Изменениям подверглись конструкционные материалы, оформляющие группу геофонов, а также конструкции отдельных элементов.

Так, например, до 2003 года предприятие в качестве материала корпуса использовало пластик АВС+ поликарбонат (50/50), а в период с 2003 г. по 2004 г. был осуществлен переход на полиамид стеклонаполненный с модифицирующими добавками, имеющий механическую прочность в 2-2,3 раза выше ранее применяемого. Это устранило дефекты, связанные с поломкой корпусов в периоды осенне-весенней эксплуатации, когда происходит вмерзание корпусов в грунт.

До 2003 года в качестве исходного материала для элемента, уплотняющего полевые корпусы геофонов, использовалась авиационная резина НО-68 АТ маслбензостойкая, саженаполненная, имеющая невысокое удельное сопротивление, и получить при ее применении R_{yt} группы $\geq 10\text{--}20 \text{ МОм}$ было невозможно, поэтому R_{yt} нормировалось для группы $\geq 1 \text{ МОм}$.

В период 2003-2005 г.г. был осуществлен переход на силиконовые резины. В начальный период использовалась резина «Силектро-2165», затем и по настоящее время используется силиконовая резина «Пентасил», обеспечивающая сопротивление утечки группы $\geq 100 \text{ МОм}$ при $U_{исп.} = 100 \text{ В}$.

В качестве материала оболочки кабелей до 2000г. использовался полиуретан «Витур» (г.Владимир). Начиная с 2000 г. и далее используется «Эластолан» производства BASF – Германия, имеющий значительно лучшие эксплуатационные показатели (показатель истирания, относительное удлинение, прочность на разрыв и т.д.).

Освоено производство кабелей для полевых групп с продольной герметичностью. Они, как правило, применяются при изготовлении болотных групп. Такие кабели несколько дороже, но обеспечивают непопадание влаги в полости корпусов геофонов при повреждении оболочки кабеля, улучшают показатели герметичности и надежности групп в целом.

В период с 2004г. по 2007г. вносились изменения в размерные цепочки полевого корпуса в целях повышения показателей герметичности с обеспечением преемственности входящих деталей.

Все эти изменения преследовали и преследуют единую цель – удовлетворение пожеланий потребителей, в т.ч. и по герметичности групп.

В процессе производства все группы подвергаются 100% испытаниям на герметичность

путем погружения в воду на глубину 0,3-0,5 м на время 12 часов. До 2009г. в это время составляло 15 минут.

При этом фиксируется сопротивление утечки группы при погружении и при изъятии из воды. Т.е. путем сопоставления 2-х результатов измерения отбраковываются даже те группы, у которых $R_{yt} \geq 100 \text{ МОм}$, но имеется отрицательная динамика снижения R_{yt} .

1% полевых групп от объема заказа, отбираемых путем произвольной выборки, подвергается контролю герметичности под давлением в 1 кг/см^2 .

Увеличение времени выдержки в воде с 15 мин до 12 часов позволяет выявить наибольшую часть дефектов групп, связанных с негерметичностью, и устранить их. Естественно, увеличенное время испытаний не воспроизводит полный спектр эксплуатационных воздействий, поэтому периодическими испытаниями предусмотрены и проводятся дополнительные испытания групп в воде с имитацией суточных перепадов температуры в пределах $\Delta t = 20^\circ \text{C}$.

Хотелось бы высказать следующее пожелание потребителям групп геофонов: при контроле сопротивления утечки групп геофонов испытательное напряжение должно быть 100-200 В постоянного тока. Использование испытательного напряжения 500В и более может привести к пробое катушки отдельного геофона в группе на корпус и выходу его из строя.

Информация для читателей!

1. 16-18 сентября 2009г. в г. Тюмени будет проходить международная конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Полная информация о конференции размещена на сайте <http://www.zsniigg.ru>, адрес оргкомитета: 625000, г.Тюмень, ул.Республики, 48 ФГУП «ЗапСибНИИГГ», тел. (3452) 46-44-73, Ознобихин Юрий Валерианович.
2. 21-25 сентября 2009 г. в г.Новосибирске ООО НПК «СибГеофизПрибор» проводит ежегодную научно-практическую конференцию «Системы синхронизации SGD-S/SP, инженерные, сейсмические и электроразведочные станции – опыт внедрения и новые разработки». Заявки на участие принимаются по факсу (383) 306-30-70 или по электронной почте sgd-303@yandex.ru или sgd@siggeo-device.ru в свободной форме.

ПИСЬМО В РЕДАКЦИЮ
СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

ООО НПК «СибГеофизПрибор» - 15 лет

Черепанов В.П., ООО НПК «СибГеофизПрибор», г. Новосибирск

В сентябре 2009 года ООО Научно-производственная компания «СибГеофизПрибор» исполняется 15 лет. Компания (до августа 2001 года - ООО НПК «СибГеоСейс») была образована в сентябре 1994 года. Компания занимается разработкой и изготовлением геофизической аппаратуры, предназначенной для проведения профильных и площадных сейсморазведочных и электроразведочных работ, инженерных геофизических исследований, а также региональных геофизических исследований с целью изучения глубинной структуры земной коры.

В период с 1994 по 1996 годы компании принимала активное участие во внедрении и проведении полевых работах с многоканальным телеметрическим сейсморазведочным комплексом «УКВ-АРС-МЗ», разработанным и изготовленным ЗАО Сибирское ОКБ и СНИИГГиМСом.

