ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

01/2012

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



Качество... Качество... Качество...

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Особенности выполнения полевых работ с использованием автономной БТСС "SCOUT"

Волновая миграция сейсмограмм - основа современных компьютерных технологий



СИ Технолоджи

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

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

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Качество: вековые проблемы
Турлов П.А. 4

Тема номера: «Качество, качество, качество»

ГЛАВНАЯ ТЕМА

Основные положения российского законодательства, определяющие требования к процессу и качеству геологического изучения недр Российской Федерации, и развитие нормативно-правового обеспечения
Зайченко В.Ю. 5

К вопросу о качестве геофизических технологий
Блюменцев А.М. , Мельчук Б.Ю. 8

Контроль качества в современных регистрирующих системах. Возможности, не всегда востребованные заказчиками.
Лансли М. 13

Принципы статистического контроля качества при сейсморазведочных работах
Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л. 17

К вопросу оценки качества сейсмических материалов в условиях транзитных зон
Захаров Н.В., Рудаков А.В. 20

Системы оценки качества геофизических исследований при инженерных изысканиях
Бучарский Б.В., Бессонов А.Д., Бондаренко Д.Н. 24

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Особенности технологии выполнения полевых работ с использованием автономной БТСС «SCOUT»
Гнатюк А.И. 27

Появление "повторного удара" на сейсмограмме телеметрической станции GDAPS-4
Сантаев А.А., Шишигин Ф. А. 31

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Истинно бескабельная система. Демонстрационные испытания геофизического регистрирующего сейсмокомплекса ZLand на нефтяном месторождении в России
Красимир Ников 35

Волновая миграция сейсмограмм – основа современных компьютерных технологий определения физических свойств по данным сейсморазведки МОВ (МОГТ) многократных перекрытий
Ларин Г.В. 40

Высокотехнологичная 3D глубинная сейсмическая миграция до суммирования «СейсмоСкан»
Гогоненков Г.Н., Мороз Б.П., Плешкевич А.Л. 47

Применение нейросетей для прогнозирования пористости в 3D кубах (расчет по сейсмическим атрибутам и каротажным данным)
Лаврик А.С., Логинов Д.В., Ванярхо М.А. 54

Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП
Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В., Мишин В.А. 58

Slip Sweep – метод высокопроизводительной сейсморазведки без потери качества получаемых данных в условиях центральной части России
Гафаров Р.М. 62

ЗАМЕТКИ СУПЕРВАЙЗЕРА

Заметки о контроле качества сейсморазведочных работ. Опытные работы с виброисточниками.
Рябошапко С.М. 67

СОДЕРЖАНИЕ

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

Учредитель
СРО МОО ЕАГО
Председатель П.А. Турлов

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

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

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

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М.

Менеджер Матвеев С.А.
8(987) 822-68-37

Координатор проекта
Мокроусова Е.И.
8(905) 323-78-98

Верстка Коваценко В.А.
v425489@yandex.ru

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

Тел/факс: (8452) 64-14-32

Тираж отпечатан
в типографии
ООО "Правильный Вывод"
тел: (845-2) 60-07-07
Тираж: 300 экз.
Подписано в печать 19.03.12 г.
Дата выпуска: 30.03.12 г.
Заказ № 290979

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

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

© П.А. Турлов, составление, 2012

© ООО «ИнформГеофизСервис», оформление, 2012

КАЧЕСТВО, КАЧЕСТВО, КАЧЕСТВО

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Качество: вековые проблемы

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Проблема борьбы за обеспечение качества производимых людьми товаров и оказываемых услуг сопровождает человечество на протяжении многих веков. Уже в старину существовали жесткие правила изготовления многих продуктов, нарушение которых строго каралось. Например, в средневековой Германии запрещалось продавать несвежие и «дурно» приготовленные продукты. За подделки и обман нарушителей сажали в клетку, обливали водой или заставляли съесть либо выпить то, что они произвели. Нередко фальсификаторов ожидала даже смертная казнь. Жестоко, но действенно. Конечно, в наше гуманное время до таких крайних мер дело не доходит, но непримиримая борьба за качество товаров и услуг продолжается. Вот и мы решили внести свою лепту в эту борьбу и посвятить очередной выпуск журнала проблемам качества в геофизике.

Конечно, мы рассчитывали, что выпуск журнала, посвященный проблемам качества, найдет самый широкий отклик у наших корреспондентов, но количество поступивших материалов превзошло все ожидания. Что ж, по-видимому, наболело!

Статьи приходили даже после передачи материалов в типографию. Постараемся разместить их в последующих выпусках журнала.

Почему вопросы качества оказались так актуальны сейчас, чем вызвано такое пристальное внимание к ним, как вопросы обеспечения качества в геофизике решаются в организациях различного профиля - обо всем этом данный номер журнала. Нет смысла комментировать помещенные в журнале статьи, тем более он лежит сейчас перед Вами. Скажу лишь, что интересные и актуальные материалы в этом номере найдут и геофизики – полевики, и обработчики, и интерпретаторы геофизических данных.

Хочу обратить внимание всех читателей на объявления, помещенные в этом номере, в которых представлены 2 справочника, 1 учебник, 1 монография, информация о семинаре и конференции.

Номер журнала, посвященный вопросам качества, просто обязан иметь высокий уровень качества. И мы очень надеемся, что нам это удалось. Надеемся поддерживать этот уровень и в будущем. Тем более, что следующий номер нашего журнала юбилейный - журналу «Приборы и системы разведочной геофизики» исполняется 10 лет! И, как все юбиляры, мы с нетерпением ждем подарки от наших читателей в виде интересных статей, материалов для рубрики «Галерея новинок», новых идей и т.д. Проявите фантазию!

До встречи на страницах журнала!

С уважением,
главный редактор журнала П.А. Турлов

Уважаемые коллеги!

Приглашаем Вас принять участие в работе научно-технического 2-х дневного семинара **«Технология нелинейной адаптивной вибросейсморазведки»**, проводимого в рамках программы внедрения в практику выполнения сейсморазведочных работ в России новейших эффективных технологий.

Семинар состоится с 22 по 24 мая 2012 г. в Саратове.

Организаторами семинара являются: Саратовское отделение ЕАГО, ООО «ГСД» и «СГЭ» (филиал ФГУП «НВНИИГГ»).

Программой семинара предусмотрены лекции разработчиков технологии нелинейной адаптивной вибросейсморазведки, а также демонстрация в полевых условиях эффективности данной технологии выполнения работ.

Участники семинара смогут получить полную информацию о предлагаемом методе - от проекта до этапа интерпретации.

Стоимость участия в семинаре 10 000 рублей с каждого участника.

Заявки на участие в семинаре направлять по электронной почте: eago-seminar@bk.ru.

Контактный телефон: (8452) 64-14-32

НАШИ ПАРТНЕРЫ

"Передовые научно-технические достижения должны определять требования к результатам и качеству геологоразведочных работ, закрепляемые соответствующими стандартами, регламентами, рекомендациями и другими нормативными документами".

(Из Стратегии развития геологической отрасли раздел 4, 2010 г.)

Рассматривается необходимость разработки и утверждения технических регламентов, определяющих обязательные требования к процессу и результатам геологического изучения недр Российской Федерации, осуществляемому предприятиями и организациями геологической отрасли, исходя из законодательных положений российского законодательства и условий генеральных соглашений Всемирной торговой организации (ВТО).

Основные положения российского законодательства, определяющие требования к процессу и качеству геологического изучения недр Российской Федерации, и развитие нормативно-правового обеспечения

Зайченко В.Ю., Государственный научный центр РФ ВНИИгеосистем, г.Москва

Введение

Геологическая отрасль является базовой составляющей экономики страны, представляющая собой совокупность управленческих структур, производственных и научных организаций всех форм собственности, обеспечивающих потребность государства и общества в сфере геологического изучения территории Российской Федерации, ее континентального шельфа и акватории внутренних морей и дна Мирового океана, Арктики и Антарктики, воспроизводства минерально-сырьевой базы страны, мониторинга и охраны недр [9, 14].

