

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ САРАТОВСКОГО
ОТДЕЛЕНИЯ ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ

04/2010

ТЕМА НОМЕРА:



Встречи на Волге

по материалам конференции

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

ООО «ОЙО-ГЕО Импульс Интернэшнл»: 20 лет на рынке геофизического оборудования!
Тонкости аренды геофизического оборудования



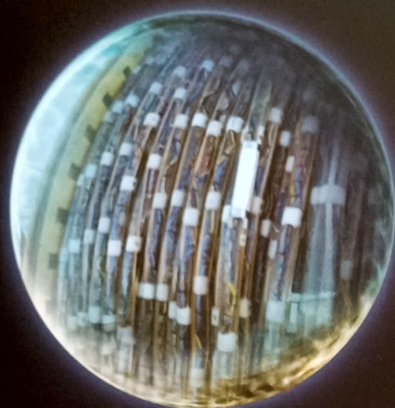
XZone®
Bottom Fish



XZone®
Marsh Line



XZone®
Fly Lander



СИ Технолоджи
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

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

Продолжение следует...

Турлов П.А.

4

● Тема номера: «ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»:

по материалам конференции

■ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Технологические аспекты эффективности и успешности геологоразведочных работ на нефть и газ

Михеев С.И., Постнова Е.В.

5

Разработка месторождения Brenda. Комплексный подход к изучению месторождения с привлечением специалистов различных дисциплин

Ian F. Jones, John Faragher, Ika Novianti,

Rod Christensen, Jamie Haynes, Henry Morris, Giles Pickering

32

■ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

О построении многомерных систем сейсмических наблюдений на основе регистраторов семейства РОСА (автономных и телеметрических)

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., Вершинин А.В.

9

Hydro Line – «гибкое» использование разновидности Marsh Line для исследования транзитных зон

Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Мамаев Д.А.

17

Телеметрическая система ТЕЛСС-3: новые возможности

Федотов А.С., Харламов А.В.

21

Об управлении диаграммой направленности группы импульсных невзрывных источников «Енисей»

Шайдуров Г.Я., Детков В.А.

23

Проведение сейсморазведочных работ в эксклюзивных зонах источниками «Геотон-12»

Гурьев С.В., Резвов В.И., Юров А.А.

30

■ НАШИ ЮБИЛЯРЫ

20 лет на рынке геофизического оборудования

Козловский Н.К.

19

■ ЭКОНОМИКА

Дискуссионный клуб: Тонкости аренды геофизического оборудования

Гурьев С.В.

27

■ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Оценка локальных параметров площадных сейсмических систем наблюдений

Белоусов А.В.

41

Адаптивное накопление сигнала с импульсными невзрывными

Поляков Д.Б., Грехов И.О.

45

Термины вибрационной сейсморазведки (по материалам рабочего совещания по вибрационной сейсморазведке, Прага, октябрь 2008 г.)

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П.

52

Первые результаты сейсморазведки на уголь в Турции с виброисточником СВ-5/300В

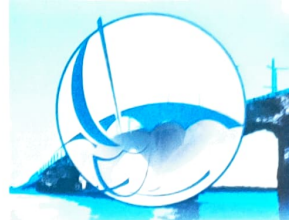
Ruhi Saatçilar

56

■ СПРАВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Список статей, опубликованных в журнале «ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ» в 2010 г.

57



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

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер проекта
Матвеев С.А.

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

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

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

E-mail: paturlov@mail.ru

www.prgf.blogspot.com

Тел/факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан
в типографии
ООО "Правильный Вывод"
тел: (845-2) 60-07-07
Тираж: 600 экз.
Подписано в печать
25.11.10
Дата выпуска: 30.11.10 г.
Заказ № 2913

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

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

© П.А. Турлов, составление,
2010

© СРО МОО ЕАГО, оформле-
ние, 2010



Продолжение следует...

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

В двенадцатый раз принимаю участие в когда-то придуманной не без моего участия научно-технической конференции «ГЕОТЕХ-NNNN», получившей в среде специалистов ласковое название «ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ». И всегда (участники этих встреч подтвердят) наблюдаю два типа разговоров. Первый - ознакомительно-вопросительный, когда слушатель - пока еще сторонний к излагаемому материалу - пытается охватить, а докладчик - максимально полно и быстро преподнести приготовленную информацию. Вопросы из зала, как правило, достаточно общи и ориентированы на проверку компетентности докладчика. Но вот артподготовка завершена и начинается главное в любой конференции - так называемые «кулуары», ради которых специалисты бросают работу, дом и мчатся в далекий город на встречу с коллегами, рассчитывая узнать то, что не узнаешь ни из какого сборника тезисов. Именно в кулуарах коллеги переходят ко второму типу разговоров - дискуссионному, когда острые вопросы и не менее острые ответы схлестываются для того, чтобы родилась ИСТИНА!

По себе знаю, что по окончании подобных дискуссий чувствуешь себя неудовлетворенным. Неудовлетворенным, разумеется, собой: не ответил на то, не среагировал на это, не сказал самое главное. Как всегда, самые убедительные аргументы в споре приходят на ум, что называется, после «драки». И хотя махание кулаками и аргументами в подобной ситуации выглядит неуместным и запоздалым, все-таки, вопрос не исчерпан, спор не кончен и продолжение не может не последовать.

Вот ради этого продолжения и подготовлен декабрьский выпуск журнала, материалы которого суть расширенные, уточненные, учитывающие заданные вопросы, сообщения на конференции. Такова мотивация выбранной темы номера.

Думается мне, что такое послесловие к разговору покажется интересным как читателям, особенно тем, кто не был на конференции, так и авторам, отшлифовавшим в словах свои мысли.

А чтобы нам с вами быть в резонансе, присылайте свои мысли и мнения о журнале, о тематике выпусков, оцените отдельные публикации, предложите интересные на ваш взгляд темы для будущих номеров, а мы постараемся с учетом ваших мнений сделать журнальную трибуну максимально комфортной для сообщений и дискуссий.

По сложившейся традиции анонсирую темы номеров следующего года:

«Супервайзер в полевой геофизике»

- сущность супервайзинга;
- правовые основы супервайзинга;
- методология супервайзинга;
- аппаратные и программные средства контроля качества геофизического оборудования и полевых работ.
- **«Наземные сейсморегирующие системы»**
- тенденции развития наземного сейсморегирующего оборудования: кабельные и бескабельные сейсморегирующие системы;
- 3D наземная разведка: группы или одиночные датчики? Кабели, радио или «слепая» регистрация? Геофизические и рабочие соображения;
- сейсморегирующий канал: требования к составу и техническим параметрам, средства диагностического тестирования.

«Аппаратные и программные средства для обработки и интерпретации сейсмических данных»

«Несейсмические методы разведки: техника и технология»

Подписывайтесь на журнал, читайте его, публикуйтесь в нем! Поскольку Вы держите в руках последний в 2010 году номер, то у меня есть все основания поздравить наших читателей, наших авторов, руководителей предприятий, финансово поддерживающих публикации своих сотрудников, наших рекламодателей и всех-всех друзей журнала с Новым годом! До новых встреч теперь уже в новом 2011 году!

Главный редактор журнала

Турлов П.А.

НАШИ ПАРТНЕРЫ



ООО «ГЕОСИГНАЛ»



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Технологические аспекты эффективности сейсморазведочных работ на нефть и газ

Михеев С.И., Постнова Е.В., ФГУП Нижне-Волжский НИИ Геологии и Геофизики, г. Саратов

В настоящее время, несмотря на непрерывное совершенствование техники и методов геологоразведочных работ, значительные достижения в области методологии и программно-алгоритмического обеспечения интерпретации геолого-геофизических данных, эффективность поисков и разведки нефти и газа не только не растет, но и заметно снижается. Причем, данная тенденция характерна не только для России, но и для других стран. Это объясняется тем, что одновременно с наблюдающимся в сфере геологоразведочных технологий научно-техническим прогрессом растет степень выработанности недр, уменьшаются размеры подготавливаемых к глубокому бурению структур, растут глубины исследований, истощается фонд традиционных антиклинальных ловушек углеводородов, а поиск и разведка ловушек другого типа намного более сложен и дорог и др. Усложнились и географические условия новых нефтегазодобывающих районов. Все чаще они находятся на шельфе Северных морей, территориях Крайнего Севера, в условиях развития вечной мерзлоты, что значительно удорожает геологоразведочный процесс. Поэтому уровень добычи углеводородного сырья в нашей стране уже длительное время не компенсируется приростом запасов за счет геологоразведочных работ. Относительно благополучные статистические показатели соотношения уровня добычи и прироста запасов, начиная с 2000 г., объясняются пересчетом запасов по месторождениям, введенным в разработку преимущественно в советское время. Это можно проиллюстрировать рисунком 1, где показана динамика добычи и прироста разведанных запасов нефти в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции за период с 1980 по 2007 г. Как следует из рисунка, прирост запасов нефти за счет геологоразведочных работ имеет тенденцию к снижению. Суммарный же прирост запасов за счет ГРП и переоценки не только не снижается, но и растет за счет их пересчета, создавая иллюзию высокой эффективности работ на нефть и газ, удовлетворительного состояния геологоразведочных технологий. Причем, доля от пересчета запасов увеличивается. Между тем, условием успешного развития нефтегазовой отрасли является открытие новых месторождений углеводородного сырья, что требует преодоления отрицательной тенденции снижения эффективности геологоразведочных работ (ГРП), разработки новых технологий их проведения.

Для успешного решения проблемы повышения эффективности ГРП необходимо использовать показатели, в максимальной мере объективно отражающие достигнутый уровень и возможности тех или иных технологических решений. Такие показатели должны отражать вклад применяемых технологий, учитывать специфические особенности поисково-разведочных работ на нефть и газ. Сейчас на практике применяется довольно много различных оценок эффективности геологоразведочного процесса:

- коэффициент подтверждаемости структур глубоким бурением

Кпдтв. Этот коэффициент равен отношению количества подтвержденных бурением структур N подтв к количеству опознанных бурением структур N опозн.

$$Кпдтв = N \text{ подтв} / N \text{ опозн.}$$

- коэффициент успешности поискового бурения Купб. Он определяется отношением числа открытых месторождений Nоткр к числу объектов, на которых бурили скважины:

$$Купб = N \text{ откр} / N \text{ опозн.}$$

- прирост запасов по категориям ABC₁ на единицу затрат (на 1 метр бурения, 1 км. профиля, 1 пробуренную скважину, 1 руб. затрат);

- коэффициент удачи выявления месторождений Ku = Кпдтв Купб.

Не оспаривая роль и значимость перечисленных и многих других показателей, все же отметим, что их применение может привести к грубым ошибкам при анализе геологической эффективности известных и разрабатываемых технологий геологоразведочных работ. Действительно, на такие показатели эффективности геологоразведочных технологий могут значительно влиять случайные успехи или неудачи на ранних стадиях изучения территорий, сложность геологического строения и разведанность регионов. Например, по сложности геологического строения территории Саратовской области можно разделить на три части: менее сложную (центральная часть Нижневолжской нефтегазоносной области), относительно сложную (Саратовское Правобережье и Дальнее Саратовское Заволжье – Нижневолжская и Средневолжская нефтегазоносные области) и наиболее сложную (южная часть области – Прикаспийская нефтегазоносная провинция). Изучаемые территории могут очень сильно отличаться по степени разведанности. Например, степень освоенности ресурсной базы углеводородного сырья Саратовской области составляет 17%, Астраханской – 52, Самарской – 78. Накопленный опыт показывает, что по мере повышения разведанности территорий показатели эффективности геологоразведочных работ в их пределах сначала растут, а потом уменьшаются. С очевидностью результаты геологоразведочных работ зависят от плотности ресурсов территорий, где они выполняются. Причем условия поисков и разведки углеводородного сырья могут значительно

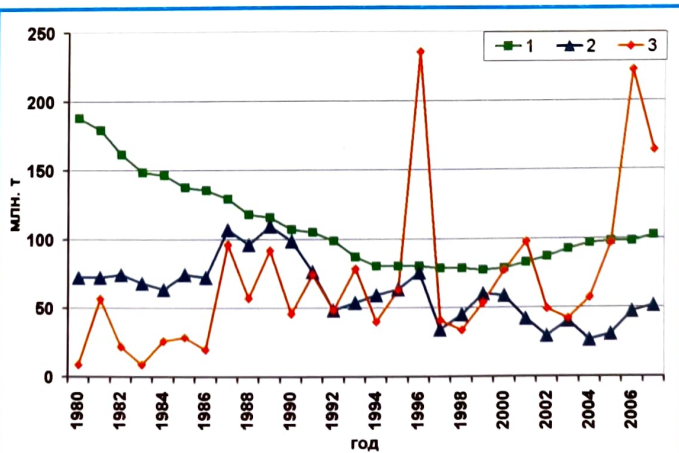
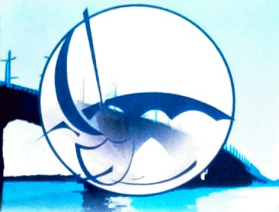


Рис. 1. Динамика добычи и прироста разведанных запасов нефти в ВУНГП 1-й добычи; 2- прирост за счет ГРП; 3- общий прирост (с учетом пересчета запасов).

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

Табл. 1. Средние значения коэффициентов подтверждаемости ресурсов СЗ и успешности по нефтегазоносным областям Волго-Уральской НГП

НГО	Кподт_СЗ	Кусп
ВУНГП	0,68	0,36
Южно-Татарская	0,8	0,46
Бузулукская	0,53	0,32
Пермско-Башкирская	0,72	0,32
Верхне-Камская	0,81	0,35
Уфимская	0,83	0,45
Мелекесская	0,78	0,48
Нижне-Волжская	0,53	0,22
Оренбургская	0,77	0,22
Северо-Татарская	0,43	0,24
Средне-Предуральская	0,41	0,21
Средне-Волжская	0,35	0,25
Южно-Предуральская	0,3	0,18

меняться даже на близкорасположенных территориях. Например, плотность ресурсов нефти и газа меняется для различных НГР Саратовской области в разы и даже на порядок, что не может не сказываться на эффективности ГРП. В результате суммарного действия всех перечисленных факторов показатели эффективности геологоразведочных работ на различных территориях меняются в разы, несмотря на применение близких по возможностям геологоразведочных технологий. Доказательством тому могут служить данные таблицы 1, где дается сопоставление средних значений коэффициентов подтверждаемости ресурсов СЗ и успешности по нефтегазоносным областям Волго-Уральской НГП.

В связи с вышесказанным оценку геологической эффективности методов поиска и разведки месторождений нефти и газа с позиций обоснования оптимальных технологических решений целесообразно связывать, прежде всего, с повышением точности и достоверности результатов, а также уточнением строения территории исследования. Рассмотрим данное утверждение на примере сейсморазведки, являющейся, вследствие высокой точности и разрешенности получаемых данных, ведущим методом в комплексе геофизических работ.

При анализе эффективности сейсморазведки применяют априорные (до бурения) и апосте-

риорные (после бурения) оценки точности и достоверности получаемых результатов. Наибольшие проблемы возникают с достоверным определением априорных оценок, которые являются наиболее значимыми с практической точки зрения. Действительно, именно они лежат в основе принятия решения о глубоком бурении выявленной структуры. Согласно Инструкции по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ [2] основными априорными оценками надежности подготовки структур являются:

- точность структурных построений по данным сейсморазведки;
- величины среднеквадратических погрешностей определения n положения свода σ_{X0} , σ_{Y0} ; амплитуды σ_A ; площади σ_S структуры;
- коэффициент прослеживаемости целевых отражений;
- P - надежность выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ.

Перечисленные и другие приводимые в паспортах структур оценки должны обеспечивать возможность максимально объективных суждений о надежности подготовленных к бурению объектов. Не углубляясь в особенности их вычисления, с подробностью изложенные в [2], подчеркнем главное: все, в том числе и оказавшиеся в последующем неподтвердившимися структуры, оценивались сейсморазведчиками как кондиционно подготовленные. Причем, чаще всего, структуры в соответствии с принятой классификацией были отнесены к категориям весьма надежных ($P = 0.91 - 1$) или надежных ($P = 0.71 - 0.90$). Для ответа на вопрос, почему вычисленные оценки надежности структурных построений, выполненных по данным сейсморазведки, оказываются малодостоверными, приведем полученные нами данные анализа результатов глубокого бурения по Саратовской области. При анализе использовалась специально сформированная база данных, содержащая основные характеристики около 170 подготовленных к бурению нефтегазоперспективных структур.

Рисунок 2 иллюстрирует уменьшение априорной (взятой из паспортов) погрешности структурных построений в Саратовской области более чем за 30-летний период. Для того чтобы подчеркнуть закономерности поведения данной характеристики результаты по каждому году и всем отражающим горизонтам осреднялись. Согласно рис. 2 осредненная по году погрешность определения глубин отражающих границ уменьшилась с 1973 года по 2004 год более чем в четыре раза. Столь значительный положительный результат с оче-

видностью можно связывать либо с реальным уменьшением ошибок определения глубин отражающих горизонтов, либо с занижением этих ошибок в паспортах структур. К сожалению, сопоставление осредненных априорных и реальных ошибок определения глубин (см. рис. 3) свидетельствует о том, что возможности сейсморазведки на практике весьма существенно переоцениваются. Осреднению подвергнуты данные по структурам, подготовленным методом многократных перекрытий за период с 1976 по 2008гг. Как следует из рисунка 3, априорная ошибка оказалась приблизительно в три раза меньше



Рис. 2. Динамика изменения осредненной по годовому интервалу априорной погрешности структурных построений в Саратовской области

апостериорной. Примером еще больших расхождений априорных и апостериорных ошибок построений может служить площадь Черная Падина Саратовской области (Прикаспийская НГП), где по данным параметрического бурения ошибка в определении кровли соленосного комплекса составила 448 м, подошвы – 490 м против прогнозируемых априорных погрешностей в первые десятки метров. Таким образом, применяемый в практике подход к оценке эффективности сейсмического метода по достигаемой точности структурных построений в большинстве проанализированных случаев привел к малодоверяемым результатам. Переоценка же реальных возможностей сейсморазведки приводит к снижению активности работ по ее совершенствованию, вводу в бурение малодоверенных структур.

С целью повышения точности сейсморазведочных построений часто прибегают к увеличению плотности профилей. Например, с 1973 года по 2005 год осредненная по году плотность сети профилей, использованная при подготовке структур к глубокому бурению для Саратовской области выросла с 1.5 км/км² до 3.0 км/км², то есть в два раза (см. рис. 4). По сути, увеличение плотности профилей может характеризоваться как экстенсивный подход. Ожидать от него весомых результатов оснований нет, так как на настоящий момент объектами поисков все чаще становятся структуры, находящиеся на грани возможности их надежного картирования используемыми сейсмическими технологиями. Поэтому сейчас требуется существенное повышение разрешающей способности и точности сейсморазведки. Так, для компенсации значительного уменьшения размеров готовящихся к глубокому бурению структур необходимо обеспечивать адекватное повышение разрешающей способности метода. При этом с целью обоснования необходимой вертикальной разрешающей способности сейсмического метода можно использовать наиболее известные критерии Релея 1/5.2fo, Риккера 1/6fo, Гурвича и Уайдесса - 1/8fo [3, 4]. Численные значения перечисленных и других критериев обратно пропорциональны частоте максимума амплитудного спектра fo. Таким образом, уменьшение в разы вертикальных размеров картируемых нефтегазоперспективных объектов должно сопровождаться увеличением в разы fo, чего на практике не происходит. Аналогичный вывод можно сделать о горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки, которую обычно оценивают по величине первой зоны Френеля [1, 3, 4]:

$$d_f = \sqrt{\frac{2HV(H)}{f_0(H)} + \frac{\left(\frac{V(H)}{f_0(H)}\right)^2}{4}},$$

где H – глубина отражающей границы; fo(H) и V(H) – преобладающая частота отражений и скорость сейсмических волн на глубине H.

Значимость вопроса совершенствования геофизических технологий можно подтвердить



Рис. 3. Сопоставление среднеквадратичных априорной и апостериорной погрешностей структурных построений

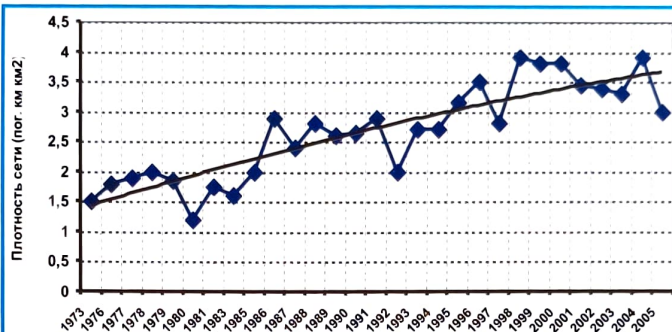


Рис. 4. Динамика изменения осреднённой по году плотности сети профилей, использованной при подготовке к бурению нефтегазоперспективных структур в Саратовской области.

результатами сопоставления величин среднеквадратической апостериорной погрешности структурных построений для различных модификаций сейсморазведки (рис. 5). Данные, приведенные на рис. 5, относятся к Саратовской области и охватывают период 1965 - 2004 г.г. Эти данные свидетельствуют о том, что внедрение в практику геологоразведочных работ метода ОГТ привело к уменьшению среднеквадратической апостериорной погрешности структурных построений по сравнению с МОВ почти на 10 м., а применение объемной сейсморазведки уменьшило эту погрешность еще на 13 м.

Весьма важной проблемой геологоразведочных работ на нефть и газ была и остается проблема успешности поискового бурения, то есть подтверждения наличия продукции. Например, для Саратовской области, начиная с 1960 года и по настоящее время, коэффициенты успешности в большинстве случаев не превышают 0.3. Исключение составляют 1960, 1967, 1972, 1998, 1999, 2001 и 2003 годы, характеризующиеся более высоким средним коэффициентом успешности, превышающим 0.6. Хороший показатель был достигнут в 2008 году, когда из 11 проверенных бурением структур, 7 были переведены на месторождения (Кусп=0.64). Всего же, за почти полувековой период с 1960 по 2008 год, из 227 снятых с учета перспективных объектов, только 54 структуры переведены на месторождения. То есть из 10 подготовленных объектов продуктивными оказываются только два (Кусп=0.24). Причем, несмотря на большое количество предлагаемых способов прогнозирования состава насыщающих породы флюидов, ситуация с успешностью поискового бурения не меняется. То есть эффективность пря-

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

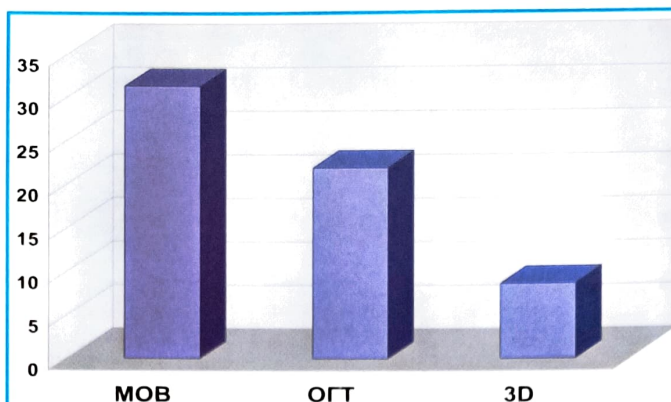


Рис. 5. Величина среднеквадратической апостериорной погрешности структурных построений для различных модификаций сейсморазведки в пределах Саратовской области за период 1968 - 2004 г.г.

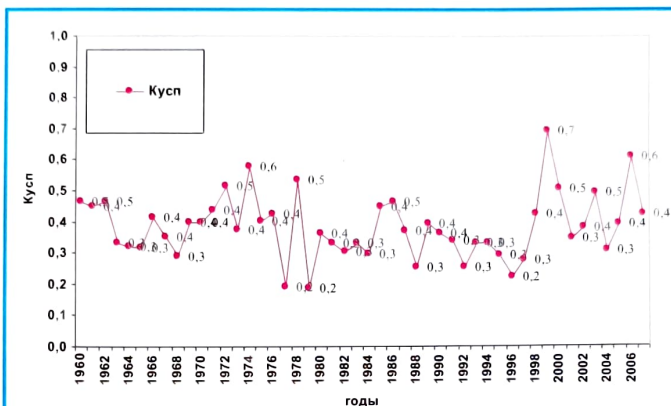


Рис. 6. Динамика успешности оплоискования перспективных объектов в ВУНГП..

мых методов прогнозирования нефти и газа на практике оказывается крайне низкой. Примером может служить график (рис. 6), отражающий динамику успешности оплоискования нефтегазо-перспективных объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) с 1960г по 2007 г. Наибольшая эффективность оплоискования подготовленных объектов ВУНГП характерна для 1955, 1999 и 2006 годов, когда большинство проверенных бурением структур были переданы на месторождения: в 1955 г. - 6 структур из 7, в 1999 г. - 64 из 92, в 2006 г. - 30 из 49. В остальные годы показатель успешности геологоразведочных работ по региону, как правило, был существенно ниже 0,5 и не коррелируется с периодами интенсификации работ по применению прямых геофизических методов. Не является исключением и текущий период, характеризующийся широким внедрением технологии AVO- анализа, интенсивным развитием прямых методов прогноирования нефтегазоносности разреза, основанных на принципиально новых нелинейных моделях геологических сред.

Среди различных путей решения проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ большое значение имеет супервайзерское сопровождение геофизических исследований, осуществляемое с целью обеспечения их высокого качества. Накопленный к настоящему моменту опыт убедительно подтверждает необходимость контроля супервайзерскими службами качества геофизических материалов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ. Одновременно из этого опыта следует, что существуют нереализованные резервы повышения эффективности работы супервайзеров. По нашему мнению, они связаны с введением в практику новых показате-

лей качества сейсмической информации. Применяемые в настоящее время показатели (уровень помех, количество непишущих каналов или каналов с обратной полярностью и др.) отражают преимущественно технологические аспекты выполнения сейсморазведочных работ и слабо увязаны с поставленными геологическими задачами. Кроме того, нет четкости в указаниях на то, какие значения показателей следует рассматривать в качестве допустимых в плане обеспечения надежного решения геологической задачи. Однако сейсмогеологические условия, в которых проводятся сейсморазведочные работы, могут существенно различаться. Поэтому одни и те же по величине формальные оценки качества сейсмического материала в одних условиях могут отвечать условию надежного решения геологических задач, в других - нет.

Обобщая вышеприведенные материалы можно сделать следующие выводы:

- наблюдающееся ухудшение условий геологоразведочных работ на нефть и газ не в полной мере компенсируется совершенствованием технологий сейсморазведки;
- относительно благополучные априорные показатели эффективности геологоразведочных работ на углеводородное сырье не показывают истинного положения дел, нуждаются в совершенствовании,

приводят к вводу в бурение малодостоверных структур, снижению активности исследований по совершенствованию геофизических методов поисков и разведки месторождений углеводородов;

- простое увеличение объемов геологоразведочных работ, без совершенствования применяющихся геофизических технологий на настоящий момент не эффективно.

Поэтому основные перспективы прироста запасов углеводородного сырья следует связывать не только с увеличением объемов ГРП, но и с новыми объектами и технологиями, в первую очередь, с новыми технико-методическими приемами ведущего геофизического метода - сейсморазведки.

Литература:

1. Гертнер Х., Климммер Г. Об определении рациональной плотности сейсмических наблюдений по величине зоны Френеля // Докл. II научного семинара стран - членов СЭВ по нефтяной геофизике. Сейсморазведка. - 1982. - Т.1. - С. 339-353.
2. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки MOV-OGT (при работах на нефть и газ). - М.: ВНИИГеофизика. 1984.
3. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа // Сер. Месторождения горючих полезных ископаемых. - М.: Изд-во ВИНТИ АН СССР. - 1984. - № 13, 196 с.
4. Сейсмическая стратиграфия. Пер. с англ. / Под ред. Н. Я. Кунина, Г.Н. Гогоненкова. - М.: Мир. - 1982. - С. 19-22.

О построении многомерных систем сейсмических наблюдений на основе регистраторов семейства РОСА® (автономных и телеметрических)



Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., Вершинин А.В.
ФГУП СНИИГГиМС, г. Новосибирск.

Введение

Значение геофизических и, прежде всего, сейсмических технологий, которые являются информационной базой для изучения различных глубинных уровней земной коры и оценки энергетических ресурсов, в настоящее время трудно переоценить. Современные требования к результатам сейсмических исследований актуализируют развитие высокотехнологичных систем сбора данных с особо большим количеством каналов регистрации, в том числе точечной группой сейсмоприемников, в широком частотном диапазоне (0,1 – 1000 Гц).

В настоящее время телеметрические кабельные системы регистрации данных позволяют выполнить сейсмические работы, в том числе по технологии 3D-3C, с высокой производительностью. Однако применение полевых телеметрических модулей цифровой регистрации (ADC-Unit), соединенных между собой проводами, по которым передаются команды управления и сейсмические данные на центральную станцию, затруднено на особо удаленных и больших площадях, а также в сложных геоморфологических условиях. С превышением площади сейсмических работ (более 200 км² на одну расстановку), значительно возрастает общее количество линий связи и их суммарный вес, и как следствие, усложняется информационно-измерительная система и увеличивается стоимость дистанционной передачи данных [10, 11, 13]. Кроме того, поскольку основной причиной снижения производительности труда с кабельными системами регистрации являются простои, связанные с расстановкой и обслуживанием сейсмических линий связи, то в жестких полевых условиях, например, зимой при отрицательных температурах (до минус 40 °С), кабели довольно часто повреждаются и требуют дорогостоящего технического обслуживания.

Альтернативным решением является использование бескабельной системы сбора сейсмических данных на основе автономных полевых модулей регистрации. Достижения последних лет в микроэлектронике и новые технологии (high-tech) сделали возможным переход к автономным беспроводным системам регистрации без радиосвязи [12, 14]. Отсутствие проводов между полевыми модулями регистрации позволяет проектировать оптимальную систему наблюдений в неблагоприятных геоморфологических условиях, что актуально при решении геолого-геофизических задач в заболоченных и таёжных регионах России. Отметим, что бескабельная сейсмическая аппаратура соответствует повышенным требованиям взрывобезопасного исполнения и, следовательно, её можно применять её в особых условиях (например, в шахтах и/или туннелях для выявления зон геологических нарушений).

Решающей стала возможность обеспечения сейсмических наблюдений в заданных пунктах приёма без предварительной временной привязки с высокой надёжностью, которая определяется и автономностью устройства. Посредством GPS-приёмника можно с погрешностью менее 1 мкс синхронизировать работу любого

количества регистраторов вне зависимости от продолжительности работы. А при использовании в качестве энергонезависимой памяти промышленных flash-карты ёмкостью до 32 Гб практически сняты ограничения на длительность работы, связанной с сохранением больших объёмов данных.

Естественно, есть определённые ограничения и у автономных систем регистрации, к числу основных можно отнести жесткие требования по энергопотреблению. Необходимость обеспечения режима непрерывной записи в течение 10 суток и более предполагает использование на каждый полевой модуль регистрации аккумулятора и даже двух для гарантии надёжной работы или компактных, но достаточно дорогих, литий-ионных батарей. Следовательно, увеличивается общий вес и стоимость системы регистрации и усложняется её обслуживание. В кабельных телеметрических системах стандартный аккумулятор 12 В может обеспечивать до 100 каналов регистрации сейсмических данных в течение нескольких дней.

В настоящей статье рассмотрены характеристики сейсмических наземных пространственно распределённых кабельных и бескабельных систем наблюдений с использованием высокоточных регистраторов семейства РОСА®, разработанных на элементной базе нового поколения в институте ФГУП «СНИИГГиМС» [3 - 5, 8, 9]. Функциональные характеристики и технические параметры сейсмических регистраторов РОСА® (см. таблица) соответствуют лучшим зарубежным аналогам [15, 16]: ION (Scorpion™, FireFly®), Sercel (428XL); Fairfield (Zland, ZNodal™systems), Refraction Technology, Inc. (Reftek), OYO Geospace Company (GSR™).

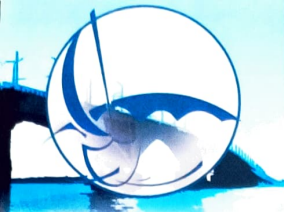
Цифровой канал регистрации сейсмических данных

В современных сейсмических системах регистрации аналого-цифровой преобразователь (АЦП) построен с применением дельта-сигма модулятора. В настоящее время не существует достойной альтернативы данного решения цифрового канала регистрации сравнительно медленных процессов, к которым относятся и сейсмические сигналы. Значение частот тактирования (Fmod) дельта-сигма модуляторов для сейсмических сигналов с верхней частотой до 1000 Гц находится в диапазоне от 64 кГц до 1 МГц.

Для достижения высокого значения МДД цифрового канала регистрации предпочтительно применять дельта-сигма модулятор высокого порядка. Обеспечение требуемого уровня МДД предполагает снижение эффекта наложения спектров, обусловленного дискретизацией сигнала. Для подавления помех наложения используется антиалийсинговый фильтр, порядок которого тем ниже, чем выше отношение Fmod/Fdv, где Fdv – частота дискретизации цифрового потока на выходе АЦП (Fdv = 1/Tkv, Tkv – период квантования данных).

В результате выполнения последовательности ряда вычислений на выходе цифрового фильтра возрастает разрядность выходных данных, с которыми можно поступить следующим

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

№ п/п	параметр	РОСА	РОСА-А
1			
2	количество каналов в поле-вом модуле		4
3	аналого-цифровой преобразователь	24 - бит	
4	мгновенный динамический диапазон, дБ		более 120
5	коэффициент усиления, дБ		
6	общий динамический диапа-зон, дБ		более 146
7	полосовая частота, МГц	0,125; 0,45; 0,8; 1,0; 2,0; 4,0; 8,0; 16,0	
8	частотный диапазон, дБ		0 – 3200
9	система навигации (GPS-приемник)	GPS-приемник (1 ppm)	GPS-приемник (1 ppm) + встроенный генератор (погрешность частоты - 10 ⁻³)
10	подавление синфазной поме-хи, дБ		более 120
11	коэффициент взаимного влияния, дБ		менее минус 120
12	Кoeffициент нелинейных искажений		менее 0,0005%
13	уровень шума, RMS		менее 0,16 μ V (при усилении 36 дБ)
14	режим записи	в реальном времени	по программируемому расписанию
15	формат данных	по протоколу скорости передачи по одному каналу связи (6 Мбит/с)	USB, RS-485, SD, Ethernet (RAW, UDP)
16	способ хранения данных	на центральной стан-ции	в полевом модуле: flash – память, SD (до 32 GB)
17	число каналов регистрации	до 32 (до 6024 на один линейный профиль)	
18	возможность контроля си-стемы регистрации	мониторинг в реальном времени на дейстующей расстановке	- индикация режимов работы регистратора в реальном времени; - документировани-ем результатов во встроенной Flash-памяти; - в реаль-ном времени по Ethernet
19	максимальная длительность регистрации (отсчетов на один канал)	32767	10 ⁹ (запись в память) не ограничено (по Ethernet)
20	продолжительность авто-номной работы	-	более 10 суток
21	потребляемая мощность в рабочем режиме (на канал)	менее 0,25 Вт	
22	способ питания	аккумулятор 12 В на 60 каналов (шаг 50 м)	аккумулятор 12 В на модуль
23		1,3 кг	
24	габариты регистратора, мм х мм х мм	200х98х75	245х98х90
25			от – 40 до +60°C
26	исполнение	IP67, допустимо погружение в воду	

образом: взять округленный результат, например, 24 разряда или использовать все полученные 32 разряда (возможно и больше). Далее важно оценить количество действующих разрядов на выходе цифрового канала регистрации данные с используем принятых методик, основанных на теоретических расчетах или на измерениях шума на эквиваленте геофона и порога ограничения АЦП. Поскольку существует возможность бесконечно увеличивать выходную разрядность цифрового фильтра, но количество действующих разрядов будет ограничиваться объективными причинами, со временем асимптотически приближаясь к теоретическому пре-

делу. Степень приближения, прежде всего, определяется уровнем элементной базы. Тем не менее, важно ответить на вопрос, как структура построения канала измерения влияет на уровень шумов?