С 1996 года компания начинает заниматься разработкой, изготовлением и внедрением геофизической аппаратуры. В период с 1996 по 1999 годы были разработаны многоканальная телеметрическая сейсмостанция SGS-S (СТС-24), малогабаритные электроразведочные станции SGS-E (МТЗ), телеметрическая электроразведочная станция SGS-TEM (ЗС) и электроразведочная станция SGS-EM (ДНЭМ) на базе 24-ти четырёх разрядного АЦП типа дельта-сигма.

Основные этапы развития компании:

1999 август - система синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2002 ноябрь - тестер-индикатор SGD-TFL для проверки целостности и индикации сопротивления взрывной сети при подготовке к взрывным работам;

2002 декабрь - система синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний «ГЕО-ТОН» и «ЕНИСЕЙ»;

2003 ноябрь - малогабаритная инженерная сейсмостанция SGD-SEL/48 для инженерных геофизических исследований и мониторинга техногенных объектов;

2004 октябрь - седьмая версия системы синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2005 январь - тестер SGD-TSS для проверки систем синхронизации для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2005 июль - электроразведочный измеритель SGD-ENW (МЭРИ-24) для методов сопротивлений, ВП, ЕП и ЧЗ;

2005 ноябрь - вторая версия системы синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2005 декабрь - электроразведочная станция SGD-EDN для работы ДНМЗ;

2007 февраль - тестер геофонов SGD-TG для контроля параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации в лабораторных и полевых условиях;

2007 июнь - телеметрическая сейсмостанция SGD-SET для инженерных геофизических исследований и мониторинга техногенных объектов;

2007 октябрь - третья версия система синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2008 февраль - электроразведочный измеритель SGD-EMT для работы методом МТЗ;

2008 август - устройства зарядные серии SGD-BC... для полевой геофизической аппаратуры;

2008 август - блоки аккумуляторных батарей серии SGD-B... для полевой геофизической аппаратуры;

2008 декабрь - генератор тока электроразведочный SGD-EGC/125W;

2009 май - система синхронизации SGD-SSR для инженерных сейсмических станций;

2009 май - электроразведочная станция SGD-ETT для электротомографии методом сопротивления и ВП.

15 декабря 2007 года компания справила новоселье в новом, построенном на заработанные средства, административно-производственном здании площадью более 1000 кв.метров. В

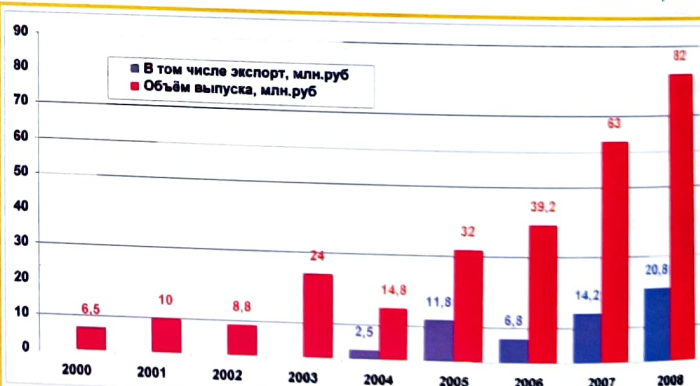


Рис. 1. Объём выпуска продукции в период с 2000 по 2008 годы



Рис. 2. Административно-производственное здание ООО НПК «СибГеофизПрибор»



Рис. 3. Система синхронизации SGD-S

настоящее время численность компании составляет 37 человек.

В настоящее время (по итогам 2008 года) основной продукцией компании являются:

1. Системы синхронизации SGD-S (42%).
2. Системы синхронизации, управления и контроля SGD-SP (26%).
3. Малогабаритные SGD-SEL и телеметрические SGD-SET сейсмостанции (16%).
4. Тестеры геофонов SGD-TG (7%).
5. Тестер-индикаторы SGD-TFL сопротивления взрывной сети (3%).

Рассмотрим подробнее отдельные виды продукции компании.

Системы синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний

Десять лет назад, в 1999 году, ООО НПК «Сиб-ГеофизПрибор» завершило разработку системы синхронизации SGD-S взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний и приступило к ее серийному выпуску.

Система синхронизации SGD-S предназначена для работы в составе многоканальных сейсморазведочных станций отечественного производства, а также таких зарубежных сейсмостанций, как: 408UL, 428XL (компания Sercel, Франция), I/O SYSTEM и др. (компания INPUT/OUTPUT, Inc., США), ARAM ARIES (компания ARAM Канада). Система используется при проведении профильных и площадных сейсмо-

разведочных работ, а также региональных геофизических исследованиях с применением взрывных и импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний.

Система синхронизации SGD-S состоит из одного контроллера SGD-SP, который устанавливается на сейсмостанции, и до шестнадцати синхронизаторов SGD-SB, которые устанавливаются на пунктах возбуждения сейсмических колебаний.

За десять лет было изготовлено и поставлено геофизическим предприятиям: контроллеров SGD-SP – 460 шт. и синхронизаторов SGD-SB – 920 шт., которые применяются более чем в 200-ти производственных геофизических партиях России и зарубежных стран. Более 90% геофизических партий России используют систему синхронизации SGD-S.

В 2004 году система синхронизации SGD-S сертифицирована компанией Sercel (Франция). Доля компании Sercel составила 33% от общего объема выпуска.

Зарубежными и отечественными компаниями выпускаются аналогичные по назначению системы синхронизации: The Shooting System (Macha International inc., USA), Shot Pro II (ION, USA), BOOM BOX (Seismic Source Company, USA) и CCB-2 (СКБ СП, г. Саратов). Однако, система синхронизации SGD-S отличается от зарубежных и отечественных аналогов расширенными функциональными возможностями, более высокой

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

надёжность, удобством в эксплуатации и низкой стоимостью.