Учитывая важность геологической отрасли для страны, Правительство Российской Федерации своим распоряжением от 21 июня 2010 г. № 1039-р утвердило "Стратегию развития геологической отрасли до 2030 года" [14], в которой определило структуру управления, информационно-аналитическое, научно-техническое и кадровое обеспечение, а также задачи развития и его приоритетные направления, в том числе: совершенствование системы государственного управления, оптимизации организационной структуры, совершенствование программно-целевого планирования и нормативно-правового обеспечения, экономического стимулирования геологоразведочных работ, информационного и научно-технического обеспечения. Специальные разделы Стратегии посвящены направлениям инновационного развития отрасли, совершенствованию кадрового обеспечения, а также ожидаемым результатам, рискам реализации, финансовым вопросам, этапам и срокам ее реализации [14].

Одной из задач государства в сфере управления недропользованием является установление единых принципов и правил для всех государственных и частных субъектов хозяйственной деятельности, работающих на территории Российской Федерации. В связи с этим Стратегией предусмотрена необходимость определения требований к результатам и качеству геологоразведочных работ, закрепляемых соответствующими стандартами, регламентами, рекомендациями и другими нормативными документами, которые должны быть созданы в результате научно-технической деятельности (раздел 4). Учитывая, что государственное управление геологической отраслью согласно Стратегии возложено на *Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, осуществляющее функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере изучения, использования, воспроизводства и охраны недр, безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, а также мониторинга состояния недр* (раздел 2 [14]), разработку и ввод в действие вышеуказанных документов для геологической отрасли должно осуществлять именно это ведомство. Для этого имеется целый ряд законодательных и ведомственных нормативно-правовых документов, а также соглашений в рамках ВТО, которые могут быть взяты за основу при их создании [1, 2, 4, 15]. В связи с этим представляет особый интерес рассмотрение нормативных положений, определяющих единые нормы и правила геологического изучения недр, осуществляемого предприятиями и организациями всех форм собственности на территории Российской Федерации.

Нормативно-правовые документы Российской Федерации

Основным нормативным документом, определяющим применение правил установления требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг, является Федеральный закон "О техническом регулировании" [15], которым определена система стандартизации и сертификации Российской Федерации. Им предусмотрено, что в целях: защиты жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества; охраны окружающей среды и предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей, должны разрабатываться технические регламенты (статья 6), требования которых являются обязательными для выполнения всеми хозяйствующими субъектами независимо от формы их собственности.

Согласно [15] **технический регламент** – это документ, который принят международным договором Российской Федерации, ратифицированным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или федеральным законом, или указом Президента Российской Федерации, или постановлением Правительства Российской Федерации, и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования (продукции, в том числе зданиям, строениям и сооружениям, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации (статья 2).

Геологическое изучение недр – это **процесс производства** геологоразведочных работ, который должен осуществляться по единым правилам. В результате их выполнения должна быть получена продукция, соответствующая требованиям этих правил. Это **информационная продукция** (геологические отчеты, карты, разрезы и т.д.), а также **вещественная продукция** (количество и качество запасов и ресурсов полезных ископаемых). В настоящее время в геологической отрасли существует ряд ведомственных нормативных документов, утвержденных приказами Министра Минприроды России [10, 11, 12], требования которых не являются обязательными для выполнения предприятиями и организациями всех форм собственности, работающих в этой сфере.

Это подтверждается нормой Федерального закона [15] о том, что после его опубликования федеральные органы исполнительной власти вправе издавать в сфере технического регулирования акты **только рекомендательного характера,** за исключением случаев, установленных статьями 5 и 9.1 (оборонная продукция, случаи разработки технических регламентов, предусмотренных программой, утвержденной Правительством РФ) (статья 4 пункт 3).

Заявление сотрудников Минприроды России о том, что вышеуказанные ведомственные нормативные документы согласованы с Минюстом России, являются несостоятельным в связи с тем, что согласно Положению о Министерстве юстиции Российской Федерации [13] этот федеральный орган исполнительной власти не определяет правовой статус документов, представляемых ему министерствами и ведомствами и не осуществляет их государственную регистрацию, кроме случаев, предусмотренных статьей 14 раздела II "Положения".

Таким образом, ведомственный документ от 7 февраля 2001 г. № 126 "Об утверждении временного положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ " и другие подобные ему документы должны быть преобразованы в технические регламенты и утверждены в установленном законом порядке (статья 2). Аналогичная ситуация имеет место и с требованиями к конечной продукции геологоразведочных работ, которые изложены в ведомственных нормативных документах [10] и [11].

Что касается геологической информации, являющейся **важнейшей продукцией геологической отрасли**, то по состоянию на 2011 год разработаны и утверждены в установленном порядке только несколько национальных стандартов, которые носят рекомендательный характер, что не соответствует значимости данной продукции как государственной собственности или собственности недропользователей – юридических или физических лиц, прави-ла торговли которой на международном рынке регулируются специальным Соглашением ВТО под названием: **"Соглашение по торговым аспектам прав интеллектуальной собствен-ности"** (ТРИПС) [1].

Геологическая информация, а также создан-ные на ее базе сводные и производные про-изведения, представленные на материальных носителях, являются особо ценным **имуще-ством**, которое согласно **шестой** статьи Феде-рального закона "О техническом регулирова-нии" [15] должно с целью его защиты обес-печиваться техническими регламентами, содержащими обязательные для применения и исполнения требования к этому виду продук-ции. Такой подход в части перспектив развития информационного обеспечения отрасли раз-деляет и автор статьи [16]. В ней он отмечает: "В современных экономических условиях одной из основных задач государства в обла-сти недропользования является установление единых принципов и правил для всех госу-дарственных и частных субъектов хозяйствен-ной деятельности, работающих на территории РФ. Эти правила должны обеспечивать требуе-мый уровень и качество проведения работ в сфере геологического изучения недр и вос-производства минерально-сырьевой базы".

К процессам производства в геологиче-ской отрасли следует отнести геологоразве-дочные работы, виды и объемы которых приве-дены в ведомственном нормативно-правовом документе, утвержденном МПР РФ [12]. Поскольку в этом документе приведены требо-вания к видам конечной продукции – **инфор-мационной и вещественной (запасы и ресурсы полезных ископаемых)**, как имуще-ству, то они согласно шестой статьи Федераль-ного закона [15] должны быть изложены в Тех-ническом регламенте и являться обязательны-ми для исполнения всеми хозяйствующими субъектами, выполняющими геологоразведоч-ные работы на территории Российской Федера-ции, независимо от их формы собственности и национальной принадлежности. Пока это не будет сделано предъявлять требования к хозяйствующим субъектам и зарубежным инве-сторам, выполняющим геологические исследо-вания недр на территории Российской Федера-ции самостоятельно или совместно с отече-ственными организациями, не предоставляет-ся возможным.

Безусловно, можно считать, что эти работы не являются предметом торговых сделок с зарубежными компаниями, однако для их выполнения на территории Российской Федера-ции необходимо согласно закону "О недрах" [4] получить право на пользование недрами, которое предоставляется за отдельную плату, что является прямым торговым актом.

Из приведенного выше видно, что в геоло-гической отрасли России пока отсутствуют нормативные документы, содержащие **обяза-тельные к применению и исполнению** тре-бования к конечной продукции и процессам геологоразведочного производства.