Если рассмотреть спектральную плотность мощности битового потока данных значительной длительности, то в спектре можно выделить полезный сигнал и шумы АЦП. В полезный сигнал будем включать микросейсмы и составляющую волнового поля, которая является откликом среды на воздействие источника упругих колебаний. Решением о выборе частоты квантования автоматически определяем и диапазон частот

регистрации полезного сигнала, которая и интересует в данном эксперименте. Шумы АЦП, состоящие из тепловых шумов элементов канала регистрации (белый шум), специфических шумов дельта-сигма модулятора, имеют тенденцию увеличения с ростом частоты. Крутизна нарастания специфических шумов пропорциональна порядку дельта-сигма модулятора, а положение на оси частот пропорционально частоте работы дельта-сигма модулятора.

Несколько подробнее рассмотрим влияние фильтрации на результирующие шумы канала регистрации сейсмических данных. Каждый цифровой фильтр имеет АЧХ с определенным периодом по частоте. Основная полоса пропускания цифрового фильтра расположена в низкочастотной области. Сигнал, попадающий в дополнительные, более высокочастотные области, отображается в основную полосу частот. Это явление называется эффектом наложения. Для борьбы с ним используется антиалийсинговый фильтр, который призван ограничить проникновение ложных сигналов из области паразитных подъемов АЧХ.

Первое звено цифровой фильтрации обычно имеет не особо выдающиеся характеристики по избирательности, и оно должно обеспечить первую децимацию отсчетов с частоты дельта-сигма модуляции на более низкую для того, чтобы упростить требования к скорострельности вычислителей последующих фильтров. Высокочастотные составляющие входного сигнала ослабляются аналоговым антиалийсинговым фильтром, но существует еще одна часть, на которую этот фильтр влияния не оказывает. Это специфические шумы самого дельта модулятора. Эти шумы были измерены для CS5372 в станции РОСА (рисунок 1) и проявляются как подъем спектральных составляющих на частотах выше 1 кГц. Производитель данных микросхем уточняет, что они оптимизированы до частот квантования 2 кГц, полоса сигналов, вычисленных по теореме Котельникова, ограничивается 1 кГц, выше которой начинается нарастание шума (не теплового шума модулятора). Эти шумы поднимаются вплоть до 0,5 частоты модуляции (128 кГц). Следы этих шумов остаются в сигнале после первой децимации, хоть и в ослабленном виде, если они не были

отфильтрованы на первой стадии фильтрации. Действителен только один способ фильтрации, который полностью снимает влияние всех шумов – это фильтрация за один шаг, как это сделано в фильтре цифрового канала РОСА®. КИХ-фильтр на 120000 отсчетов выполняет фильтрацию за один проход. Такой фильтр имеет одну операцию децимации на конечной стадии. А в полосе частот от 1 кГц до 255 кГц ослабление фильтра составляет не менее 120 дБ. Нормализованные амплитудно-частотные характеристики КИХ-фильтра цифрового канала РОСА® приведены на рисунке 1. Полученные значения МДД превышают 140 дБ на периоде квантования 16 мс, 130 дБ (2 мс), 125 дБ (1 мс), 110 дБ (0,25 мс).

Получили хороший канал цифровой регистрации, однако остается важный вопрос из практики выполнения работ с сейсмическими станциями, почему качество полученного материала с 24 разрядами порой не отличается от результатов при регистрации станцией с 16 разрядами? Все предыдущие замечания не касались условий наблюдения, а именно не учитывались микросейсм. Микросейсм это такой шум, в котором маскируются шумы аппаратуры, и соотношение сигнал/помеха в точке наблюдения определяется их уровнем. Действительно уровень микросейсм в тихую зимнюю ночь вдали от поселений в квантах в сотни раз превышают аппаратные шумы (единицы квантов). Таким образом, если бы аппаратные шумы возросли в 100 раз (7 двоичных разрядов!), то они все равно меньше уровня микросейсм. Для данных условий измерения, когда коэффициент усиления составлял 16, достаточно было использовать 17 разрядное АЦП (16+знак). При малом количестве действующих разрядов требуется обеспечивать, переключая коэффициенты усиления, уровень микросейсм, когда аппаратные шумы начинают маскироваться акустическими.

Имея качественный канал, можно отказаться от переключения коэффициентов усиления и от группирования геофонов, в том числе точечного [6, 16]. Высокоточный цифровой канал регистрации является важнейшей составляющей эффективной технологии сейсмических работ. Дальнейшее повышение разрядности (свыше 24

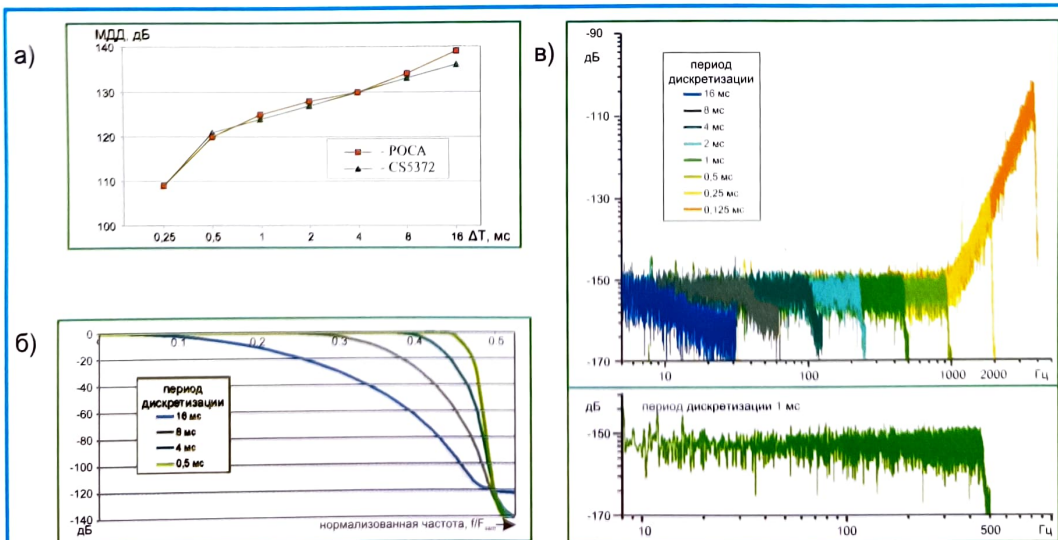


Рис. 1. Характеристики цифрового канала регистрации РОСА®: а) мгновенный динамический диапазон (МДД) измеренный (РОСА) и теоретический (дельта-сигма модулятор CS5372); б) нормализованная амплитудно-частотная характеристика; в) амплитудно-частотные характеристики шумов (на эквиваленте геофона 510 Ом).

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

разрядов) будет экономически оправданным только при уменьшении уровня микросейсмов, что возможно, по-видимому, только с заглублением сейсмоприемников.

Сейсмическая телеметрическая система РОСА®

Телеметрическая станция РОСА с высокоскоростным каналом передачи данных в реальном времени это аппаратно-программный комплекс, объединяющий полевые модули регистрации (4-х каналные ADC-Unit), сетевые элементы иерархической структуры сбора данных (HUB-Unit), систему распределенного питания (Power-Battery), кабельное хозяйство (рисунок 2).

Сетевая телеметрия системы РОСА позволяет построить пространственно распределенную систему наблюдений различной конфигурации, обеспечивая многоканальную (свыше десяти тысяч рабочих каналов) регистрацию и защищенную передачу в реальном времени цифровых потоков (команд управления и сейсмических данных) со скоростью до 16 Мб/с по одной линии связи.

Уровень исполнения полевых модулей системы регистрации и сбора сейсмических данных соответствует современным требованиям, предъявляемым к аппаратуре аналогичного класса. Регистраторы РОСА построены с возможностью подключения многокомпонентного датчика, выполнены на микросхемах с защитой от высоких напряжений. Корпус полевого модуля РОСА выполнен из особо прочного алюминиевого сплава с использованием водонепроницаемых разъемов в соответствии с требованием IP67, допускающим погружение в воду. Вес регистратора составляет не более 1,3 кг, что делает транспортировку и обслуживание их удобным.

Центром станций РОСА является PC-совместимый компьютер под управлением операционной системы MS Windows. Интерфейс системы РОСА является дружелюбным (привычным), обеспечивает быструю установку и прямой доступ ко всем параметрам съёмки. Время настройки системы на режим регистрации данных составляет 64 мс.

Дистанционный оперативный контроль метрологических параметров полевого оборудования станции выполняется с использованием встроенных средств регистратора (генератора гармонических синфазных и паразитных сигналов, генератора белого шума нормированной мощности и т.п.). Локализация неисправностей регистрирующей расстановки выполняется при тестировании технических параметров каналов передачи данных. Собранная статистика позволяет определить место нестабильной работы устройств с точностью до фрагмента линии связи с указанием на два гра-

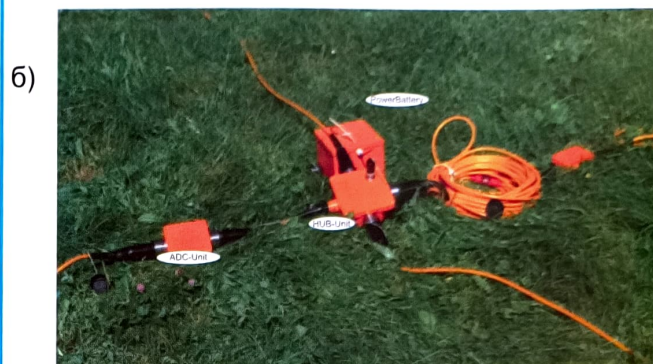
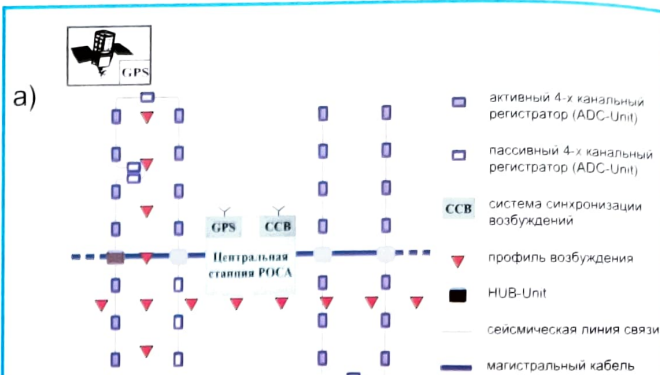


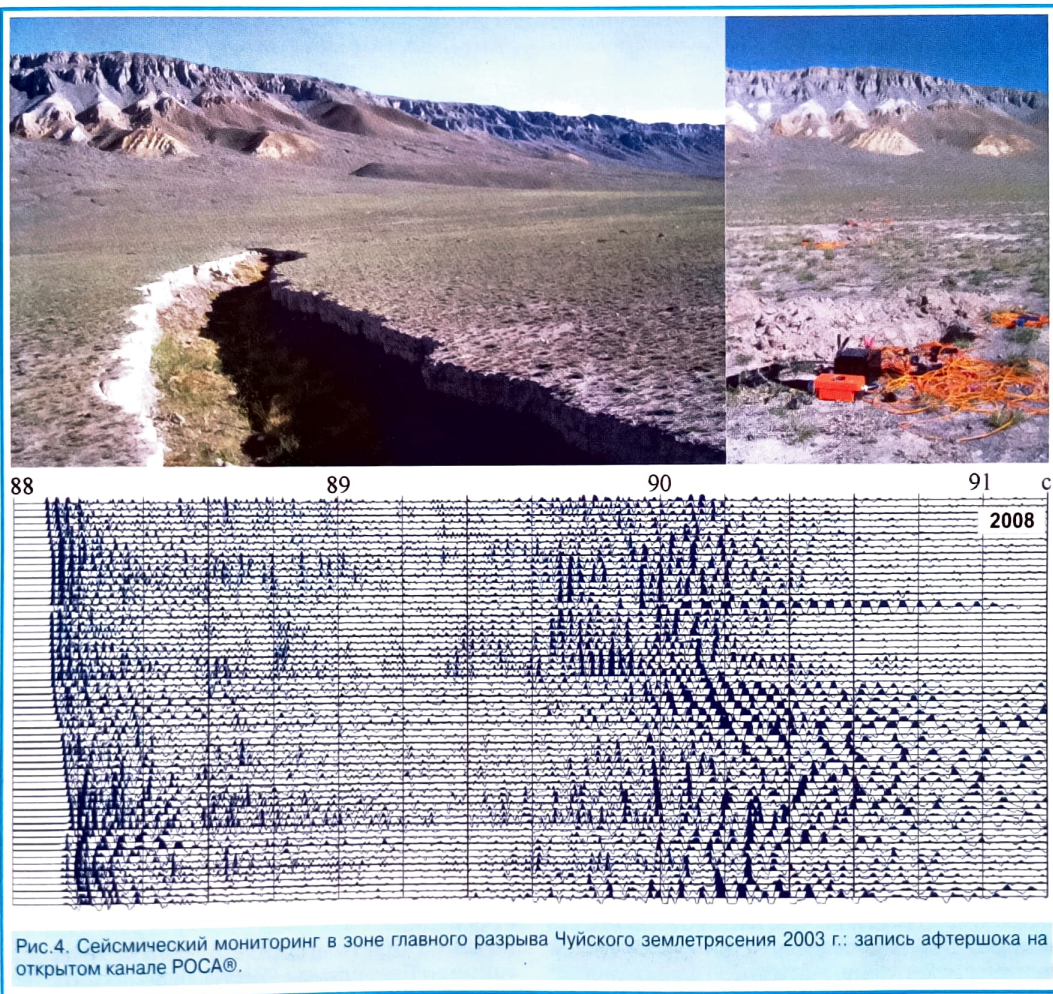
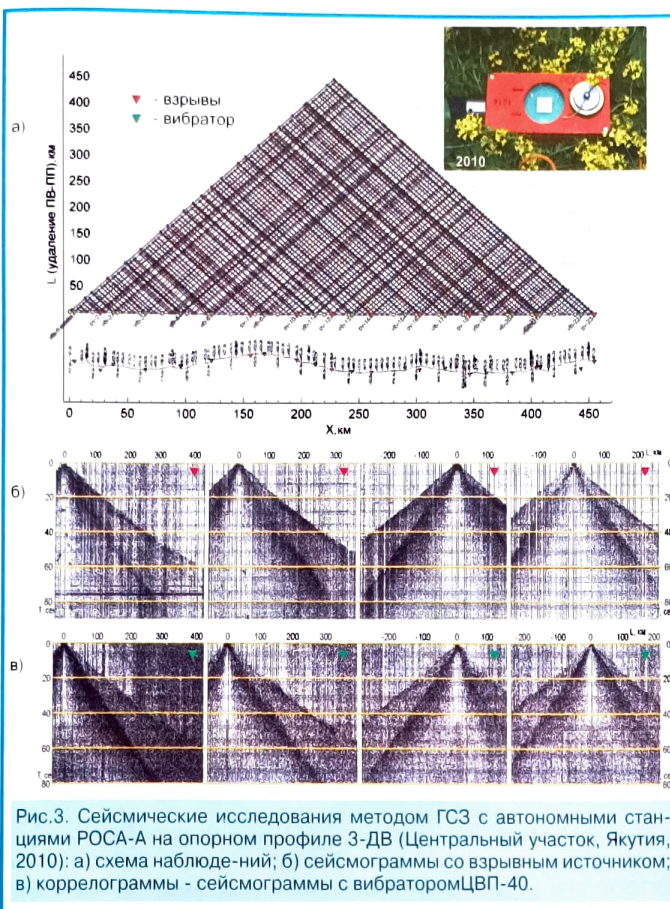
Рис. 2. Сейсмическая телеметрическая система РОСА: а) схема площадной системы наблюдения; б) элементы полевого оборудования (4-х каналный регистратор ADC-Unit, сетевой модуль HUB-Unit, аккумулятор Power-Battery); в) полевой модуль регистрации на профиле (Краснодарский край, 2010).

ничных модуля и оперативно выполнить соответствующую замену.

Важной отличительной характеристикой телеметрической системы РОСА является работа в ведомом, ведомом и пассивном режимах с синхронизацией по спутниковым сигналам точного времени всей расстановки. В режиме «ведомый» осуществляется приём сигналов внешнего запуска, что позволяет организовать работу телеметрической станции РОСА совместно с другой сейсмической регистрирующей системой (отечественной и импортной).

Бескабельная система не базе автономных регистраторов РОСА-А

Автономная станция РОСА-А (рисунок 3)



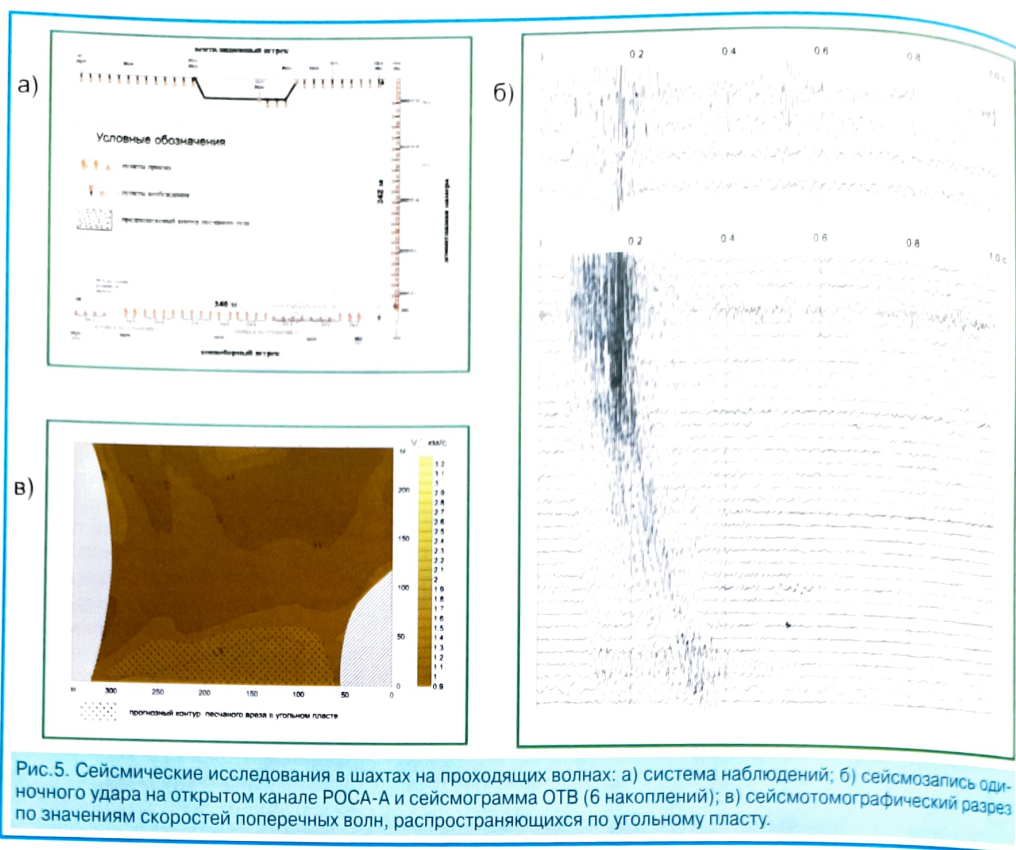
предназначена для выполнения сейсмических измерений, в том числе длительных, превышающих 10 суток, в заданных пунктах приема по программируемому расписанию с сейсмическими источниками различного типа возбуждения упругих колебаний (взрывными, импульсными, вибрационными).

Система синхронизации времени, реализованная в регистраторах POCA-A, включает GPS-приёмник, прецизионный тактовый генератор и систему автоподстройки. Использование GPS-приёмников позволяет получить точность синхронизации не хуже $\pm 1 \mu\text{с}$. При отсутствии устойчивого приема спутниковых сигналов GPS термостатированный генератор позволяет длительное время работать в автономном режиме с погрешностью менее $\pm 1 \text{ мс/сутки}$.

Для записи сейсмических данных используется твердотельная flash-память объемом до 32 Гб. Предусмотрена возможность использования современных съемных накопителей SD-карт в промышленном исполнении, которые можно менять в полевых условиях для считывания без нарушения герметизации устройства. Операция с механическим снятием накопителя позволяет значительно

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ



упростить и ускорить процедуру считывания данных до нескольких секунд. Кроме того, при выполнении длительных сеансов в режиме сейсмического и сейсмологического мониторинга можно организовать считывание информации в реальном времени по Ethernet - каналу.

Отличительными характеристиками бескабельной системы с автономными регистраторами РОСА-А является возможность формирования системы наблюдений из практически неограниченного количества пунктов приёма и свободный режим работы с сейсмическими источниками. Временная привязка сейсмических записей осуществляется на этапе обработки. Такая организация регистрации и сбора данных позволяет исключить радиоканал синхронизации и телеметрическую систему управления сбора и передачи цифровой информации.

Сейсмические исследования с автономными регистраторами

Глубинные исследования методом сейсмического зондирования (ГСЗ) на удаленностях до 400 км проводились с автономными станциями РОСА-А в период 2006-2010 гг. на геотраверсах, расположенных на северо-востоке (2-ДВ, 2-ДВ-А) и востоке (3-ДВ) России [7]. Работы проводились с источниками возбуждения упругих колебаний взрывного (распределенный взрыв в водоёмах) и невзрывного (электромеханический центробежный дебалансный вибратор ЦВП-40, производство ГС СО РАН). Данные работы показали, что технология глубинных сейсмических исследований с использованием системы наблюдений с многократными перекрытиями на базе автономных станций является эффективной и экономически выгодной (рисунок 3). Отметим, что наземная бескабельная сейсмическая система наблюдений с автономными станциями РОСА-А обеспечивает регистрацию информации по программируемому расписанию без радиоканала и телеметрической системы управления.

Кроме того были проведены сейсмические работы методом ГСЗ в варианте «суша - море», увязывающие морские опорные профили 2-ДВ-М и 5-АР и сухопутный 2-ДВ (Магаданская обл., Чукотский АО). Возбуждение осуществлялось ФГУНПП «Севморгео» на акваториях Охотского (2006 г.) и Восточно-Сибирского (2008 г.) морей с применением морских пневмоизлучателей СИН-6М (объём 100 - 80 л).

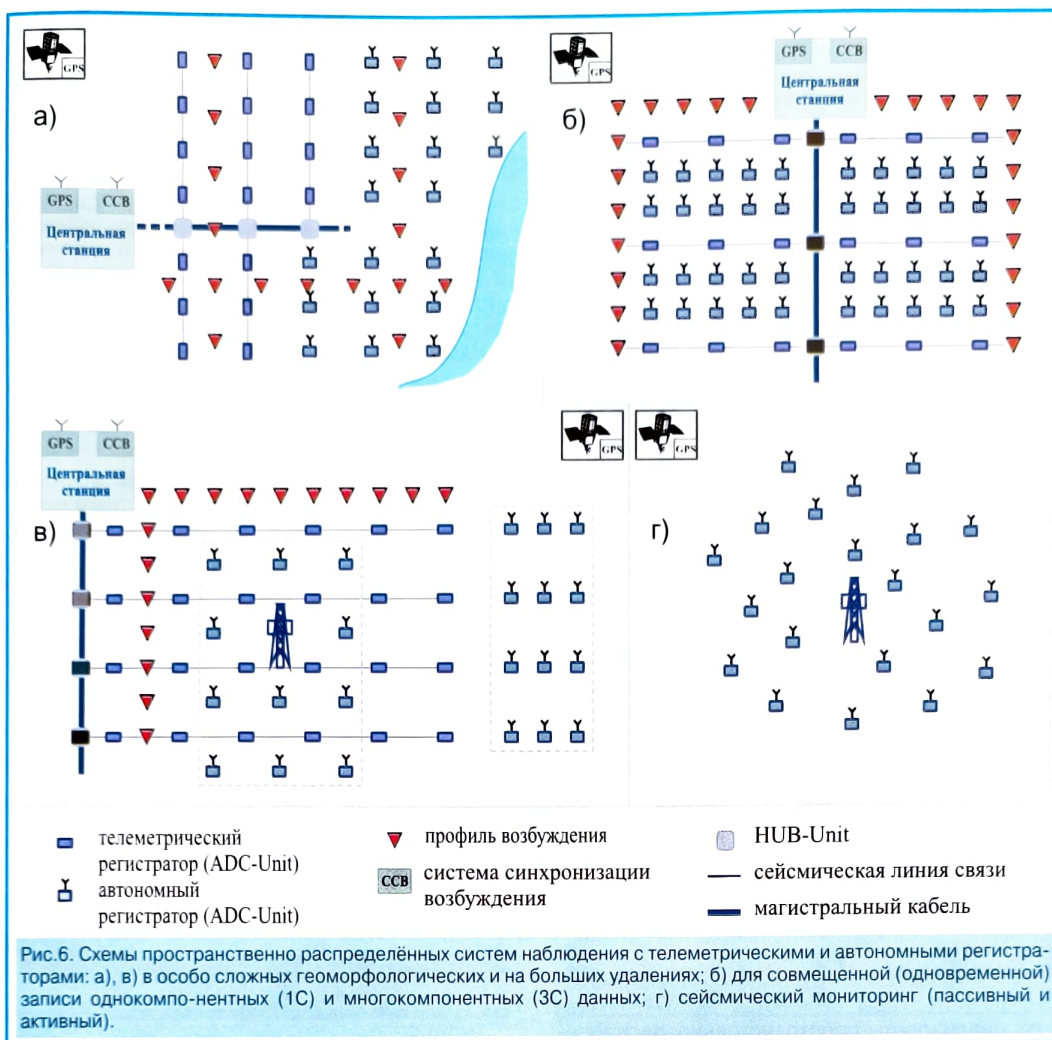
Автономные регистраторы были запрограммированы на режим непрерывной записи с частотой дискретизации 8 мс. В качестве датчиков использовались сейсмоприемники СВ-5, объединённые в точечную группу из 8 штук. На удаленностях до 250 с 300 км получены сейсмические записи с высоким отношением сигнал/помеха, которое достаточно для выполнения специальной обработки и интерпретации волновых полей [7, 15].

Сейсмический мониторинг по методике пассивных наблюдений на нефтяных месторождениях проводится для оптимизации условий максимально полного извлечения нефти при минимизации эксплуатационных затрат. В зимний сезон 2008 г. на нефтяном месторождении (Ханты-Мансийский АО) по методике пассивных наблюдений проведены работы (Югорский НИИ информационных технологий) с использованием автономных станций РОСА-А и Reftek (США) [2]. Обработка записей микросейсмических шумов во время перфорации (до воздействия на пласт гидравлическим давлением и во время воздействия) обеспечила определение зоны разуплотнения геологической среды, что позволило оптимизировать разработку нефтяной залежи.

Сейсмические исследования по методике пассивных наблюдений в эпицентральной зоне разрушительного Чуйского землетрясения 2003 г. проводились в период 2004 - 2010 гг. совместно с ИНГГ СО РАН в соответствии с научной программой Президиума РАН № 16 по проекту 16.3



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



«Динамика деформационных процессов в сейсмоактивных регионах Центральной Азии и в очаговых зонах крупных землетрясений». Экспериментальные работы в трещиноватой зоне были проведены с использованием малоапертурных расстановок на базе телеметрических и автономных регистраторов семейства РОСА в широком диапазоне частот [1]. Показано, что сейсмическая активность территории в эпицентральной зоне Чуйского землетрясения 2003 г продуцируется не только афтершоковым процессом (рисунок 4), но и более слабыми событиями, эпицентры которых сосредоточены непосредственно на площади развития визуально наблюдаемых разрушений.

Детальные исследования по сейсмическому «просвечиванию» угольных пластов проведены в шахтах Кузбасса ОАО НЦ ВостНИИ (г. Кемерово) в период 2008–2010 гг. с целью обнаружения зон геологических нарушений в угольных пластах. Актуальность проблемы обусловлена необходимостью снизить значительные издержки, которые имеет добывающее предприятие (шахта) при «внезапном» (в процессе угледобычи) обнаружении такого рода нарушений, и исключить катастрофические выбросы газа.

Важнейшим условием использования бескабельной системы сбора и регистрации сейсмических данных с автономными регистраторами РОСА-А в шахтах является обеспечение высокоточной синхронизации времени при отсутствии спутниковых сигналов. Полевая методика работ включала систему многократных перекрытий на проходящих волнах, при которой возбуждение

сейсмических колебаний осуществлялось с использованием импульсного источника (ударного типа) из параллельного (конвейерного) штрека [6]. Реализация такой схемы работ с автономными регистраторами обладает важным преимуществом: отсутствие проводных линий между пунктом возбуждения и пунктом приёма, находящихся в разных штреках.

Динамический диапазон сейсмического канала станции и система временной привязки позволили получить качественный материал на частоте дискретизации 0,5 мс (). По полученным материалам выполнена идентификация зарегистрированных волн и построены системы годографов. Сейсмотомографическая обработка на проходящих среде волн послужила основой детального восстановления особенностей скоростного строения угольного пласта и углевещающих пород, в результате были определены особенности структуры угольного пласта и границы его размыва (рисунок 5).

Таким образом, данные работы показали, что бескабельная сейсмическая система РОСА-А позволяет провести детальные инженерно-геофизические исследования в шахтах с минимизацией рисков по охране труда в условиях неустойчивого приёма спутниковых сигналов.

Варианты систем наблюдений на основе комплексирования автономных и телеметрических регистраторов

Использование наземных бескабельных систем регистрации сейсмических данных наряду с телеметрическими проводными станциями традиционной архитектуры обеспечивает

дополнительные технологические возможности проведения сейсмических исследований.

Одним из перспективных направлений комплексного применения бескабельных и кабельных систем является возможность одновременной (совмещенной) регистрации на нескольких расстановках (базах наблюдения) для решения следующих задач (рисунк 6):

- локальное увеличение кратности наблюдения на площади, например, около скважины, и/или для детального изучения верхней части разреза;
- организация одновременной записи однокомпонентных (1С) и многокомпонентных (3С) данных с использованием различного типа датчиков (аналоговых и/или цифровых);
- обеспечение сейсмических работ в особо сложных геоморфологических условиях, например на заболоченных участках, или на больших удалениях;
- выполнение сейсмического мониторинга (активного и пассивного), обеспечение организации непрерывной записи микросейсмического процесса (пассивный сейсмический мониторинг).

Проведение сейсмического (активного и пассивного) мониторинга (4D) на этапе разведки, доразведки и/или эксплуатации нефтяных месторождений с использованием бескабельной системы на основе автономных регистраторов является экономически целесообразным. Бескабельная система обеспечивает практически абсолютную гибкость по требованию о расстояниях между пунктами наблюдения, распределённых с переменной плотностью по площади исследований, при этом исключается неработоспособность сети сбора из-за неисправности одного полевого элемента (регистратора).

Телеметрические и автономные сейсмические регистраторы семейства РОСА® позволяют реализовать пространственно распределённые кабельные и бескабельные системы наблюдений с источниками упругих колебаний различного типа возбуждения (взрывного, импульсного, вибрационного).

Эффективность сейсмических работ различной размерности (2D, 3D, 4D), в том числе при выполнении многокомпонентных наблюдений (3С), можно повысить посредством комплексирования бескабельной системы на базе автономных регистраторов РОСА-А с экономичным использованием проводной телеметрической станции РОСА (сбор данных в реальном времени), имеющих единый цифровой канал регистрации.

Публикации

1. Куликов В.А., Сагайдачная О.М., Дунаева К.А., Нефедкина Т.В., Сальников С.А., Хогоев Е.А. [2008]. Технология и результаты исследований сейсмического шума в зоне главного разрыва разрушительного Чуйского землетрясения 2003 года // Приборы и системы разведочной геофизики, №2.
2. Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. [2008]. Бескабельная система регистрации РОСА-А – техническая основа активного и пассивного сейсмического мониторинга // 5-я международная выставка «НЕДРА-2008», тезисы научно-технической конференции «Технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ. Проблемы и перспективы», 1-4 апреля 2008 г., Москва, Официальный каталог ВВЦ.

3. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С., Шмыков А.Н. [2007]. Сейсмическая система сбора данных на основе регистраторов семейства РОСА // Разведка и охрана недр, №8.
4. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., Щегольков А.В. [2005]. Многоканальная телеметрическая система сбора сейсмических данных // Патент №2244945 (RU), приоритет от 01.08.2003 опублик. 20.01.2005. Бюл. №2.
5. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С., Шмыков А.Н., Щегольков А.В. [2008]. Автономный регистратор сейсмических сигналов // Патент №2331087 (RU), приоритет от 09.01.2007, опублик. 10.08.2008. Бюл. №22.
6. Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Вершинин А.В., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. [2010]. Базовые характеристики сейсмического канала регистрации слабых сигналов (на примере автономной станции РОСА-А) // Приборы и системы разведочной геофизики, №3.
7. Сальников А.С., Сагайдачная О.М., Липилин А.В., Сулейманов А.К., Соловьев В.М., Рослов Ю.В. [2009]. Полевые сейсмические работы на опорных профилях северо-востока России // Приборы и системы разведочной геофизики, №2.
8. Шмыков А.Н., Сагайдачный А.В., Сагайдачная О.М., Щегольков А.В. [2003]. Устройство фазовой автоподстройки тактовой частоты аналого-цифровых преобразователей в многоканальных системах сбора сейсмических данных // Патент №2207719 (RU), приоритет от 28.05.2002, опублик. 27.06.2003. Бюл. №18.
9. Шмыков А.Н., Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С. [2009]. Автономный регистратор сейсмических сигналов и устройство автоматической настройки и коррекции тактовой частоты автономного регистратора сейсмических сигналов // Патент №2366981 (RU), приоритет от 08.04.2008, опублик. 10.09.2009. Бюл. №25.
10. Flavell Smith J. [2006]. How a new cableless land seismic survey acquisition system was born // FIRST BREAK, February 2006, v 24.
11. Heath B. [2008]. Land seismic: the move towards the mega-channel // FIRST BREAK - An EAGE Publication, February 2008, v 26.
12. Heath B. [2010]. Weighing the role of cableless and cable-based systems in the future of land seismic acquisition // FIRST BREAK - An EAGE Publication, June 2010, v 28.
13. Mougnot D. [2010]. Land cableless systems: use and misuse // FIRST BREAK - An EAGE Publication, February 2010, v 28.
14. Peebler B., Friedemann C. [2006]. From PC to iPod, How Step-Change Drives Land Seismic // Oil & Gas Eurasia, 3.
15. Sagaidachnaya O.M., Sagaidachny A.V., Sainikov A.S., Shmykov A.N., Shegolkov A.V. [2007]. A Distributed Data Recording System as a Basis for Modern Seismic Research Technologies // 69th EAGE Conference & Exhibition, London, Abstracts P187.
16. Sagaidachnaya O.M., Sainikov A.S., Vershinin A.V., Sagaidachny A.V., Shmykov A.N. [2010]. Seismic Channel Basic Characteristics for Weak Signal Registration by Point Group of Geophones // 72th EAGE Conference & Exhibition, Barcelona, Abstracts P292.

Hydro Line - «гибкое» использование разновидности Marsh Line для исследования транзитных зон

Запорожец Б.В., Крутов А.Л., компания «СИ Технолоджи», г.Геленджик
Мамаев Д.А., ООО «ДонГеофизика» пгт. Тарасовский, Ростовской области

В публикациях последних лет авторы довольно часто касаются темы переходных (транзитных) зон [1]. Разработка оборудования для сейсмических исследований в этих условиях развивается по двум направлениям: некоторые фирмы пытаются адаптировать существующие сухопутные телеметрические системы для условий переходных зон, другие, разрабатывают системы, прямо предназначенные для работы в таких условиях.

Система **Marsh Line** семейства **XZone®** позиционируется как телеметрическая система, способная работать в условиях транзитных зон, с возможностью выхода на сушу. Система имеет конструкцию, позволяющую автоматизировать работу с ней. **Marsh Line** устанавливают на профиле и собирают с помощью специализированного спуско-подъемного устройства.