Система синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников сейсмических колебаний

В декабре 2002 году ООО НПК «СибГеофиз-Прибор» завершило разработку и приступило к серийному выпуску системы синхронизации, управления и контроля SGD-SP (система синхронизации SGD-SP), предназначенной для электромагнитных импульсных источников (источников) возбуждения сейсмических колебаний [1].

Система синхронизации SGD-SP предназначена для работы в составе многоканальных сейсморазведочных станций отечественного производства, а также таких зарубежных сейсмостанций, как: 408UL, 428XL (компания SerCEL, Франция), I/O SYSTEM и др. (компания INPUT/OUTPUT, Inc., США), ARAM ARIES (компания ARAM Канада). Система используется при проведении профильных и площадных сейсморазведочных работ, а также региональных геофизических исследованиях с применением импульсных электромагнитных источников возбуждения сейсмических колебаний типа «ЕНИСЕЙ», «ГЕОТОН» и т.д.

Возбуждение сейсмических колебаний может осуществляться от одной до четырех независимыми системами SGD-SP (группами) возбуждения, в состав каждой из которых входит до четырех («ГЕОТОН», «Енисей СЭМ-20») или до пяти («Енисей СЭМ-100», «Енисей КЭМ-4») синхронных подгрупп (пунктов возбуждения). В каждую подгруппу может входить от одного до шести источников «ГЕОТОН» («СЭМ-20»), до двух источников «Енисей СЭМ-100» или один «Енисей КЭМ-4/2». Таким образом, возможно возбуждение сейсмических колебаний *одновременно* двадцатью четырьмя источниками «ГЕОТОН» («СЭМ-20»), десятью – «Енисей СЭМ-100» или пятью – «Енисей КЭМ-4/2».

За семь полевых сезонов 2002-2009 было изготовлено и поставлено геофизическим предприятиям: контроллеров SGD-SP – 120 шт. и устройств синхронизации и управления SGD-SP – 341 шт., которые применяются более чем в 40 производственных геофизических партиях России, США (компания PGS), Ирана (компания OEOS).

Сейсмостанция SGD-SEL для инженерных геофизических исследований

Сейсмостанция SGD-SEL/48 была разработана в ноябре 2003 года. Сейсмостанция предназначена для инженерных сейсмических исследований, систем сейсмического мониторинга техногенных объектов и т.п. Сейсмостанция работает в автономном режиме или под управлением компьютера со взрывными или невзрывными («кувалда», «падающий груз») или электромагнитный импульсный источник) источниками возбуждения сейсмических колебаний. Регистрация, накопление и запись сейсмической информации осуществляются во встроенное энергонезависимое ЗУ. Считывание данных, а также обновление программного обеспечения станции, осуществляются через USB – интерфейс.

Высокое качество регистрации сейсмического сигнала (АЦП – 24 разряда), небольшой вес (6 кг), низкое энергопотребление (28 Вт) и диапазон рабочих температур от минус 20 до + 60 °С – это все, что нужно при работе в труднодоступной и сильно пересечённой местности.

За шесть лет было изготовлено и поставлено

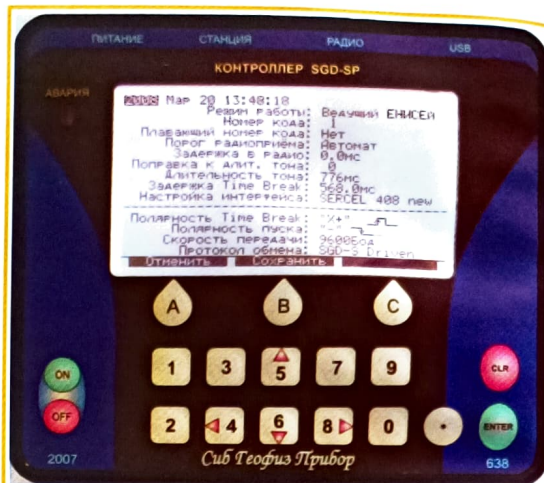


Рис. 4. Контроллер SGD-SP



Рис. 5. Устройство синхронизации и управления SGD-SP

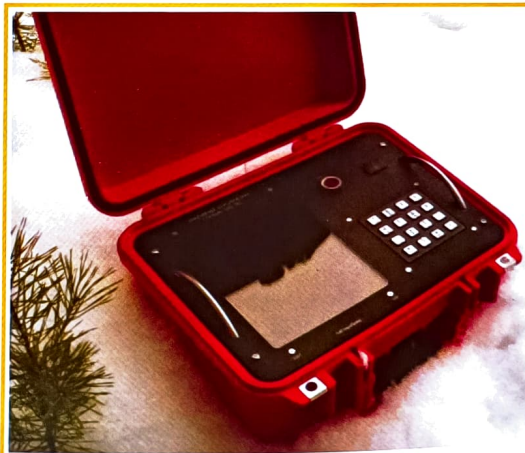


Рис. 6. Сейсмостанция SGD-SEL

47 станций на 1944 канала регистрации, которые применяются более чем в 30-ти производственных геофизических партиях России и Казахстана.

Телеметрическая сейсмостанция SGD-SET для инженерных геофизических исследований

В мае 2007 года ООО НПК «СибГеофизПрибор» завершило разработку и выпустило первый образец многоканальной телеметрической сейсмической станции SGD-SET на восемьдесят каналов регистрации. Сейсмостанция SGD-SET предназначена для проведения инженерных сейсмических исследований, работы в составе



Рис.7. Полевой модуль сейсмостанции SGD-SET

систем сейсмического мониторинга техногенных объектов, охранных системы сейсмического мониторинга и т.п. с применением взрывных, электромагнитных импульсных источников, а также невзрывных источников возбуждения сейсмических колебаний типа «КУВАЛДА» или «ПАДАЮЩИЙ ГРУЗ».