Следует отметить, что в программной статье одного из руководителей Минприроды России "Нормативно-правовое обеспечение реализации стратегии развития геологической отрасли до 2030 г." [3] в числе проблем, заслу-живающих нормативно-правового обеспече-ния, вопросы технического регулирования качества продукции и производства услуг в

геологической отрасли согласно Федеральному закону [15] не были затронуты, несмотря на то, что в 4 разделе Стратегии развития [14] они были указаны.

Выводы и рекомендации

Из вышеизложенного следует, что одной из приоритетных задач развития геологической отрасли России является разработка и утверждение в установленном порядке нормативных документов (**технических регламентов**), устанавливающих единые и обязательные к применению и исполнению требования к процессу геологоразведочных работ по геологическому изучению недр, к **информационной и вещественной продукции**, получаемой на территории Российской Федерации в результате их выполнения предприятиями и организациями различных форм собственности и национальной принадлежности. В связи с этим, первоочередной задачей для геологической отрасли России является разработка и утверждение в установленном законом порядке следующих Технических регламентов:

1. "Этапы и стадии геологического изучения недр Российской Федерации".
2. "Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и газа Российской Федерации".
3. "Классификация запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых Российской Федерации".
4. "Классификация запасов подземных вод и прогнозных ресурсов водоснабжения на территории Российской Федерации".
5. "Объекты интеллектуальной собственности юридических и физических лиц, создаваемых в геологической отрасли России, их учет и оценка".

Имеющиеся ведомственные нормативно-правовые документы Минприроды России по указанным вопросам могут быть взяты за основу при разработке проектов технических регламентов.

Кроме вышеприведенных видов технических регламентов, необходимо продумать, какие еще технические регламенты, обеспечивающие реализацию основных положений Стратегии развития геологической отрасли до 2030 года, нужны будут для геологической отрасли. Для чего в ближайшем будущем следует незамедлительно выполнить опережающие научные исследования.

Одной из важнейших задач является приоритетная разработка технического регламента на объекты интеллектуальной собственности в геологической отрасли, которые при вступлении России в ВТО приобретут особое торговое значение в связи с действием в этой организации **Соглашения по торговым аспектам прав интеллектуальной собственности** (ТРИПС). Кроме того, особые условия перемещения через таможенные границы и совершения таможенных операций действуют в отношении объектов, содержащих интеллектуальную собственность, они предусмотрены в **Таможенном кодексе Белоруссии, Казахстана и России**.

Указанные выше обстоятельства лишний раз подтверждают необходимость разработки нормативных документов, содержащих единые требования и правила геологического изучения недр Российской Федерации, подлежащие применению и исполнению в геологической отрасли хозяйствующими субъектами независимо от их форм собственности.

Использованные источники:

1. ВТО о себе. Основные соглашения и принципы ВТО. Сайт www.wto.ru, 15 с.
2. Гражданский кодекс Российской Федерации, четвертая часть. – М., изд. "Омега-Л", 2007, 213 с.
3. Донской С.Е. Нормативно-правовое обеспечение реализации стратегии развития геологической отрасли до 2030 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2011, № 1, с.44-47.
4. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 № 2395-1 с изменениями и дополнениями, внесенными федеральными законами от 03.03.1995 № 27-ФЗ, от 10.02.1999 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 20-ФЗ, от 14.05.2001 № 52-ФЗ, от 08.08.2001 № 126-ФЗ, от 29.05.2002 № 57-ФЗ, от 06.06.2003 № 65-ФЗ, от 29.06.2004 № 58-ФЗ, от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 15.04.2006 № 49-ФЗ, от 26.06.2007 № 118-ФЗ, от 01.12.2007 № 295-ФЗ, от 14.07.2008 № 118-ФЗ, от 18.07.2008 № 120-ФЗ, от 23.07.2008 № 160-ФЗ, от 30.12.2008 № 309-ФЗ.
5. Зайченко В.Ю. Интеллектуальная собственность и Всемирная торговая организация. // Вестник Российской академии естественных наук, 2003, том 3, № 4, с. 35-39.
6. Зайченко В.Ю. Федеральный закон "О техническом регулировании" и недропользование. // Геофизический вестник, 2005 г. № 10, с. 4-11.
7. Национальный стандарт "Информация о недрах геологическая. Термины и определения" ГОСТ Р 53794-2010.
8. Национальный стандарт. Система стандартов в области геологического изучения недр (СОГИН). Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению. ГОСТ Р 53579-2009.
9. Орлов В.П. Проблемы недропользования (2000-2006). – М., "Геоинформмарк", 2007, 464 с.
10. Приказ МПР РФ от 1 ноября 2005 г. № 298 "Об утверждении Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов".
11. Приказ МПР РФ от 11 декабря 2006 г. № 278 "Об утверждении Классификации запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых".
12. Приказ МПР РФ от 7 февраля 2001 г. № 126 "Об утверждении временного положения об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ".
13. Положение о Министерстве юстиции Российской Федерации (в ред. Указов Президента РФ от 23.12.2005 № 1522, от 16.03.2006 № 211, от 02.05.2006 № 451, от 21.09.2006 № 1036, от 20.03.2007 № 370, от 07.05.2007 № 585с, от 04.03.2008 № 311).
14. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21 июня 2010 г. № 1039-р "Стратегия развития геологической отрасли до 2030 года".
15. Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ с изменениями и дополнениями, утвержденными Федеральным законом от 1 мая 2007 г. 3 65-ФЗ.
16. Чесалов Л.Е. Состояние и перспективы развития информационного обеспечения геологической отрасли. // Разведка и охрана недр, 2011, № 5, с. 61-65.

К вопросу о качестве геофизических технологий

Блюменцев А.М. , Мельчук Б.Ю., ГНЦ РФ ВНИИгеосистем, г. Москва

Целью геологоразведочных работ является получение достоверной и качественной информации о недрах [1], которая является, по существу, основным результатом геологоразведочных работ. Одним из источников информации о недрах являются геофизические технологии различного назначения: аэрокосмические, полевые, скважинные, петрофизические, применяемые на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ.

Проблема качества геофизических технологий

Проблема обеспечения качества геофизических исследований относится к числу актуальных проблем и ранее была рассмотрена [2-11] для отдельных компонентов геофизических технологий. В перечисленных публикациях описаны подходы к решению этой проблемы, в том числе, путем совершенствования метрологического обеспечения (МО) процессов измерения геофизических параметров, методик обработки и интерпретации их результатов [2], а также совершенствования системы методико-технологического контроля [11]. В области ГИС проблема МО, в том числе обеспечения стандартизации геофизических СИ, наиболее полно рассмотрена в работах [2-9] и нормативном документе [13]. Применительно к сейсморазведки проблема обеспечения качества выполняемых исследований, обработки и интерпретации сейсмической информации рассмотрена в Своде правил [14].

Средствами обеспечения и контроля качества геофизических технологий являются система метрологического обеспечения и сертификации всех элементов геофизических технологий и система методико-технологического сопровождения геофизических работ на всех этапах их применения при геологоразведочных работах.

Объектом обеспечения и контроля качества является не только информация, получаемая в результате геофизических исследований, но и сами геофизические технологии – процессы, связанные с получением, обработкой и интерпретацией геофизической информации, а также основные компоненты геофизических технологий. В [2] отмечено, что «особенностью технологий использования геофизической информации с целью получения данных о значениях геологических параметров является то, что их точность и достоверность определяются не только качеством первичных результатов исследований, но и методикой обработки и интерпретации результатов измерений, включая и качество петрофизических моделей, используемых для выбора алгоритмов геологической интерпретации. Указанное обстоятельство обуславливает необходимость регламентировать требования к качеству всех этапов получения, преобразования, обработки и интерпретации геофизической информации».

Особенности геофизических технологий

Геофизическая технология – это процесс, использующий совокупность взаимосвязанных средств и методов геофизических измерений, сбора, накопления, обработки данных для их интерпретации с целью получения информации о геологическом объекте.