В качестве приемников в телеметрической косе ML используются системы датчиков гидрофон+вертикальный геофон. Бронированный телеметрический кабель задает прямолинейное положение приемной части на профиле и одинаковое расстояние между приемными модулями. Массивный корпус, в котором размещены геофон и гидрофон, имеет хорошее сцепление с грунтом, что позволяет получать хорошие материалы от датчика смещения. Однако, при пересеченном рельефе дна эффективность использования геофонов сильно снижается.



Специалисты компании СИ Технолоджи при проведении опытных работ, а в дальнейшем и ООО «ДонГеофизика» при сейсморазведочных работах на северных реках и водохранилищах, столкнулись с проблемой сильно пересеченного рельефа дна (затонувшие деревья, затонувшие суда, техногенные обломки и т. п.).



При таких условиях оказалось практически неоправданным использование приемных геофонов в модуле. При пересеченном рельефе дна жесткая стальная оплетка кабеля системы **Marsh Line** не позволяет приборным модулям с геофонами лечь на дно (для приема сигнала требуется хорошее сцепление корпуса модуля с грунтом). В результате от части датчиков смещения не приходят сигналы или приходят очень слабые.

В последнее время происходит увеличение интереса к речным сейсморазведочным работам.

Северные реки и реки Сибири, до сих пор мало изученные, имеют очень сложный профиль.

В СИ Технолоджи была разработана технология сейсморазведки по таким криволинейным профилям.

Для решения вышеперечисленных задач специалистами СИ Технолоджи была разработана конструкция приборной секции, где жесткий бронированный кабель системы **Marsh Line** был заменен гибким изолированным кабелем. В приборном модуле оставлена электроника и датчик давления — гидрофон.

При разработке конструкции системы была оставлена хорошо зарекомендовавшая себя в системе **Marsh Line** идеология, при которой телеметрические модули, датчики и кабель представляют собой единую приемную систему.

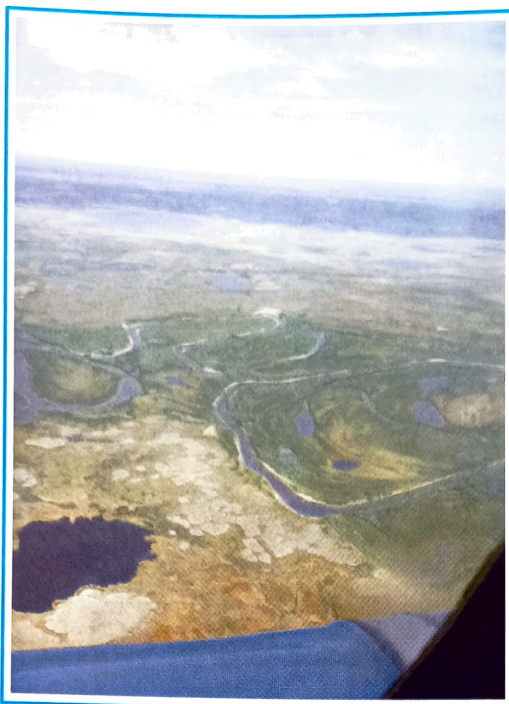
Преимущества такой идеологии:

- Фиксированное расстояние между приемниками облегчает гидрографу определять местоположение косы на профиле;
- Возможность автоматизации процесса раскладки и сбора приемной системы;
- Возможность раскладки по криволинейным

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ

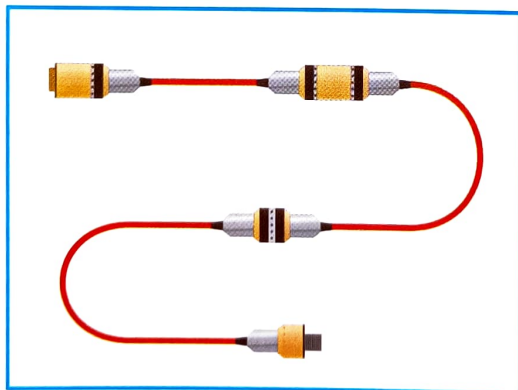
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



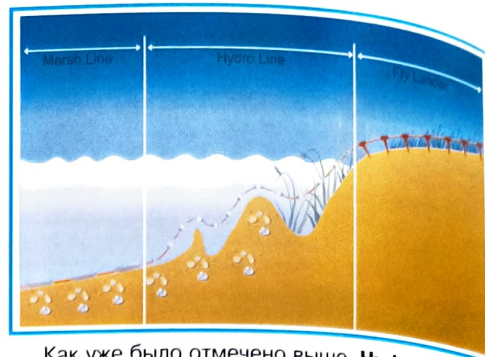
профилям, для обхода небольших островов, вдоль изгибов рек, в том числе с автоматизированной раскладкой;

- Отсутствие каких-либо ответвлений, способных зацепиться за различные объекты на дне;
- Небольшой вес косы позволяет укладывать косу вручную в трудно проходимых, пересеченных местностях;
- Идентичность модулей электроники с модулями электроники всех телеметрических систем семейства **XZone®**.

Конструкция стыковочного узла (устройства крепления, разъемы) выполнена таким образом, что секции **Hydro Line** непосредственно подключаются к приемным секциям **Marsh Line**. Благодаря этой возможности, на профиле раскладывается комбинированная приемная система, состоящая из секций **Marsh Line** и **Hydro Line**, в зависимости от пересеченности рельефа или криволинейности профиля.



Секция **Hydro Line** выполнена длиной 75 метров. Приемные датчики располагаются в секции через 25 метров (см. схему). Модуль с электроникой и приемником размещается на расстоянии 25 метров от соединительной муфты с разъемом и встроенным гидрофоном. Далее в секции встроен датчик без электроники. Одна стыковочная муфта не содержит датчика. Такая конструкция приемной секции позволяет уменьшить потребление всей косы, по сравнению с системой **Marsh Line** в три раза.

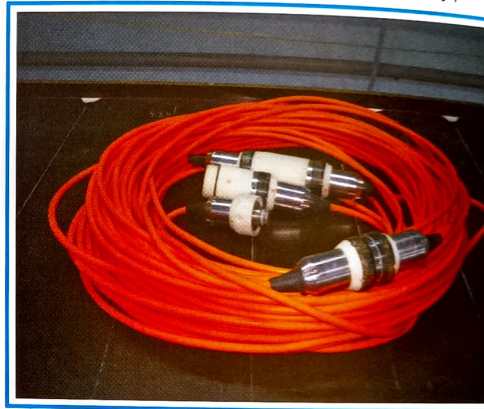


Как уже было отмечено выше, **Hydro Line** разрабатывалась для замены **Marsh Line** на сложных исследуемых участках, таких как криволинейные профили и участки с пересеченным рельефом дна. В связи с этим соединительные муфты и разъемы могут стыковаться с телеметрическими секциями **Marsh Line**. При выходе на сушу можно подстыковать телеметрическую систему **Fly Lander** через специальный переходной модуль.

Варианты кабеля для секций **Hydro Line** были разработаны специалистами ООО «Ойю Гео-импульс ЛТД» и ОАО «Уфимкабель».

Основные характеристики кабеля:

- Количество жил — 6;
- Усилие на разрыв — 500 — 800 кг;
- Минимальный радиус перегиба — 100 мм.
- Масса одной секции составляет от 18 до 25 кг, в зависимости от материала корпусов муфт.



Работы, проведенные с использованием секций **Hydro Line**, показали хорошие эксплуатационные характеристики системы. А полученный материал, в некоторых случаях, превосходит по качеству материал, полученный с системой **Marsh Line**.

Производственные объекты

В сентябре-октябре ООО «ДонГеофизика» провела сейсморазведочные работы (3D съемка) на Крюковском участке Воткинского водохранилища с использованием оборудования компании Си Технолджи. Впервые работы проводились с использованием одновременно 3 типов телеметрических систем семейства **XZone® Marsh Line**, подключенных к одной центральной станции регистрации. Раскладка состояла из телеметрических систем: **XZone® Fly Lander** - сухопутный участок, **XZone® Hydro Line** - участки предельного мелководья с пересеченным рельефом дна, **XZone® Marsh Line** - участки мелководья. Общее число каналов около 1000. Всего снято около 13,5 кв. км.

Литература

1. С. А. Жгенти, Б. В. Запорожец. Комплексная технология сейсморазведки транзитных зон с применением телеметрических систем семейства **XZone®**. Приборы и системы разведочной геофизики, 2009, №3, 36-41.



Подходит время, 26 декабря 2010 года, когда, и весьма неожиданно, предприятию ООО «ОЙО-ГЕО Импульс Интернэшнл» исполнится 20 лет его деятельности на благо нашим Российским геофизикам, нашей Родины.

26 декабря 1990 года было зарегистрировано министерством финансов СССР, вновь созданное в городе Уфе (Башкирской АССР), Совместное предприятие по производству сейсмоприемников в России, единственное по своей специфике и рассчитанное на массовое производство приборов соответствующих по качеству мировым стандартам.

Надо отдать должное бывшему генеральному директору УПО «Геофизприбор» Романовичу Виктору Игнатьевичу, его видению будущего сейсмического приборостроения в России, позволившее найти и пригласить Уфу в 1989 году президентов компаний «Ойо Геоспейс» (Хьюстон, США) г-на Эрнеста Холла; «Ойо» (Токио, Япония) г-на Сотору Ойя и выдвинуть предложение о создании на территории УПО «Геофизприбор» (г.Уфа) совместного предприятия, что и было поддержано иностранными инвесторами.

В конце 80-х годов сейсмоприемники, производимые на площадях УПО «Геофизприбор», уже не могли в полной мере обеспечивать необходимое качество работ в полевых условиях при эксплуатации с системами сбора данных типа «Инпут-Аутпут».

Американская фирма «Geo Space», уже в тот период изготавливала сейсмоприемник GS-20DX по технологии, обеспечивающей защиту от внешних электромагнитных полей дифференциальной магнитной системы с двумя воздушными зазорами и постоянным магнитом из сплава Алюминий-8, с техническими характеристиками, удовлетворяющие наибольшее количество тре-

бований современной сейсморазведки.

Переданное в Уставной капитал совместного предприятия «ноу-хау» (чертежи, технология материалов и сборки, контрольно-тестирующее оборудование, обучение работников на производственных площадях в г.Хьюстоне) сейсмоприемника GS-20DX в течение 1991 года, позволило в июне 1992 года получить сертификат на его производство в Уфе (Башкортостан). Тот факт, что освоенный более 20 лет назад сейсмоприемник GS-20DX серийно выпускается и по сей день, свидетельствует о совершенстве его конструкции, технологичности изготовления и достаточно высоком уровне технических характеристик.

За это время в Уфе их изготовлено миллионы штук. И все они нашли широкое применение во всех геофизических компаниях Российской Федерации и странах СНГ.

Первые, кто в 1992 году приобрели группы, именно группы (косы) сейсмоприемников GS-20DX, соединенных кабелем, с необходимыми разъемами, имеющими соответствующую гарантию на приборы 3 года, были «Саратов-нефтегеофизика» (Спицин Василий Иванович; Мичурин Алексей Витальевич).

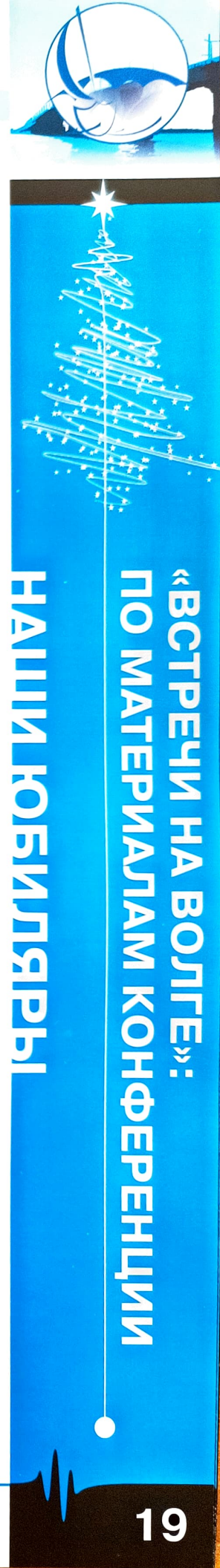
Затем: «Башнефтегеофизика» (Юнусов Наиль Кабирович) и «Хантымаансийскгеофизика» (Муртаев Иса Султанович) и так далее, по всем областям России.

Сегодня наши заказчики: все геофизические компании России и СНГ, институты и организации, занимающиеся вопросами сейсмических исследований земли.

Известное имя – известные марки!

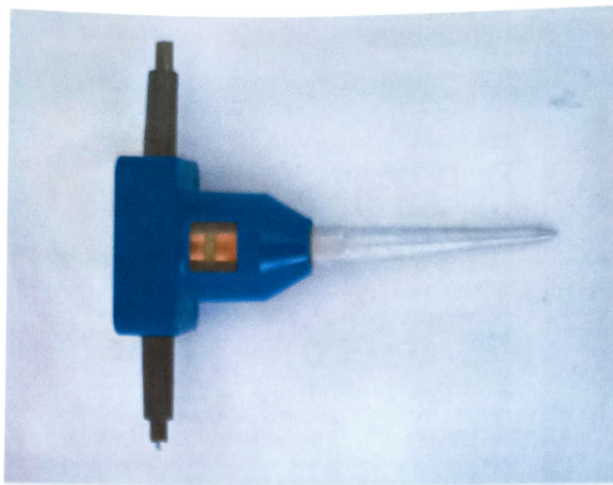
Учитывая опыт работы специалистов завода, обеспеченность производства высокоэффективным технологическим оборудованием по изготовлению высококачественных деталей под сборку сейсмоприемников и контрольно-тестирующие системы по пружинному производству, с целью выхода на рынки дальнего зарубежья, в 2003 году было освоено производство 2-х типов сейсмоприемников: GS-30CT и GS 32 CT, разработанных фирмой «Ойо Геоспейс» (Хьюстон, США), учредителем «ОЙО-ГЕО Импульс Интернэшнл».

Учитывая все возрастающие требования сейсморазведки; повышающиеся уровни технических характеристик телеметрических станций, в первую очередь в геофизических компаниях дальнего зарубежья: своевременное освоение и массовое производство сейсмоприемников GS-30CT и GS-32CT с уменьшенным разбросом частот свободных колебаний и степеней затухания с 10% до 2% и уменьшением коэффициента нелинейных искажений до $< 0,08\%$, позволило нашему заводу поднять свой «имидж» на высшую ступень развития. Сегодня сейсмоприемники GS-32 CT в группах как в полевом, так и в болотном исполнении, экспортируются в страны Ближнего Востока, Северную и Южную Америку, Индию и другие страны. В России единственная компания «Астраханьгеофизика» закупила группы GS-32 CT (впоследствии произвели



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»:
ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ НАШИ ЮБИЛЯРЫ



дополнительную закупку) и в поле получили отличную информацию, сами, возможно, того не ожидая. Все остальные геофизические компании России, думая исключительно о стоимости групп сейсмоприемников, сравнивая наши цены с ценами китайских посредников, расплодившихся на нашей земле, закупают группы с GS-20 DX, как у нас, так и у «Китайцев», не думая о последствиях качества работ в поле.

Как всем известно, поговорка: «Скупой платит дважды» сегодня уместна для... и супервайзеров нефтяных компаний России, так и для руководителей геофизических компаний. Тем более, качество выполняемых сейсморазведочных работ должно в первую очередь волновать руководство всех нефтяных компаний России, объявляющих тендеры на производство работ по поиску природных ресурсов в нашем «доме».

К сведению: на 2010 год реализовано GS-30CT и GS-32 CT в страны дальнего зарубежья более 2,5 млн. штук, как в группах, так и в блочном исполнении, и сегодня их реализация продолжается.

ООО «ОИО-ГЕО Импульс Интернэшнл».

Не все лежит на поверхности...

Двадцать лет – много или мало?

Вспоминая первые дни после регистрации СП в декабре 1990 года

- Один стол, четыре стула и горы технической документации. Изучая ее, необходимо было освоить на российских предприятиях металлопродукаты, магниты, полиуретан и пластмассы с необходимыми характеристиками, ранее не изготавливавшиеся на просторах СССР;

- Найти и принять на работу технически грамотных специалистов готовых до самоотречения работать во имя неизвестного «будущего».

- Подобрать и закупить современное металлорежущее и литейное оборудование.

- Обучить станочников и сборщиков новейшим методом ответственного труда на каждом рабочем месте, взаимозаменяемости и взаимовыручки, работая без контролеров, обеспечивая высокое качество.

- И так далее, и так далее.

Итог: в июне 1992 года получен сертификат на производство и реализацию сейсмоприемника GS-20 DX. До конца года собрано и реализовано 24 475 приборов. Мало? Много?

Время показало, что: нормально!

Сегодня собираем и по 100 000 в месяц, и по миллиону и более в год! Пережили, развились, утвердились. Имеем свое кабельное производство, гальванику, единственное в России современное оборудование по химическому травлению пружин с микроными допусками. А самое главное – специалистов, уверенных в завтрашнем дне.

А будущее – это к производимым сегодня:

- 8 типам сейсмоприемников;
- 25 типам кабелей, в том числе и шельфовых;
- буксируемым косам – самоориентирующимся 2-х и 3-х геофонными системами;
- приборам контроля кабелей в поле;
- различным типам разъемов, переходников и т.д.

Необходимо в 2011 году приступить к изготовлению новых сейсмоприемников:

- малогабаритны GS-14;
- уникальны по характеристикам: х-Onli;
- гидрофонов различных модификаций.

Компанией – учредителем «Оио Геоспейс» сегодня предлагаются для реализации в России новые бескабельные системы сбора данных GSR. «ОИО-ГЕО Импульс Интернэшнл», учитывая их успешную реализацию в странах дальнего зарубежья, по рекомендации «Оио Геоспейс» является проводником идеологии системы GSR завтрашнего дня на рынке России и СНГ, с последующим освоением технологии их сборки в Уфе и реализации, обучением специалистов и техническим обслуживанием их в геофизических компаниях.

Имеется ряд проектов по новым скважинным сейсмическим изделиям и морской-шельфовой тематике, необходимой в ближайшие годы.

И, как следствие: строительство нового заводского 4-этажного корпуса на прилегающей к заводу территории.

Это много или мало? Я думаю, пока достаточно!

И наши специалисты уверены в том, что следующие 20 лет, имея накопленный потенциал, будут более насыщены и успешны в продвижении новых наукоемких изделий на территории России и во благо России!

Генеральный директор
ООО «ОИО-ГЕО
Импульс Интернэшнл»

Н.К. Козловский

В предыдущем номере журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» анонсирована новейшая разработка компании «ГЕОСИГНАЛ» – телеметрическая система ТЕЛСС-3 на основе 32-х разрядного аналого-цифрового преобразователя с применением беспроводных модулей. В сентябре текущего года система была представлена и продемонстрирована в работе, на проходившей в городе Саратов ежегодной научно-технической конференции. В ходе конференции и полевой демонстрации аппаратуры к телеметрической станции был проявлен интерес, сотрудникам нашей компании были заданы вопросы, как по техническим характеристикам представленной системы, так и по ее возможным применениям. В рамках данной статьи предлагаем читателю более полное техническое описание телеметрической системы ТЕЛСС-3, а также раскроем основные возможности применения данной системы при проведении сейсморазведочных работ.

Регистрирующим звеном телеметрической системы ТЕЛСС-3 являются кабельные и автономные полевые модули.

Кабельный полевой модуль (рис. 1) представляет собой 4-х канальный регистратор в легком удачном корпусе, разработанный совместно с ЗАО «Соединитель». Было принято решение сохранить преемственность семейства телеметрических систем ТЕЛСС, вошедших в эксплуатацию с 2005 года, и продолжить модульный принцип построения телеметрической линии, состоящей собственно из полевых модулей и соединительных кабелей с клеммами для подключения сейсмодатчиков. Модульный принцип построения системы дает неоспоримые преимущества, связанные с быстрой заменой вышедшего из строя сегмента телеметрической косы, а также позволяет использовать в работе телеметрический кабель с различным расстоянием между выводами для подключения сейсмоприемников от 1 до 55 м, что позволяет проводить геофизические исследования различных глубин.

Основой и собственно самим аналоговым каналом полевого модуля является микросхема 32-х разрядного аналого-цифрового преобразователя, разработанная фирмой «Texas Instruments» специально для применения в сейсмических измерениях. Все стандартные составляющие аналогового канала: входные ключи, усилитель с программируемым коэффициентом усиления и АЦП, выполнены на основе единой интегральной микросхемы. Этот аспект позволил существенно улучшить технические характеристики полевого модуля, а именно: повысить динамический диапазон, минимизировать аппаратные шумы, снизить влияние электромагнитных наводок, уменьшить габаритные размеры полевого модуля, значительно упростить тех-

нологический процесс изготовления и настройки системы. Стоит также отметить, что применение аналогового канала в интегрированном чипе позволяет значительно повысить надежность работы полевого модуля.

Как и в предыдущих системах ТЕЛСС, сбор данных с телеметрической линии осуществляется через интерфейс USB (при использовании до 2 телеметрических линий) или по интерфейсам Ethernet и Wi-Fi (для количества линий до 8). Возможность применения проводных и бескабельных блоков сбора данных с телеметрической линии позволяет пользователю оптимизировать расположение на профиле центральной регистрирующей системы (ЦРС). Для обеспечения максимальной канальности регистрирующей системы для сбора данных с линий используются межлинейные блоки сбора с Ethernet интерфейсом. В случае трудоемкости или невозможности применения кабельной линии для сбора данных с телеметрической линии используется блок с интерфейсом Wi-Fi. При этом пропускная способность канала передачи данных снижается вдвое относительно сбора данных по сети Ethernet. Однако, на местности со сложным рельефом, в разнообразных природных



Рис. 1. Кабельный полевой модуль



Рис. 2. Автономный полевой модуль

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»:
ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ
ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ



Рис. 3. Возможная конфигурация системы.

условиях, характеризующихся наличием водоемов (озер, болот, рек), в условиях сильного потока движения транспорта, людей или животных, применение блока передачи данных с интерфейсом Wi-Fi полностью оправдано и открывает пользователю новые возможности применения системы.

Автономный полевой модуль (рис. 2) представляет собой измеритель с количеством каналов 1-4, оснащенный внутренней флеш-памятью, емкостью до 32 Гб, спутниковым приемником GPS, а также интерфейсом Wi-Fi для связи с ЦРС. Питание модуля осуществляется от внутренней или внешней аккумуляторной батареи. Аналоговый канал выполнен на той же основе, что и в кабельном полевом модуле. По сети Wi-Fi пользователь задает параметры и режимы работы модуля, производит контроль его работоспособности: измерение основных параметров аналогового канала, тестирование подключенных сейсмоприемников, качество принимаемого сигнала в развернутой сети WLAN, напряжения батареи питания и внутренней температуры.

Регистрация измеренного сигнала осуществляется во внутреннюю флеш-память по сигналу приемника GPS и происходит либо непрерывно в течение нескольких суток, либо по расписанию, загружаемого в модуль перед началом работ. Максимальное время непрерывной регистрации определяется количеством каналов в модуле и емкостью внешней аккумуляторной батареи. При регистрации одного канала с применением внутренней аккумуляторной батареи, обеспечивается непрерывная работоспособность модуля в течение одной недели. При проведении работ также существует возможность передачи данных с части автономных модулей в ЦРС. Однако следует заметить, что в этом режиме работы существенно возрастает значение потребляемой мощности. Считывание зарегистрированной информации из флеш-памяти автономного модуля осуществляется по окончании проведения работ. В этот же момент происходит и зарядка внутренней аккумуляторной батареи.

Управление кабельными и автономными модулями обеспечивается единой ЦРС, что позволяет пользователю ТЕЛСС-3 одновременно использовать кабельные и автономные полевые модули. В случае применения только кабельных модулей обеспечивается возможность регистрации до 3200 активных каналов в реальном времени при $T_d = 2$ мс. При применении автономных модулей пользователь может задействовать для работ практически неограниченное количество регистрируемых

каналов. Несомненным преимуществом применения автономных модулей является отсутствие метрических кабелей, что значительно сокращает вес сейсмозаписывающего оборудования. Использование автономных модулей возможно в условиях, аналогичных для применения блока сбора данных с интерфейсом Wi-Fi, то есть там, где по каким-то причинам невозможно вернуть кабельную телеметрическую линию. На рис. 3 показана возможная конфигурация системы с применением кабельных и автономных полевых модулей, блоков сбора информации с телеметрических линий, работающих по проводному (Ethernet) и беспроводному (Wi-Fi) каналам передачи данных.

Телеметрическая система ТЕЛСС-3 обеспечивает регистрацию данных с использованием раз-

личных источников возбуждения: вибрационных, электромагнитных, «падающий груз». Возможно применение системы для работы в переходных зонах с погружением кабельных телеметрических линий в воду на глубину до 30 м.

В октябре 2010 года система ТЕЛСС-3 прошла сертификацию на соответствие заявленных технических характеристик. Для демонстрации качества построения аналогового канала, приведем его основные технические характеристики.

Динамический диапазон, дБ	130
Полный динамический диапазон, дБ	156
Уровень шума, мк В	0,08
Коэффициент нелинейных искажений, не более %	0,0003
Подавление синфазной составляющей, дБ	120
Взаимные влияния между каналами, дБ	-130

Применение 32-х разрядного АЦП позволило значительно улучшить параметры аналогового канала телеметрической системы ТЕЛСС-3 относительно предыдущего поколения аппаратуры данного семейства. Технические характеристики аналогового канала не уступают, а по некоторым показателям и превосходят параметры ведущих мировых производителей. Таким образом, применяя ТЕЛСС-3 для проведения сейсмозаписывающих работ, пользователь получает систему, позволяющую добиться высокого качества сейсмических данных. Использование кабельных и автономных полевых модулей делает систему гибкой и дает возможность пользователю решать широкий круг геологических задач. Предыдущее поколение телеметрических систем ТЕЛСС применялось в основном для проведения профильных сейсмозаписывающих работ. Система ТЕЛСС-3, благодаря высоким техническим характеристикам, может использоваться не только для проведения сейсмических исследований по технологии 2D, но и для проведения площадных исследований 3D.

В предстоящий зимний полевой сезон ООО «ГЕОСИГНАЛ» предполагает проведение ряда полевых работ с применением представленной выше телеметрической системы ТЕЛСС-3. Надеемся в одном из ближайших номеров журнала представить полученный материал, а также открыть для пользователя новые возможности сейсморегистрирующей телеметрической системы ТЕЛСС-3.

Об управлении диаграммой направленности группы импульсных невзрывных источников «Енисей»

Шайдунов Г.Я., Сибирский федеральный университет, г. Новосибирск
Детков В.А., ЗАО «Енисейгеофизика», г. Красноярск

Внедрение интеллектуального управления в импульсные невзрывные источники «Енисей» целесообразно как с точки зрения повышения производительности работ, выполняемых с их использованием, так и повышения геофизической информативности в направлениях:

- определение оптимального числа ударов с помощью оперативной оценки отношения сигнал/шум [1];
- снижение уровня некоррелированных с сигналом шумов при переходе на подзарядку конденсаторов ИНИ от аккумуляторов;
- управление частотой излучения группы ИНИ, обеспечивающее улучшение отношения сигнал/синхронная помеха, расширяющее предельную чувствительность сейсмоприемников при большом уровне синхронных помех [2];
- управление диаграммой направленности излучения (УДН).

Нижерассматриваются потенциальные возможности УДН в целях повышения геофизической информативности группы ИНИ.

В монографии [3] изложены основы теории и методики управления пространственной формой диаграммы направленности (ДН) сейсмического излучения, создаваемого группой источников, размещенных на поверхности полупространства воздух-Земля. Однако при этом рассматривается лишь суммирование продольных волн. Но в реальных условиях учет поперечных волн может дать дополнительный положительный для интерпретации эффект.

Из теории и практики применения передающих фазированных антенных решеток (ФАР), используемых в радиоэлектронике, известно, что путем подбора фаз и амплитуд токов элементарных излучателей, расположенных на площади апертуры антенны, производится пространственное суммирование энергии радиоволн в заданном направлении с возможностью сканирования диаграммой направленности по угловым координатам. Однако подобный подход в сейсморазведке может быть использован лишь с учетом неоднородности геологической среды, в которой распространяются сейсмические волны, поскольку длина излучаемой волны зависит от скорости ее распространения и частоты. В радиотехнике же, как известно, радиоволны распространяются в воздухе в большей части без изменения длины волны.

Приведем перечень положительных эффектов использования управления излучением группы источников, перечисленных в [3].

Управляемые интерференционные источники колебаний, используемые в методе управления фронтами сейсмических волн, коренным образом отличаются от интерференционных систем приема колебаний. Обладая высокой направленностью излучения, они позволяют создавать фронты сейсмических волн произвольной формы, изменять направление их распространения, перераспределять излученную энергию в нижнем полупространстве, концентрируя ее на объекте разведки, значительно повысить интенсивность волн от разведываемых границ и в значительной степени ослабить или полностью исключить из сейсмической записи волны-помехи. Важной отличительной особенностью рассматриваемого способа является также возможность управления кинематикой отраженных волн, благодаря чему имеются критерии выделения

на сейсмической записи полезных волн и определения их природы. В процессе исследований можно создавать такие условия, при которых отраженная от данной границы волна будет характеризоваться заранее предопределенными кинематическими особенностями и, соответственно, однозначно проинтерпретирована. Это же обстоятельство позволяет эффективнее использовать способы группирования при лабораторном анализе информации, а также создавать высокоэффективные обрабатывающие системы с применением согласованных управляемых интерференционных источников и приемников колебаний.

Благодаря тому, что имеется возможность от одной отражающей границы зарегистрировать годографы различной конфигурации и сопоставить полученные данные, методом управления фронтами сейсмических волн могут быть проведены контрольные (ревизионные) исследования, которые ранее сейсморазведкой выполняться не могли.

Между тем, в сейсморазведочной практике указанная методика не получила распространения, по-видимому по причине сложности формирования ДН от взрывных источников, а широко распространенные вибрационные источники, излучая широкополосный сигнал с изменяющейся частотой, не позволяют формировать ДН заданной формы во всем диапазоне частот. Во всяком случае, в известных публикациях подобное направление управления виброисточниками не рассматривается.

Импульсные невзрывные источники сейсмических волн, на наш взгляд, идеально подходят для такого рода задач, поскольку позволяют путем простого подбора временной синхронизации формировать ДН заданной формы. Особенно это важно для сейсморазведки в Восточной Сибири с весьма неоднородным верхним слоем геологической среды. В этом случае может быть поставлена актуальная задача формирования ДН «бутылочной формы», т.е. с минимальной интенсивностью излучения вблизи верхней границы раздела, например, до глубины 500-1000 м и максимально возможной интенсивностью на больших глубинах.

Поскольку в обычной практике работ с импульсными невзрывными источниками используется обычно 3-5 источников, мы рассмотрим задачу в указанной выше постановке для управления группой из пяти источников.

Пусть на поверхности двухслойной среды расположена линейная схема из пяти источников с управляемым расстоянием X_i между ними и управляемым временем запаздывания τ_i между моментами возбуждения центрального и боковых источников (рис. 1, а).

Поставим условие фазовой компенсации суммарной интенсивности излучения в точке O_1 на глубине h_1 , т.е. получение минимального уровня сейсмического излучения F_2 в точке O_1 (рис. 1, б) на границе раздела с разными скоростями распространения.

Поскольку угловая зависимость составляющих вектора сил может быть записана как:

$$F_x = mF \sin \Theta \text{ — для поперечной волны} \quad (1)$$

$$F_p = F \cos \Theta \text{ — для продольной волны,} \quad (2)$$

где $m = 0 \div 1$, в среднем $m = 1/2$, то суммарный вектор сил от всех пяти источников:

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

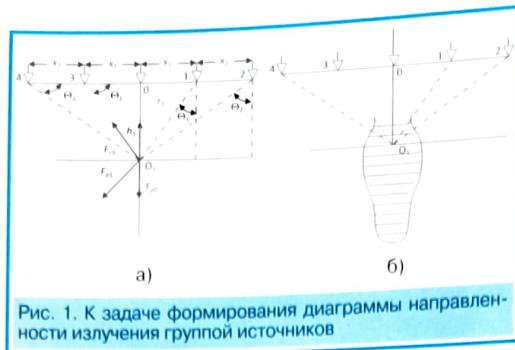


Рис. 1. К задаче формирования диаграммы направленности излучения группой источников

$$F_{\Sigma p} = F_{p0} + 2F_1 \cos^2 \Theta_1 - 2F_1 m \sin \Theta_1 \cos \Theta_1 + 2F_2 \cos^2 \Theta_2 - 2F_1 m \sin \Theta_2 \cos \Theta_2 \quad (3)$$

Здесь коэффициент 2 перед парциальными силами F_1 и F_2 учитывает вклад третьего и четвертого источников в силу симметрии задачи.

В записанном уравнении:

$$\cos \Theta_1 = \frac{h}{\sqrt{h_1^2 + x_1^2}};$$

$$\cos \Theta_2 = \frac{h}{\sqrt{h_1^2 + (x_1 + x_2)^2}}$$

$$\sin \Theta_1 = \frac{x_1}{\sqrt{h^2 + x_1^2}};$$

$$\sin \Theta_2 = \frac{h}{\sqrt{h^2 + (x_1 + x_2)^2}}$$

$$m \approx \frac{1}{2}.$$

Для обеспечения условия $F_{\Sigma p} = 0$ необходимо, чтобы все составляющие сил давления в (3) приходили в точку O_1 , с фазовым сдвигом 180° , что обеспечивается подбором времени запаздывания:

$$t_i = \frac{r_i}{v_i}.$$

Пусть скорость распространения продольной волны в верхнем слое будет равна v_{op} , а длина волны $\lambda = \frac{v_{op}}{f}$; (f – рабочая частота).

В этом случае для обеспечения фазового запаздывания $\varphi = 180^\circ$, для продольной волны необходимо обеспечить условие:

$$\Delta \varphi_p = \pi = \varphi_i - \varphi_0 = 2\pi f \left[\frac{r_i}{v_{ip}} - \frac{h}{v_{op}} \right]. \quad (4)$$

Для поперечной волны:

$$\Delta \varphi_s = \pi = 2\pi f \left[\frac{r_i}{v_{is}} - \frac{h}{v_{op}} \right], \quad (5)$$

где $v_{is} = mv_p \sin \Theta_i$; v_{op} – скорость распространения продольной волны от центрального источника.

При импульсном излучении необходимо создать условие компенсации для всего группового сигнала в диапазоне $(0 - 1/\tau_u)$, где τ_u – длительность импульса излучения, что представляется проблематичным.

В то же время вблизи поверхности формируются волны определенных частот, представляющие собой синхронные помехи (СП), уровень которых необходимо минимизировать. По этой

причине в качестве частоты компенсации можно в (4 и 5) использовать частоту f_n основной гармонической волны СП, доминирующей на данном георазрезе.

Разность времен запаздывания сейсмических волн относительно нулевого источника определяется из уравнений:

Для первого источника:

$$\Delta t_{ip} = \left[\frac{\sqrt{x_1^2 + h_1^2}}{v_{ip}} - \frac{h}{v_{op}} \right]. \quad (6)$$

$$\Delta t_{is} = \left[\frac{\sqrt{x_1^2 + h_1^2}}{v_{is}} - \frac{h}{v_{op}} \right]. \quad (7)$$

Для второго источника:

$$\Delta t_{ip} = \left[\frac{\sqrt{(x_1 + x_2) + h_1^2}}{v_{ip}} - \frac{h}{v_{op}} \right], \quad (8)$$

$$\Delta t_{is} = \left[\frac{\sqrt{(x_1 + x_2) + h_1^2}}{v_{is}} - \frac{h}{v_{op}} \right]. \quad (9)$$

При соблюдении обычных условий $x_i \ll h$, $v_{ip} = v_{op}$, разложение в ряд этих уравнений по малому параметру $\frac{x_i}{h} \ll 1$ дает:

$$\Delta t_{ip} = \frac{1}{2} \frac{2}{h v_{ip}}. \quad (10)$$

где для первого источника $x = x_1$, $x = x_1 + x_2$.