С учётом замечаний, полученных в ходе полевых работ 2007 - 2008 гг., был изготовлен второй образец станции уже 192 канала регистрации, который был передан Заказчику в сентябре 2008 года.

В настоящее время резко выросли требования к качеству инженерных геофизических исследований как при выполнении сейсмических работ в «большой сейсморазведке» - изучении зоны малых скоростей, так и при строительстве высотных зданий и сооружений, автомобильных и железнодорожных мостов, насыпей и путепроводов, железнодорожных туннелей, метро и т.п. Еще одно применение многоканальных телеметрических сейсмических станций - это создание систем постоянного и мобильного сейсмического мониторинга техногенных и других объектов.

Повышение качества инженерных геофизических исследований предполагает увеличение количества каналов регистрации с 24 до 240,

увеличение частотного диапазона регистрации сигнала и одновременную регистрацию продольной и поперечной составляющей сейсмического сигнала [2]

Тестер геофонов SGD-TG

В сентябре 2006 года была завершена разработка тестера геофонов SGD-TG, первый образец которого был представлен на международной геофизической конференции-выставке «Санкт-Петербург 2006».

Тестер геофон SGD-TG предназначен для контроля в лабораторных и полевых условиях параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации, которые выпускаются отечественными и зарубежными компаниями. За два полевых сезона

2007 - 2009 было изготовлено и поставлено 62 тестера геофонов, которые используются более чем в 20 геофизических предприятиях. Количество приборов, поставленных компанией за два полевых сезона, говорит о том, что удалось создать надёжный рабочий «кирпич», который обеспечивает высокую производительность и качество тестирования геофонов - *первичных* датчиков регистрации сейсмического поля.

Зарубежными и отечественными компаниями выпускаются аналогичные по назначению приборы: SMT-300 (Input/Output Inc., USA), SMT-200 (I/O Sensor Nederland bv), SGT (Sercel, France), Bird Dog II (Seismic Source Company, USA), CheckMate (INFINITY SEISMIC, USA) и TECT СП (СКБ СП, г. Саратов), имеющие различные недостатки [3].

Для работы тестера геофонов не требуется подключение к компьютеру или к внешнему источнику питания. Встроенная аккумуляторная батарея обеспечивает непрерывную работу тестера в автономном режиме без подзарядки не менее 8 часов. Результаты тестирования геофонов и самотестирования тестера хранятся в энергонезависимой памяти. Считывание накопленных данных осуществляется через USB-интерфейс. Тестер оснащен выносным датчиком температуры для коррекции результатов тестирования геофонов.

В памяти тестера хранится библиотека с эталонными данными о геофонах, разделённая на две части: постоянную и пользовательскую. Программное обеспечение (ПО) тестер может быть обновлено пользователем самостоятельно через USB-интерфейс.

Тестер-индикатор SGD-TFL для проверки сопротивления взрывной сети

В ноябре 2002 году, по многочисленным просьбам, была завершена разработка и начато серийное производство тестер-индикаторов SGD-TFL, предназначенного для проверки сопротивления взрывной сети (РАЗРЕШЕНИЕ № PPC 00-27256 Ростехнадзора от «29» ноября 2007 года).

Тестер-индикатор SGD-TFL сопротивления взрывной сети обеспечивает проверку целостности и



Рис.8. Тестер геофонов SGD-TG

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА АКВАТОРИЯХ

индикации значения сопротивления взрывной сети, т.е. - проводов боевой линии и группы (или одиночного) сейсмических электродетонаторов типа ЭДС-1 или аналогичных при подготовке к взрывным работам на земной поверхности при проведении сейсморазведочных работ.

Отличается от аналогичных по назначению приборов: взрывных омметров Р-353, Р-3043, ХН-2570 и взрывных испытателей ВИС-1, Ю-140 - расширенным диапазоном рабочих температур (минус 40 до + 60 -С), прочным алюминиевым корпусом и активной светодиодной индикацией.

За неполных восемь лет было изготовлено и поставлено более 1200 приборов, которые применяются более чем в 20-ти производственных геофизических партиях России и зарубежных стран.

Тестер SGD-TSS систем синхронизации взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний

Тестер SGD-TSS систем синхронизации был разработан в ноябре 2004 года. Разработка тестера была обусловлена возросшими требованиями к качеству проведения сейсморазведочных работ со стороны заказчиков и, как следствие, необходимостью постоянного контроля параметров систем синхронизации SGD-S, которых на то время было изготовлено и поставлено производственным организациям уже более 500. В настоящее время изготовлено и поставлено более 10 тестеров. Т.е. практически все крупные организации России оснастили свои соответствующие службы данными приборами.

Тестер SGD-TSS предназначен для проверки параметров систем синхронизации для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний SGD-S или аналогичных систем других производителей. Основные проверяемые параметры:

- проверка точности синхронизации между моментом запуска сейсмостанции сигналом «СКЛТВ» и моментом подачи высокого напряжения в боевую линию;
- проверка точности срабатывания канала вертикального времени синхронизатора (дешифратора);
- проверка напряжения заряда и ёмкости высоковольтного конденсатора синхронизатора (дешифратора);

Заключение.

Компания также выпускает блоки аккумуляторных батарей серии SGD-Bxx и зарядные устройства серии SGD-BCxx, предназначенные для полевой геофизической аппаратуры.