Отличительным признаком геофизических технологий являются исследования, основанные на **использовании естественных и искусственно созданных физических полей** – гравитационного, электрического, магнитного, электромагнитного, теплового, ионизирующих излучений, а также полей упругих деформаций (акустических, сейсмических). В ряде случаев геофизические технологии основаны на линейно-угловых измерениях.

Другим отличительным признаком геофизических технологий является **сложность объектов геофизических исследований**: элементы геосреды или геосреда в целом: площади, зоны, разрезы скважин, пласты, рудные тела, залежи углеводородов, геологические формации, массивы горных пород, земная кора, геологические структуры, поверхность и приповерхностный слой земли, растительный, водный, снежный и ледяной покровы. Объектом аналитических и петрофизических исследований являются образцы пород, руд, флюидов (жидко-

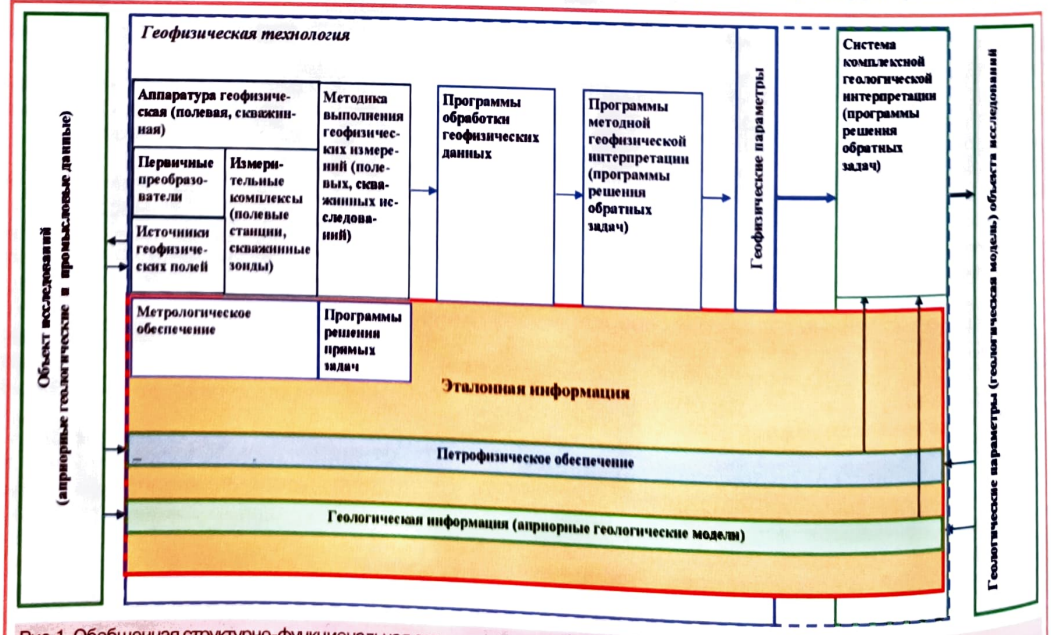


Рис.1. Обобщенная структурно-функциональная схема геофизических технологий

стей и газов).

Геофизические технологии применяются для решения геологических, технических и технологических задач при поисках, разведке и оценке запасов полезных ископаемых, а также при мониторинге разработки месторождений. Задачи, решаемые геофизическими технологиями, подразделяются на два типа:

- задачи количественного определения геологических характеристик: состава и свойств объектов исследований;
- классификационные задачи – отнесение объекта исследований к определенному классу (категории).

Тип решаемых задач предопределяет выбор основных показателей качества. Для классификационных задач показателем качества их результата является показатель достоверности, т.е. вероятность отнесения объекта исследования к тому или иному классу (категории). Для задач количественного определения показателем качества результата является показатель точности, например, предел допускаемого значения погрешности результата при определенной доверительной вероятности.

Структурно-функциональная схема геофизических технологий

Несмотря на кажущиеся различия и особенности таких видов геофизических исследований как аэрокосмические, полевые и скважинные, предлагается использовать обобщенную структурно-функциональную схему геофизических технологий (рис.1). Такой подход позволяет выделить типовые компоненты геофизических технологий и определить для них общие показатели качества. Схема отражает систему преобразования измерительной информации в значения геофизических параметров и далее в оценки геологических параметров, характеризующих объект исследований. Суть проблемы заключается в выборе такого необходимого и достаточного набора показателей качества и требований к точности и достоверности первичной, промежуточной и конечной информации, чтобы обеспечить решение конечной геологической задачи. В структурно-функциональной схеме можно выделить четыре этапа преобразования информации:

1-й этап характеризуется процессом измерений с использованием первичных преобразователей в составе геофизической аппаратуры и аппаратурно-методических комплексов. На данном этапе измерительная информация представляется в виде характеристик физических полей, связанных с объектом исследования.

2-й этап характеризуется преобразованием результатов измерений в значения геофизических функционалов путем обработки измеренных характеристик физических полей.

3-й этап характеризуется переходом к значениям геофизических параметров объекта исследования в результате методной геофизической интерпретации. При этом на выходе получают значения геофизических (физических) параметров геологических объектов.

4-й этап включает комплексную геологическую интерпретацию и позволяет на основе петрофизической модели и значений геофизических параметров получить оценку геологических параметров объекта исследования. При этом происходит преобразование геофизической информации в геологическую на основе модельных (петрофизических и геологических) представлений об объекте исследований.

Для каждого этапа преобразования информации и отдельных компонентов геофизической технологии наряду с общими основными показателями качества, такими как показатели назначения (диапазоны и показатели точности значений определяемых величин), характерны дополнительные показатели качества, которые влияют на значения показателей назначения. Такими показателями могут быть, например, спектральная характеристика детектора в блоке первичных преобразователей; неоднородность материала стандартных образцов; точность петрофизической модели и т.п. На каждом этапе преобразования геофизической информации суммарная ее погрешность определяется погрешностью входных данных (результатов предыдущего этапа) и методической погрешностью преобразования информации на данном этапе.

Объекты контроля и управления качеством геофизических технологий

В соответствии с обобщенной структурно-функциональной схемой геофизических технологий основными объектами контроля и управления качеством при геофизических исследованиях являются:

- геофизическая аппаратура и аппаратурно-методические комплексы;
- методики выполнения геофизических измерений (полевых, скважинных);
- геофизическая информация;
- геологическая информация;
- эталонная информация;
- система метрологического обеспечения;
- система петрофизического обеспечения;
- программные средства обработки геофизических данных;
- программные средства интерпретации геофизических данных;
- программы комплексной геологической интерпретации геофизических данных;

Для перечисленных объектов управления качеством можно выделить общие основные показатели качества и ряд дополнительных показателей, специфичных для отдельных геофизических методов, существенно определяющих их информативность и влияющих на показатели назначения. В общем случае номенклатура показателей качества продукции представляет собой перечень характеристик свойств продукции, выражающих ее качественную определенность как продукта производства, удовлетворяющих потребности пользователя информации и обеспечивающих возможность оценки уровня качества конечной продукции [ГОСТ Р ИСО 9000-2008. Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь].

Основными показателями качества геофизических технологий являются показатели точности и достоверности выходной геофизической и геологической информации. Общим требованием к качеству геофизических технологий является сертифицированность их компонентов (аппаратуры, программных средств, методик выполнения измерений) на соответствие требованиям, установленным в нормативно-технической документации (НТД) [12].