Для поперечной волны:

$$\Delta t_{is} = \frac{h}{v_{is}} \left\{ 1 + \frac{1}{2} \left(\frac{x_p}{h} \right)^2 - \frac{v_{is}}{v_{op}} \right\}. \quad (11)$$

$$\text{Или при } v_{is} = \frac{1}{2} v_{ip},$$

$$\Delta t_{is} = \frac{h}{2v_{is}} \left[1 + \frac{x^2}{h^2} \right]. \quad (12)$$

Так, при $x=10\text{м}$, $h=500\text{м}$, $v_{ip}=2000\text{м/с}$ из (3.62) получим $t_i=50\text{мкс}$.

Для обеспечения компенсации волн на частоте 40Гц необходимое время запаздывания для первого излучателя, при условии (4) составит:

$$\Delta t_k = 12,5\text{мс}$$

Такое запаздывание можно обеспечить путем разноса источников на расстояние:

$$x_i = \sqrt{2v_{ip} h t_{ik}} \quad (13)$$

Откуда $x_i=150\text{м}$ при $\Delta t_{ik}=12,5\text{мс}$, $h=500\text{м}$, $v_{ip}=2000\text{м/с}$.

Используя формулу (10), оценим время запаздывания по отношению к нулевому источнику на глубине $h=4000\text{м}$, $v_{ip}=4000\text{м/с}$, $x_i=150\text{м}$. В этом случае $\Delta t_{ip} = 800\text{мкс}$.

Если частота полезного сигнала при распространении ниже горизонта верхнего слоя составит $f=40\text{Гц}$, то подобное время запаздывания даст сдвиг по фазе:

$$\Delta \varphi = \omega t_{ip} = 2\pi f t_{ip} = 2\pi \cdot 40 \cdot 300 \cdot 10^{-6} = 0,2\text{рад} \approx 29^\circ$$

Приведенные оценки позволяют сделать вывод, что компенсация помеховых волн в верхнем неоднородном слое георазреза приводит к значительному ослаблению продольной волны полезного сигнала на больших глубинах.

Действительно разность двух сигналов одинаковой частоты равна:

$$\Delta U = U_{m1} \sin(\omega t + \varphi_1) - U_{m2} \sin(\omega t + \varphi_2).$$

При $U_{m1} \approx U_{m2} = U_m$

$$\Delta U = 2U_m \cos \omega t \cdot \sin \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{2}. \quad (14)$$

При $\Delta \varphi = 29^\circ$ величина сигнала снижается в два раза, что указывает на нецелесообразность постановки задачи компенсации продольных волн в ближней зоне источника.

Однако, поскольку скорость распространения поперечных сейсмических волн вдвое меньшей скорости продольных волн, длина волны поперечных волн в два раза короче продольных, возникает другая интересная возможность фокусировки поперечных волн в точке компенсации, заключающаяся в том, что в точку компенсации продольных волн поперечные волны придут с фазовым сдвигом 0° или 2π , т.е. их энергия в точке 0 будет складываться. При этом в точке сложения энергий возникает новый сферический источник поперечных волн, которые позволяют в ряде случаев улучшить результаты интерпретации сейсмических данных.

На рис. 2 с помощью (6-9) построены зависимости необходимого времени запаздывания возбуждения источников в функции глубины точки компенсации и при $x_1 = x_2 = 10\text{ м}$, $v_{ip} = 2000\text{ м/с}$.

Запаздывание в возбуждении источников необходимо производить последовательно начиная от 2,4, затем 1,3 и далее 0, т.е. центрального, с тем чтобы в точку компенсации сейсмические волны пришли одновременно и со сдвигом фаз 180° , обеспечиваемого согласно условиям (4) и (5).

Далее рассмотрим возможность управления диаграммой направленности по критерию максимума интенсивности волны в точке фокусировки.

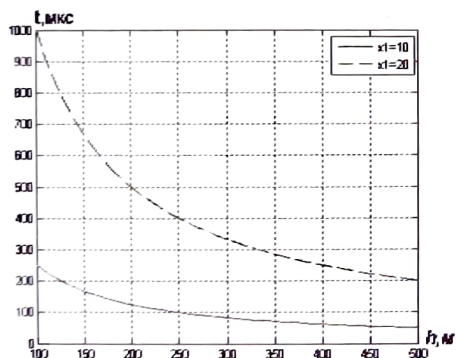


Рис. 2. Зависимость времени запаздывания возбуждения источников от глубины точки компенсации при $x_1 = x_2 = 10\text{ м}$, $v_{ip} = 2000\text{ м/с}$.

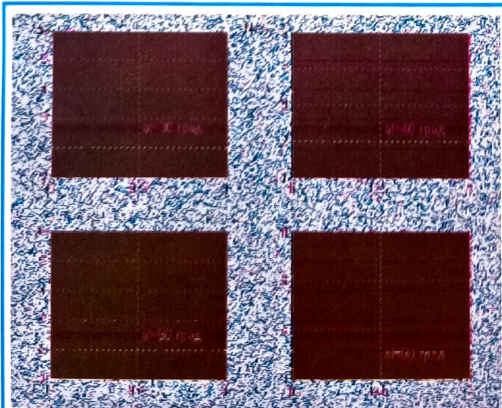


Рис.3. Зависимости КНД от l/λ для различных углов α .

Для этого используем те же соотношения, полученные выше, однако для случая суммирования интенсивностей побочных волн всех источников на глубине h . В этом случае в точку фокусировки волны всех источников должны подойти в одинаковой фазе, при этом последним должен включаться центральный источник.

Например, при $x_1 = x_2$, $h = 4000\text{ м}$ и $v_{ip} = 4000\text{ км/с}$, источники 2 и 4 должны включаться первыми, опережая центральный на время порядка 3 мкс, что находится в рамках погрешностей синхронизации импульсных источников «Енисей».

Однако, при $x_1 = 100\text{ м}$, из (10) получим $\Delta t_{ip} = 300\text{ мкс}$. То есть, в этом случае, для фокусировки поля продольных волн на глубине необходим подбор времен запаздывания излучения источников в группе.

По мере снижения глубины точки фокусировки и увеличения разнорасположения источников по поверхности могут сложиться условия, когда целесообразна постановка задачи синфазного суммирования волн всех источников.

Отметим, что выбор геометрии расположения источников на поверхности, например, расположение 4-х источников по углам квадрата с нулевым в его центре, дает одинаковое запаздывание для всех периферийных излучателей.

Управление запаздыванием по времени излучения группы источников позволяет изменять положение диаграммы направленности в полупространстве, например подсвечивать крутопадающие пласты.

Для дальней зоны излучения зависимость амплитуды колебаний от параметров линейного источника

$$A^2 = a^2 \frac{\sin^2 \left[N \frac{1}{2} kl (\sin \theta - \sin \alpha) \right]}{\sin^2 \left[\frac{1}{2} kl (\sin \theta - \sin \alpha) \right]}, \quad (15)$$

где $k = \frac{2\pi}{\lambda}$ – волновое число;

α – угол между центральной осью диаграммы направленности и произвольным направлением, l – разнос между источниками.

Ширина диаграммы направленности по уровню 0,7:

$$\gamma_{0.7} = \frac{0.8}{(N-1) \frac{l}{\lambda} \cos \alpha} \quad (16)$$

На рис.4 показана форма диаграммы направленности группы линейно расположенных пяти излучателей при различных соотношениях l/λ .

Зависимость величины коэффициента направленности действия (КНД) от отношения l/λ для различных углов максимального излучения α представлена на рис.3.

Как видно из этих графиков, наибольший КНД получается при соотношении $l/\lambda = 0.4$.

Управление положением диаграммы направленности в пространстве при заранее заданном фиксированном разнесе источников можно производить временем запаздывания, путем установки моментов синхронизации излучателей.

Расчетная зависимость необходимого времени запаздывания произвольного излучателя относительно центрального при скорости распространения сейсмических волн $l/\lambda = 4000\text{ м/с}$ представлена в таблице 1.

Далее рассмотрим влияние линейно расположенной группы импульсных источников на формирование суммарной сейсмической волны в некоторой точке А вдоль профиля наблюдения на поверхности геологического разреза (рис. 5).



Сдвиг фазы на частоте f поверхностной, например поперечной волны: $\varphi = 2\pi f \left(\frac{x_i}{v} + t_{ji} \right)$ (17)

где x_i – расстояние между i -м и первым источниками, t_{ji} – электронное время запаздывания, определяемое системой синхронизации. Для компенсации поверхностной волны при излучении парой источников необходимо выполнить условие $\varphi = 180^\circ$.

С учетом этого, из (17) будем иметь:

$$t_{ji} = \frac{1}{2f} - \frac{x_i}{v} \quad (18)$$

Например, при $x_i = 10$ м; $f = 40$ Гц; $v = 2000$ м/с, из (18) получим: $t_{ji} \approx 12,5$ мс.

Эффект компенсации поверхностной волны можно получить как подбором электронного времени запаздывания t_{ji} , так и разносом источников на величину $x_i = \lambda/2$. Так, для $f = 40$ Гц и $v = 2000$ м/с, $x_i = 25$ м.

Без учета затухания интенсивности волны на расстоянии x_i эффект компенсации может быть получен подбором пар x_i , t_{ji} расчетным путем с помощью измерения скорости запаздывания поверхностной волны с использованием акселерометров, установленных на источниках.

Если электронное время запаздывания устанавливается для источников в группе в соответствие с ожидаемой частотой полезного сигнала, а расстояние между источниками определено принятой для данного профиля методикой работ, то в точке наблюдения А (рис. 5) будет наблюдаться интерференционное поле сейсмической волны.

В частотном представлении:

$$u(p) = S_i(p) \left(1 + e^{-p\tau_1} + e^{-p\tau_2} + \dots + e^{-p\tau_n} \right) = S(p) \sum_{i=0}^n e^{-p\tau_i} \quad (19)$$

$$\text{где } \tau_1 = \frac{x_1}{v}; \quad \tau_2 = \frac{x_1 + x_2}{v}; \quad \tau_i = \frac{x_1 + x_2 + x_i}{v}; \quad p = j\omega;$$

$S(p)$ – спектральная характеристика излучаемого сигнала.

Поскольку фазовый сдвиг волны соответствует $\varphi = \omega\tau_i$, то совокупное интерференционное поле группы источников с соблюдением условия взаимной компенсации фаз должно приближаться к нулю.

$$U_{\Sigma A} = \left[\sum_{i=0}^n u_i^2 \right]^{1/2} \Rightarrow 0. \quad (20)$$

Здесь квадратичный закон сложения интенсивностей поверхностных волн учитывает случайный характер отклонения фаз сигналов излучаемых источниками в группе.

В любом случае, суммарная интенсивность поверхностной волны в произвольной точке наблюдения на поверхности раздела при последовательном возбуждении источников в группе будет всегда меньше, чем при одновременном излучении источников.

Таким образом, адаптивное управление парой x_i , t_{ji} на основе учета оперативной информации о скорости распространения разных типов волн, получаемой на данном типе геологического разреза, расширяет информативные возможности сейсморазведки и позволяет по-новому решать некоторые поисковые задачи.

Выводы

1. Режим управления пространственным положением диаграммы направленности (ДН) группы излучателей, исследованный в работах украинских геофизиков [17], позволяет в ряде случаев решать по-новому задачи сейсморазведки в сложных геолого-геофизических условиях.

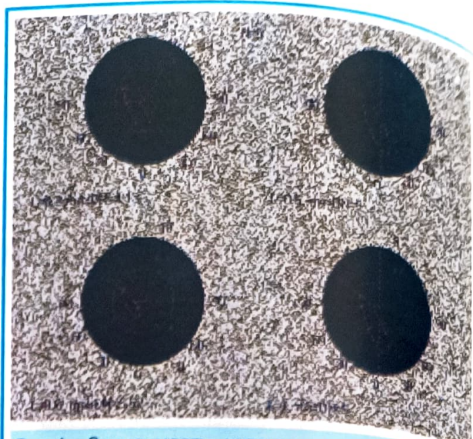


Рис. 4. Зависимость интенсивности излучения и формы диаграммы направленности от относительного разнеса группы пяти излучателей

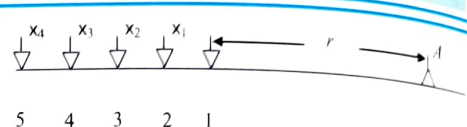


Рис. 5.

Таблица 3.1

h_m	x_m						t_{ji} мкс
	10	20	30	40	100	200	
2000	6,25	25	56,2	100	625	2500	t_{ji} мкс
4000	3,12	12,5	28,1	50	312,5	1250	t_{ji} мкс

Для решения этих задач импульсные невзрывные источники «Енисей» идеально подходят для смещения ДН как путем подбора пространственного разнеса источников по поверхности георазреза, так и путем управления временем их синхронизации в группе.

2. Путем управления временем запаздывания излучения источников в группе, возможна реализация режима генерации преимущественно поперечных волн, обеспечивающих в ряде случаев более высокую геолого-геофизическую информативность по сравнению с продольными волнами.

3. Последовательный режим включения источников в группе позволяет более гибко решать задачи подавления поверхностных волн, например, в сложных геолого-геофизических условиях Восточной Сибири.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта 2010-218-01-082 Правительства РФ по созданию при участии вузов высокотехнологичных производств

Литература

- Детков В. А. Шайдуров Г. Я. О возможности адаптивного управления импульсными невзрывными источниками II. Приборы и системы разведочной геофизики. Саратовское отд. Евро-Азиатского геофизического общества (СО ЕАГО), г. Саратов, №4, 2009. С. 14-16.
- Детков В. А. Шайдуров Г. Я. Частотно-импульсный режим возбуждения сейсмических волн группой импульсных невзрывных источников. СО ЕАГО г. Саратов, №4, 2007. С. 1-13.
- Бендерский В. Я., Рейхер Л. Д., Хараз И. И. Метод управления фронтами волн в сейсморазведке. М.: Недра. 1973. - 200 с.

Дискуссионный клуб: Тонкости аренды геофизического оборудования

Гурьев С.В., Юров А.А. ООО «Фирма «Геосейс», г. Москва

Сегодня заказчики сейсморазведочных и геофизических услуг постоянно ужесточают требования к методике, технике и производительности работ. У исполнителей этих работ появляется необходимость применения качественного, надежного и высокотехнологичного оборудования.

В настоящее время перед большинством геофизических российских предприятий стоит серьезная проблема поиска и привлечения долгосрочных денежных средств для расширения производства, приобретения нового оборудования. Получить необходимые финансовые ресурсы в кредит под приемлемую ставку не всегда удается. Когда возникает необходимость в приобретении нового производственного оборудования, предприятие всегда стоит перед выбором — купить в кредит, взять в аренду или оформить договор лизинга. Что же предпочтительнее? Однозначного ответа нет, поскольку ситуации бывают разными. Важно оценить каждый вариант и принять правильное решение. Каждое грамотное бизнес-решение учитывает много факторов. Среди них, к примеру, конкурентоспособность, экономия денег и времени, улучшение условий труда и безопасности.

При оценке рентабельности фирм все чаще применяется такой показатель, как коэффициент оборота основных средств, т.е. отношение стоимости продаж к средней стоимости основных фондов. Чем выше этот показатель, тем эффективнее использует фирма приобретенные основные средства для обеспечения доходов от продаж. Соответственно, высокой эффективности можно достичь, имея минимальный объем основных средств, но обеспечивая при этом значительный доход от продаж. Использование арендной техники на объектах геофизических работ является одним из возможных способов достижения этой цели.

Сегодня группа компаний «Геосейс» является лидером в сфере предоставления в аренду геофизического оборудования, а так же в технической поддержке, сервисе и его обслуживании. Все оборудование и спецтехника, которые мы сдаем в аренду, проходит предварительный технический осмотр и контроль. Мы работаем только с хорошо зарекомендовавшими себя производителями и следим за отличным качеством и высокой производительностью техники.

У нас имеется полный спектр надежного геофизического оборудования для комплектования сейсморазведочных партий, включая как стандартный набор полевого наземного телеметрического оборудования Sercel 408/428, комплекс для работы в транзитных зонах, так и приборы для проведения многоволновой сейсморазведки (DSU-3). В зависимости от масштабов предстоящего для отработки проекта мы рассчитаем необходимое количество оборудования, а так же предоставим необходимые технические средства (смотки, тягачи) и квалифицированный персонал.

Таким образом у геофизических компаний будет возможность:

- быть хорошо снаряженными и оснащенными для выполнения любого вида сейсморазведочных и геофизических работ;
- показать высокочеловеческий уровень своих услуг, используя современное оборудование, а не то, которое с годами копится на складах, устаревает и отвлекает внимание на решение вопросов по его содержанию, ограничивая в итоге дальнейшее развитие предприятия.

Многолетний опыт взаимодействия с нашими партнерами в данной сфере показывает, что аренда востребована и выгодна в целом ряде случаев:

- компаниям начинающим свой бизнес и не располагающим средствами для приобретения оборудования в собственность;
- при краткосрочной потребности в каком-либо



Рис. 1. Полевое телеметрическое оборудование для наземной сейсморазведки



Рис. 2. Дополнительное оборудование для проведения сейсморазведочных работ

оборудовании.

- предприятиям, зависящим от сезонности проведения сейсморазведочных работ (районы Западной и Восточной Сибири);
 - при необходимости опробовать новое оборудование в деле, чтобы убедиться в целесообразности покупки;
 - при необходимости срочной замены вышедшей из строя техники (особенно в случае использования импортного оборудования).
- Делая выбор в пользу аренды, предприятие получает реальные конкурентные преимущества:
- экономию оборотных средств и возможность сконцентрировать их на основной деятельности предприятия;
 - предсказуемость бюджета предприятия в части затрат на содержание техники;
 - возможность временно нарастить производственные мощности в «горячие» сезоны;
 - возможность подбора необходимого оборудования под тендерные условия;
 - возможность отнесения стоимости аренды полностью на затраты;
 - отсутствие техники на балансе предприятия позволяет сокращать налогооблагаемую базу;
 - гарантия работоспособности оборудования, возможность замены техники на время ремонта и технического обслуживания.

Таким образом, использование арендованной техники позволяет без капитальных вложений нарастить производственные мощности и исключить возможные затраты, связанные с ремонтом оборудования.

И в заключение. Мы обращаемся к читателям с предложением начать на страницах журнала дискуссию на следующие темы:

- о востребованности и готовности применять бескабельные сейсморегистрирующие системы для 3D наблюдений;
- желаемые и применяемые интервалы между сейсмоприемниками в группе, ожидаемая база группы сейсмоприемников;
- культура производства и какие шаги надо предпринять, чтобы улучшить отношение к арендованному оборудованию.

ЭКОНОМИКА

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ

Проведение сейсморазведочных работ в эксклюзивных зонах источниками «Геотон-12»

Гурьев С.В., Резвов В.И., Юров А.А. ООО «Фирма «Геосейс»

На состоявшейся в начале сентября в г.Сара-тове традиционной научно-практической конфе-ренции «Встречи на Волге» ряд российских ком-паний продемонстрировали свои новые разра-ботки, внедрение которых в геофизическое про-изводство несомненно поднимет общий уровень и конкурентоспособность отечественного геофи-зического оборудования. Одной из таких разра-боток является созданный компанией «Геосейс» источник нового поколения «Геотон-12».

«Геотон-12» - малогабаритный электромаг-нитный источник сейсмических колебаний испол-нительный механизм которого осуществляет единичные воздействия на геологическую среду (рис. 1).

Источник предназначен для проведения сей-сморазведочных работ МОГТ-2D, МОГТ-3D, МПВ, ВСП и НВСП.

В одиночном варианте исполнения источник «Геотон 12» может использоваться при проведе-нии сейсморазведочных работ по изучению верх-ней части разреза, но возможно построение более мощных систем возбуждения путем использования в едином составе нескольких

одновременно работающих «Геотонов-12».

Импульсные источники «Геотон» могут исполь-зоваться в природоохранных зонах, транзитных зонах, в пойменных участках, на ледовой поверх-ности речных долин, озер, где применение других способов возбуждения невозможно по техноло-гическим причинам, экологическим ограниче-ниям и требованиям безопасности.

Вес источника «Геотон-12» не превышает 400 кг, а масса группы, представленной на рисунке 2, из 6 источников вместе с тягачом - 8000 кг.

Сама технология проведения сейсморазве-дочных работ этими источниками достаточно проста и обеспечивает снижение негативного воздействия на окружающую среду. Ключевыми особенностями технологии работы с «Геотон-12» являются:

- возможность работы на водоёмах в зимний период (при минимальной толщине льда 30 см) без смещения ПВ и без нарушения регла-ментов ТБ при работе по льду;
- возможность использования источников в населенных пунктах;
- возможность использования источников в природоохранных зонах;
- повышение геологической эф-фективности за счет соблюдения регулярности системы наблюде-ния (особенно актуально для проведения работ МОГТ-3D);
- большая безопасность про-изводства сейсморазведочных работ, в сравнении с другими технологиями их проведения;
- сохранение структуры грунтов при работе, т.к. воздействие происходит в области линейных деформаций грунта;
- хорошая проходимость, обуслов-

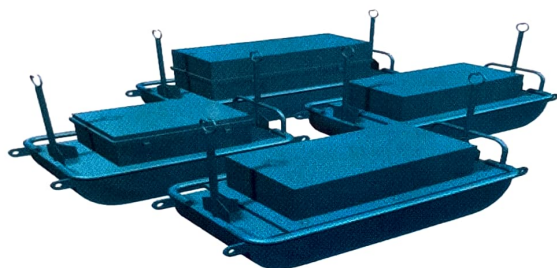


Рис. 1. Импульсный источник сейсмических колебаний «Геотон-12»



Рис. 2. Группа из 6 источников «Геотон-12» на тягаче BV-206.

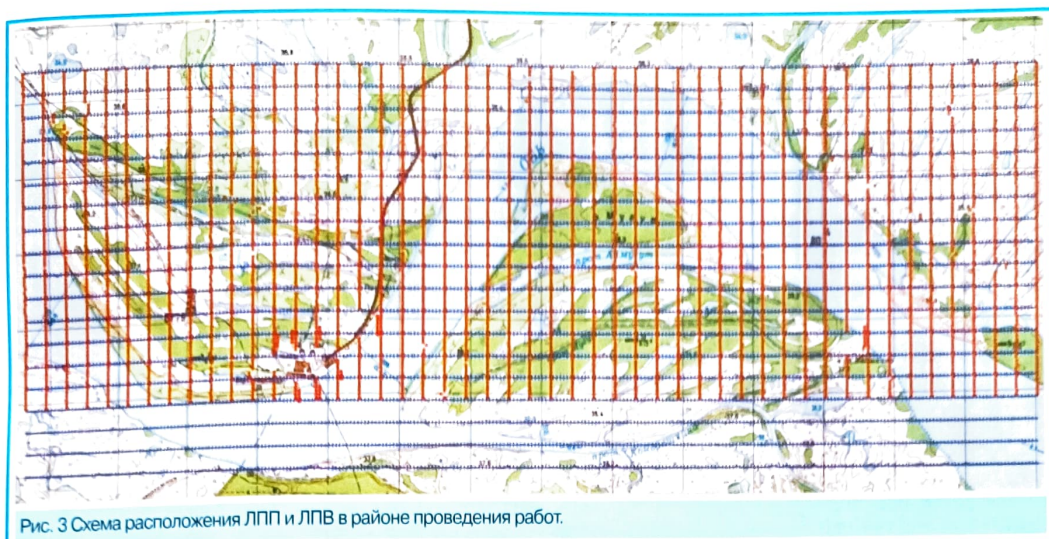


Рис. 3 Схема расположения ЛПП и ЛППВ в районе проведения работ.

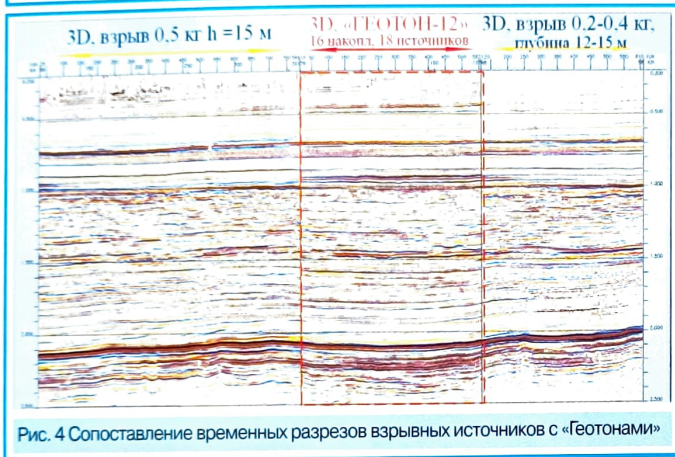


Рис. 4 Сопоставление временных разрезов взрывных источников с «Геотонами»

ленная сравнительно малым весом, габаритами тягача и источника возбуждения упругих колебаний;

- простота в обслуживании источника возбуждения;
 - большие возможности при группировании и расстановке источников на профиле;
 - небольшие размеры излучающей плиты позволяют получить более высокочастотный спектр возбуждаемых сейсмических сигналов.
- Одним из примеров эффективного применения данного источника является проведение работ по методике ОГТ-3D в районе широтного Приобья (рис. 2).

Несмотря на то, что по площади работ ширина р.Обь достигает 1000-1300 метров, была успешно применена регулярная система наблюдений. Параметры съемки: бин 25x25 м, кратность по ОГТ 56, активная расстановка 14 линий приема по 96 каналов, мин/макс удаления – 34,5 / 3806,7 м. Работы проводились в зимний период источниками «Геотон-12» и телеметрическим комплексом Sercel-428. По всему отработанному участку работ получили равномерное распределение кратность по ОГТ.

В прошлые годы на прилегающих участках были проведены работы МОГТ-3D взрывным источником.

Результаты работ проведенных импульсными источниками показывают (рис. 4), что «Геотон» обеспечивает получение информации, полностью сопоставимой по разрешенности записи с материалами взрывной сейсморазведки. На временных разрезах выделяются и четко прослеживаются целевые отражающие горизонты. Это позво-

ляет решать достаточно тонкие геологические задачи.

Важным моментом для решения поставленных геологических задач является получение качественного исходного полевого материала, что во многом определяется оптимальным выбором условий возбуждения упругих колебаний. Использование невзрывных поверхностных источников сейсмических колебаний «Геотон-12» позволяет, по мере необходимости, гибко корректировать характеристики условий возбуждения, добываясь максимальной отдачи.

По характеристикам возбуждаемых волн импульсные источники близки к взрывным. Добавляется только суммирование единичных накоплений. На записи мы получаем сейсмические сигналы, ограниченные полосой пропускания регистрирующей аппаратуры. Это отличает импульсную сейсморазведку от вибросейсмической, где для получения сейсмограммы применяется операция свертки, которая является мощным цифровым фильтром. Кроме этого, операция свертки определяет динамический диапазон сейсмической записи, который не всегда соответствует отношению максимальной амплитуды полезного сигнала к корреляционному шуму.

Выбор того или иного вида источника сейсмических волн зависит от экологических особенностей места работы, поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий, поставленных для решения геологических задач и от конъюнктуры рынка геофизических услуг.

Импульсные источники зачастую оказываются наиболее приспособленными для решения задач сейсморазведки на площадях с наличием эксклюзивных зон.

Практика показывает, что проведение сейсморазведки с использованием невзрывных источников «Геотон-12» позволяет упростить полевые работы, снизить их стоимость и исключить или свести к минимуму ущерб, наносимый окружающей среде. Теперь у геофизиков появился универсальный, легкий, мобильный и высокопроизводительный источник, обеспечивающий возможность получения качественного сейсмического материала там, где использование тяжелой техники затратно, а иногда просто невозможно.

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

ВСЕГДА ГОТОВО К УПОТРЕБЛЕНИЮ

Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sersel 408/428.
Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования.
Производство импульсных источников «Геотон»

2011



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
1	2	3	4	5	6	
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28						



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
1	2	3	4	5	6	
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
					1	2
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30			



Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	



ООО «Фирма «ГЕОСЕЙС»
 Тел. (Москва): +7 (495) 694-19-07 / +7 (495) 694-19-97 / (Тюмень): +7 (3452) 48-33-72
 Электронная почта: geoton@geoton.ru / sggeoton@gmail.com / geoseisld@gmail.com
<http://www.geoton.ru> / www.geoseis.info



Реализация новых инициатив в районе Северного моря и на континентальном шельфе Великобритании (например, инициатива эксплуатации земель с применением «отдыха под паром» и рекламирование новых лицензионных участков) начинает приносить плоды и активизирует хозяйственную деятельность за счет привлечения новых инвесторов и идей в области разведки и разработки месторождений. Площади с ликвидированными месторождениями или низкорентабельные месторождения с недостаточными коммерческими запасами вновь выставляются на аукционы с целью привлечения инновационных и прогрессивных компаний, которые смогут раскрыть недостаточно изученный потенциал таких месторождений и обеспечить рентабельность разработки за счет использования действующих объектов инфраструктуры.

В данном докладе рассматривается один из примеров, связанных с недавним открытием месторождения компанией Oilexo, которая применила комплексный подход к изучению месторождения с привлечением специалистов широкого круга дисциплин для исследования новых потенциальных возможностей и определения продуктивных интервалов на основе прогрессивных методов обработки данных сейсмозаземки, построения скоростных моделей с данными высокого разрешения и применения технологий отображения сейсмических данных до суммирования в совокупности с комплексным анализом атрибутов, откалброванных по скважинным данным, и с учетом результатов инверсии характеристик акустической жесткости.

Рассматриваемое месторождение является одним из крупнейших месторождений, которые были открыты в акватории Северного моря в течение последних лет.

Разработка месторождения Brenda. Комплексный подход к изучению месторождения с привлечением специалистов различных дисциплин

Ian F. Jones, John Faragher, Ika Novianti, GX Technology, UK; Rod Christensen, Oilexo North Sea Ltd., Canada; Jamie Haynes, Henry Morris, IKON Science Ltd., UK; Giles Pickering, TROY-IKODA Ltd, UK.

Введение

Компания «Oilexo» (Великобритания) разработала и приступила к реализации программы бурения в пределах лицензионного участка P1042 (блок № 15/25b), расположенного в акватории Северного моря в районе Оутер Морай Фирс (Outer Moray Firth). Программа рассчитана на добычу нефти из продуктивных песчаников палеоцена из свиты Верхний Балморал (Upper Balmoral). На начальном этапе разработки планировалось бурение трех скважин: одна скважина в пределах структуры, на которой уже пробурена скважина № 15/25b-3, одна скважина в пределах поднятия, представляющего собой классическое структурное замыкание с четырех сторон и одна скважина в пределах руслового песчаника, потенциальная нефтенасыщенность которого определена по аномально низкой характеристике акустической жесткости (EI) на суммарном разрезе по дальним трассам.

Устье первой новой скважины № 15/25b-6 было заложено на расстоянии приблизительно 150 м к западу от скважины № 15/25b-3 компании Сопосо. Скважина Сопосо пробурена в 1990 г. и является первооткрывательницей нового месторождения компании Сопосо. В процессе бурения скважина вскрыла эффективную нефтенасыщенную пачку мощностью 20 футов. При испытаниях в скважине был получен приток нефти (39 град.) в размере 2690 баррелей/сут. Нефть получена из песчаников Верхний Балморал. Разработка месторождения еще не начата.

Первооткрывательницей нового нефтяного месторождения Brenda стала скважина № 15/25b-6. Компания Oilexo заявила об открытии нового месторождения 26 января 2004 г. Скважина вскрыла несколько нефтенасыщенных песчаников Верхний Балморал палеоценового периода. Самый мощный песчаный пласт характеризуется мощностью 26 футов и высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Кроме того, в продуктивной песчаной пачке

выделено несколько маломощных песчаных пропластков-коллекторов, которые также были вскрыты скважиной. Гидродинамические испытания проведены во всех продуктивных интервалах. По результатам испытаний песчаников Верхний Балморал получен приток нефти 40 град. по API. Дебит составил 2980 баррелей/сут. при проведении испытаний в течение более 18 часов в условиях устоявшегося потока. Интервал перфорации составил 56 футов (установлено по результатам замеров при спуске каротажных приборов на кабеле и отбора проб пластовых флюидов). При испытаниях скважины средний приток пластового газа составил 600 тыс. кубических футов/сут. На протяжении всего периода гидродинамических испытаний обводненность продукции отсутствовала и приток песка в скважину не наблюдался.

Устье второй новой скважины (скв. № 15/25b-7) расположено на расстоянии приблизительно 4 км к северо-западу от скважины № 15/25b-6. Вертикальной секцией ствола скважины вскрыта песчаная пачка Верхний Балморал мощностью приблизительно 50 футов. Зона коллектора представлена песчаниками с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. По типу насыщающих флюидов в соответствии с результатами каротажа песчаники, вскрытые скважиной, отнесены к категории водонасыщенных. При забурировании бокового ствола (15/25b-7Z) вскрыт дополнительный песчаный пласт пачки Верхний Балморал палеоценовой системы, представленный чистыми песчаниками, которые характеризуются высокой пористостью и небольшими запасами нефти в верхней зоне песчаного пласта, а также газонасыщенностью по результатам каротажа. При анализе скважинных данных было установлено, что структура Шерил (Sheryl) не имеет гидродинамической связи с нефтяной залежью в продуктивном песчанике Бренда (Brenda), который залегаёт в более глубокой части разреза по сравнению с

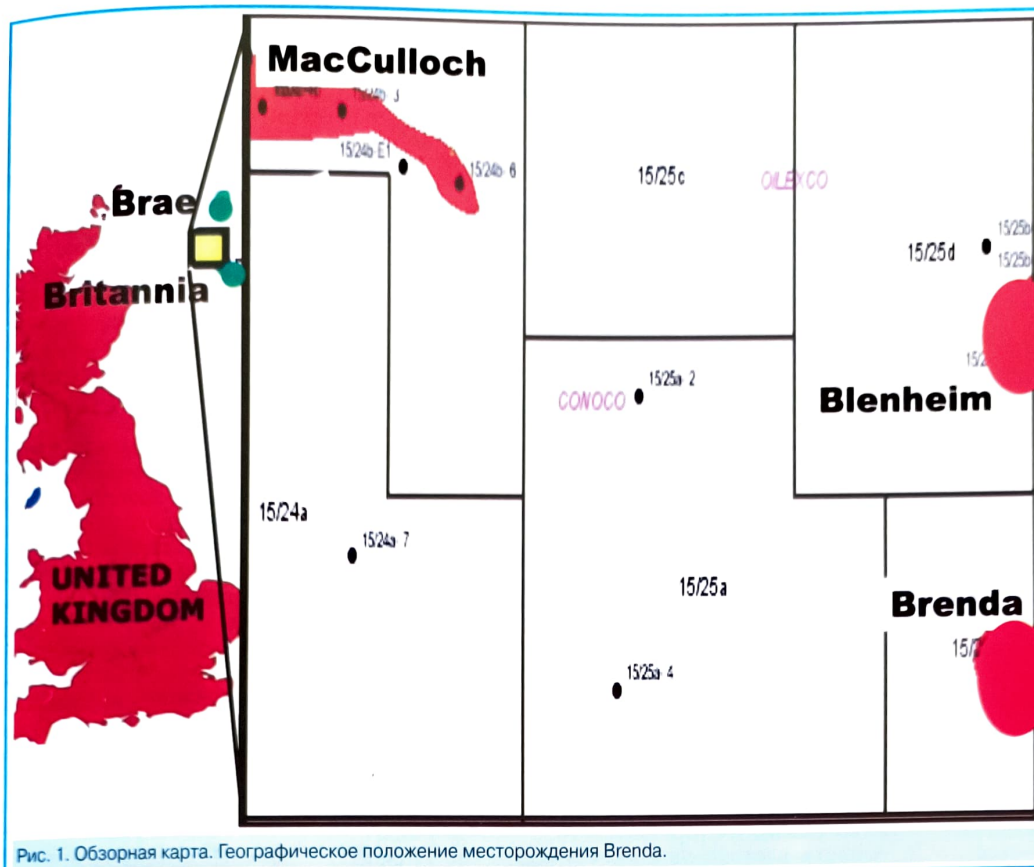


Рис. 1. Обзорная карта. Географическое положение месторождения Brenda.