В последнее время компания вкладывает значительные средства в создание новых приборов для инженерных геофизических исследований - генераторы тока и измерители электроразведочные, многоэлектродные электроразведочные станции для электротомографии [4], а также создание станций, предназначенных для региональных исследований - сейсмологических и электроразведочных (метод МТЗ).

Расширение номенклатуры выпускаемой продукции позволит компании обеспечить рав-



Рис. 9. Тестер-индикатор SGD-TFL



Рис. 10. Тестер SGD-TSS систем синхронизации

номерную загрузку производства в течение года и быть менее подверженной сезонным колебаниям рынка.

Для получения более полной информации о выпускаемой нами продукции смотрите сайт www.sibgeodevice.ru.

Наш адрес: 630058, г. Новосибирск, ул. Сиреневая, 29/1, тел./факс +7 (383) 306 30 70, e-mail: sgd@sibgeodevice.ru.

Литература

1. Будченко А.А., Злобин С.А., Паули А.И., Ревунов А. Б., Черепанов В.П., Шпильман С.А. Система синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников сейсмических колебаний - пять лет в поле. Приборы и системы разведочной геофизики, № 04/2007 г., г. Саратов
2. Золотарев В.Н., Ревунов А. Б., Сыроватин Д.В., Черепанов В.П. Телеметрическая сейсморазведочная станция SGD-SET для инженерных геофизических исследований. Приборы и системы разведочной геофизики, № 03/2008 г., г. Саратов
3. Будченко А.А., Черепанов В.П. Тестер геофонов SGD-TG - повышение качества регистрации сейсмических данных и снижение стоимости сейсморазведочных работ. Приборы и системы разведочной геофизики, № 03/2007 г., г. Саратов
4. Золотарев В.Н., Ревунов А. Б., Сыроватин Д.В., Черепанов В.П., Шпильман С.А. Электроразведочная телеметрическая станция SGD-ETT для электротомографии методом сопротивления и вызванной поляризации. Приборы и системы разведочной геофизики, № 04/2008 г., г. Саратов

Бондарев В.И., Крылатков С.М., Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург

Кадры решают все!
И.В. Сталин

В становлении и развитии геофизики, как и всякой высокотехнологической отрасли промышленности, решающая роль принадлежит специалистам с высшим и средним профессиональным образованием. И хотя специалисты рабочих профессий (трактористы, буровики, взрывники, топографы и др.) являются основными исполнителями полевых геофизических работ, тем не менее, качество полевых исследований и их геолого-геофизическая результативность решающим образом определяется квалификацией инженеров-геофизиков. Поскольку авторы статьи являются профессиональными работниками вуза, готовящего инженеров-геофизиков для работы в сейсморазведочных партиях, то рассмотрение проблемы кадров в отрасли будет обсуждаться и сопровождаться примерами из практики сейсморазведки.

Начавшийся в начале 90-х годов прошлого века переход от экономики советского (планового) типа к рыночной вызвал глубокий спад выполняемых объемов работ и перестройку всей сложившейся структуры геологоразведочной отрасли страны, в том числе и геофизической подотрасли (рис.1). В частности, в девяностые годы объемы геофизических работ сократились в разы (Богданов, Рябинкин, 1982, Бондарев, 2007), исчезло значительное число геолого-геофизических организаций. В качестве положительного итога этого периода следует назвать переход геофизической отрасли на широкое использование зарубежной техники и технологии. Это привело к некоторому росту геофизической активности в России, особенно в начале 21 века. Рост геофизической активности, в частности, был связан с введением в действие налога (ставки) на добывающие компании в пользу геологоразведочной отрасли (ставки на воспроизводство минерально-сырьевой базы - ВМСБ). Однако, этот достаточно благоприятный для отечественной геофизики период продлился недолго. После отмены ставок на ВМСБ (2002 г.) вновь начался спад заказов на геофизические работы.

В последующем, падение объемов геофизических работ сначала замедлилось к 2004 году, а затем начался их рост. К 2007 году, в связи с началом ведения интенсивных работ по трассе плани-

руемого нефтепровода Восточная Сибирь–Тихий океан (ВСТО), создалась новая ситуация. Начался период, когда частные сейсморазведочные организации впервые за последние годы получили возможность выбора объектов исследований, а удельные расценки на геофизические работы (стоимость одного погонного или квадратного километра) даже позволили начать процесс их технического перевооружения. К началу 2008 года количество сейсморазведочных партий в России достигло рекордного за последние 15 лет значения в 210-220 единиц. Однако в конце 2008 года удачный период для отечественной геофизики закончился из-за финансового кризиса. Это вновь привело к сокращению (в среднем на 25-35%) объемов заказов на геофизические работы. Такая периодичность взлетов и падений объективно является платой за глобализацию российской экономики.

Основной объем инженерных кадров геофизической отрасли готовится в вузах России, поэтому наш обзор кадровых проблем в ней начнем с проблем самих вузов. От того, кто и как готовит инженеров в вузах, в значительной мере зависят и кадровые проблемы предприятий.

В начале перехода к рыночной экономике в СССР в геофизической отрасли работало более 15 тыс. инженеров-геофизиков различных специализаций. Пополнение естественной убыли специалистов-геофизиков осуществлялось 32 советскими вузами, выпускавшими по очной форме обучения около 800-1000 человек и по заочной (вечерней) форме обучения около 300 человек. После распада СССР в России осталось 22 таких вуза, однако их число, как и общее число государственных вузов в России, показанное на рис.2 (сайт федеральной службы государственной статистики www.gks.ru), постепенно начало расти и в настоящее время достигает 28. Частные вузы специалистов-геофизиков не готовят. Сегодняшний выпуск геофизиков по очной форме обучения уже достиг 550-700 человек и по заочной форме порядка 200-250 человек, что составляет весьма незначительную часть общего выпуска специалистов вузами России (табл.1, по данным www.gks.ru).