Показатели качества геофизической информации

Геофизическая информация – часть геологической информации о недрах, получаемая при изучении естественных и искусственных геофизических полей с использованием геофизических методов исследования [ГОСТ Р 53794-2010 «Информация о недрах геологическая. Термины и определения»]. Первичная геофизическая

Технический контроль	Показатели качества средств МО геофизической аппаратуры, излучателей, первичных преобразователей (приемников), полевых станций, оборудования.
Технологический контроль	Показатели качества методик геофизических измерений (МВИ); Показатели качества графа обработки геофизических данных
Геофизический контроль	Показатели качества методик обработки геофизических данных; Показатели качества методик интерпретации геофизических данных
Геологический контроль	Показатели качества петрофизического обеспечения; Показатели качества геологической интерпретации; Показатели качества прогноза, выделения кондиционных объектов

Рис.2 Виды контроля качества геофизических работ

информация - исходная информация, полученная в результате геофизических наблюдений при исследовании геологических объектов в их естественном залегании. Производная геофизическая информация - информация, полученная в результате преобразования (обработки, интерпретации) первичной геофизической и дополнительной информации.

Контроль качества геофизической информации должен быть обеспечен на всех этапах геофизических работ:

- при выполнении полевых и скважинных геофизических исследований;
- при обработке геофизических данных;
- при интерпретации геофизических данных;
- при комплексной геологической интерпретации геофизических данных.

Основные требования к качеству геофизических работ и основные показатели качества геофизической информации, такие как показатели назначения: диапазон измерений,: пределы основной и дополнительных погрешностей измерений; предел погрешности воспроизводимости и другие, установлены для геофизических технологий ГИС и полевых методов разведки в ряде инструкций, таких как [13, 14] и других.

Комплекс показателей качества, используемых в указанных документах, достаточно разнообразен, не унифицирован и зачастую ограничивается требованиями к аппаратуре. Набор показателей качества геофизической информации должен выбираться, исходя из решаемой задачи и этапа работ.

Первостепенной задачей при выполнении геофизических работ является обеспечение качества выполнения полевых и скважинных геофизических исследований и качества первичных геофизических данных. Это связано с тем, что многие геофизические исследования зачастую невозможно повторить. Они имеют высокую стоимость и информационную ценность. Для оперативного решения задачи обеспечения качества используется так называемый методико-технологический контроль (сопровождение) полевых геофизических работ и геофизических исследований скважин [15].

Показатели качества геологической информации

Формально, требования к качеству геологической информации как основному продукту ГРР должны были бы быть указаны в ГОСТ Р 53579-2009 «Отчет о геологическом изучении недр. Общие требования к содержанию и оформлению». Однако данный документ устанавливает лишь общие требования к первичной и производной геологической информации, включаемой в виде текстовых приложений к отчету применительно к этапу сдачи отчета по ГРР в фонды.

В ГОСТ Р 53797-2010 «Геологическая информация о недрах. Основные положения и общие требования» установлены следующие основные показатели качества геологической информации, получаемой путем измерений

полнота информации: Состав и объем геологической информации о недрах, достаточные для решения поставленной геологической задачи.

необходимая точность информации: Качество информации, характеризуемое точностью, с которой задача в соответствии с геологическим (техническим) заданием.

достоверность информации: Качество информации, характеризуемое ее полнотой и необходимой точностью. Достоверность информации измеряется доверительной вероятностью необходимой точности, т.е. вероятностью того, что отображаемое информацией значение параметра отличается от истинного значения параметра в пределах необходимой точности.

совместимость информации: Качество информации, характеризуемое возможностью совмещения геологических данных, полученных на смежных территориях, как по содержанию, так и по представлению результатов измерений в одинаковых формах.

сопоставимость информации: Качество информации, позволяющее сравнивать с необходимой достоверностью данные, получаемые в разное время разными исполнителями и измерительной аппаратурой.

Геологическая информация является конечным продуктом применения геофизических технологий. Она формируется в результате комплексной геологической интерпретации геофизических данных на основе априорных геологической и петрофизической моделей объекта исследования. Типовыми показателями качества комплексной геологической интерпретации данных ГИС, полевых и геофизических, петрофизических и других данных являются показатели точности и достоверности решения геологических задач (задач прогноза, оценки запасов, задач мониторинга и др.) [13,14,16]:

- достоверность литологического и стратиграфического расчленения разреза;
- точность структурных построений;
- достоверность выделения перспективных на нефть и газ объектов - интервалов, пластов, зон и ловушек углеводородов;
- точность оценки их фильтрационно-емкостных параметров (пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности);
- точность определения положения по глубине и в плане флюидных контактов (ВНК, ГНК);
- точность и достоверность определения подсчетных параметров и эффективных нефте- и газонасыщенных толщин;
- точность и достоверность оценки ресурсов углеводородов.

Уровни контроля качества

В системе контроля качества геофизиче-

ских технологий (в частности ГИС и сейсморазведки) сформировалась иерархическая структура показателей качества, состоящая из четырех уровней контроля качества (рис.2): технический, технологический, геофизический и геологический контроль. Некоторые показатели качества, в частности, относящиеся к области технического и технологического контроля, являются элементами управления качеством на стадии проектирования, производства и эксплуатации геофизической аппаратуры и выбора методик выполнения измерений (МВИ). Другие показатели качества, относящиеся к области геофизического (и технологического) контроля, являются инструментом оперативного управления качеством и могут корректироваться по результатам геофизического и геологического контроля. Поэтому целесообразно ввести номенклатуру показателей качества, в рамках которой указать применяемость показателей.

Заключение

1. В области контроля качества геофизических технологий наблюдается несколько тенденций:

- использование методов контроля качества на всех этапах геофизических работ;
- увеличение мощности программных средств, применяемых для контроля качества в полевых условиях, переход к контролю качества непосредственно в процессе измерений;
- переход к более детальному контролю качества первичного материала, определение характера и причин некондиционности данных (по квантам измерений или по трассам). Например, в области сейсморазведки – это оценка качества отдельных трасс, исследование пространственного распределения показателей качества сейсмического волнового поля.
- наряду с выполнением технического и геофизического контроля, переход к использованию элементов геологического контроля, более глубокого по степени обработки данных и содержащего элементы оперативной геологической интерпретации.

Цель перечисленных изменений - введение более объективного контроля качества геофизической информации с применением программных средств; повышение оперативности контроля качества; оценка пригодности полученной геофизической информации с точки зрения возможностей решения целевой геологической задачи.

2. Результаты анализа системы контроля качества геофизических технологий свидетельствуют о большом разнообразии программных средств, используемых для контроля качества геофизических данных. Целесообразно разработать нормативные документы, в которых необходимо установить «основные показатели качества» геофизических технологий и их компонентов. Это позволит единообразно сертифицировать по ним «программные средства, предназначенные для оценки качества». Применение более сложных показателей качества должно быть предметом экспертной оценки.

3. Необходима разработка стандартов в развитие ГОСТ Р 53579-2009 и ГОСТ Р 53797-2010, которые определили бы терминологию в данной области, номенклатуру показателей качества геофизической и геологической информации и методы их контроля.