продуктивным пластом Sheryl. В связи с этим, скважина была ликвидирована.

Третья скважина (скв. №15/25b-8) пробурена для вскрытия нижней зоны аномалии EI. Устье скважины было заложено на расстоянии 0,5 км к западу от скважины № 15/25b-6. Скважина проектировалась как доразведочная и бурилась на нефтяную залежь Бренда (Brenda). Эффективная нефтенасыщенная мощность песчаников, вскрытых скважиной, составила 69 футов. Песчаники характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами и расположены в пределах свиты Верхний Балморал. При испытаниях в скважине получен приток нефти в размере 4785 баррелей/сут.

Геологическое строение месторождения и программа строительства скважин

В эпоху палеоцена на платформах Восточный Шетланд (East Shetland) и Оркни (Orkney) происходит формирование дельтовых отложений. В результате значительной деформации земной коры под воздействием тепловых явлений происходит поднятие платформ.

Поднятие земной коры и повышение угла падения дельтовых отложений и отложений шельфового склона привело к снижению устойчивости грунтов и обрушениям, в результате которых происходит перенос песчаника и другого осадочного материала гравитационными мутьевыми потоками с последующим сбросом осадочного материала непосредственно в бассейн. Ограниченные мутьевые потоки, богатые песчаным материалом, возникают в эрозионных каналах размывов, которые характеризуются небольшими объемами сносимого осадка. Именно по этим каналам происходит основной перенос песчаника. В результате переноса песчаных частиц по этим эрозионным каналам формируются монолитные массивные песчаники с плоской и переслаивающейся слоистостью.

Реже встречаются вогнутые структуры русловой формы, заполненные песчаником. Гравитационные (мутьевые) потоки получили широкое распространение в позднем палеоцене (танетский ярус палеоцена) и в основном хорошо прослеживаются по сейсмике в связи с резким контрастом между песчаниками и латерально распространяющимися глинами и аргиллитами.

На начальном этапе компания Oilexo заявила, что верхние песчаники палеоцена относятся к пласту Фортис (Forties), входящему в состав свиты Рогаланд (Rogaland Group), однако позднее по результатам биостратиграфического анализа песчаники были отнесены к пласту Верхний Балморал, входящему в состав свиты Монтрос (Montrose Group).

Результаты анализа обстановок осадконакопления были показаны компанией Sonoco на выставочном стенде, содержащем описание материалов анализа керна, представленном на Конференции по геологии нефти и газа в 2003г. При подготовке плаката использовались материалы по скважине №15/12-1, пробуренной в шельфовой части месторождения. Песчаники периода Балморал формируются в районе волновой дельты в период высокого стояния уровня моря. Песчаники характеризуются хорошей сортировкой песчаных зерен и отсутствием тонкозернистого материала. По мере накопления осадочного материала на краю дельты происходит периодическое обрушение и сползание осадка с формированием гравитационных мутьевых потоков, в результате которых происходит перенос осадка на расстояние до 25 км. Деятельность гравитационных потоков приводит к формированию песчаных тел в районе месторождения Мак-Куллох (MacCulloch) и далее (см. Рис. 1). Анализ керна, отобранного из скважин, пробуренных компанией Sonoco в районе MacCulloch, подтверждает формирование пес-

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ РАБОТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ

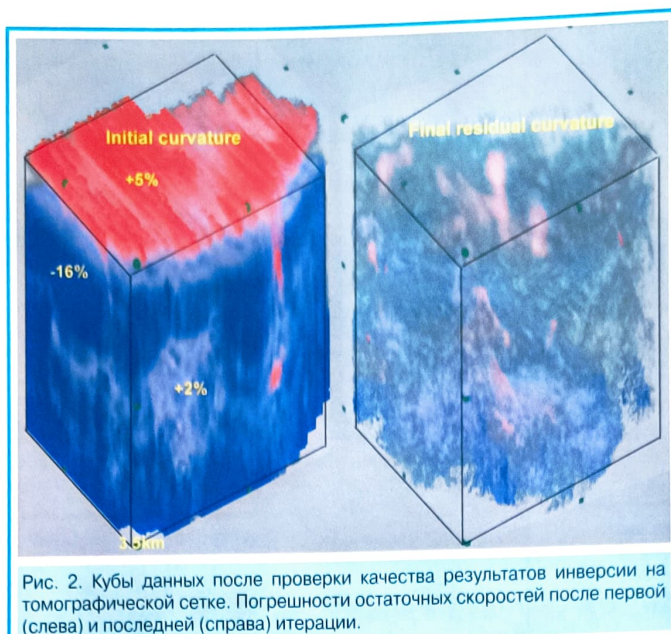


Рис. 2. Кубы данных после проверки качества результатов инверсии на томографической сетке. Погрешности остаточных скоростей после первой (слева) и последней (справа) итерации.

чанных пластов в результате сноса осадка мутьевыми/гравитационными потоками с повышенной концентрацией песчаных частиц, как и в случае с формированием песчаников пласта Верхний Балморал в пределах блока №15/25b. Характеристика песчаников в ограниченном объеме выполнена компанией Сопосо: песчаники полевошпатовые, массивные со средней зернистостью (с уклоном в сторону тонкозернистых). Слоистость наблюдается редко и представлена размытой слоистостью. Песчаники нефтенасыщенные от рыхлосцементированных до несцементированных. Пористость очень высокая и оценивается на уровне 30%. По результатам определений проницаемости, данная характеристика варьирует в диапазоне от 1 до 2 Дарси.

По оценкам специалистов Oilexo палеоценовые песчаники Верхний Балморал, сформировавшиеся в результате сноса осадка гравитационными мутьевыми потоками, в разрезе скважины №15/25b-3 компании Сопосо присутствуют в неполном объеме. В районе скважины № 16/21a-6 Sun Glamis мощность русла составляет приблизительно 50 футов. В противоположном направлении в районе скважины № 15/24b-6, которая расположена на более низком участке по падению пластов-коллекторов месторождения MacCulloch (Мак-Куллох), мощность песчаников Верхний Балморал составляет более 120 футов. Мощность песчаников, вскрытых скважиной №15/25b-3, составляет всего 22 фута. Зернистость песчаников, вскрытых скважиной, варьирует в диапазоне от тонкозернистой до среднезернистой. Сортировка умеренная. Цементация отсутствует. Песчаники характеризуются массивной (моноклит) структурой с плоской косою слоистостью и высокой видимой пористостью. По всему песчаному разрезу до дна мутьевого русла наблюдаются нефтяные пятна с однообразной желтой флуоресценцией и следами высокой скорости потока. Результаты анализа керна, отобранного в скважине №15/25b-3 компании Сопосо, не позволяют однозначно ответить на вопрос о типе ловушки: стратиграфическая или структурная. По результатам анализа керна наличие ВНК в песчаниках Верхний Балморал неочевидно, поэтому выдвигается предположение о наличии стратиграфической ловушки.

При выборе координат скважины № 15/25b-6 компания Oilexo исходила из необходимости проверки стратиграфического варианта интерпретации, поэтому устье скважины было заложено на расстоянии приблизительно 150 м от скважины № 15/25b-3 компании Сопосо.

В соответствии с результатами прогнозов мощность песчаников Верхний Балморал в скважине №15/26b-6 (Oilexo) была выше, чем в близлежащей скважине Сопосо: скважина Oilexo вскрыла песчаники Верхний Балморал, мощность которых составила 60 футов, а в скважине №15/25b-3 компании Сопосо мощность песчаника составляет всего 25 футов.

Предварительная обработка данных сейсморазведки

Основной целью предварительной обработки данных сейсморазведки была оптимизация процесса сейсмических построений для последующего отображения геологической среды. Особое внимание при проведении работ в районе исследований необходимо было уделить меловому интервалу. Важнейшей задачей в процессе обработки данных сейсморазведки являлось сохранение амплитудных характеристик, т.к. для определения основных перспективных зон планировалось использование методики AVO. В связи с тем, что значительные помехи при регистрации данных сейсморазведки в исследуемом районе возникают вследствие образования высокочастотных волн, отраженных от морского дна, значительные усилия были направлены на выбор оптимальной технологии подавления высокочастотных волн-помех. Предварительной обработке подлежали данные сейсморазведки, полученные на общей площади 300 кв. км.

На сейсмограммах, полученных вдоль направления съемки, обнаружено большое количество помех от морских волн и шумов, возникающих вследствие колебаний приемной косы. Для подавления указанных шумов в процессе обработки данных были опробованы собственные технологии компании. Применение указанных технологий подтвердило их высокую эффективность для подавления помех, возникающих в результате деятельности морских волн и движения воды вокруг кабелей под натяжением, а также для подавления иных аномальных амплитуд при сохранении характеристик первичных волн.

Кроме того, было отмечено большое количество крутопадающих волн-помех в области ПВ. Данные волны-помехи возникают в результате вибрации морской сейсмической косы, причем низкочастотные каналовые волны образуются по всей длине кабеля в процессе буксирования отклонителей морской косы. Такие волны-помехи являются доминирующими на двух крайних кабелях косы. С учетом результатов тестирования было принято решение об установке фильтров углов наклона в области наклонного суммирования (Tau-P) с целью наиболее эффективного подавления регулярных волн-помех с падением. Фильтрация планировалась осуществить на более позднем этапе предварительной обработки.

В связи с характерными ограничениями.

которые свойственны скоростям, пропикированным перед миграцией, предпочтение было отдано методу подавления кратных волн перед миграцией. Данный метод не зависит от скоростей и позволяет снизить риск подавления полезных (однократных) волн до минимального уровня. Кроме того, в процессе предварительной обработки применялась методика подавления многократных волн, возникающих на поверхности. Данный метод предусматривает осуществление операций в два этапа: на первом этапе определяются критерии отбора многократных волн, а на втором этапе выполняется отсеивание и подавление многократных волн в исходных данных.

После подавления поверхностных волн было обнаружено наличие остаточных внутрислоистовых (неполнократных) волн, для подавления которых выполнена деконволюция в области наклонного суммирования. В связи с тем, что для подавления волн-помех, возникающих в результате вибрации морской косы, требовалась фильтрация сигналов по углам наклона, мы выполнили соответствующие преобразования с целью выборки только тех волн, которые попадали в установленный диапазон углов наклона.

Построение скоростной модели и глубинная миграция до суммирования

Основная задача при отображении геологической среды в изучаемом разрезе – точное и достоверное построение сложной системы разломов и зон трещиноватости, а также картирование небольших структур, осложняющих верхний меловой отражающий горизонт. При построении детальной скоростной модели на основе технологии сеточной томографии много усилий было приложено для сохранения всех стратиграфических и структурных особенностей разреза (Джонс, 2003г.). Наиболее важным элементом работы по построению точного и достоверного отображения амплитуд в продуктивных зонах являлось правильное определение скоростей в верхней части разреза и в меловом интервале. Исходная карта интервальных скоростей по глубинам была построена на основе предельных эффективных скоростей во временной области с последующим преобразованием полученных значений в глубинные интервальные скорости. С учетом результатов начальной миграции было выполнено пикирование отраженных от морского дна сигналов с последующей привязкой к сетке с целью отображения водной толщи в глубинной поинтервальной скоростной модели.

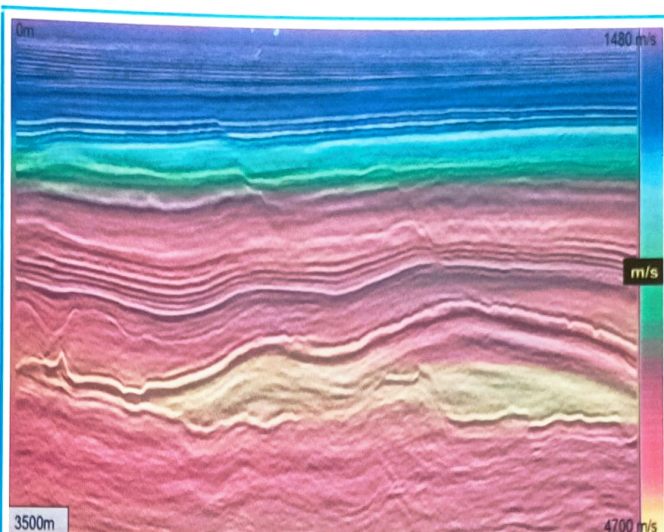


Рис. 3. Контроль качества – образец наложения сейсмических данных на скоростную модель.

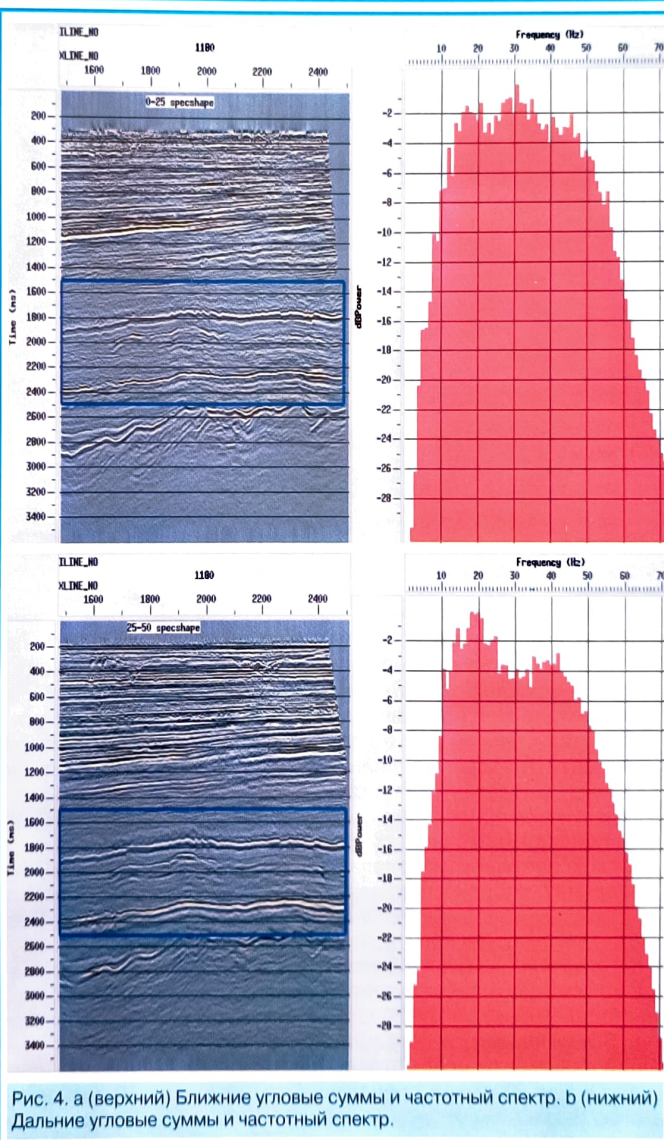


Рис. 4. а (верхний) Ближние угловые суммы и частотный спектр. б (нижний) Дальние угловые суммы и частотный спектр.

На следующем этапе работ были выполнены три итерации для обновления томографической сетки (Сугру и др. (Sugrue et al.,) 2003г.). Каждая итерация обновления скоростной модели состояла из двух этапов:

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

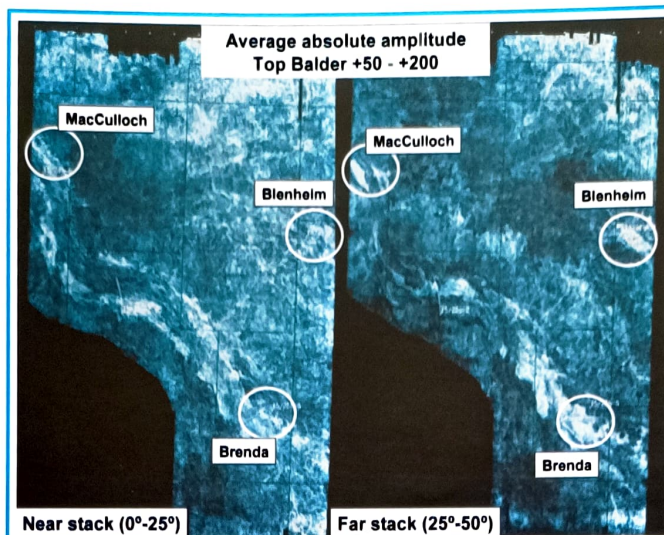


Рис. 5. Карта амплитуд по кровле Болдер для суммарных разрезов по ближним и дальним трассам.

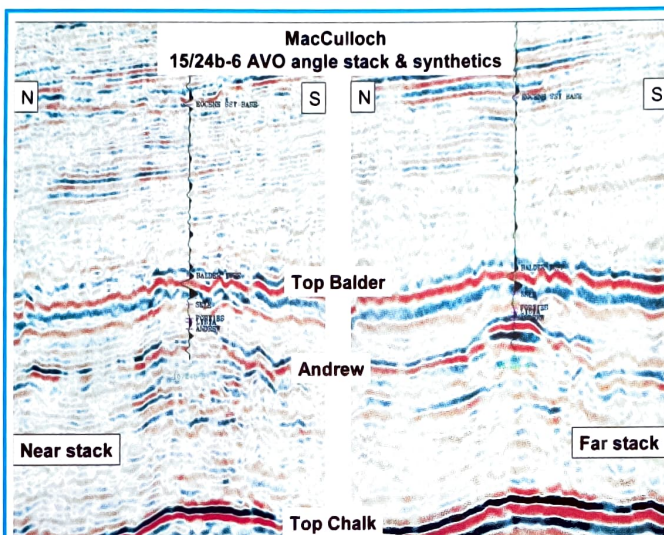


Рис. 6. Суммарные разрезы по ближним и дальним трассам для месторождения MacCulloch.

1. Автоматическое непрерывное пикирование с малым шагом на сейсмограммах после миграции с целью определения остаточной кинематической поправки, которая является представительной для отклонений значений скорости от заданного диапазона величин.
2. Томографическая инверсия в глубинной области для обновления скоростной модели на основе остаточных скоростей кинематических поправок и локального поля углов падения, которое определяется в процессе автоматического пикирования.

Для автоматического пикирования применялся собственный алгоритм компании GXT, основанный на подавлении плоских волн (Claerbout, 1992г.; Hardy, 2003г.). Затем инструмент 3D, задаваемый пользователем и содержащий фрагменты сейсмотрасс для различных точек ОГТ и удалений, перемещался по кубу данных. В каждом положении рассчитывались 2 угла наклона (по удалениям и осям ОГТ), которые обеспечивают снижение диапазона амплитуд методом наименьших квадратов. Также определялась точность и качество расчетных значений. По результатам пикирования была рассчитана область углов наклона 3D и остаточ-

ная кинематическая поправка.

В качестве побочного результата при автоматическом пикировании был получен суммарный разрез с учетом остаточной кинематической поправки. По суммарному разрезу определяется правильность подбора остаточной кинематической поправки в процессе подготовки к томографическому обновлению.

После автоматической пикировки в программу томографического анализа была введена остаточная кинематическая поправка и замеры диапазона угла падения с учетом баллов по качеству автоматической пикировки. Далее было построено томографическое уравнение, которое позволяет минимизировать значения остаточной кинематической поправки (сглаживание сейсмограмм и правильное расположение данных). На различных этапах этого итеративного процесса выполняются различные мероприятия по контролю качества данных при автоматической пикировке и томографических построениях.

В результате мероприятий по контролю качества для обновления значений скоростей были получены сейсмограммы до и после обновления, суммарные разрезы и сетки остаточных погрешностей по глубинам. Наиболее эффективным мероприятием контроля качества для куба 3D является отображение остаточных глубинных погрешностей в трехмерном массиве данных, в котором легко прослеживаются зоны с нулевой погрешностью определения глубин (Hardy, 2003г.). Кривые остаточных погрешностей определения глубин для исходной и результирующей версий модели показаны на Рис. 2 (см. далее). На Рис. 3 показано

наложение скоростной модели на сейсмический куб. Такой метод проверки является весьма эффективным для определения соответствия скоростных поправок геологическим характеристикам разреза.

По окончании построения модели была выполнена глубинная миграция данных 3D до суммирования на основе алгоритма Кирхгофа с целью сохранения исходных амплитуд. В процессе глубинной миграции был выполнен перенос всех сейсмограмм на сетку 25 м * 25 м.

Для сглаживания остаточных кинематических поправок после окончательной миграции была запущена программа непрерывного автоматического прослеживания. Для полученного массива данных область остаточных скоростей кинематических поправок была равномерно распределена по сетке 100 м x 100 м.

После проведения спектрального анализа просуммированных данных было выполнено спектральное профилирование зависящим от времени методом с целью максимального увеличения диапазона удельных частот данных и ограничения количества помех. На Рис. 4 показаны суммарные разрезы по ближним и дальним трассам в районе исследуемых продуктив-

ных зон месторождения Mac Culloch (Мак-Куллох).

Геолого-физическая характеристика коллектора

В периметре месторождения MacCulloch (Мак-Куллох) на расстоянии 12 км к северо-востоку от месторождения Brenda, специалисты компании Conoco выделили сейсмическую характеристику, соответствующую кровле коллектора, и определили данную характеристику как аномалию зависимости амплитуды (отражения) от удаления, относящуюся к аномалиям класса III (небольшой амплитудный минимум – ближняя трасса, значительный амплитудный минимум – дальняя трасса) (Скорер и др. (Scorer, et al), 2003г.). Скорер утверждает, что данная методика позволяет с достаточной степенью уверенности говорить о наличии нефти в разрезе с очевидным прослеживанием ВНК. Добыча нефти и насыщение порового пространства водой вместо извлеченной нефти приводит к получению «более четкого» отражения от кровли коллектора, причем в разрезе по дальним трассам наиболее четко прослеживаются эффекты периодических наблюдений. Специалисты установили, что структурное замыкание не объясняет причин возникновения ловушки на месторождении MacCulloch (Мак-Куллох) и основной механизм образования ловушки – стратиграфический. Признаки стратиграфической ловушки проявляются со всей очевидностью на картах импеданса по AVO, на которых отчетливо прослеживаются зоны, где исчезают признаки наличия нефтенасыщенности. Аналогичную аномалию наблюдали специалисты Oilexo в пределах месторождения Brenda.

Здесь данные разделены на два частично просуммированных разреза (0-25° и 25-50°), которые анализируются отдельно. На сейсмограммах наблюдаются систематические изменения амплитуды с удалением. Изменения становятся еще более очевидными в случае применения фильтров. Кроме того, амплитудные изменения в целом соответствуют сейсмическим характеристикам, прогнозируемым на основе скважинных данных. На данном этапе была выполнена отбивка кровли горизонта Болдер (Balder) и кровли мелового горизонта. Отбивка кровли коллектора также желательна, но в данном случае прослеживание кровли считается неэффективным с практической точки зрения, т.к. в процессе моделирования и последующей привязки горизонтов по скважинам установлено, что возможно изменение полярности данных по ближним и дальним трассам в зависимости от показателей пористости и

насыщенности. Более того, в связи с изменением мощности песчаника отбивка кровли продуктивного горизонта усложняется.

Мы также выполнили построение карт осредненных абсолютных амплитуд с шагом 50 мс до

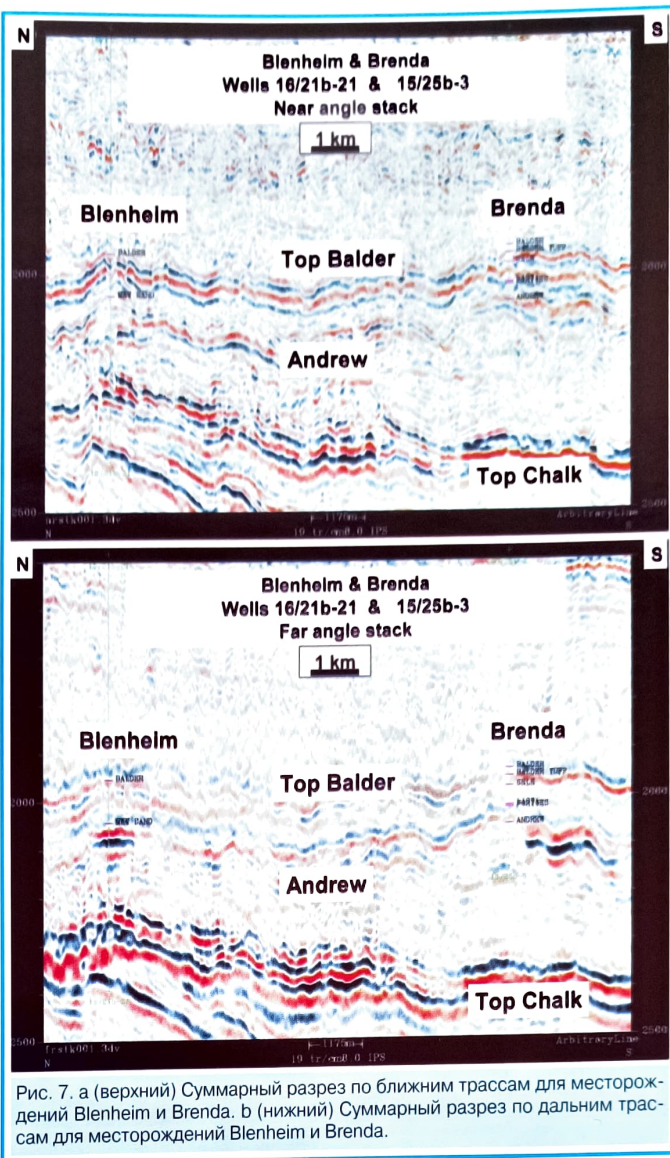


Рис. 7. а (верхний) Суммарный разрез по ближним трассам для месторождений Blenheim и Brenda. б (нижний) Суммарный разрез по дальним трассам для месторождений Blenheim и Brenda.

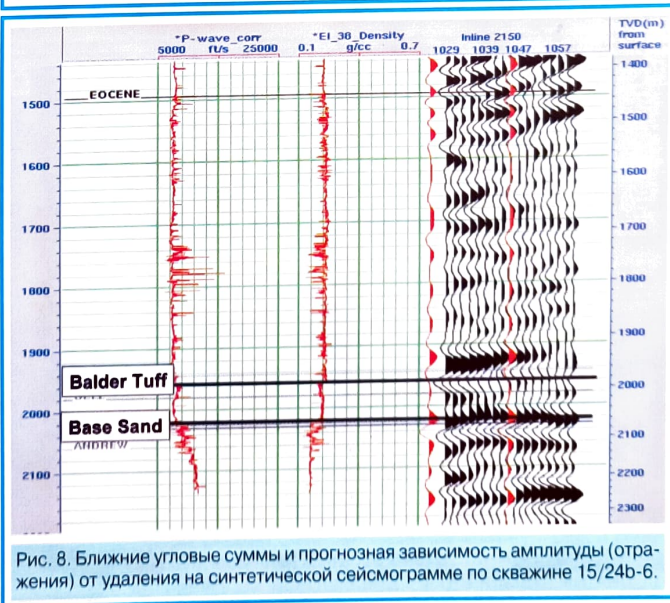


Рис. 8. Ближние угловые суммы и прогнозная зависимость амплитуды (отражения) от удаления на синтетической сейсмограмме по скважине 15/24b-6.

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ РАБОТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ

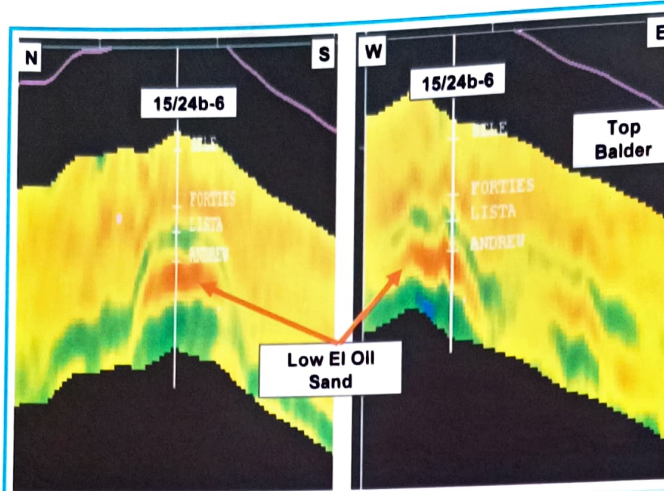


Рис. 9. Сейсмическая инверсия дальних угловых сумм по инлайнам и кросс-лайнм через скважину 15/24b-6 на месторождении MacCulloch. Скважина вскрывает зону аномалии E1.

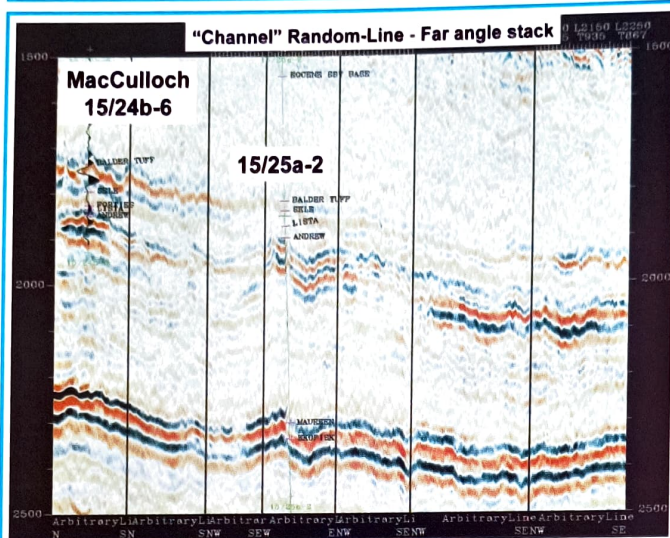


Рис. 10. Суммарный разрез по дальним трассам для случайного профиля, расположенного вдоль русла. Положение скважины №15/25a-2.

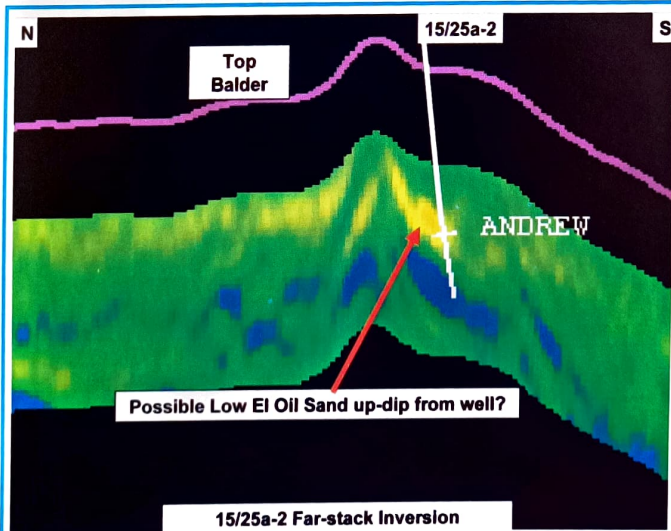


Рис. 11. Инверсия акустических жесткостей на суммарном разрезе по дальним трассам по руслу, проходящему через ликвидированную скважину 15/25a-2. Скважина вскрывает нижний участок аномалии E1 по падению пластов.

200 мс в разрезе под кровлей горизонта Болдер (см. Рис. 5). На суммарных разрезах по ближним

дальним угловым суммам (см. 8, скв. 15/24b-6).

и дальним трассам хорошо прослеживается основное меандрирующее русло с юго-восточным простиранием, берущее начало на месторождении MacCulloch (Мак-Куллох). На суммарном разрезе по дальним трассам продуктивные зоны обоих месторождений (MacCulloch и Blenheim) отображаются в виде светлых пятен/аномалий. Кроме того, светлые пятна наблюдаются в области основного русла, в частности в районе, расположенном к западу и югу от скважины №15/25b-3. Для месторождения MacCulloch (Мак-Куллох) аномалии на суммарных разрезах по дальним трассам, показанные на примере отдельных сейсмопрофилей, приводятся на Рис. 6, а для месторождений Blenheim и Brenda – на рис. 7.

Определение формы импульса и привязка к скважинным данным

Инверсия сейсмических данных используется для расчета куба акустического импеданса по сейсмическим данным. В свою очередь инвертированный куб акустического импеданса позволяет достаточно хорошо оценить свойства пород, что приводит к получению более точных характеристик коллекторов. Стандартные сейсмические данные, представляющие собой отражения от границ пород, можно смоделировать путем свертки свойств горных пород в разрезе (по вертикали) в виде сейсмического импульса с некоторой долей шума. Для проведения инверсии при обратном пересчете сейсмических данных в свойства пород требуется определить форму импульса. Таким образом, была проанализирована частотная составляющая как ближних, так и дальних угловых сумм с последующим выделением импульса.

Затем, для построения синтетических сейсмограмм в местах расположения скважин наряду с данными каротажа и сейсмокаротажа были получены ближние угловые суммы. Синтетические сейсмограммы достаточно хорошо совпадают с данными ближних угловых сумм на обеих скважинах месторождения MacCulloch (Мак-Куллох). Отмечается, что выделение тонких песчаных тел по имеющимся данным не возможно из-за ограничений в разрешающей способности, однако можно выделить более мощные слои песчаника, что было сделано в скв. 15/24b-6. С помощью AVO-моделирования было получено прогнозируемое изображение по

Сейсмическая инверсия ближних и дальних угловых сумм

Для проведения инверсии, кроме формы импульса и сейсмических данных, еще одним ключевым входным параметром является модель фонового импеданса. Это необходимо для оценки абсолютного импеданса, поскольку сейсмические данные не содержат информации в области низких частот (<5 Гц). Такая модель строится путем интерполяции соответствующих кривых ГИС по участку на основе прокоррелированных горизонтов с последующим сглаживанием полученной модели таким образом, чтобы остались только те частоты, которые находятся вне диапазона сейсмических данных. Модели были построены с использованием данных ГИС в интервале E15 для ближних угловых сумм инверсии и E138 для дальних угловых сумм. С целью получения более точной модели эоценовых пород в дополнение к горизонтам в кровле меловой формации и формации Болдер был прокоррелирован горизонт вблизи олигоцена.

Следует отметить, что для проведения инверсии было принято базовое положение о том, что скважинные данные адекватно отражают изменения свойств пород по всему участку. В нашем случае в распоряжении имелись данные только по трем скважинам, что ограничивало контроль построений. Здесь отсутствует достаточное количество доказательств о значительных систематических изменениях свойств пород по площади, однако, не стоит полностью сбрасывать со счетов наличие подобного рода изменений, учитывая небольшое количество скважин на участке.

AVO импеданс является атрибутом, который служит для оптимизации выделения коллекторов, содержащих углеводороды, при совместном использовании дальних и ближних значений импеданса. Основным принципом здесь является использование двух кубов с целью исключения качественных элементов коллекторов по характеристикам импеданса таким образом, чтобы остающейся характеристикой был только уровень насыщения углеводородами.

Результаты инверсии

Как известно, присутствие углеводородов и другие аномалии наиболее четко видны на кубе дальнего импеданса и с учетом потенциальных проблем по кубу AVO импеданса из-за неточностей в кубе ближних угловых сумм, усилия по интерпретации были сосредоточены на дальнем импедансе. На рисунке 9(а, в) в скважине 15/24b-6 отмечаются низкие значения E138, где ясно видна аномалия в зоне нефтенасыщения. Заметим, что временной интервал сейсмических данных был сведен к интервалу, включающему известные коллекторы, что помогает в проведении интерпретации и при визуализации.