По данным Госкомстата России в целом по состоянию на 1 октября 2006 г. направления на работу получили 49,5% специалистов, окончивших на бюджетной основе очные отделения государственных и муниципальных высших учебных заведений (сайт www.gks.ru). Этот процент разные вузы, выпускающие геофизиков, оценивают от 50% до 70%. С учетом этого обстоятельства, число выпускников вузов, приходящих ежегодно на работу в геофизические предприятия, может составлять ориентировочно 370-470 человек.

В настоящее время специалисты с высшим профессиональным образованием готовятся по трем специальностям:

- специальность 02.03.02 - «Геофизика» (квалификация - геофизик, готовятся преимущественно в университетах клас-



Рис.1. Изменение геофизической активности на примере сейсморазведки

Число ВУЗов России

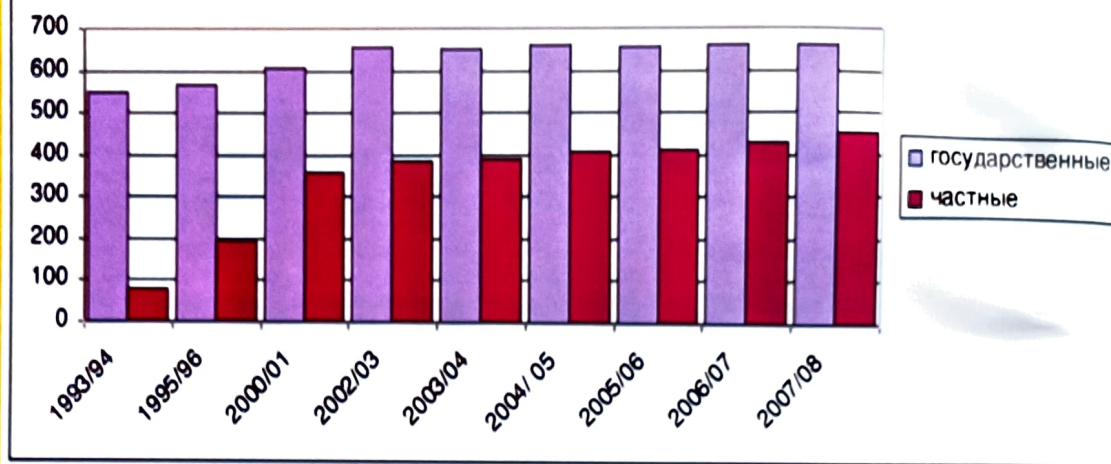


Рис. 2. Соотношение числа государственных и частных вузов в России

сического типа, число которых в России – 12); специальность 130201 – «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» (квалификация – горный инженер, готовятся преимущественно в технических университетах, число которых в России – 16);

- специальность 130202 – «Геофизические исследования скважин» (квалификация – горный инженер, специальность недавно открыта, и подготовка ведется на базе геофизических кадров в 6 из вышеназванных вузов).

Наряду с подготовкой инженеров для геофизической отрасли некоторые университеты (Санкт-Петербургский государственный университет, Московский государственный университет, Новосибирский государственный университет и др.) перешли на двухуровневую систему образования – бакалавриат и магистратура, с ориентацией подготовки специалистов в области региональной и разведочной геофизики.

По оценкам авторов до начала кризиса, начавшегося в конце 2008 года, на предприятиях отечественной геофизики было занято следующее число специалистов (см. табл. 2):

Эта цифра коррелируется с общей величиной снижения числа ИТР в геологоразведочной отрасли (в 2-3 раза), озвученной на VI Всероссийском съезде геологов (доклад В. Б. Мазура «О кадровых проблемах геологоразведочной отрасли России», Москва, октябрь, 2008).

Для ежегодного планового обновления такого количества специалистов необходим ежегодный приход на производство 200-300 специали-

стов-геофизиков различных специализаций. Как уже говорилось, современные геофизические вузы способны выпустить (с учетом заочной формы обучения) 800-1000 специалистов, что, казалось бы, должно создавать конкуренцию при трудоустройстве на предприятиях. Однако, если учесть среднюю статистику по прибытию специалистов (см. выше статистические данные Госкомстата) на производство, такая конкуренция за рабочие места на производстве практически отсутствует, по крайней мере на предприятиях, работающих в районах Западной и Восточной Сибири. Причин такого положения много, но главными из них являются:

- слабая материальная заинтересованность молодых специалистов, не позволяющая в относительно короткий срок (5-10 лет) решить жилищную проблему (годовой доход таких специалистов около 15-18 тыс. у.е. в течение первых 5 лет работы в трудных полевых условиях);
- достаточная физико-математическая и компьютерная подготовка геофизиков позволяет (до сего времени) находить не менее оплачиваемую работу в более комфортных городских условиях в различных отраслях промышленности;
- отсутствие, даже для студентов, обучающихся за счет средств госбюджета, системы государственного распределения молодых специалистов после окончания вуза.

Следствием этого является тот факт, что, как отметил в своем докладе на открытии VI Всероссийского Съезда геологов России (октябрь 2008)

Общий выпуск специалистов в вузах России, выпуск по направлению геология, разведка и разработка полезных ископаемых и выпуск по геофизическим специальностям в 2004-2006 гг. (тыс. чел.)