Литература:

1. Морозов А.Ф. Геологические информационные ресурсы и технологии: состояние и основные направления развития. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Спецвыпуск, 2007. СС 10-14
2. Абросимов М.Г., Блюменцев А.М. Качество геофизических исследований при изучении недр. Геофизический вестник. №10. 2010. сс 4-6.
3. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. Москва, Недра, 1991.
4. Блюменцев А.М., Симаков В.С., Козыряцкий Н.Г. Проблемы сертификации оборудования, приборов и программных продуктов для геофизического исследования недр.
5. Блюменцев А.М., Цирульников В.П. Современные проблемы обеспечения качества геофизических исследований скважин. НТВ Каротажник, №26, 1996,.
6. Блюменцев А.М., Клокова В.П., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение цифровой регистрации, обработки и интерпретации данных ГИС. НТВ Каротажник, №35, 1997, с.96-103.
7. Блюменцев А.М. , Козыряцкий Н.Г., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение петрофизических исследований состояние и перспективы развития. Приборы и системы разведочной геофизики, 2006, № 4, стр. 5-8
8. Дембицкий С.И. Оценка и контроль качества геофизических измерений в скважинах. М.: Недра, 1991.- 204 с.
9. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник. - М.: МАКС Пресс, 2008.-498 с.
10. Жуков А.П., Тищенко И.В., Ерхов В.А., Михальцев А.В., Свод правил – как современный инструмент повышения качества и эффективности сейсморазведочных работ. Пр иборы и системы разведочной геофизики №01 (35), 2011, Саратов, сс.52-54.
11. Хлебников П.А., Аккуратов О.С., Каплан С.А., Бубнов В.П., Навроцкий А.О., Галуев В.И. Супервайзинг геофизических работ на нефть и газ в РОСНЕДРА, Приборы и системы разведочной геофизики №01 (35), 2011, Саратов, сс.9-14.
12. СТО ЕАГО 001-94 Система сертификации геофизической продукции. Положение о системе сертификации. М. 1994.
13. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М. Минэнерго России, 2001.
14. Свод технологических правил производства сейсморазведочных работ, выполняемых за счет средств федерального бюджета.// Отв. ред. П.А.Хлебников. Авторы: Жуков А.П., Аккуратов О.С., Ерхов В.А., Коротков И.П., Кузнецов В.М., Михальцев А.В., Мущин И.А., Тищенко И.В., Каплан С.А., Москва, РОСНЕДРА, 2011.
15. Положение о порядке сопровождения геофизических работ на нефть и газ, выполняемых за счет средств федерального бюджета на территории Российской Федерации и континентального шельфа от 24.04.2009 г. №370 (Утв. приказом Федерального агентства по недропользованию).
16. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки 3D на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ. М., 2000г.

НОВЫЙ СТАНДАРТ ОТРАСЛИ

Сейсморазведка на суше



Компания SERCEL предлагает самое передовое оборудование для решения любых задач сейсморазведки на суше. С ним даже производительность 40000 пунктов возбуждения в сутки стала реальностью. SERCEL - верный выбор как для работ высокопроизводительными вибросейсмическими методами, так и для микросейсмики.

428XL : СЕЙСМОРАЗВЕДКА С БОЛЬШИМ КОЛИЧЕСТВОМ КАНАЛОВ

- До 100 000 каналов на один межлинейный кабель в режиме реального времени.

VE464 : КОНТРОЛЛЕР ДЛЯ НЕСКОЛЬКИХ ГРУПП ВИБРАТОРОВ

- Совместим с самыми передовыми вибросейсмическими методами работ

NOMAD 90: САМЫЙ ТЯЖЕЛЫЙ ВИБРАТОР

- Самое высокое пиковое усилие (90000 фунтов)

Sercel

Ahead of the Curve℠

Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

www.sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.

Контроль качества в современных регистрирующих системах. Возможности, не всегда востребованные заказчиками.

М.Лансли, СЕРСЕЛЬ, США

Введение

Контроль качества обычно рассматривается в сейсморазведочной отрасли просто как инструмент, позволяющий определить, удовлетворяют ли регистрируемые данные требованиям заказчика, работает ли регистрирующая система в пределах допусков, установленных изготовителем оборудования, и соблюдаются ли параметры системы наблюдений согласно контракту. В первую очередь имеется в виду оперативная оценка таких параметров, как:

- зашумлённые и/или бракованные трассы; взаимные влияния;
- фактическая кратность по ОГТ;
- распределение удалений;
- качество установки сейсмоприёмников;
- фаза вибраторов, толкающее усилие, гармонические искажения и т.д.

Но современные регистрирующие системы сохраняют большой объём информации, которая может изменить взгляд на привычный контроль качества. Значительная часть этой информации часто игнорируется или воспринимается неправильно, или вообще «откладывается в долгий ящик». Возможности регистрирующих систем позволяют резко повысить информированность специалистов нефтегазовых компаний и подрядчиков и контролировать параметры регистрации совместно с геофизиками полевых партий. В настоящей статье рассматривается такая информация и то, как её использовать, чтобы повысить эффективность работы полевых партий и сделать более комплексным анализ данных, выполняемый геофизиками-обработчиками.

Сейсмические съёмки 3D, заказываемые нефтегазовыми компаниями, имеют более чем тридцатилетнюю историю. На раннем этапе ограниченные возможности регистрирующих систем позволяли отстреливать съёмки с низкой плотностью точек возбуждения и приёма на кв. км и реализовывать малоэффективные и дорогие системы наблюдений. В течение последнего десятилетия количество регистрируемых каналов значительно выросло как на суше, так и на море. На суше постепенно увеличивались максимальные удаления и в продольном («инлайновом»), и в поперечном («кросслайновом») направлениях. Повысилась кратность и плотность наблюдений и потребовалось еще большее количество активных каналов. Современные регистрирующие системы могут записывать десятки тысяч каналов. Очевидно, что контроль качества регистрируемых данных вручную в сверхмногоканальных партиях (больше 10 тысяч активных каналов) будет крайне неэффективным и не безошибочным.

По этой причине в большинстве современных регистрирующих систем имеются средства автоматизированного анализа и тестирования. Помимо обычных мер проверки функционирования оборудования, можно получить оценки состояния источников и приёмников и загрузить эти оценки в базу данных в виде двух типов файлов: ADS-TA (атрибуты трасс) и ADS-TE (редакция трасс). Эти файлы имеют простой текстовый формат (ASCII), и они дополняют исходные файлы данных в формате SEG-D, SEG-SPS, UKOOA, P1/90 или SEG-P1. Файл ADS-TA включает информацию об источниках (идентификатор, дата и время, флаг хороший/плохой, уровень микросейсм и волн-помех), о приёмниках (идентификатор, сопротивление, наклон, среднеквадратический уровень сигнала, среднеквадратический уровень микросейсм, время первого вступления, амплитуда первого вступления, измерения частоты) и о различных параметрах съёмки (информация о вибраторах или пневмопушках, глубина буксировки кос и т.д.). Файл ADS-TE содержит перечень исключённых трасс (когда и кем) и различные атрибуты.

Хотя «контроль качества» традиционно рассматривается как средство проверки контрактных спецификаций, эта дополнительная информация может быть очень полезна для получения более полного представления о качестве данных. С использованием глобальной спутниковой системы (GPS) и географических информационных систем (ГИС), получаемые данные можно анализировать как во временной, так и в пространственной области, чтобы установить, связаны ли наблюдаемые в регистрируемых данных изменения с изменениями сейсмогеологических условий или с методикой работ, погодой или другим факторами, меняющимися во времени.

Новые возможности открывает широкополосный Интернет, подключаемый ко многим современным системам контроля качества. Все атрибуты контроля качества, которые обычно рассчитываются в кабине оператора сейсмостанции, теперь можно передавать в лагерь полевой партии, в офис подрядчика или заказчика или на вычислительный центр и анализировать их дистанционно. Результаты опытно-методических работ, для анализа которых раньше приходилось выезжать в поле, теперь можно изучать в офисах подрядчиков и заказчиков, что позволяет сэкономить время и деньги. Дополнительные возможности контроля качества в современных регистрирующих системах можно использовать, чтобы улучшить три основных момента, относящихся к работе полевых партий, к пониманию и оптимизации геофизических атрибутов для обработки данных и к анализу полевых тестов и проблем качества данных. Ниже мы детально обсудим эти моменты.

Своевременное обслуживание и повышение эффективности.