На рисунке 10 показан разрез через скважи-

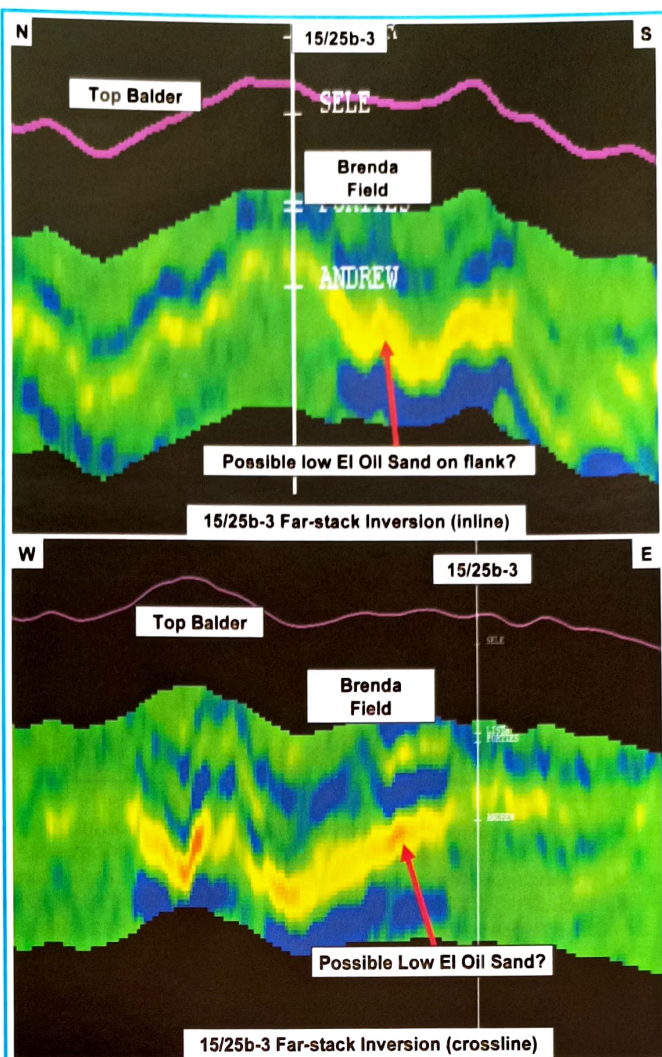


Рис. 12. а (верхний) Инверсия акустических жесткостей на суммарном разрезе по дальним трассам по инлайну с простираением с севера на юг вдоль русла. Скважина №15/25b-3 компании Сопосо (с притоком УВ) пробуренная в районе аномалии E1. Аномалия E1 соответствует новому месторождению Brenda. б (нижний) Инверсия акустических жесткостей ближних угловых сумм по кросслайну с простираением с запада на восток в районе русла.

ну 15/25a-2, а на рисунке 11 - соответствующие результаты по расчету EI в районе скважины, где отмечается зона с пониженными значениями EI по восстанию пласта при удалении от скважины, наличие которой может свидетельствовать о том, что скважина вскрыла край залежи. На рисунке 12 (а, в) приведены результаты по E138 для новой скважины 15/24b-6. Отмечается, что старая скважина 15/25b-3 удалена от области с основными признаками наличия углеводородов. Хотя фоновые значения E138 повышаются в направлении от скважины 15/24b-6 к скважине 15/25a-2, может оказаться, что низкие значения E138 в скважине 15/24b-6 в связи с присутствием нефти, чрезмерно снижают фоновые значения E138 в западной части куба, что можно объяснить отсутствием контрольных точек по водонасыщенному песчанику. Наличие потенциальных проблем, подобных описанным выше, показывает, что при интерпретации результатов инверсии всегда следует принимать во внимание процесс проведения инверсии.

Анализ результатов с помощью пакета 3D визуализации позволяет оценить площадное распространение тех частей системы песчаных каналов, которые обладают углеводородным потенциалом. «Отключение» всех вокселей со значения-



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

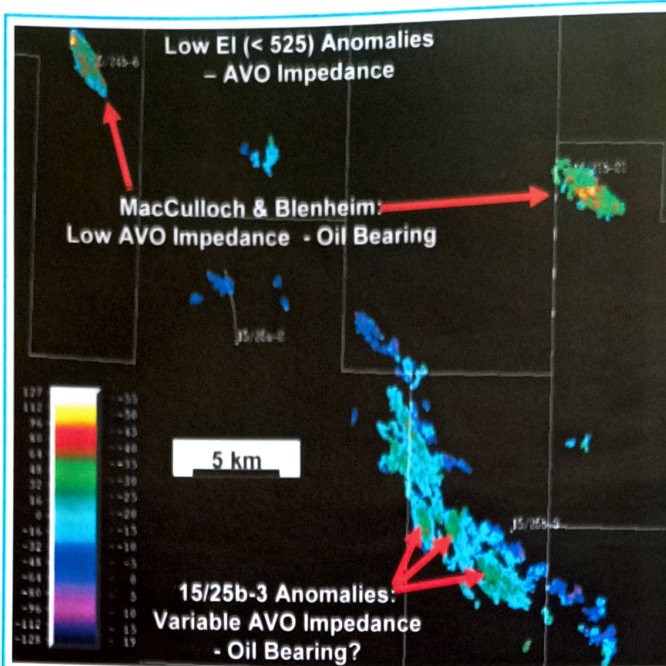


Рис. 13. Результаты инверсии акустических жесткостей дальних угловых сумм. Пространственный элемент куба отрегулирован на отображение только значений E1 менее 525. Отчетливо прослеживается русло и месторождения MacCulloch и Blenheim.

ми больше 525 (г/см³)*(м/с) (рис. 13) позволяет показать тела с низкими значениями EI38 в пределах участка. Выделяются основные элементы в виде крупной серии тел, залегающих вдоль канала в направлении на юго-восток от скважины 15/25a-2, а также еще одно тело, представляющее месторождение Blenheim (Бленхейм). Присутствие тела месторождения Blenheim (Бленхейм) является важным моментом при тестировании метода «вслепую», так как в этом случае скважинные данные по месторождению не использовались. Оба месторождения MacCulloch (Мак-Куллох) и Blenheim (Бленхейм) выделяются низкими значениями AVO импеданса, что подтверждает использование этой характеристики в качестве признака нефтеносных песчаников. AVO импеданс для остальных тел изменяется от значений, показывающий присутствие нефти, до значений, которые являются более характерными для водонасыщенных песчаников, как ожидается по относительному уровню EI15 и EI38, указанному выше. Однако это может быть связано с недостаточно надежной оценкой EI15 или с уменьшением мощности песчаников, а не фактическим различием в изменении содержания флюидов. Очевидно, что дальнейшее повышение разрешающей способности данных позволит снизить неопределенность, связанную с ограниченной толщиной песчаника, кроме того, комплексирование с результатами бурения на основе запланированной программы поможет уточнить описание песчаников в пределах блока.

Заключение

Тщательная предварительная обработка с целью удаления шума и кратных волн помех, а также точность построения скоростной модели и 3Д глубинных построений до суммирования позволило получить куб данных, пригодных для точного AVO и EI анализа.

Полученные результаты демонстрируют характеристические и аномальные низкие значения акустических жесткостей для дальних угловых сумм (соответствующие палеоценовым песчаникам, насыщенным углеводородами) в пределах осадочного канала, залегающего к

юго-востоку от месторождения MacCulloch (Мак-Куллох). Аналогичная зона с низкими значениями импеданса для дальних угловых сумм наблюдается также в районе структурно приподнятого перспективного участка к северо-западу от скважины 15/25b. Низкие значения акустического импеданса по дальним угловым суммам можно четко привязать к скважинным данным и характеристикам упругих отражений на соседних месторождениях MacCulloch (Мак-Куллох) и Blenheim (Бленхейм), что добавляет уверенности в правильности интерпретации низких значений импеданса как характеристических признаков палеоценовых песчаников, содержащих углеводороды.

Моделирование физических свойств породы для нефтяной скважины 15/25b-3 показало, что проведение AVO анализа и акустической инверсии должно помочь в определении распространения насыщенных углеводородами палеоценовых песчаников.

Анализ результатов показал их нетипичную однозначность при наличии превосходного контроля и калировки по данным скважин на месторождениях MacCulloch (Мак-Куллох) и Blenheim (Бленхейм), а также хорошего качества сейсмических данных. Поэтому маловероятно, что низкое значение импеданса EI38 для некоторых тел не указывает на наличие нефтеносных песчаников, что в свою очередь должно предполагать существование стратиграфических ловушек для большинства выделенных тел.

Литература

1. Claerbout, J.F. [1992]. Earth Soundings Analysis PVI, Blackwell Scientific Publications.
2. Connolly, P. [1999]. Elastic impedance. The Leading Edge, April, 438-452.
3. Hardy, P.B. [2003]. High resolution tomographic MVA with automation. SEG/EAGE summer research workshop, Trieste.
4. Jones, I.F. [2003]. A review of 3D preSDM velocity model building techniques First Break, v21, No.3, pp45-58.
5. Jones, I.F., Fruehn, J. [2003]. Factors affecting frequency content in 3D preSDM imaging. The Leading Edge, v22, No.2, pp128-134.
6. Sroger, J., Fuller, N., Malcolm, J., Bruner, J. [2003]. The MacCulloch Field: Improving reservoir characterisation through time-lapse analysis. Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference.
7. Simm, R.W., Kemper, M., Deo, J. [2002]. AVO Impedance: A new attribute for Fluid and Lithology Discrimination, Petex Conference, London.
8. Sugrue, M.J., Jones, I.F., Evans, E.J., Fairhead, S., Marsden, G. [2003]. Velocity Estimation in Complex Chalk, SEG/EAGE summer research workshop, Trieste.

Благодарности

Авторы выражают признательность компании «Oilenco North Sea Ltd» за разрешение воспользоваться материалами компании. Особую благодарность хотелось бы выразить нашим коллегам из компаний Oilenco, Ikon Science, Troy-Ikoda и GXT за помощь и содействие при подготовке данной работы.

Статья посвящена вопросам оценки влияния геометрии систем наблюдений на амплитудные вариации, наблюдаемые на уровне отражающих границ на сейсмических кубах. Анализируются наиболее распространённые системы с точки зрения продуцируемых влияний. Рассматривается применение карт эффективной кратности наблюдений для предварительной оценки указанного влияния. Проводится сопоставительный анализ систем наблюдений на основе сравнения характеристик элементарной ячейки и минимальной подборки данных каждой системы.

Оценка локальных параметров площадных сейсмических систем наблюдений

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

При динамической интерпретации сейсмических данных требуется исключить максимально возможное количество внешних, вызванных условиями возбуждения и приёма, сейсмических колебаний, факторов для прогноза коэффициентов отражения и, возможно, фильтрационно-емкостных свойств горных пород. В данной статье рассматривается влияние геометрии систем наблюдений на амплитудные характеристики отражающих горизонтов на временных разрезах и кубах, а также даются рекомендации по выбору оптимизированных площадных систем наблюдений.

Влияние геометрии систем наблюдений может проявляться на сейсмических кубах в виде периодического изменения амплитуд, согласующегося с размерами и конфигурацией приёмной расстановки. Если ограничиться рассмотрением довольно простой горизонтально-слоистой геологической модели, только для которой, собственно говоря, и можно достаточно точно проследить указанное влияние на горизонтальных срезах (слайсах) кубов, то к основным факторам, обуславливающим амплитудные различия, следует отнести: (1) неравномерность распределения трасс по удалениям в пределах бина; (2) наличие в соседних бинах различных минимальных полезных удалений, что во многом обуславливается видом применяемой системы наблюдений; (3) наличие в соседних бинах различных максимальных полезных удалений для уровня целевого горизонта – то есть удалений, на которых существует сигнальная составляющая после мьютинга за растяжение импульса при вводе кинематических поправок. Кроме того, на пригодность трасс близких удалений к обработке влияет тип применяемого источника (так, взрывное возбуждение колебаний вблизи поверхности может вызывать сильные поверхностные волны) и характеристики волн-помех в районе исследований. Перечисленные факторы являются основными причинами амплитудных изменений, влияющими на такие базовые параметры окончательных изображений (кубов), как: отношение сигнал/помеха, степень подавления кратных волн, степень подавления линейного шума, корректность применения процедуры DMO и т. п. [1, 2, 4]. При усложнении модели становится невозможно разделить влияние на амплитудный уровень таких факторов, как: геометрия системы наблюдений; поверхностно-согласованные процедуры обработки; точность определения скоростного закона; процедуры ввода дифференциальных кинематических поправок (DMO) и миграции; изменения коэффициента отражения с увеличением угла падения волны, характера залегания отражающих горизонтов.

Практически для всех видов площадных съёмок, за исключением разве что радиально-кольцевых систем наблюдений, имеющих, в основном, теоретическое значение, удаления в пределах бинов распределены неравномерно, то

есть для общих средних точек (ОСТ) не образуется регулярная сетка (x_{OCT} , y_{OCT} , I , θ), где (x_{OCT} , y_{OCT}) — координаты точки ОСТ; I — удаление и θ — азимут наблюдений. Это приводит к периодическим, с периодом в одну элементарную ячейку (участок площади, ограниченный соседними линиями возбуждения и приёма), изменениям амплитуд ввиду как разного числа трасс в соседних бинах, так и неравномерного распределения трасс по удалениям также в пределах соседних бинов [3]. Влияние систем наблюдений сильнее проявляется для верхних горизонтов ввиду снижения кратности на их уровне и более существенных различий в удалениях.

Смоделируем наиболее распространённые виды съёмок для оценки продуцируемого ими влияния на амплитуды. При моделировании ограничимся полнократными (с соотношением продольного и поперечного размеров блока наблюдений, близким к единице) системами следующих видов: (а) ортогональная; (б) наклонная с линиями возбуждения, проложенными под углом 26,6°; (в) кирпичная с интервалом повторения 3 (участки линий возбуждения расположены через 100 м); (г) зеркальный зигзаг. Полнократные системы выбраны ввиду того, что реализуют достаточно равномерное пространственное квантование и тем самым обеспечивают наиболее uniformные офсетно-азимутальные характеристики [3, 6, 9] по сравнению с узко- и среднеазимутальными системами. В качестве значений основных параметров съёмок примем величины, часто применяемые в производстве полевых сейсморазведочных работ: шаг линий приёма (ЛП) 300 м; шаг линий возбуждения (ЛВ) 300 м; шаг пунктов приёма (ПП) и возбуждения (ПВ) в линии 50 м (для наклонной и зигзагообразной систем это шаг проекций ПВ на направление, ортогональное ЛП). Система наблюдений центральная, симметричная, блок наблюдений состоит из 20 ЛП по 108 ПП и отрабатывается на 6 ПВ, расположенные между 10й и 11й ЛП. Таким образом, полная (проектная) кратность составит 90, причём кратность в направлении ЛП – 9, а в направлении ЛВ – 10. Продольный размер блока наблюдений равен 5 350 м, поперечный – 5 700 м, их соотношение $-0,94 \approx 1$.

Заметим, что для моделируемых систем при размерах модели 12 км x 12 км (примерная оценка средних размеров лицензионного участка нефтегазовых компаний) площадь зоны полнократных наблюдений составляет 89,3 км², то есть всего 62%. Следовательно, при стандартном рассмотрении характеристик, включающем всю съёмку, 38% бинов будут отмечены влиянием краевых эффектов. Для исключения краевых эффектов будем анализировать характеристики систем наблюдений не для всей площади, а только для элементарной ячейки. Такое ограничение правомочно в силу периодичности свойств систем [5].



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ТЕХНОЛОГИИ

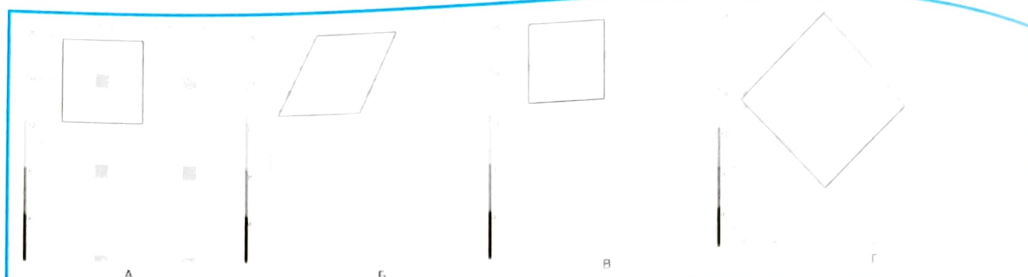


Рис. 1. Фрагменты моделируемых систем наблюдений. Выделены области, соответствующие элементарным ячейкам: А — ортогональная; Б — наклонная; В — кирпич; Г — зеркальный зигзаг. Фоновое изображение — карты эффективной кратности в диапазоне удалений 500 — 1 500 м.

Основные параметры моделируемых систем приведены в таблице 1. Как следует из таблицы, плотность ПП и ПВ практически одинакова для всех видов систем (пренебрежимо малое различие обусловлено исключительно неоднозначностью размещения ПВ на границах площади для неортогональных съемок). Кроме того, в элементарные ячейки входят ровно 144 бина, или 12 960 трасс (в системе «зигзаг» за счёт зеркальности размещения ЛВ размер элементарной ячейки удваивается), что свидетельствует о возможности их прямого сравнения. Виды элементарных ячеек приведены на рис. 1 [9]. Из рисунка видно, что неортогональные системы (Б) — (Г) могут быть получены из ортогональной (А) путём смещения ПВ на отрезке, формирующем блок наблюдений, на различные расстояния. Максимальное поперечное отклонение от ортогональных ЛВ составит 100 м для системы «кирпич» и 150 м для систем с наклонным размещением ЛВ и зигзага. Очевидно, что спектры удалений могут различаться лишь на сопоставимые величины, что иллюстрируется рис. 2. Наполненность различных диапазонов удалений для рассматриваемых съёмок совершенно одинакова — с точностью до десятых долей процента. На рис. 3 приведены спектры удалений по отдельным бинам. Конечно, этот рисунок не может претендовать на полноту, ведь число различных вариантов спектра равно числу бинов в элементарной ячейке (144) и изменение вида спектра от бина к бину происходит достаточно закономерно [7, 8], так что видимые пустоты в наличии удалений

постепенно заполняются (при формировании интегральных характеристик). Тем не менее, данный рисунок создает представление о примерном характере распределения трасс по удалениям в пределах бина. Отметим два принципиальных момента:

1. Спектры удалений всех рассматриваемых систем как в побиновом (рис. 3), так и в интегральном (рис. 2) вариантах обеднены ближними удалениями в диапазоне 0 — 1 000 м. На него приходится 9,75% от всего набора трасс. При этом на диапазон 0 — 500 м приходится только 2,44%;

2. В спектрах удалений содержатся повторяющиеся значения, что обусловлено регистрацией трасс по разным азимутам. Так, из показанных на рис. 3 90 трасс полнократного бина для ортогональной системы уникальны по удалениям 53 трассы, для наклонной — 83 трассы, для системы кирпич — 84 трассы, для системы зигзаг — 69 трасс.

Обычно в процедурах обработки, в частности, при скоростном анализе рассматривается полная совокупность трасс бина, без учета азимута ПВ — ПП. В этом случае в расчет принимается число уникальных удалений и чем оно выше, тем стабильнее работает процедура и точнее определяются параметры. Следует, однако, отметить, что при азимутально-зависимом скоростном анализе эффект дублирования трасс по удалениям в бине пропадает.

Таким образом, спектры удалений всех моделируемых систем существенно неравномерны.

Таблица 1. Основные параметры моделируемых систем

	Ортогональная	Наклонная	Кирпич	Зигзаг
Площадь съёмки (по периметру ЛВ)	144,0	144,4	144,0	143,70
Число ЛП на площади	41	41	41	41
Число ЛВ на площади	41	60	121	40
Общее число ПП	9 840	9 840	9 840	9 840
Общее число ПВ	9 840	9 620	9 684	9 600
Плотность ПП	68,3	67,9	68,3	68,5
Плотность ПВ	68,3	66,4	67,3	66,8
Вид и размеры элементарной ячейки	квадрат 300 x 300	параллелограмм (26,6°) 300 x 300	Квадрат 300 x 300	квадрат (45°) 600 x 600
Число бинов в элементарной ячейке	144	144	144	288 (144 + 144)
Число трасс в элементарной ячейке	12 960	12 960	12 960	25 920 (12 960 x 2)
Число ПП в минимальной подборке	108	165	112	222
Число ПВ в минимальной подборке	120	120	120	120 + 120

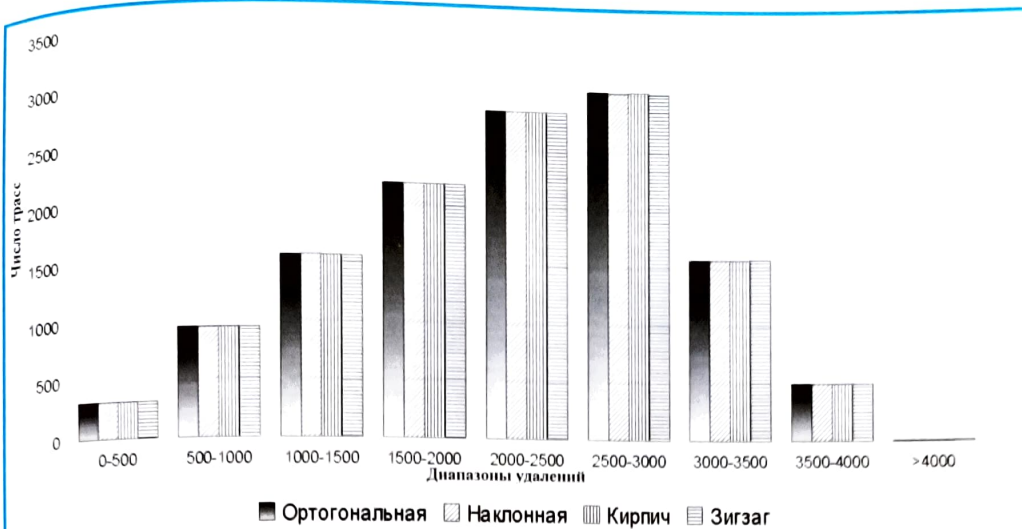


Рис. 2. Гистограммы распределения трасс по удалениям в пределах элементарной ячейки.

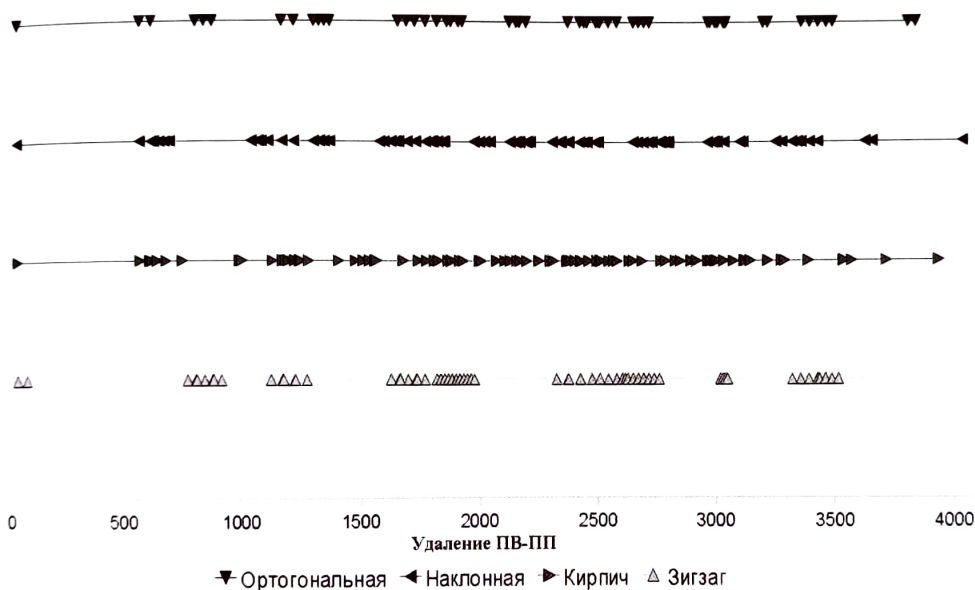


Рис. 3. Графики распределения трасс по удалениям в пределах бина.

при этом интегральные характеристики их совпадают и фактор неравномерности распределения трасс играет одинаковую роль везде. Неортогональные системы отличаются наличием большего числа трасс с неповторяющимися удалениями, что позволяет говорить об их возможном применении для улучшения помехоподавления [3]. Это, однако, не отражается на амплитудных вариациях, создаваемых этими системами. Ближние удаления в спектрах практически отсутствуют. В связи с этим для всех систем: (а) затруднен скоростной анализ на малых базах; (б) невозможно изучение верхних отражающих горизонтов, залегающих на глубинах, меньших диагонали элементарной ячейки или сопоставимых с ней; (в) создаются некоторые неярко выраженные (ввиду малого числа трасс) амплитудные искажения на временных разрезах (кубах).

В работе [5] показано, что характер влияния

систем наблюдений на амплитуды можно оценить по картам эффективной кратности – картам кратности, построенным по ограниченному диапазону удалений (IMIN – IMAX), где IMIN определяется минимальным удалением трасс в бине, а IMAX – наибольшим удалением, оставшимся после мьютинга за растяжение импульса. Примеры карт эффективных кратностей в диапазоне удалений 500 – 1 500 м (что приблизительно соответствует освещению горизонтов, залегающих на этих глубинах) приведены на рис. 1. Из сравнения данных карт видно, что ортогональная система обеспечивает достаточно равномерное покрытие площади с кратностью 17 – 20, кроме центральных областей элементарной ячейки, где кратность падает до 12. Системы «наклонная» и «кирпич» обладают практически идентичными картами кратности. В данных системах преобладает кратность 17 – 20. В центре ячейки кратность падает до 14. Для зеркального зигзага

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

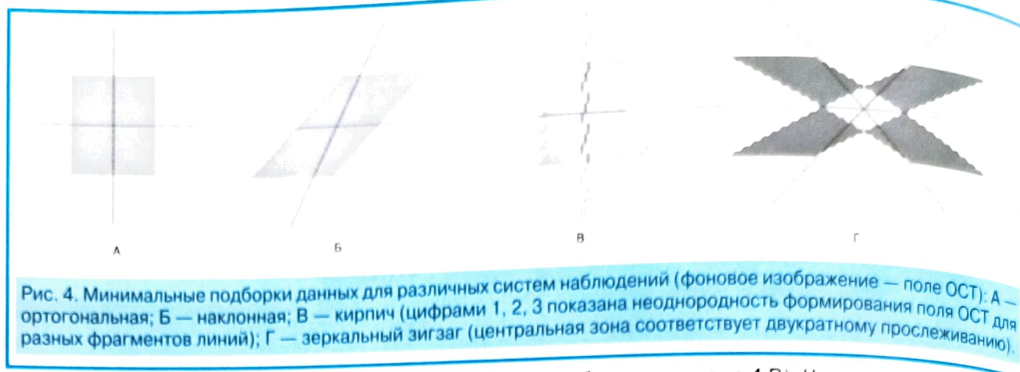


Рис. 4. Минимальные подборки данных для различных систем наблюдений (фоновое изображение — поле ОСТ): А — ортогональная; Б — наклонная; В — кирпич (цифрами 1, 2, 3 показана неоднородность формирования поля ОСТ для разных фрагментов линий); Г — зеркальный зигзаг (центральная зона соответствует двукратному прослеживанию)

основное покрытие реализуется с несколько меньшей кратностью 16 – 18. Но в центре ячейки кратность, в отличие от остальных систем, возрастает до 20 – 24.

Таким образом, с точки зрения геометрии систем наблюдений все полнократные системы обладают схожими характеристиками и, следовательно, предпочтение при проектировании необходимо отдавать системе с наиболее простой, технологически и методически, схемой отработки, то есть в большинстве случаев ортогональной. В реальных условиях неизбежно наличие на площади работ эксклюзивных зон, где невозможно возбуждение колебаний, то есть проектируется размещение ЛВ в обход препятствий, что приводит к ухудшению офсетно-азимутальных характеристик систем наблюдений, и это ухудшение особенно ярко проявляется в случае неортогональных систем. В наклонной системе и в системе зигзаг расстояния между ПВ являются нецелыми числами (ввиду необходимости соблюдения выдержанности размеров бина). Так, при шаге ПВ в ортогональной системе, равном 50 м., соответствующие шаги для модельных наклонной и зигзагообразной систем равны 55,9 и 70,71 м. Это, наряду с более сложным пространственным распределением ПВ, может приводить к осложнениям в процедурах контроля качества, в частности, затруднять проверку правильности присвоения геометрии заголовкам трасс.

Вермеер [8] предложил рассматривать любую реализацию площадных наблюдений как трёхмерную выборку из пятимерного волнового поля $W(x_{PV}, y_{PV}, x_{PP}, y_{PP}, t)$, где x_i, y_i ($i = PV, PP$) – координаты ПВ и ПП, t – время регистрации. Поле W полагается непрерывным в том смысле, что малые изменения координат ПВ и ПП ведут к малым изменениям функции поля. Тогда в зависимости от вида применяемой системы для каждой из них можно подобрать так называемую «минимальную подборку», формирующую непрерывное однократное поле средних точек на заданном участке. Вся система наблюдений образуется совокупностью перекрывающихся минимальных подборок. При этом число перекрытий определяет кратность ОСТ. Изображения соответствующих подборок для моделируемых систем приведены на рис. 4. Для процедур обработки, предполагающих непрерывность поля, необходимо минимизировать пространственную неоднородность, другими словами, обеспечить в наборе подборок, создающем однократное покрытие всей площади, наименьшее число краёв [6]. Очевидно, что данное требование соблюдается при непрерывном характере ЛВ. При использовании прерывных ЛВ, как, например, в геометриях «кирпич» или «зигзаг» (кроме геометрии «зеркальный зигзаг»), квантование по ЛВ происходит лишь частично (то есть формируется неполная минимальная

подборка – см. рис. 4 В). Число краёв подборок в такой системе намного больше, чем в системах с непрерывно проложенными ЛВ.

Итак, с позиций теории симметричного квантования волнового поля, системы с непрерывно проложенными ЛВ имеют неоспоримое преимущество.

Основные выводы сводятся к следующему.

Рассмотренные полнократные системы наблюдений обладают сходными офсетно-азимутальными характеристиками. Выбор той или иной системы должен диктоваться соображениями обеспечения помехоподавления и технологичности в проектировании и отработке.

Распределение удалений в бинах всех полнократных систем существенно неоднородно. Ближние удаления практически отсутствуют во всех системах. Основные различия в офсетных характеристиках систем проявляются для диапазонов средних и дальних удалений.

Ортогональные системы представляются наиболее простыми с точки зрения пространственного расположения линий. Не уступая в большинстве характеристик другим геометриям, они обладают наименьшей чувствительностью к изменениям параметров ввиду, например, наличия на площади эксклюзивных зон.

Системы с непрерывно проложенными линиями оптимальны для проведения корректной обработки материалов.

Литература

1. Canning A., Gardner G.H.F. Reducing 3D acquisition footprint for 3D DMO and 3D prestack migration // *Geophysics*, vol.63, no. 4 – 1998 – pp. 1177 – 1183.
2. Cordes A., Galbraith M., Peirce J. Planning land 3-D seismic surveys. (*Geophysical Developments Series No.9*) – Tulsa: SEG, 2000.
3. Galbraith M. A new methodology for 3D survey design // *The Leading Edge*, 10/2004 – pp. 1017 – 1023.
4. Gesbert S. From acquisition footprints to true amplitude // *Geophysics*, vol.67, no. 3 – 2002 – pp. 830 – 839.
5. Hill S., Shultz M., Brewer J. Acquisition footprint and fold-of-stack plots // *The Leading Edge*, 06/1999 – pp. 686 – 695.
6. Vermeer Gijs O. 3D seismic survey design. (*Geophysical References Series No.12*) – Tulsa: SEG, 2002.
7. Vermeer Gijs O. 3D seismic survey design optimization // *The Leading Edge*, 10/2003 – pp. 934 – 941.
8. Vermeer Gijs O. 3D symmetric sampling // *Geophysics*, vol.63, no. 5 – 1998 – pp. 1629 – 1647.
9. Левянт В.Б., Рябошапка С.М., Белоусов А.В. О полно- и широкоазимутальных системах 3Д, применяемых для анализа анизотропии сейсмических характеристик рецинотатых коллекторов // *Технологии сейсморазведки*, № 3/2009.

Адаптивное накопление сигнала с импульсными невзрывными сейсмисточниками

Поляков Д.Б., Грехов И.О., ОАО «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск

Одно из основных условий геолого-экономической эффективности сейсморазведки – равномерность качества по площади работ. В то же время, большинство случайных помех имеет нестационарный характер во времени и пространстве [2] по типу распределения Рэлея (кстати, данное распределение впервые было введено в связи с задачей сложения гармонических колебаний со случайными фазами, адекватно описывающей микросейсм). Параметр распределения растет с увеличением пространственного и/или временного интервала определения. Условия возбуждения и приема, т.е. уровень сигнала, также неравномерны в пространстве.

Накопление сигнала обеспечивает повышение отношения сигнал/помеха S/N . Можно выделить 2 аспекта адаптивного накопления:

- выбор алгоритма суммирования, учитывающий нестационарность шума в «малом» масштабе времени при фиксированном пространственном положении и постоянном уровне сигнала, т.е. накопление на 1 ПВ;
- выбор числа накоплений на каждом ПВ, учитывающий изменчивость как сигнала, так и помехи в пространстве и в «большом» масштабе времени.

Накопление на 1 ПВ

Сейсмограмма – матрица в пространстве (t, x) , которому соответствует пространство спектров (F, K) . Все процедуры по выделению сигнала сводятся к фильтрации в этом пространстве. Повторение сигнала добавляет еще одну размерность N . Равновесное накопление принципиально ничем не отличается от «жесткой» фильтрации в K -размерности, при которой подавляются все

гармоники, кроме нулевой (суммирование по ОГТ). Если пространство N рассматривать по аналогии со спектральным, то повторяющемуся сигналу соответствует постоянный спектр, а случайной помехе – неравномерный. Тогда наилучшее выделение сигнала достигается согласованной фильтрацией [1]. В пространстве N ее аналогом является суммирование с весами, обратными энергии шума – алгоритм получил название diversity stack (далее DS).

Покажем это наглядно. На рис. 1 слева приведены модельные уровни сигнала и шума для 16 накоплений. Повторяющийся сигнал имеет постоянный уровень, принятый за 1. Шум имеет случайный характер и распределен по Рэлею. После нормировки амплитуды к энергии шума для каждого накопления уровни принимают вид, показанный на рис. 2, справа. Хорошо видно, что для каждого накопления отношение сигнал/помеха S/N сохранилось, средний уровень сигнала также остался равным 1, но средний уровень шума упал в 2 раза.

Накопление по алгоритму DS увеличивает вклад «тихих» записей, т.е. эквивалентно смещению распределения в область меньших значений шумов. На рис. 2 слева показан этот эффект (здесь 0.5 – уровень сигнала), справа приведен фрагмент одиночной записи микросейсм (а) и записи после 4-кратного весового суммирования с увеличенным вдвое усилением (б). Визуально амплитуда участков стационарных шумов примерно та же (т.е. 4-кратное суммирование обеспечило 2-кратное снижение шума), а все «всплески» шума подавлены.

На практике доля энергии шума в записи априори неизвестна, поэтому взвешивание про-

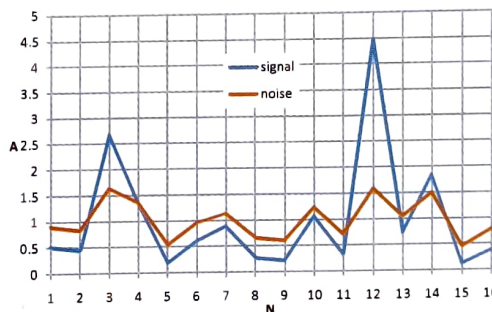
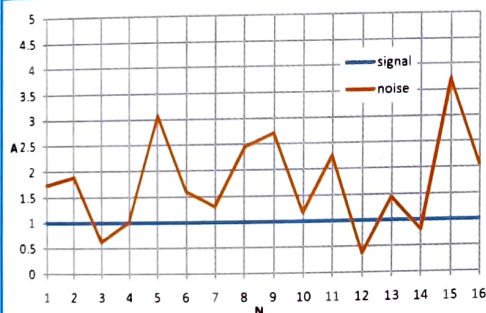


Рис. 1. Графическое представление амплитуды сигнала и шума в исходном виде (слева, сигнал принят за 1) и после весовой нормировки (справа).