	2004г.	2005г.	2006г.	в том числе	
				бакалавры и магистры	дипломированные специалисты
Выпущено - всего	930,4	978,4	1055,9	66,5	989,4
По направлению геология, разведка и разработка полезных ископаемых	11,3	12,1	13,8	0,8	13,0
По геофизическим специальностям	0,85	0,9	0,95	0,06	0,89

руководитель Федерального агентства по недропользованию А.А. Ледовских, "сегодня невелик престиж геологической профессии в обществе. А интеллектуальный потенциал геологической отрасли трудновосполним" (Ледовских, 2008).

Наступивший финансовый кризис на время ослабил эту кадровую проблему для предприятий. Но в будущем, при возникновении необходимости быстрого роста геофизического производства, эта проблема встанет перед обществом значительно более остро, чем теперь. Одна из причин этого - снижение числа выпускников школ и уменьшение приема в вузы, обусловленные низкой рождаемостью в 90-е гг. 20 века. Демографические последствия этого периода будут долгие годы определять нехватку рабочей силы в России.

Вторая причина - деградация материально-технической базы выпускающих кафедр вузов и старение профессорско-преподавательского состава.

Существующая система финансирования вузов делает практически невозможным для большинства преподавателей кафедр посещение научно-технических конференций, периодов предприятий и др., закрывает возможности пополнения преподавательского состава кафедр молодыми сотрудниками и специалистами с производственным опытом. В силу крайне низкой материальной заинтересованности работа преподавателей вузов стала непрестижной. На большинстве кафедр продолжают работать педагоги, начинавшие свою деятельность еще в советский период. Смена поколений на кафедрах идет слишком медленно. Это обстоятельство отрицательно влияет на качество подготовки выпускаемых специалистов. Кроме возрастного фактора имеют место и другие негативные обстоятельства. В частности, за последние, как минимум, 2 десятилетия кафедры весьма слабо оснащались и переоснащались технически. Если при этом еще учесть, что современные технические средства разведочной геофизики стали весьма сложными, а значит и достаточно дорогими, их обслуживание и эксплуатация в вузах силами слабо оплачиваемого вспомогательного персонала стали практически невозможными. Это требует иных подходов к организации и проведению обучения студентов, на что требуются дополнительные средства, которых большинство вузов не имеет.

Все сказанное в совокупности неизбежно, в силу естественных причин, может привести в ближайшее время к закрытию в некоторых вузах выпускающих кафедр.

Россия располагает огромными территориями, на которых находятся большие запасы еще не открытых минеральных ресурсов, прежде всего нефти и газа. Поэтому, поиски и разведка

этих ресурсов будут востребованы еще долгие годы. Наступивший кризис особенно наглядно подчеркнул для России необходимость максимально возможного самообеспечения экономики страны вообще и в топливно-энергетических ресурсах в особенности.

Для сохранения политической и экономической независимости российского государства решение этих стратегических задач должно вестись силами отече-

ственных сервисных геофизических компаний (Лаптев, 2007; Савостьянов, Лаптев, 2007). Успех деятельности таких компаний будет обеспечен только при условии существования налаженной системы подготовки и выпуска квалифицированных специалистов.

Решение кадровых проблем для геофизической отрасли может, по нашему мнению, развиваться по одному из двух сценариев.

Первый сценарий предусматривает значительное влияние государства на подготовку специалистов. Задача материально-технического обеспечения подготовки специалистов для ключевых отраслей промышленности (геологоразведка, горное дело и т.п.) не под силу отдельным частным предприятиям. Поэтому государство должно взять на себя полную ответственность за такую подготовку.

Это должно предусматривать:

- обеспечение вузов, готовящих специалистов по ключевым направлениям, современной материально-технической базой;
- формирование высокой престижности труда преподавателей вузов;
- планирование объемов приема, подготовки и выпуска специалистов;
- распределение специалистов по указанию планирующих органов.

Совокупность этих мер по существу означает возврат к усовершенствованной советской государственной системе высшего образования. Авторы отчетливо понимают, что вероятность перехода на данный сценарий в современных условиях крайне мала. По этой причине наиболее вероятным представляется второй сценарий решения кадровых проблем отечественной геофизики.

Второй сценарий может быть связан с переходом в ближайшее время российских вузов на западную модель обучения.

В июне 1999 года министрами образования 29 европейских стран была подписана так называемая Болонская декларация. Суть ее заключается в формировании единого европейского образовательного пространства и общеевропейской системы образования. В основу этой системы положены шесть принципов Болонской декларации (Инновационные процессы в образовании: зарубежный опыт, 2004):

- введение двухциклового высшего образования (бакалавр - 3-4 летнее образование и магистр - 5-6 летнее);
- введение системы кредитов (ECTS) для унификации учета объема учебной работы;
- обеспечение качества образования посредством введения единых методологий и критериев;
- расширение мобильности студентов и преподавателей;
- принятие более удобной и сопоставимой

Таблица 2
Оценка количества специалистов-геофизиков в России, работающих по специальности в 2008 г.

Вид работ	Число партий	Среднее число ИТР в партии	Общее число ИТР
ГИС	4000-5000	0.5	2000-2500
полевая сейсморазведка	200	4-5	800-1000
обрабатывающие центры	50	10	500
другие геофизические организации	100	1-2	100-200
Итого:			4000-4500

системы ступеней высшего образования с выдачей приложений к дипломам (в целях содействия трудоустройству студентов и для увеличения конкурентоспособности европейского образования);

- закрепление европейских (в отличие от американских) традиций в высшем образовании.

Реализация целей Болонской декларации планируется к 2010-2011 году. К настоящему моменту к ней присоединилось 33 страны.