Первый пример преимуществ современных систем контроля качества относится к вибропартиям. Обычно в контракте оговорены параметры, касающиеся максимального фазового расхождения между записанным толкающим усилием и опорным (пилотным) сигналом. Однако, средние и пиковые фазовые погрешности, средние и пиковые гармонические искажения и средний и пиковый уровни толкающего усилия для каждого свип-сигнала каждого вибратора обычно записываются вместе с географическими координатами и временем по GPS. Сравнивая показатели вибраторов друг с другом, можно выявить тенденции в изменении того или иного атрибута со временем и обнаружить причины этих изменений до того, как они выйдут за рамки заданных спецификаций или станут катастрофическими. Отдельные вибраторы, параметры которых сильно отличаются от параметров других вибраторов в группе, могут быть исключены из производственных работ и отправлены на превентивную проверку

до того, как упадёт качество сейсмических данных или сломается один из его механических узлов. На Рис.1. показаны графики пиковых фазовых погрешностей для группы из 5 вибраторов. Из этого рисунка ясно, что у 4-х вибраторов пиковые фазовые погрешности, в основном, не превышают ± 5 градусов, в то время как у пятого вибратора погрешности иногда превышают 10 градусов. У этого вибратора есть заметный сдвиг в сторону положительных фазовых погрешностей. Если бы согласно договору в этой партии фазовые погрешности не должны были превышать 10 градусов, то на данную особенность можно было бы не обращать внимания, пока погрешности не станут ещё больше. Но в данном случае приведённые графики стали основанием для возврата одного из вибраторов на базу партии для внеочередного обслуживания.

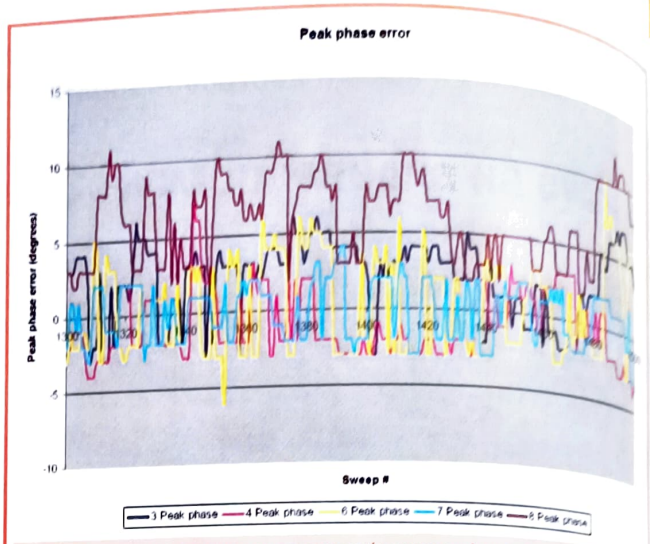


Рис.1. Пиковые фазовые погрешности (в градусах) для отдельных вибраторов в группе.

На Рис.2 показаны графики толкающего усилия для другой группы из 5 вибраторов. Видно, что толкающее усилие одного из вибраторов внезапно снизилось на 15% и более. В этом случае оператор сейсмостанции должен был заметить уменьшение толкающего усилия, но по необъяснимой причине партия продолжала регистрацию данных. Одновременно с уменьшением толкающего усилия наблюдалось и увеличение гармонических искажений. После осмотра вибратора механиком был обнаружен сломанный болт в месте крепления стоек к опорной плите.

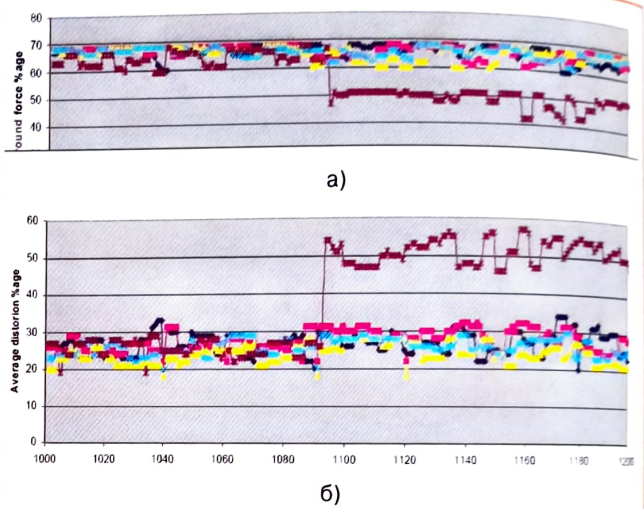


Рис.2. Среднее толкающее усилие в процентах (а) и средние гармонические искажения в процентах (б) для отдельных вибраторов в группе.

Третий пример показан на Рис.3. В этом случае у всех пяти вибраторов, работающих в одной группе, наблюдалось увеличение гармонических искажений в одно и то же время, и уровень искажений вернулся к прежнему уровню примерно через 50 виброточек. Поскольку в этом случае все вибраторы ведут себя одинаково, анализ их положения на местности (с использованием базы данных ГИС) может показать, что эти изменения связаны с поверхностными или приповерхностными условиями, и для соблюдения контрактных требований может потребоваться изменение параметров возбуждаемого свип-сигнала или применение специальных процедур на этапе обработки данных.

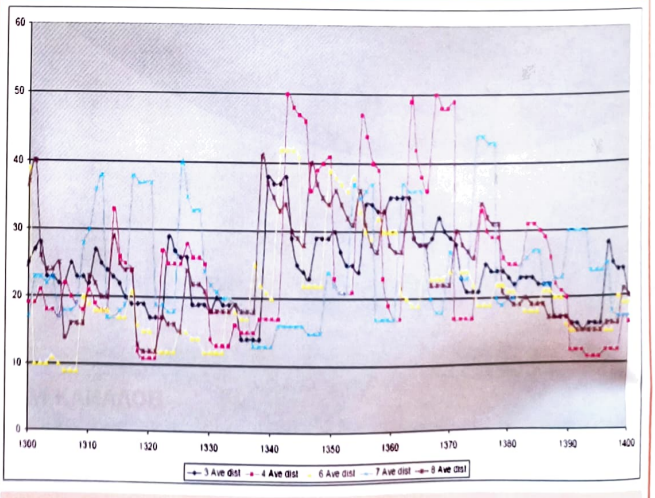
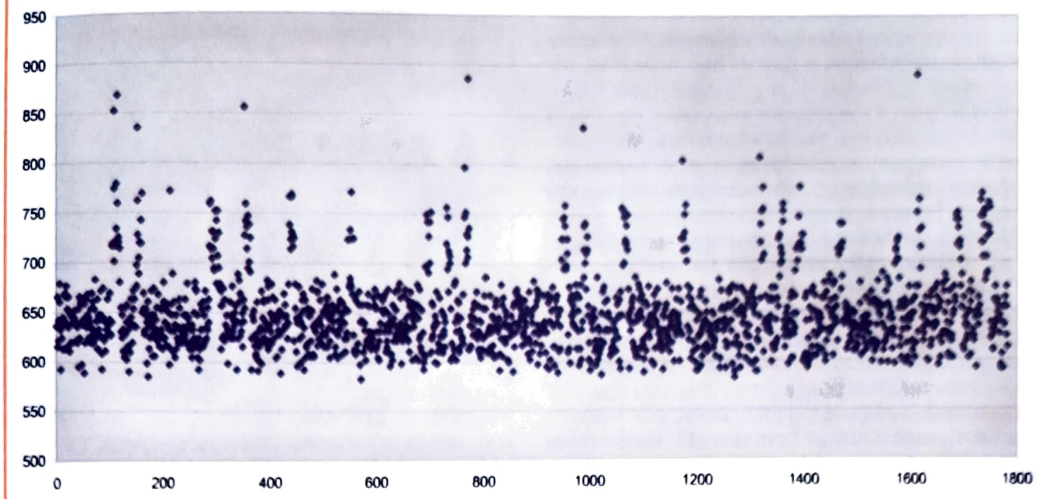
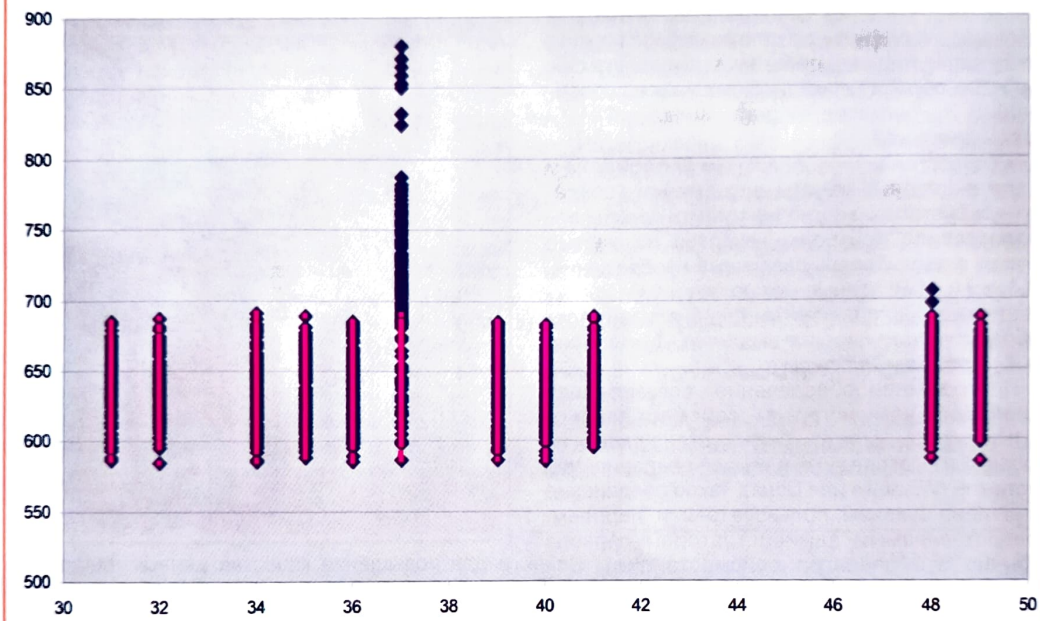