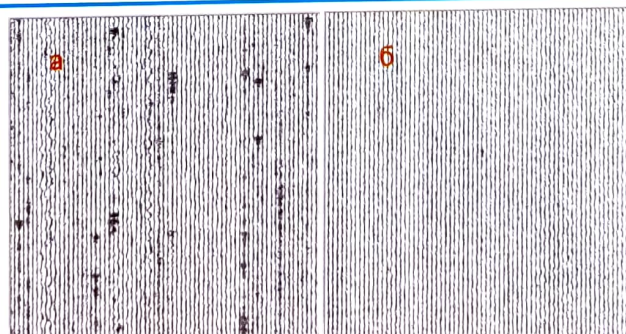
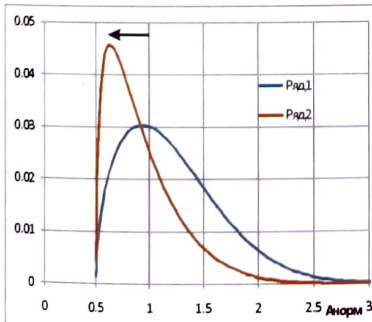


Рис. 2. Слева – смещение распределения (снижение среднего шума) при весовом суммировании. Справа – одиночная запись микросейсм (а) и после 4-кратного весового суммирования с удвоенной амплитудой воспроизведения (б).

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»:
ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ

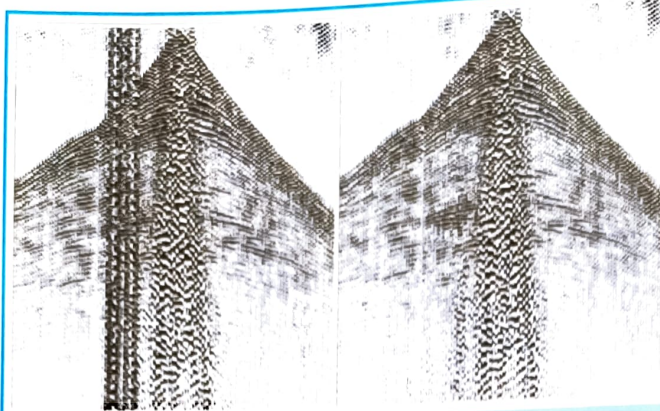


Рис.3. Сейсмограмма, записанная при движении а/м «Урал» вдоль ЛП с 4 накоплениями. Слева – равновесное суммирование, справа – DS.

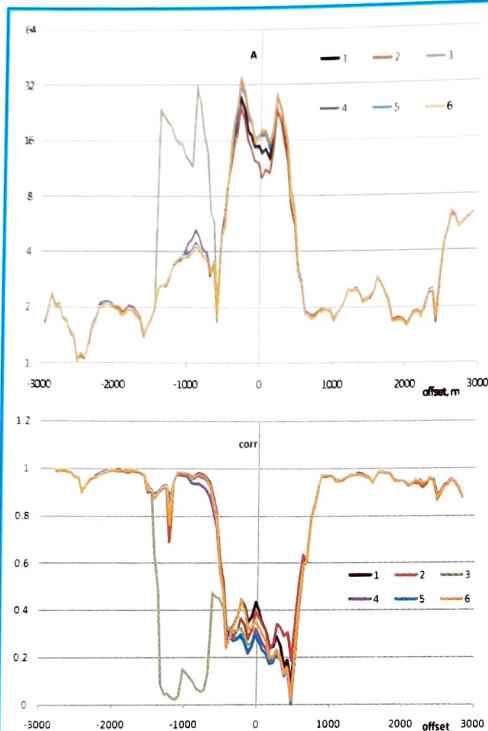


Рис.4. Сверху – графики амплитуд целевого интервала записи, показанной на рис.3, снизу – графики ФБК трасс для них же. По оси X – удаление ПВ-ПП, шифр: 1 – 4 накопления DS без а/м на линии; 2 – 4 накопления VS без а/м на линии; 3 – 4 накопления VS, в интервале -1400-600 м движется а/м «Урал»; 4, 5, 6 – 2, 4 и 8 накоплений DS соответственно при движении «Урала» на том же участке линии.

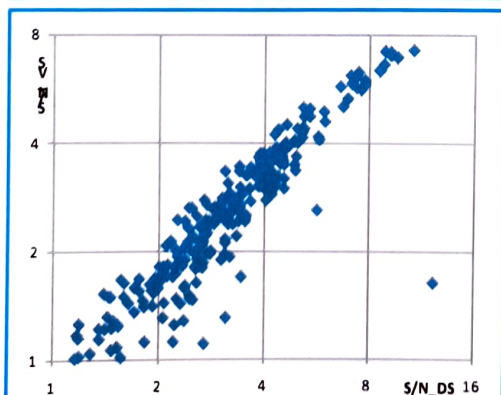


Рис. 5. Кроссплот отношений S/N на полевых записях, по оси X – DS, по оси Y – VS

изводится по полной энергии записи. Однако, если на одиночной записи до суммирования $S/N < 1$, то и такое взвешивание вполне эффективно. Особенно велик эффект при подавлении так называемых «ураганных» помех [11], например, связанных с движением транспорта. На рис.3 показано сопоставление сейсмограмм, полученных равновесным и весовым суммированием с одного ПВ во время движения вдоль приемной линии а/м «Урал». Последняя неотличима от записи, полученной в отсутствие машины.

Среди геофизиков бытует мнение, что DS – это своего рода фильтр, искажающий запись, от которого следует отказаться. Но,

как уже говорилось, любое накопление – это фильтр! В то же время сумма весовых коэффициентов постоянна для всех отсчетов t (в большинстве реализаций алгоритма принята равной 1), поэтому повторяющаяся компонента записи – т.е. полезный сигнал – не подвергается никаким искажениям в силу самой сути алгоритма. Еще одно недоразумение состоит в том, что DS называют «редактором шума», что является буквальной переводом названия Noise edit иного алгоритма шумоподавления – порогового типа.

И даже при использовании Noise edit (который мы не рекомендуем) – все равно, любая фактическая запись, в т.ч. с нелинейными искажениями, апостериори представима как линейная сумма полезного сигнала и некоторой аддитивной помехи, т.е. наличие искажений выражается в конкретных амплитудных и фазовых отличиях записи от «неискаженного» сигнала. Но ведь такие отличия возникают за счет любой помехи! Чем они меньше вообще, тем лучше решена задача получения качественной записи.

Для сейсмограмм, две из которых показаны на рис.3, были рассчитаны амплитуды и ФБК трасс. Результаты показаны на рис.4. Выделяется только запись с равновесным суммированием (VS) и, очень незначительно, запись с DS и 2 накоплениями. Записи с DS при 4 и более накоплениях в присутствии помехи от автомобиля идентичны записям в ее отсутствии при любом алгоритме суммирования. Данный опыт наглядно подтверждает полезность применения весового суммирования.

На рис.5 показано сопоставление отношения S/N для DS и VS. Суммирование выполнялось камерально по записям всех накоплений (производственные работы в отсутствие техногенных шумов). Видно, что результат колеблется от равноценного до улучшения в 2-3 раза при использовании DS, особенно при низком S/N . На рис.6 показан рост S/N в зависимости от числа накоплений от 1 до 24. Усиление шума в период примерно с 6 по 20-е накопление привело к падению эффективности S/N на 3-4 дБ по сравнению с DS.

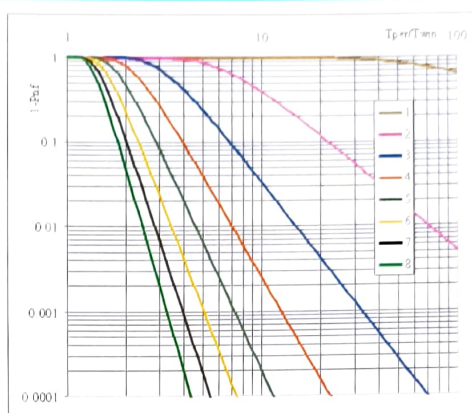
При всех достоинствах весового суммирования, его результат зависит от параметров настройки. Поскольку возможны ошибки при настройке DS в поле, «на ленту» следует записывать не только сумму, но и все одиночные накопления для обеспечения возможности последующего камерального суммирования – современные емкие носители типа NAS дают такую возможность.

Рассмотрим подробнее зависимость уровня шума от числа накоплений. Для глубокого подав-

Распространено мнение, что с ростом числа накоплений эффективность накапливания падает [7, 8, 10, 11]. Причины – рост вероятности записать всплеск шума, потеря идентичности воздействий из-за разрушения грунта и даже зрительное «выполаживание» графика $S/N \sim n^{1/2}$ в линейной шкале (хотя, как известно, парабола асимптоты не имеет). Однако, при весовом суммировании первое не представляет опасности, а электромагнитные импульсные источники отличаются высокой повторяемостью даже при сотнях воздействий на одном месте [4, 9]. Статистика производственных работ с источником «Енисей СЭМ-100» с числом накоплений n до 24 в режиме DS свидетельствует об очень хорошем выполнении зависимости $S/N \sim n^{1/2}$ (рис.8). Аналогичный результат (с меньшей статистикой) получен для числа накоплений n до 64 [4].

Таким образом, не существует «оптимального числа накоплений», после которого накапливание «уже неэффективно» [3, 7, 8, 10]. Интуитивно ясно, что при очень малом числе накоплений неоправданно падает качество (отношение S/N), а при очень большом – производительность. Мы исходим из того, что следует стремиться к максимизации произведения S/N на производительность. Затраты времени на 1 ф.н. складываются из t_1 – времени накапливания воздействий на пикете и t_2 – непроизводительного времени (переезды, ожидание ремонта линии и т.д.), причем второе практически не зависит от первого. Учитывая, что $t_1 \sim (S/N)^2$, максимум искомой функции находится при $t_1 = t_2$ (рис.9), хотя экстремум пологий и в качестве решения можно принять как минимум интервал $t \approx (0.5 \div 2)t_2$.

На рис.10 для площади 3D, отработанной с источниками «Енисей», показаны (сверху вниз): амплитуда сигнала, микросейсм и их отношение S/N . Очевидная резкая дифференциация и сигнала, и шума, тогда как S/N гораздо однороднее по площади. При этом, на карте шумов почти не проявляется блоковая структура обработки, обычно хорошо заметная и связанная с изменчивостью микросейсм – сегодня тихо, а завтра ветрено, и т.д.



кол-во накоплений	S/N
4	2
8	3
16	4
20	4.5

График показывает зависимость отношения $S/N/n$ от отношения t_1/t_2 . Ось абсцисс (t_1/t_2) имеет значения от 0 до 4 с шагом 0.5. Ось ординат ($S/N/n$) имеет значения от 0 до 1.2 с шагом 0.2. Кривая начинается в начале координат, поднимается до максимума $S/N/n = 1.0$ при $t_1/t_2 = 1.0$, а затем постепенно снижается до $S/N/n \approx 0.82$ при $t_1/t_2 = 4.0$.

t_1/t_2	$S/N/n$
0.0	0.00
0.5	0.95
1.0	1.00
1.5	0.98
2.0	0.95
2.5	0.92
3.0	0.89
3.5	0.86
4.0	0.82

Рис. 9. График S/N , отнесенного к затратам времени на 1 ф.н., в зависимости от отношения времени накопления сигнала t_1 к непроизводительному времени t_2 .

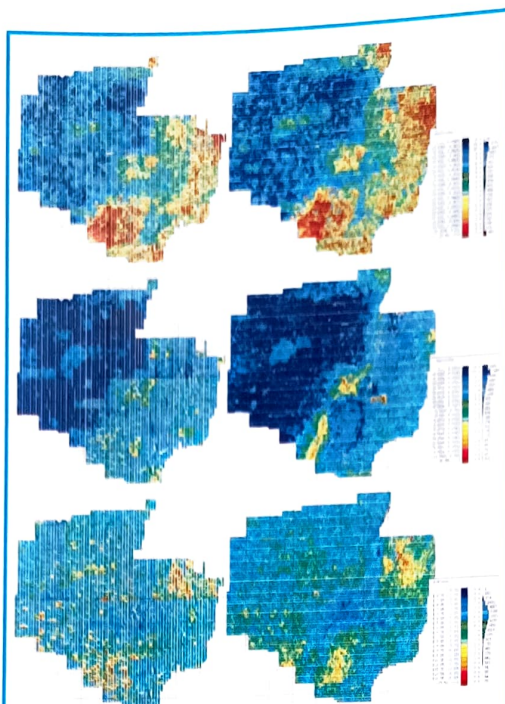


Рис.10. Карты атрибутов для площади 3D, отработанной с источниками «Енисей». Сверху вниз: амплитуда сигнала, амплитуда шума, S/N ; слева – выборка ОПВ, справа – ОПП.

Эта картина – результат адаптивного выбора числа накоплений в зависимости от уровня сигнала и помехи [2]. Поскольку суммирование DS производится с нормировкой к числу накоплений n , амплитуда сигнала здесь отражена объектив-

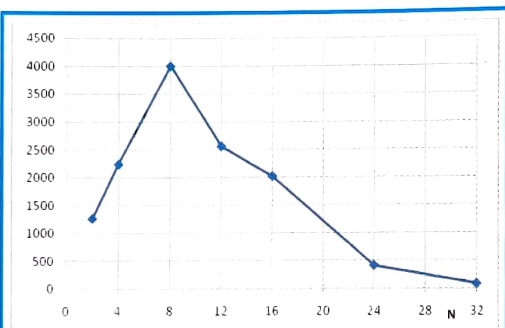


Рис.11. График распределения числа ф.н. с разным количеством накоплений

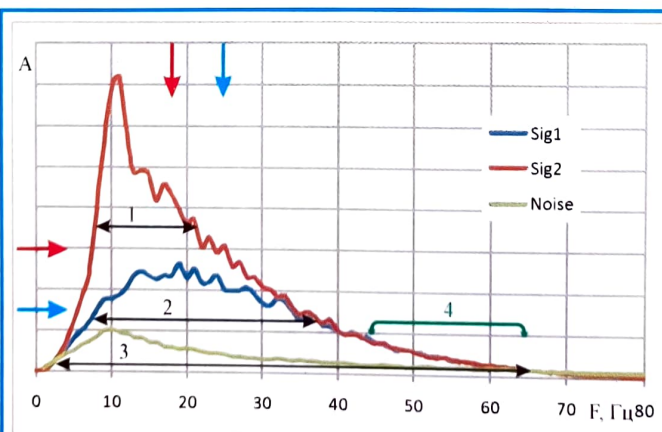


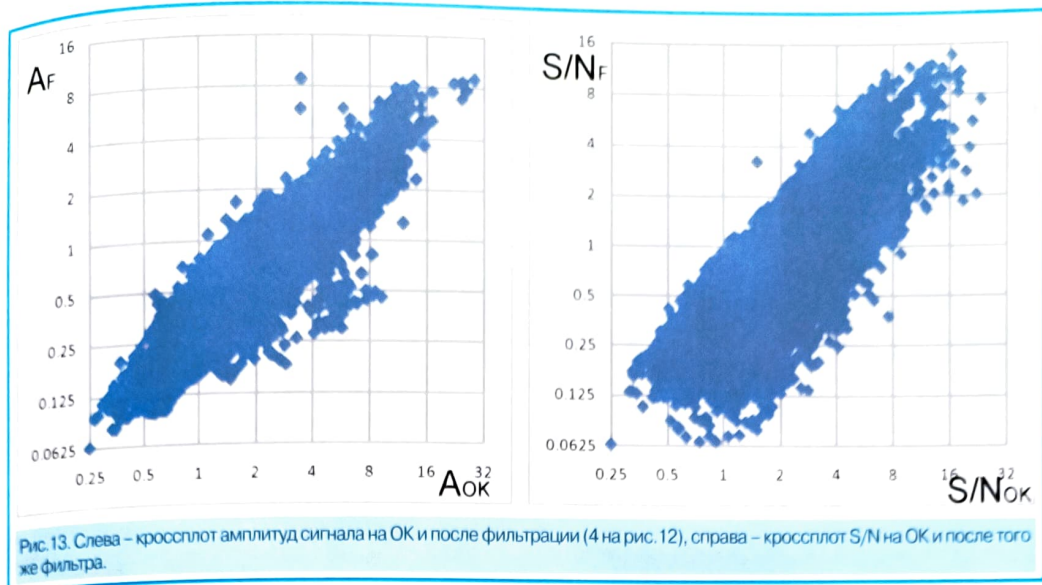
Рис.12. Спектры целевых отражений для 2 сейсмограмм и спектр микросейсм. Цветными стрелками показаны средняя амплитуда и видимая частота. Номерные стрелки: 1, 2 – ширина спектров сигнала по уровню 0.5, 3 – полоса частот с $S/N > 1$, 4 – полоса фильтрации для расчета амплитуды высокочастотной компоненты.

но, а уровень шумов – обратно пропорционально $\sqrt{n}$. Число n выбиралось так, чтобы обеспечить заданное отношение S/N при всей изменчивости условий. Для этого специалист-геофизик на сейсмостанции оценивал полученные записи практически в реальном времени и при необходимости корректировал накопление. Распределение ф.н. по числу накоплений показано на рис.11. Видно, что оно также имеет вид распределения Рэлея; диапазон n составил от 2 до 32 при среднем 10-11. Таким образом, для площади в целом соблюден критерий оптимальности « $t_1 \approx t_2$ » и получен однородный по качеству материал, а в итоге – качественный разрез, несмотря на объективно невысокое $S/N=3-6$ на полевых записях.

Малые участки вариации S/N на рис.10, внизу, связаны с локальными поверхностными неоднородностями, предсказать которые в процессе работы было сложно. Преобладают участки с повышенным S/N , т.к. на таких участках число накоплений не снижалось во избежание брака. Более того, при ухудшении материала n увеличивалось либо сразу же (переотработка ПВ), либо на следующем пикете. Два более крупных поля повышенных S/N (на юге и на востоке) связаны с необходимостью накапливанием довести S/N до приемлемого уровня на участках ЛП, расположенных в зоне пром.помех от дорог и коммуникаций, тогда как в среднем по расстановке оно оказалось завышенным. Все это, в т.ч. расположение коммуникаций, хорошо видно на оценках по ОПП (рис.10 снизу).

При таком подходе, однако, встает вопрос о системе оценок [5, 6, 11, 12]. На рис.12 приведены спектры целевого интервала записи для 2 сейсмограмм и усредненный спектр микросейсм, все в истинном соотношении амплитуд. Видно, что спектры сигнала различаются только в области $S/N \gg 1$, что для конечных задач обработки несущественно [14]. В то же время, для одной сейсмограммы «видимые» частоты составляют 18 Гц, для другой – 25 Гц (стрелки сверху). Их средние амплитуды различаются вдвое (стрелки слева), то же самое касается частот максимума спектра и, так называемой, ширины спектра (стрелки 1, 2). Оценки могут различаться еще больше, если в целевом интервале записи присутствуют среднескоростные помехи. Поэтому дополнительно использовалась оценка амплитуды сигнала и шума в правой трети того диапазона частот, где $S(f) > N(f)$ (3 на рис.12), и заведомо правее максимума спектра. Для этого перед расчетом амплитуды выполнялась узкополосная фильтрация (4 на рис.12). Конкретная полоса частот для анализа, как и параметры накопления, выбирались на этапе опытных работ. Такая оценка практически свободна от влияния среднескоростных волн и низкочастотных резонансов системы источник-грунт, изменяющих на оценки на открытом канале. Кроме того, она позволяет точнее определить диапазон частот, в котором $S(f) > N(f)$, что, пожалуй, наиболее существенно для конечного результата.

Заметим еще, что в отличие от взрывного источника, дающего возможность влиять на АЧХ выбором глубины и массы заряда, АЧХ поверхностного источника практи-



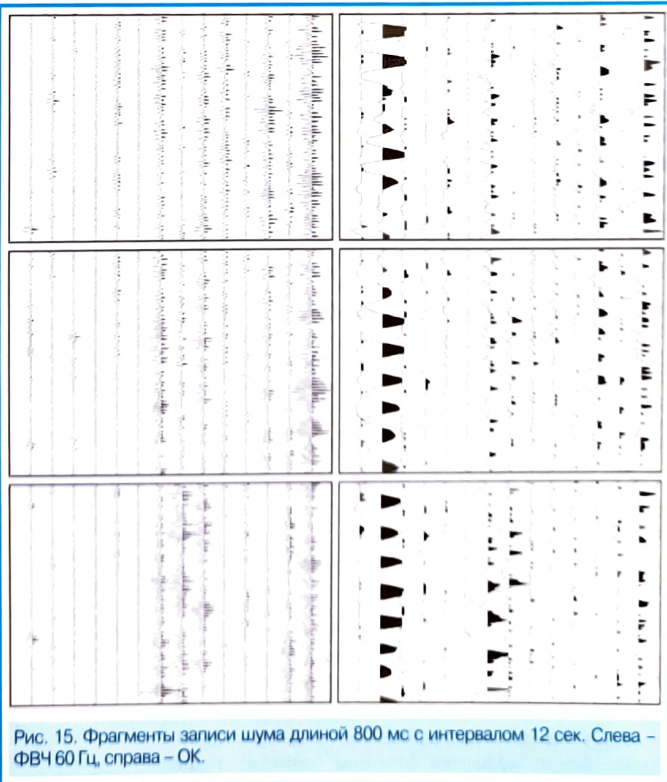
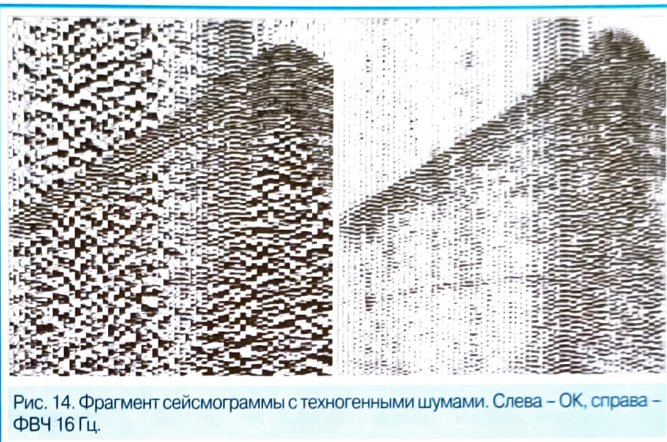
чески неуправляема и сильно зависит от свойств верхнего слоя грунта на данном ПВ [8–11]. «Давать оценку» полученной с ним записи на основании частотных характеристик просто бессмысленно. То же касается уровня регулярных помех, связанных с источником. Единственное, что зависит от исполнителя работ – накопление сигнала.

Таким образом, использовались 2 оценки S/N – на открытом канале и после узкополосной фильтрации. Критерием выбора накоплений было требование превысить заданный порог по обеим оценкам. При этом по одной из них превышение могло оказаться значительным. На рис. 13 слева приведен график соответствия этих 2 оценок. Очевидна как сильная корреляция, так и значительный, в несколько раз, разброс вокруг основного тренда. Для отношения S/N , приведенного к 1 накоплению делением на $\sqrt{n}$ (рис. 13 справа), этот разброс еще больше вследствие непостоянства спектра помех. Это свидетельствует о недопустимости полагаться только на одну из этих оценок. Заметим, крайние оценки S/N различаются на **два порядка**. Что после этого можно сказать о работе с постоянными параметрами накопления или рекомендациях типа «12 накоплений в лесу, 14 – на болоте»!

Другие аспекты спектрального состава сигнала и шума

Из предыдущего раздела можно также сделать вывод о том, что применение алгоритма DS на открытом канале не полностью раскрывает его возможности, хотя в целом он работает, благодаря корреляции между уровнем шума на открытом канале и в отдельных частях спектра.

На рис. 14 приведен фрагмент сейсмограммы на ОК и с ФВЧ 16 Гц. Видно, что фильтрация подавила в левой части шум от



дороги, но не повлияла на более высокочастотный шум ближе к ПВ. На ОК шум от дороги интен-

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

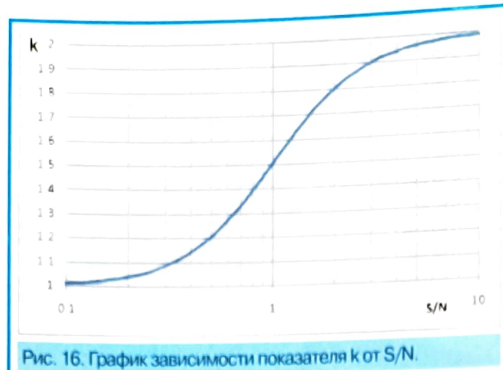


Рис. 16. График зависимости показателя k от S/N .

сивнее целевых отражений, но после фильтрации энергия последних доминирует на записи. Из вида спектров сигнала и микросейсм на рис 12 также ясно, что всплески высокочастотного шума, энергия которых сосредоточена в правой части частотного диапазона, «пропущены» алгоритмом DS, т.к. основная энергия записи сосредоточена на более низких частотах. Т.е. в первом случае снижение «веса», обусловленное низкочастотной помехой, неоправданно для большей части частотного диапазона, а во втором – наоборот, оно не произойдет даже при значительном увеличении шума в этой части спектра.

На рис.15 показаны 3 фрагмента записи шума длительностью 800 мсек, записанные с интервалом 12 сек – слева с ФВЧ 60 Гц, справа на ОК. В основном, более шумные каналы одни и те же на ОК и с фильтрацией, но есть и несоответствия. Так вторая слева трасса выделяется шумом только на ОК, а девятая наоборот. 2-я и 7-я трассы более нестабильны на ОК. У остальных шумных трасс более изменчивы высокие частоты. Кроме того, для разных трасс налицо разное соотношение шума и разное положение «шумных» и «тихих» интервалов на ОК и после фильтрации.

Приведенные примеры показывают, что наилучшей работы алгоритма DS можно добиться если «взвешивание» производить не просто во временных, а в частотно-временных окнах. Окна должны отвечать условию $dTdf=5\div10$ [13]. Более высоким частотам должны отвечать более короткие и широкополосные окна. Эксперименты по суммированию одиночных полевых записей показывают, что такое частотно-избирательное весовое суммирование позволяет поднять $S(f)/N(f)$ на 3-8 дБ, что примерно эквивалентно удвоению (!) мощности источника.

Перспективы

Адаптивный выбор числа накоплений по оценкам уже (только что) полученных записей все же недостаточно гибко, учитывает только медленные вариации шума и крупную зональность условий возбуждения. Он требует некоторого «запаса прочности» по числу накоплений и непрерывной работы еще одного специалиста, кроме оператора сейсмостанции.

В то же время, повторение сигнала при накапливании дает уникальную возможность истинной оценки отношения сигнала и случайного шума в одном и том же окне. Ведь для первого суммируются амплитуды, а для второго – энергии; это выражается в отношении

$$A_{n+1}^2 / A_n^2 = ((n+1)/n)^k \quad (1),$$

где A – амплитуда записи, n – номер воздействия, k – показатель степени, равный 1 для некоррелированного шума и 2 – для строго повторяющегося сигнала.

При весовом суммировании вместо нату-

ральных n выступают суммы весов соответствующих n воздействий. Разумеется, практический смысл в этих оценках будет лишь в том случае, если они выполняются программным обеспечением сейсмостанции в реальном времени.

Для записи, включающей сигнал и шум, зависимость k от S/N показана на рис 16. Видно, что наибольшую чувствительность, порядка 0.05 дБ, показатель k имеет в диапазоне S/N примерно от 0.5 до 2. Для оценки на ОК при $S/N \gg 1$ он мало пригоден. Однако, оценку k , как и взвешивание, можно и нужно сделать частотно-избирательной. Учитывая вид спектров сигнала и микросейсм (см рис.12), достаточно потребовать $k > 1.5$ для нескольких частотных диапазонов подряд, образующих возможно более широкую полосу частот (типа 3 на рис.12) с $S(f)/N(f) > 1$.

Определение границ этой полосы, реально достижимых с учетом принципа « $1/2T$ », и есть работа геофизика-методиста. Оценка же текущих сейсмограмм по указанному критерию должна осуществляться станцией автоматически в процессе накоплений, прерываемых по достижении необходимого значения оценки.

Остается высказать пожелание производителям сейсмостанций – разработать программное обеспечение, которое позволило бы осуществить все это на практике. Авторы убеждены, что по эффективности предложенная технология равноценна внедрению источников вдвое большей мощности. А учитывая, что последние уже достигли разумных пределов (некоторые, типа Nomad-90, даже перешагнули их), это вообще один из уже очень немногих резервов развития невзрывной сейсморазведки.

Литература.

1. Винер Н. Кибернетика. М., 1983. 343 с.
2. Грехов И.О. Методическая оптимизация полевых работ МОГТ. // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. №4. с 28-38.
3. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка. М., Недра, 1980. 551 с.
4. Дроздов А.П., Грехов И.О. Опыт применения сейсмоисточников «Енисей» в ОАО «Сибнефтегеофизика». Приборы и системы разведочной геофизики, 2005, №2, с.23-25.
5. Закариев Ю.Ш., Марутян В.Г., Плешкевич А.Л. и др. Методика количественного анализа опытных работ на примере вибросейсмических работ в Западном Казахстане. // Приборы и системы разведочной геофизики. 2006, №2(16), с.44-50.
6. Закариев Ю.Ш., Марутян В.Г., Мусаралиев М.З. и др. оценка качества полевых сейсмических данных и основные факторы, влияющие на него // Геофизика, 2007, №4, с.82-92.
7. Потапов О.А. Технология полевых сейсморазведочных работ. М., Недра, 1987. 309 с.
8. Притчетт У. Получение надежных данных сейсморазведки. М., Мир, 1999. 448 с.
9. Смирнов В.П. Электромагнитные источники сейсмических колебаний ряда «Енисей». // Приборы и системы разведочной геофизики. 2003. №1, с.21-25.
10. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. М., Мир, 1987.
11. Шнейерсон М.Б., ред. Теория и практика наземной невзрывной сейсморазведки. М., Недра, 1998.
12. Kerekes A.K. Seismic field parameters – our neglected science. // The leading edge, 1997 no.1.
13. Walden A.T., White R.E. 1990. Estimating the statistical bandwidth of a time series. Biometrika, 77, 699-707.
14. Yilmaz Ozdogan. Seismic data processing SEG. 1994.



fairfieldnodal
SYSTEMS ACQUISITION LICENSING PROCESSING IMAGING

ZNodal systems

Получать больше данных при меньших затратах – даже в условиях суровой русской зимы, при температурах до -40°C .

Мы покажем, что это возможно.



ZLAND

СЕЙСМОРАЗВЕДКА С ПОЛНЫМ ОТСУТСТВИЕМ КАБЕЛЕЙ

Системы Zland позволяют выполнять работу быстрее и безопаснее, везде. Система сейсморазведки Zland на основе узловых модулей с полным отсутствием кабелей оптимизирует производительность полевых работ. Zland позволяет устанавливать приемники на любой местности: в промерзшей тундре, густом лесу, в городе или других местах – с любой конфигурацией источников. Поскольку каждый узловой модуль весит всего 2,2 кг, производительность может быть повышена до 80% за счет сокращения численности персонала и количества транспортной техники в полевых партиях, при том же уровне безопасности и надежности.

Скоро мы проведем демонстрацию нашего оборудования в России. Свяжитесь с нами – вы сможете присутствовать при демонстрации, чтобы убедиться в том, как оборудование Zland экономит ваше время и деньги в сложных условиях и при экстремальных температурах.

Больше данных. Повышение гибкости. Снижение затрат.

FairfieldNodal.com



Термины вибрационной сейсморазведки (по материалам рабочего совещания по вибрационной сейсморазведке, Прага, октябрь 2008 г.)

Шнеерсон М.Б., г. Москва, Жуков А.П., ООО «Геофизические Системы Данных», г. Москва

1. Acquisition and sweep methods (Прием данных и модификации управляющих сигналов, свипов)

Caskaded sweeps (Каскадные управляющие сигналы, свипы)

Технология работ с переменными по фазе (Variphase) управляющими сигналами (сви́пами), при которой исключено время слушания между ними и используется объединенный управляющий сигнал (свип).

Codo-impulsive signals (Кодо-импульсные, вибро-импульсные сигналы)

Управляющие сигналы, которые представляют собой последовательность одно- или разнополярных импульсов одинаковой амплитуды, следующих друг за другом через одинаковые или разные промежутки времени. Одна из разновидностей таких последовательностей (дополнительные последовательности) позволяет получить прокоррелированные записи с нулевыми корреляционными шумами

Comthisweep (Комбинированный управляющий сигнал)

Применение нескольких (3-4) управляющих сигналов (сви́пов) с различными начальными и конечными частотами для уменьшения уровня корреляционных шумов и повышения амплитуды возбуждаемых сигналов в определенной полосе частот.

C-HFVS (смотри также одновременное излучение каскадных управляющих сигналов)

Непрерывная технология работ повышенной достоверности (HFVS) с несколькими одновременно работающими вибрационными источниками, ориентированная на повышение производительности вибрационной сейсморазведки с использованием каскадных управляющих сигналов. Выделение сигналов от различных источников достигается путем разделения принятых записей на отдельные сегменты.

Down sweep (Управляющий сигнал, свип с уменьшающейся частотой, разверткой вниз)

Управляющий сигнал - электрический аналог посылаемых в среду колебаний, частота которых уменьшается в процессе их излучения.

Flip flop (Технология работ с последовательным возбуждением колебаний)

Технология работ с несколькими вибраторами (или группами излучателей), применяемая для повышения производительности работ, при которой один вибратор (или группа) работает, а другие - переезжают на другой пункт возбуждения.

HFVS (Вибрационная сейсморазведка повышенной достоверности)

HFVS - это технология полевых работ и обработки материалов, которая основана на регистрации перемещений излучающего элемента каждого вибратора при каждом управляющем сигнале и некоррелированных полевых записей. Для выделения колебаний от каждого вибратора, число генерируемых управляющих сигналов (сви́пов) должно быть равным или больше числа одновременно работающих вибраторов. HFVS позволяет использовать несколько одновременно работающих групп вибраторов и заменить корреляцию колебаний детерминистской деконволюцией для получения минимально-фазовых записей регулярных волн.

Linear sweep (Линейный управляющий сигнал)

Управляющий сигнал, у которого скорость изменения частоты постоянна. Линейный управляющий сигнал определяется тремя независимыми частотно-временными параметрами (начальная и конечная частоты и длительность излучения) или их производными (средняя частота, диапазон частот и скорость их изменения, но не более трех), а также амплитудой и начальной фазой. Для уменьшения уровня корреляционных шумов амплитуда сигнала в начале плавно возрастает, а в конце - уменьшает-ся.

Maximum displacement sweeps (Управляющие сигналы с максимальным смещением поршня относительно инерционной массы)

Из теории вибрационных источников следует, что для повышения на низких частотах уровня возбуждаемых колебаний необходимо увеличивать величину смещения поршня излучателя относительно инерционной массы.

Управляющий сигнал с максимальным смещением является нелинейным.

Non-linear sweep (Нелинейный управляющий сигнал)

Нелинейный управляющий сигнал - сигнал, у которого скорость изменения частоты не поддерживается постоянной в процессе излучения колебаний. Из теории вибрационной сейсморазведки следует, что уровень излучаемых колебаний обратно пропорционален скорости изменения частоты, что и позволяет, в определенной степени, изменять амплитуды возбуждаемых волн в различных частях сейсмического диапазона частот путем уменьшения/увеличения скорости развертки по частоте. Как правило, нелинейные управляющие сигналы применяются для повышения уровня излучения на высоких частотах.

Pseudo random sweep also random sweep (Псевдо-случайный управляющий сигнал, свип), также случайный управляющий сигнал

Псевдо-случайный и случайный управляющие сигналы - сигналы, у которых частота излучаемых колебаний меняется по случайному закону. Эти сигналы получили применение при работах вблизи зданий и сооружений для избежания их возможных разрушений.

Simultaneous cascaded acquisition (Одновременное возбуждение колебаний с использованием каскадных свипов)

Одновременное возбуждение колебаний несколькими группами вибраторов с использованием фазо-кодированных каскадных свипов для дальнейшего повышения производительности работ.