В июне 2003 года и Россия подала заявку на присоединение к Болонскому процессу. В связи с этим в последующие годы Министерство образования и науки РФ предпринимает целенаправленные шаги с тем, чтобы сломать существующую в России систему высшего образования. Эти действия встречают значительное сопротивление снизу, но, по-видимому, поддерживаются сверху. Одна из просматриваемых целей реформы образования в России - снизить расходы государства на финансирование высшего образования. Отчасти это можно объяснить тем, что сегодня государство несет на себе основное бремя расходов по подготовке специалистов, которые находят себе работу, главным образом, на предприятиях негосударственного сектора, для которых такая подготовка оказывается бесплатным подарком.

При этом пока просматриваются два варианта такого перехода: «мягкий» и «жесткий». «Мягкий» вариант (подготовка «бакалавра-специалиста») предполагает наряду с общетеоретической усиленной подготовкой частично сохранить в структуре обучения элементы профессиональной (инженерной) подготовки. По существу, это является упрощенной моделью подготовки профессионального инженера за 4 года.

Другой, «жесткий» вариант предполагает, что в программе обучения будет доминировать углубленная теоретическая подготовка в области наук о Земле и лишь начальное знакомство с профессиональными дисциплинами. Такой выпускник (бакалавр), прежде чем начать профессионально работать по специальности, должен будет пройти специальную дополнительную подготовку. Эту подготовку будут вынуждены осуществлять производственные организации, поскольку при таком варианте развития событий в вузах практически исчезнут специализированные геофизические кафедры, которые делают это сейчас.

Бондарев В.И. Сейсморазведка. Учебник для вузов. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 690с: ил. – 706. Библиогр.: с. 623-632.

Учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности 130201 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». В учебнике описан основной геофизический метод поисков и разведки месторождений нефти и газа. Состоит из трех частей. Первая часть в девяти главах содержит изложение физико-математических и геологических основ сейсмической разведки. В тринадцати главах второй части содержится описание существующих методов сейсморазведки, используемой аппаратуры и современных методов ведения сейсмической разведки, как на суше, так и на море. Излагаются основы проектирования сейсморазведочных работ 2D и 3D. В третьей части в восемнадцати главах излагаются современные методы обработки материалов сейсмической разведки и сложившиеся приемы последующего анализа и интерпретации, результатов полученных при поисках и разведке месторождений нефти и газа. В конце книги приводится обширная информация об основных выпускающих кафедрах вузов России, крупнейших сервисных сейсморазведочных компаниях страны и об основных отечественных производителях сейсморазведочной аппаратуры и оборудования. Книга может быть полезной специалистам, занимающимся поиском, разведкой и добычей нефти и газа.

Через 4-5 лет этот шаг может принципиально изменить качество подготовки молодых геофизических кадров, что повлечет существенные изменения в геофизическом производстве.

Такой путь развития образования потребует создания на базе производственных геофизических компаний специализированных центров подготовки и переподготовки специалистов. А так как решение кадровых проблем по силам только крупным организациям, то такие центры будут создаваться на базе крупных, интегрированных компаний, таких как «Интегра», «Геотек Менеджмент» и др. Примеры создания подобных учебных центров в России уже имеются – это центр фирмы Шлюмберге в г. Тюмень.

При особо неблагоприятном повороте событий этот сценарий может привести к коллапсу отечественной геофизики и полному ее переходу в руки зарубежных фирм.

В существующей противоречивой ситуации важно, какое решение примет руководство страны. Возьмет ли оно ответственность за это стратегическое направление деятельности или возложит эту ответственность на других, как это было до сих пор.

Литература

1. Богданов А.И., Рябинкин Л.А., 1982. Развитие нефтегазовой полевой геофизики в СССР. Геология нефти и газа, № 11.
2. Бондарев В.И., 2007. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Екатеринбург: Изд-во УГГУ. 690 с.
3. Инновационные процессы в образовании: зарубежный опыт. Информационно-аналитические материалы Государственной Думы. Выпуски аналитических вестников серии Социальная политика 2004 г. выпуск 14. Сайт wbase.duma.gov.ru:8080/law?d&nd=981600007
4. Лаптев В.В., 2007. Проблемы государственной политики России в сфере нефтегазового сервиса // Тверь, НТЖ «Геофизика», №3. с. 40 - 51.
5. Ледовских А.А., 2008. Доклад на VI Всероссийском съезде геологов // Российские недра, № 19-20. с.2-4
6. Савостьянов Н.А., Лаптев В.В., 2007. О государственной политике России в сфере нефтегазового сервиса // М., НТЖ «Геология нефти и газа», №2. с. 25 - 33.
7. Сайт федеральной службы государственной статистики www.gks.ru



НОВАЯ ЭРА НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ



[НЕОБХОДИМЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РАБОТЫ]

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

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

iongeo.com/russia

ion™

[CHARGED WITH INNOVATION]



Он совершенен!
Он надежен!
Он создан для вас.....

ПРОГРЕСС - ТЗ

Система телеметрическая сейсморегирующая "Прогресс-ТЗ" - продолжение линейки телеметрических сейсмостанций ряда "Прогресс". Применение нового трехканального блока сбора данных, с возможностью погружения в воду на глубину до 30 метров, делает "Прогресс-ТЗ" незаменимым при работах в тяжелых условиях переходных зон. Позволяет регистрировать в реальном времени до 10000 активных каналов.



СКСБ СЕЙСМИЧЕСКОГО
ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

Россия, 410019 г.Саратов Ул.Крайняя 129 тел.: (8452) 64-09-51; 57-05-00
E-mail: skbsp@skbsp.ru <http://www.skbsp.ru>
факс: (8452) 64-14-52; 27-21-01