Simultaneous phase encoding (SPE) (Одновременное фазовое кодирование)

Способ одновременного проведения полевых работ с несколькими вибраторами, предусматривающий использование серии одинаковых по частоте управляющих сигналов с различными начальными фазами для разделения волн и ослабления гармонических помех.

Sleep sweep (Скользкий управляющий сигнал, свип)

Технология полевых наблюдений с использованием нескольких вибраторов (групп вибраторов), работающих одновременно и без временного пере-

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

рыва на регистрация глубинных волн, что позволяет повысить производительность съемки. Практика использования этой технологии при съемках 3D показала, что при благоприятных условиях (свободный проезд от пикета к пикету и наличие необходимого числа вибрационных источников) позволяет существенно повысить число обрабатываемых пунктов возбуждения.

Sweep (Управляющий сигнал, свип)

Сигнал - с меняющейся частотой. В вибрационной сейсморазведке - это электрический аналог силового воздействия на среду.

Up sweep (Управляющий сигнал, свип с возрастающей частотой)

Управляющий сигнал, частота которого возрастает в процессе возбуждения колебаний.

Variphase sweeps (Управляющие сигналы, свипы с различными начальными фазами)

Последовательность из нескольких идентичных по частоте и длительности управляющих сигналов с различными начальными фазами.

Vibroseis (Вибросейс)

Метод сейсмической разведки, основанный на возбуждении протяженных во времени и переменных по частоте с помощью специальных передвижных установок - вибраторов. Зарегистрированные колебания коррелируют с управляющим сигналом или фильтруются для сжатия полученных записей и определения времен прихода и амплитуд регулярных волн.

2. Acquisition jargon includes sweep parameters (Термины полевой методики)

Correlated record length (Rlc in s.) (Длительность прокоррелированной записи в с)

Длительность прокоррелированной полевой записи. В большинстве случаев она равна времени слушания в стандартном режиме работ, предусматривающем последовательное возбуждение колебаний и их прием.

Cycle time (expressed in s.) (Время цикла в с.) Среднее время между двумя последовательными возбуждениями колебаний (VP).

Dynamic range (Динамический диапазон)

1. Отношение максимального сигнала к минимальному (часто уровень шумов), которые могут быть зарегистрированы и воспроизведены без изменения масштаба системы.
2. Способность устройства записывать и воспроизводить сигналы с большими и малыми амплитудами. Минимальные сигналы - это, чаще всего, собственные шумы аппаратуры. Известны способы выделения сигналов малой амплитуды на фоне помех (фильтрация, синхронное накопление), которые расширяют динамический диапазон приемных устройств.
3. В устройствах с прямой магнитной записью динамический диапазон определяется шумами пленки и для стандартной магнитной пленки динамический диапазон равен ~ 50 дБ, а для специальной пленки ~ 60 дБ.

Fleet or group (of vibrator) (Группа вибраторов)

Группа вибраторов, несколько вибраторов, размещенных на определенном пикете профиля - в пункте возбуждения колебаний, работающих одновременно и возбуждающих одинаковые по частоте и длительности управляющие сигналы.

Front (or begin, or start)/ end sweep taper (Tape, expressed in s) (Фронт, начало или старт/уменьшение амплитуды управляющего сигнала в его конце, в с)

Конусность управляющего сигнала, плавное увеличение и уменьшение амплитуды управляющего сигнала в его начале и конце, соответственно от

нуля до заданного максимума и наоборот, чаще всего, по закону косинуса. В вибраторах фирмы Pelton конусность определяется кривой Hanning, а в вибраторах фирмы Sersel по кривой Blackman.

Instantaneous dynamic range (Мгновенный динамический диапазон)

Мгновенный динамический диапазон определяет тот минимальный сигнал, который может быть выделен при наличии интенсивного колебания.

Instantaneous frequency (F) (Мгновенная частота, Гц)

Мгновенная частота - это производная по времени фазы сигнала, деленная на 2π .

Listen time (L, expressed in s) (Время слушания, с)

Время слушания - это интервал времени между окончанием излучения управляющего и концом записи волн. Как правило, он равен удвоенному времени прихода волн, отраженных от самого глубокого целевого горизонта.

Moveup (expressed in m)

Расстояние между двумя соседними пунктами возбуждения, измеряется в м.

Moveup time (expressed in s)

Время, затрачиваемое вибраторами, на переезд с одного пункта возбуждения на соседний.

Receiver density (expressed in km²)

Число пунктов приема на км².

Receiver point (Пункт приема)

Пункт приема. При группировании приемников определяется ее центром.

Slip time (s)

Временной интервал между двумя последовательными управляющими сигналами, в с.

Source density ((expressed in km²)

Число пунктов возбуждения на км².

Spare vibrator

Запасной вибратор, резервируемый на случай выхода из строя одного из действующих излучателей.

Sweep length (SL, expressed in s)

Длительность управляющего сигнала, свипа, в с.

Sweep rate (expressed in hz/s)

Скорость изменения частоты управляющего сигнала, свипа. Выражается в Гц/с.

Uncorrelated record length (Rlu expressed in s, Rlu = SL + L)

Непрокоррелированная полевая трасса. Длительность ее равна длительности управляющего сигнала (свипа) плюс время слушания.

Vibrator (or source) Array

База группы вибраторов.

Vibrator pad down/pad up (Система спуска/подъема плиты вибратора)

Система спуска/подъема вибратора, обеспечивающая опускание рабочей плиты вибратора и прижим ее к поверхности грунта, а также ее подъем после излучения колебаний.

Vibrator point (or Vp, or SP)

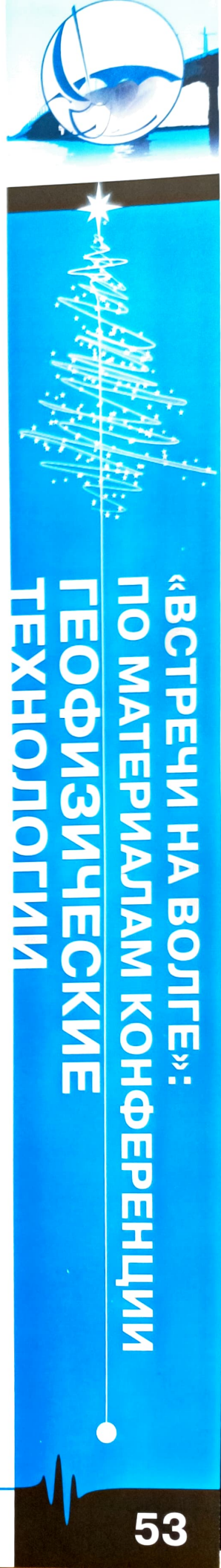
Пункты возбуждения колебаний или их приема. При группировании относятся к центрам соответствующих групп.

Vibrator pressured up Мощность гидравлического насоса, необходимая для нормальной работы вибратора.

3. Vibrator components (Компоненты вибратора)

Accelerometer (Датчик давления)

Датчики давления - акселерометры, основанные на пьезоэлектрическом эффекте, устанавливаются на реактивной массе и плите вибратора для



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

определения усилий, развиваемых излучателем и контроля за его работой. Сегодня фирмы Sercel и ION используют акселерометры, основанные на изменении сопротивления пьезокристалла. Такие устройства получили название MEMS и они предусматривают крепление на консоли пьезодатчика, который под действием внешних сил меняет свое сопротивление, которое оценивается мостовой схемой.

Accumulator

Аккумулятор используется в вибраторе для выравнивания скачков давления в его гидросистеме. В современном вибраторе устанавливается несколько аккумуляторов.

Airbags (пневмоопоры)

Пневмоопоры используются в вибраторах для изоляции конструкций транспортного средства вибратора от вибраций, возникающих при его работе.

Baseplate or pad (плита)

Плита - излучающий элемент вибратора, служит для передачи усилий, развиваемых вибратором, грунту.

Baseplate weight (kg)

Общий вес плиты и соединенных с ней подвижных элементов вибратора. Должна быть максимально жесткой и легкой по отношению к весу инерционной массы.

Driven structure (Подвижная система)

Подвижная система служит для передачи усилий от поршня вибровозбудителя к плите вибратора. Система включает в себя поршень, шток, соединяющий ее с плитой, плиту и ряд вспомогательных элементов.

Pump

Гидравлический насос, служащий для создания давления в гидросистеме вибратора. Насос оснащен регулирующим устройством с наклонной шайбой, изменение наклона которой позволяет изменять поток жидкости и давление в системе в процессе работы вибратора.

Reaction mass, weight (kg)

Вес реактивной массы и всех соединенных с ней элементов вибратора, а также половина веса некоторых подвижных компонент вибратора, таких как крепление пневмоопор и др. (кг).

Servovalve (Сервоклапан)

Сервоклапан - служит для преобразования переменных по частоте и амплитуде электрических сигналов, генерируемых системой управления вибратора, в соответствующие потоки жидкости. Применяют двух и трехкаскадные сервоклапаны.

Supply pressure (bars) (Давление в системе, бар)

Рабочее давление в системе, которое может изменяться от высокого 224 бар до низкого 17 бар.

4. Vibrator output including error and soars noise terms (Выходные параметры вибратора, включая ошибки и шумы источника)

Actuator force (N or lbf in British publications) (Действующая сила, в Ньютонах или в фунтах в английских публикациях)

Действующая сила определяется разностью давлений над и под поршнем, умноженной на активную площадь поршня.

Baseplate force (N)

Сила, развиваемая плитой, равная произведению массы плиты на ее ускорение (Н).

Drive or drive level (D, in %)

Перемещение или уровень перемещения. Определяет целевую фундаментальную силу (target fundamental force, TFF), равную $TFF = D \cdot m \cdot K$, где

коэффициент K зависит от контрольной электронной системы. У системы фирмы Sercel $K = 0,9 \cdot a \cdot y$ ION $K = 1,0$.

Ground force (GF in N)

Сила земли, определяет то усилие, которое развивает вибратор и через плиту передает поверхности земли (в кг силы, или Н). Сила земли определяется как взвешенная сумма ускорений определенной инерционной, умноженных на соответствующие массы плиты и инерционной массы.

Harmonic distortion

Гармонические, нелинейные искажения излучаемых вибраторами сигналов.

Определяются относительным уровнем колебаний, частоты которых отличаются от частоты основного сигнала. Образование волн-гармоник обусловлено нелинейными процессами, возникающими при передаче усилий от плиты к грунту и в гидравлической системе вибратора. Наибольший уровень гармоник наблюдается на низких частотах, в пределах которых максимальны взаимные перемещения плиты и инерционной массы (ход поршня).

Hold down force (Hd, expressed in N)

Статическая нагрузка на рабочую плиту вибратора для прижатия ее к поверхности земли, предотвращения отрыва и обеспечения хорошего контакта с грунтом. В качестве нагрузки используется частичный вес транспортного средства, передаваемый на плиту через систему спуска/подъема плиты. Величина статической нагрузки, при груза, как правило, равна или больше максимальной величины усилия, развиваемого вибратором.

Inter-modulation or intermodulation distortion (IMD) (Перекрыстные помехи или искажения)

Перекрыстные, интерференционные помехи образуются при смешении двух или более сигналов разной частоты. Эти помехи могут возникать при работе одного или двух вибраторов, работающих на разных частотах. Во втором случае помехи возникают при очень близком расположении вибраторов. На практике возможны и другие случаи возникновения интерференционных помех, обусловленных нелинейными явлениями в реальных средах при распространении волновых фронтов.

Phase error (average, maximum) (expressed in °) (Ошибка фазы средняя, максимальная в градусах)

Различие по фазе между основной компонентой взвешенной суммы (сила земли) и управляющим сигналом в °.

Rated peak force (Pf, expressed) (Измеренная пиковая сила)

Наибольшая сила, развиваемая вибратором, равна произведению давления на активную площадь поршня.

Reaction mass force (expressed in N) (Сила реактивной массы)

Усилие, развиваемое реактивной, инерционной массой, равное произведению ее массы на ее ускорение.

Stroke or useable stroke (expressed in cm) (Смещение, возможное смещение инерционной массы относительно поршня, в см)

Максимальное смещение реактивной массы. Обычно его величина ограничивает работу вибратора на низких частотах.

Sub harmonics (суб гармоника)

Колебания с частотами меньшими (обычно 5) основной частоты сигнала. Их образование связано с нелинейными явлениями, возникающими при возбуждении и распространении волн.

Target fundamental force (IFF, expressed in N) (Целевая основная сила, в Н)

Гидравлическая система вибраторов генерирует силу земли, которая содержит гармоники желаемого сигнала. Амплитуда и фаза желаемого сигнала образуют целевую основную силу при закрепленной фазе силы земли.

Traction (Pascals)

Усилие, прикладываемое к поверхности.

Total harmonic distortion (%)

Общая величина нелинейных искажений. Чаще всего измеряется по взвешенной силе, силе земли и определяется соотношением: $(E-E_1)/E_1$, где E - общая энергия и E_1 - энергия основного сигнала, %.

Weighted sum force or weighted sum (W/S, expressed in N)

Взвешенная суммарная сила или взвешенная сумма - способ определения силы земли (ground force) по величинам ускорений излучающей плиты и инерционной массы. Он позволяет получить наиболее точные оценки усилий, развиваемых вибратором при отсутствии прогиба плиты.

5. Radiation, Energy and power terminology (Излучение, энергия и терминология)

Damping (Затухание)

Затухание, обусловленное расхождением энергии на тепло, а также расхождением и рассеиванием волн в процессе их распространения в реальных средах. Затухание также уменьшает способность земли следовать за плитой и находится с ней в контакте с ней при движении вверх.

Dashpot (N-s/m) (Амортизатор)

Устройство для демпфирования движущихся узлов вибратора, для исключения удара плиты о землю.

Earth resonance (резонанс земли)

Резонанс земли - значительное увеличение амплитуды возбуждаемых колебаний, которое возникает в тех случаях, когда частота вибрации становится приблизительно равной частоте собственных колебаний грунта.

Energy (Joules) (Энергия в Джоулях)

Термодинамический эквивалент мощности физической системы.

Mutual impedance (N/m-s) (Взаимный импеданс)

Взаимодействие между двумя помещенными на поверхности земли и вибрирующими пластинами «и» и «j», равное отношению приложенной силы к элементу к скорости смещения j элемента, при условии, что внешняя сила приложена только к i пластине, а внешняя сила на пластине j равна нулю.

Parseval's energy theorem (1-D and 2-D)

Теорема Парсеваля - означает, что сумма квадратов функций равна сумме квадратов их преобразований Фурье.

Power (Watts) (Мощность в Ваттах)

Мощность равна величине энергии в единицу времени ($P = \text{Ватт/с}$). Существуют понятия средняя и мгновенная мощность. Средняя мощность - это работа, отнесенная ко времени ее выполнения. Мгновенная мощность определяется как приращение работы за время, стремящееся к нулю:

$$P = \lim \Delta W / \Delta t = \lim P_{\text{средн}}, \text{ при } \Delta t \rightarrow 0.$$

Нетрудно показать, что мгновенная мощность равна произведению силы, действующей в системе, на скорость: $P(t) = F(t) \cdot v(t)$.

$$\text{При этом } P_{\text{средн}} = (1/\Delta t) \int F \cdot v \cdot dt.$$

Для гидравлических вибраторов общая реальная мощность, развиваемая гидравлическим насосом, равна произведению давления на скорость потока жидкости ($\text{м}^3/\text{с}$).

Radiation impedance (N-s/m) (Импеданс излучения)

Импеданс, комплексное сопротивление твердого или жидкого тела, излучающего звук в окружающее пространство. Импеданс равен отношению силы к скорости излучения.

Resonant frequency (Hz or radian/s)

Резонансная или собственная частота - частота колебания системы при отсутствии внешней возмущающей силы.

Spring constant (N/m)

Постоянная упругости, определяется отношением силы к единице длины (Н/м). В вибрационной сейсморазведке означает постоянную в системе плита-грунт, оценивается величиной 1.7×10^7 Н/м.

Work (Joules) (Работа)

Количество энергии, переданное одной системой другой без изменения энтропии.

6. Miscellaneous (Разное)

Ambient noise (Случайные помехи)

Помехи, внешнего и интерференционного характера, обычно связанные с ближними и дальними источниками.

Auto-correlation (Автокорреляция)

Корреляция сигнала с собой.

Band limited signal-to-noise ratio (dB) (Отношение сигнал/помеха в ограниченной полосе)

Отношение сигнал/помеха, ограниченное узкой полосой частот системы серво-клапана и низкой жесткостью плиты.

Colored noise (Окрашенные помехи)

Любые отфильтрованные помехи могут быть названы окрашенными и на низких частотах они называются красными, а на высоких - голубыми, как цвета радуги.

Correlated Vibroseis wavelet (Импульс Клаудера)

Импульс Клаудера - результат автокорреляции линейного управляющего сигнала, может рассматриваться как эффективный импульс волны, используемой в вибрационной сейсморазведке. Не ограничены только линейными сигналами, т.к. нелинейные - могут рассматриваться как суперпозиция линейных.

Cross-correlation (Взаимная корреляция)

Взаимная корреляция определяет степень сходства двух сигналов и результат является функцией временного сдвига между ними. В вибрационной сейсморазведке коррелируются зарегистрированные сигналы и управляющие. В вибрационной сейсморазведке взаимная корреляция применяется для сжатия сигналов, выделения регулярных волн и определения их амплитуд и времен прихода.

Norm (Норма)

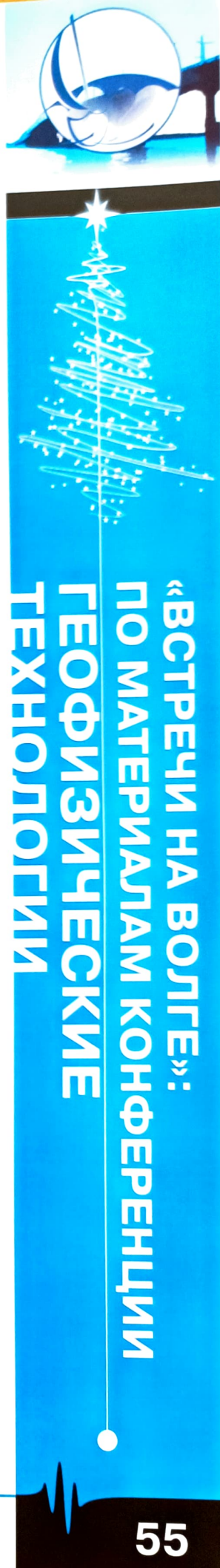
В линейной алгебре, функциональном анализе и соответствующих разделах математики норма является функцией, определяющей длину или размеры всех векторов в векторном пространстве.

Signal bandwidth (noise free, uncorrelated/correlated noise) (Полоса сигнала, свободная от некоррелированных/коррелированных помех)

Полоса сигнала обычно определяется по его спектру в определенной полосе частот, которая на 3дБ больше минимальной частоты спектра и на 3дБ меньше максимальной.

Signal-to-noise ratio (SNR) (Отношение сигнал/помеха C/P)

Отношение сигнал/помеха определяет возможность выделения сигналов на фоне помех и обычно выражается в логарифмической децибелной шкале. $C/P(\text{дБ}) = 10 \log_{10}(P_c/P_n) = 20 \log_{10}(A_c/A_n)$.





Первые результаты сейсморазведки на уголь в Турции с виброисточником СВ-5/300В

Ruhi Saatcilar, геофизик, университет Sakarya, Турция

Научно-исследовательский институт Земли и моря, входящий в состав Научно-технологического Совета Турции (TUBITAK), совместно с компанией Turkish Petroleum начал в 2009 г. работы в рамках проекта «Комплексные сейсмические исследования (МОВ и ВСП) для определения подземных залежей угля в миоценовом бассейне Сомы (Soma), Западная Турция». Работы проводятся по заданию Турецких угольных предприятий TKI. Неоценовые бассейны Турции содержат до 9 миллиардов тон бурого угля. Миоценовый бассейн Сомы - рифтовый бассейн, пролегающий в основном с северо-востока на юго-запад, длиной примерно 20 км и шириной 5 км, в Эгейской провинции на западе Турции - по приблизительным оценкам содержит не менее одного миллиарда тон бурого угля, при этом около половины этих запасов залегают на глубинах свыше 600 м (Отчет Турецких угольных предприятий за 2006 г.).

В рамках данного проекта сейсмические профили для сбора данных были ориентированы в направлении восток-запад и север-юг; а исследования проводились с использованием высокочастотного вибрационного источника сейсмических сигналов СВ-5/300В производства ЗАО «ГЕОСВИП», Россия (рис. 1). Контракт с ЗАО «ГЕОСВИП» был подписан в сентябре 2009 г. и в апреле 2010 г. виброисточник был отгружен заказчику.

В качестве регистрирующей системы использовалась инженерная сейсмостанция Geometrics GEODE.

Сбор сейсмических данных проводили вдоль узких грунтовых горных дорог с уклонами до 30% и поэтому профили - не прямые, а искривленные. На Рис. 2 представлен полевой профиль вдоль одной из таких дорог. В конце мая специалисты ЗАО «ГЕОСВИП» выполнили монтаж и пуско-наладку виброисточника и 7-8 июня были проведены опытные полевые работы. После предварительных тестов были выбраны следующие параметры возбуждения и приема сигналов:

Диапазон частот, Гц	20...250
Длительность развертки, с	10
Длительность записи, с	12
Количество накоплений	4
Частота дискретизации, мс	0,5
Количество каналов	96
Шаг сейсмоприемников, м	5

Производственные работы были выполнены в течение месяца. Качество полученного геофизического материала полностью удовлетворило заказчика.

На представленной на Рис. 3 необработанной записи прослеживается четкое отражение слоя угля на глубине между 400...600 м. А на конечном суммарном разрезе, полученном после обработки сейсмических данных, показаны чрезвычайно сильные и четкие отражения угольного горизонта - см. Рис. 4.

Указанные исследования были проведены в мае - июне с.г. после доставки виброисточника СВ-5/300В в Турцию. Специалисты ЗАО «ГЕОСВИП» не только провели монтажные и пусконаладочные работы, подготовили технический персонал заказчика, но и приняли активное участие



Рис. 1. Полевые работы с мини-вибратором СВ-5/300В (ЗАО «ГЕОСВИП») в бассейне Сомы



Рис. 2. Сейсмический профиль вдоль дороги (Сомы)

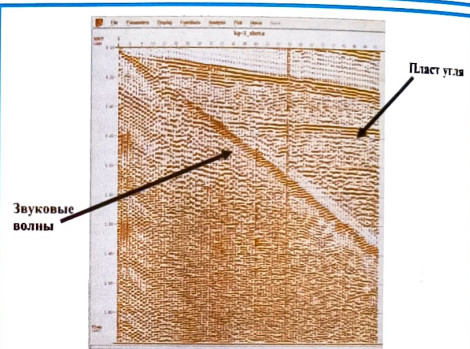


Рис. 3. Разрез, профиль KG-2, с четким отражением угольного пласта на глубине 400...600 м.

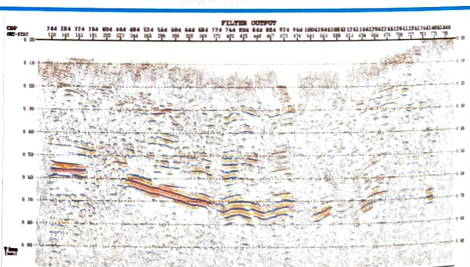


Рис. 4. Конечный суммарный разрез, полученный после обычной обработки сейсмических данных

в указанных работах на начальном этапе опытно-промышленной эксплуатации виброисточника. Турецкая сторона отметила высокий уровень производственно-технических показателей виброисточника и профессионализм российских специалистов. По завершению проекта будет рассмотрен новый заказ на поставку виброисточника СВ-5.300В.

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»:
ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ТЕХНОЛОГИИ

Список статей, опубликованных в журнале «ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ» в 2010 г.

Ian F. Jones, John Faragher, Ika Novianti, Rod Christensen, Jamie Haynes, Henry Morris, Giles Pickering. Разработка месторождения Brenda. Ком-плексный подход к изучению плексного подхода к изучению месторождения с привлечением специалистов различных дисциплин №4(34)\2010, стр. 32-40

Ruhi Saatcilar. Первые результаты сейсморазведки на уголь в Турции с виброисточником СВ-5/300В №4(34)\2010, стр. 56.

Абрамов В.М. Методические аспекты геологической эффективности сейсморазведочных работ в Саратовской области №2(32)\2010, стр. 9-12

Алаев В.Н., Давыденко Ю.А., Жуган П.П., Мальцев С.Х. Аппаратура и программное обеспечение для наземной и морской модификации ДНМЭ №1(31)\2010, стр. 25-30

Алелюхин Н.П. ЗАО «Гео-СВИП»: 15 лет на рынке геофизического оборудования. №3(33)\2010, стр. 29

Алелюхин Н.П., Сулейманов А.К. Сейсморазведка на отраженных волнах с использованием высокочастотного вибратора СВ-5/300В №1(31)\2010, стр. 58-59

Алешечкин А.М., Велиханов М.М., Кокорин В.И., Фатеев Ю.Л., Шайдулов Г.Я. Экспериментальные работы на реках Бирюса и Чуна по координатно-временной привязке водных вариантов импульсно-невзрывного источника «Енисей» с использованием РНС ГЛОНАСС/GPS №2(32)\2010, стр. 39-41

Бабаджанов Т.Л., Ким Г.Б., Лалидус В.Я., Тарасов Н.В. СТС «Прогресс-ТЗ» как инструмент наземной сейсморазведки для ускоренного технического переоснащения ОАО «Узбекгеофизика» №3(33)\2010, стр. 43-44

Белоусов А.В. Оценка локальных параметров площадных сейсмических систем наблюдений №4(34)\2010, стр. 41-44

Бобачев А.А., Ерохин С.А. Результаты многолетнего применения электротомографии на Александровском геофизическом полигоне в Калужской области №1(31)\2010, стр. 10-15

Бучарский Б.В., Бондаренко Д.Н., Нагодкина Ю.А. Изучение геофизических и геокриогенных характеристик грунтов верхней части разреза Харасавэйского газоконденсатного месторождения №1(31)\2010, стр. 54-57

Власов С.С. Пробовали – убедились или кому что нужно №3(33)\2010, стр. 17-18

Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Мойланен Е.В. Новая вертолетная электроразведочная система «Экватор» для метода АМПП №2(32)\2010, стр. 27-29

Волковицкий А.К., Каршаков Е.В., Попович В.В., Трусов А.А. Низкочастотная индуктивная аэроэлектроразведочная система ЕМ-4Н в самолетном и вертолетном вариантах №2(32)\2010, стр. 49-52

Гурьев С.В. Дискуссионный клуб: тонкости аренды геофизического оборудования №4(34)\2010, стр. 27

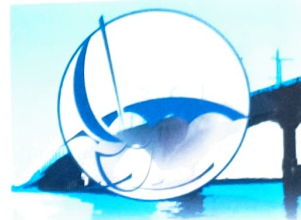
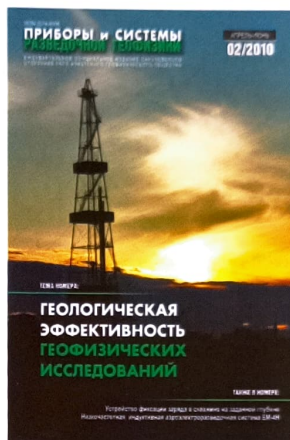
Гурьев С.В., Юров А.А. Проведение сейсморазведочных работ в эксклюзивных зонах источниками «Геотон-12» №4(34)\2010, стр. 30-31

Жиялков В.Н., Ячменева Л.В. Системный подход для повышения геологической эффективности геофизических исследований №2(32)\2010, стр. 14-15

Житкевич Ю.Б. Повышение качества и сокращение затрат при проведении полевых сейсморазведочных работ №2(32)\2010, стр. 30

Зайченко В.Ю. Инновационная экономика в сфере недропользования России – стратегическая задача развития №1(31)\2010, стр. 5-9

Запорожец Б.В., Крутов А.Л., Мамаев Д.А. Hydro Line – «гибкое» использование разновидности Marsh Line для исследования транзитных зон №4(34)\2010, стр. 17-18



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ СПРАВОВОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Кармазин Д.В. Мы выбираем, нас выбирают №3(33)\2010, стр. 45-47

Козловский Н.К. 20 лет на рынке геофизического оборудования! №4(34)\2010, стр. 19-20

Колосов Б.М. Дискуссия «О парадоксах в геофизике» №3(33)\2010, стр. 32-33

Компаниец С.В., Буддо И.В., Гомульский В.В. Методика прогнозирования зон коллекторов и мониторинга геозоологического состояния среды с применением электромагнитных зондирований в условиях юга Сибирской платформы №1(31)\2010 стр. 16-19

Кузнецов В.И. Проблемы постановки сейсмических исследований в транзитных зонах севера Западной Сибири №2(32)\2010, стр. 31-34

Логовской В.И. «У англичан ружья кирпичом не чистят...» №2(32)\2010, стр. 24-26

Матус В.П. Проблемы и парадоксы современной вибрационной сейсморазведки №3(33)\2010, стр. 26-28

Михеев С.И., Постнова Е.В. Технологические аспекты эффективности сейсморазведочных работ на нефть и газ №4(34)\2010, стр. 5-8

Огородников И.В., Рыбальченко В.В., Ольшанский А.С., Кузьмин Е.Л. Опыт проведения сейсморазведочных работ в горных условиях южного Таджикистана №2(32)\2010, стр. 35-38

Петров Ю.П., Костицын В.И. Совершенствование технологии геофизических исследований №1(31)\2010, стр. 40-42

Поляков Д.Б., Грехов И.О. Адаптивное накопление сигнала с импульсными невзрывными сейсмоисточниками №4(34)\2010, стр. 45-50

Рошмаков Ю.В., Столбова Т.А. Сейсмо-станция Прогресс-Т2. Опыт работы в условиях Крайнего Севера и срединной части России №3(33)\2010, стр. 51-54

Рыжов А.В. От акселерометров к сейсмоприемникам ускорения №1(31)\2010, стр. 43-48

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Вершин А.В., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. Базовые характеристики сейсмического канала для регистрации слабых сигналов (на примере автономной станции РОСА-А) №3(33)\2010, стр. 37-41

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н., Вершинин А.В. О построении многомерных систем сейсмических наблюдений на основе регистраторов семейства РОСА (автономных и телеметрических) №4(34)\2010, стр. 9-16

Стенин В.П., Керусов И.Н., Делия С.В., Алексеев А.Г., Фирсов А.В. Геологическая эффективность геофизических работ в меж-

дуречье Волго-Ахтубинской поймы на примере Центрально-Астраханского серогазокан-денсатного месторождения №2(32)\2010, стр. 5-8

Сулейманов А.К., Заможня Н.Г. О некоторых достижениях отечественной вибросейсморазведки. №3(33)\2010, стр. 34

Федотов А.С. Новая аппаратура ТЕЛСС-2, ЭЛИСС-3, ЭЛСИС-1 для повышения качества геофизических исследований №1(31)\2010, стр. 32-34

Федотов А.С. ТЕЛСС-3 – телеметрическая система на основе 32-разрядных аналого-цифровых преобразователей с использованием беспроводных модулей №3(33)\2010, стр. 35

Федотов А.С., Харламов А.В. Телеметрические системы ТЕЛСС-3: новые возможности №4(34)\2010, стр. 21-22

Феокистов А.В., Лепилин В.М., Феокистов В.А. Найти Карачаганак-2! №3(33)\2010 стр. 5-16

Феокистов А.В., Феокистов В.А. Зачем нужен Супервайзер? Мифы и реалии сейсморазведки №1(31)\2010, стр. 49-53

Феокистов А.В., Феокистов В.А. Геологическая эффективность структурно-формационной интерпретации и ее контроль на примере «рифового направления» ГРП. Часть 1 №2(32)\2010, стр. 16-23

Харин Н.Г., Чеканов К. Отзыв о виброисточниках ЗАО «ГеоСВИП» №3(33)\2010, стр. 36

Шайдуров Г.Я., Детков В.А. Об оптимизации зондирующих сигналов и приемников по критерию отношения сигнал/помеха плюс шум при работе с импульсными невзрывными источниками сейсморазведке №1(31)\2010, стр. 35-38

Шайдуров Г.Я., Детков В.А. Об управлении диаграммой направленности группы импульсных невзрывных источников «Енисей» №4(34)\2010, стр. 23-26

Шарлов М.В., Агафонов Ю.А., Стефаненко С.М. Современные телеметрические электроразведочные станции SGS-TEM и FastSnap. Эффективность и опыт использования №1(31)\2010, стр. 20-24

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. Термины вибрационной сейсморазведки (по материалам рабочего совещания по вибрационной сейсморазведке, Прага, октябрь 2008 г.) №4(34)\2010, стр. 52-55

Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. Современные тенденции вибрационной сейсморазведки №3(33)\2010, стр. 19-25

Щадин П.Ю., Богдан В.А. Импульсные источники «Енисей-ВЭМ» для водных акваторий и транзитных зон №2(32)\2010, стр. 42-48



ЗНАКОМСТВО С INOVA.

Вместе мы решим любую задачу!

INOVA – новая независимая компания по производству оборудования для наземной сейсморазведки, сочетающая в себе лидирующие в отрасли инновационные технологии компании ION и опыт компании BGP. Мы предлагаем широкий спектр наземного сейсморазведочного оборудования для работы в любых условиях окружающей среды: кабельные и бескабельные системы регистрации, источники возбуждения и системы синхронизации. Все это сопровождается высококлассным обслуживанием. Независимо от сложности поставленной задачи и от места проведения работ - мы обеспечим Вас всем необходимым для успешного выполнения проекта.

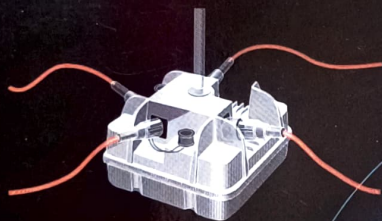
www.inovageo.com

СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ
СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ
НЕВЗРЫВНЫЕ ИСТОЧНИКИ
ДАТЧИКИ

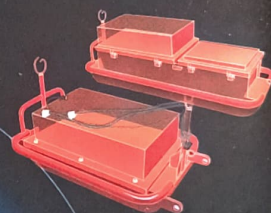
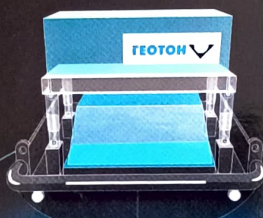
 **INOVA**

ГРУППА КОМПАНИЙ «ГЕОСЕЙС» ПРЕДСТАВЛЯЕТ:

*Настоящий сейсмо-
РАЗВЕДЧИК должен быть
СНАРЯЖЕН И ОСНАЩЕН*



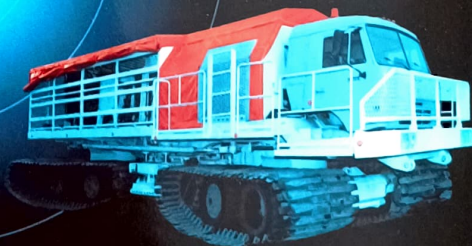
Аренда геофизического оборудования:
импульсные и вибрационные источники сейсмических
сигналов, сейсмостанции с наземной телеметрией,
сейсмоприемники.



Разработка и производство импульсных источников
сейсмических сигналов «Геотон» и «Геотон-6».
Гарантийное и сервисное обслуживание,
поставка запчастей.



Обучение обслуживающего персонала,
содействие по внедрению геофизического оборудования.



**ШТАБ ОПЕРАТИВНОЙ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ПОМОЩИ**

ТЕЛ./ФАКС:
МОСКВА: (495) 694-1907
(495) 694-1997 / (495) 737-9285
ТЮМЕНЬ: (3452) 48-33-72

E-MAIL:
GEOSEIS@COL.RU
GEOTON@GEOTON.RU
GEOSEIS@GEOSEIS.LV

HTTP:
WWW.GEOTON.RU
WWW.GEOSEIS.INFO
WWW.GEOSEIS.LV