Рис.3. Средние гармонические искажения (в процентах) для отдельных вибраторов в группе.

Для партий, использующих взрывной источник, вынос вертикальных времён на карту может помочь в выявлении региональных изменений в ЗМС и затем использоваться при построении модели ВЧР для расчёта статпоправок на этапе обработки. Аномальные вертикальные времена – при условии бурения взрывных скважин постоянной глубины – могут свидетельствовать о подрыве заряда выше проектной глубины или недобурах. Рассмотрим пример, где скорость в ЗМС (как частное от деления проектной глубины заряда на вертикальное время) колебалась в диапазоне от 600 до 700 м/с, но были и отскоки до 800-890 м/с. Полученные значения скорости в ЗМС были выне-



а)



б)

Рис.4. Скорость в ЗМС (в м/с) как результат деления проектной глубины взрывных скважин на вертикальные времена: а) значения отсортированы по пунктам взрыва; б) значения отсортированы по буровым бригадам. Розовым цветом показаны скорректированные значения скоростей в ЗМС.

сены на топографическую карту, но корреляции с рельефом не было установлено. Тогда данные о скоростях в ЗМС были отсортированы по буровым бригадам и было обнаружено, что все отскакивающие значения относятся к работе одной буровой бригады (Рис.4). Понятно, что такие проблемы должны оперативно решаться.

Картирование геофизических атрибутов

Отличные примеры оперативного картирования различных атрибутов были приведены в статьях Аль-Али и др. [1] и Лея и др. [2] в 2003 году. В порядке контроля фазы и амплитуды толкающего усилия, супервайзер может рассчитывать вязкость и жёсткость грунта под опорной плитой вибратора для каждого свип-сигнала (при использовании современных контроллеров, таких как VE464). Упомянутые авторы продемонстрировали использование таких атрибутов для оценки скоростей распространения продольных волн в приповерхностных слоях на глубинах до 50 м. В данном случае съёмки выполнялись с очень высокой плотностью виброточек на кв. км, что позволило получить хорошую статистику для оцениваемых скоростей. Используя приёмы геостатистики, можно совместно проанализировать вязкость и жёсткость грунта и вертикальные времена. Авторам указанных статей показалось удивительным, что такой подход не используется в других районах со сходными поверхностными условиями.

Во втором примере показано, как на этапе обработки данных анализировалось распределение кратности, удалений и азимутов на участке площади, который пересекала разлившаяся широкая река. На этой площади предполагалось выполнить анализ амплитуд как функций удалений (AVO) и азимутов (AVA). Из-за пропусков пунктов приёма и возбуждения в пределах широкой реки, возникал вопрос - будут ли распределения удалений и азимутов в зарегистрированных данных достаточно хорошими для применения процедур AVO и AVA. Система контроля каче-

ства на регистрирующей станции позволяла рассчитать, какое снижение кратности наблюдается из-за плохо установленных сейсмоприёмников (бракованные трассы) и других проблем (Рис.5). Была также получена и результирующая карта кратности (Рис.6) и построены распределения удалений и азимутов, чтобы убедиться, что полученные данные соответствуют требованиям, предъявляемым при обработке и интерпретации данных.

Анализ результатов опытно-методических исследований и качество данных.

Перед началом новой съёмки вибросейсмическая партия обычно выполняет опытные работы с целью подбора диапазона частот свип-сигнала, его длительности, количества накоплений, количества вибраторов в группе и т.д. Раньше для анализа результатов опытных работ представители заказчика и подрядчика вынуждены были выезжать в поле и тратить на это значительное время. Часто время, потраченное на анализ опытных данных, составляло значительную часть от общих временных затрат. Анализ и обработка данных, как правило, выполнялись на полевом вычислительном центре на базе партии. В последние годы эти процедуры выполняются с помощью обрабатывающих комплексов, соединённых с регистрирующей системой или встроенных в неё.

Располагая широкополосным Интернетом и высокой степенью защиты информации в современных системах, можно не тратить время специалистов по контролю качества на частые выезды в поле. Теперь различные изображения, графики и сами данные можно передавать соответствующим специалистам для анализа и предобработки (регулировка амплитуд, фильтрация и т.п.) в различные офисы.

Программное обеспечение, связывающее клиентский компьютер на сейсмостанции и пользователя, может быть установлено на любом компьютере с той или иной операционной системой (Windows или Linux). Такое соединение защищено именем пользователя и паролем, предоставляемым администратором сервера (обычно это оператор сейсмостанции). Вся информация, передаваемая по Интернету, имеет бинарный формат. Кроме того, только те сейсмические трассы, которые выбраны клиентом, могут быть отправлены с сервера сейсмостанции. Перед отправкой сейсмическая информация сжимается (до 100 раз) с помощью запатентованных алгоритмов. При этом только те атрибуты, которые рассчитываются по исходным трассам, не сжимаются до передачи через Интернет. Программное обеспечение клиента включает богатые возможности: графический интерфейс пользователя (GUI) с такими же функциями, что и в кабине оператора (выбор трасс и их масштаба, фильтрация, АРУ...), настраиваемое разрешение экрана независимо от настроек в кабине оператора, и браузер для обмена письмами и файлами с администратором.

Такая система контроля качества с передачей сжатой сейсмической информации и соответствующих атрибутов в реальном времени используется уже в большом количестве сейсмопартий и в различных конфигурациях, включая спутниковую связь, Интранет и Интернет.

Выводы

Современные регистрирующие системы рассчитывают и записывают большое количество атрибутов, которые используются далеко не полностью. Некоторые атрибуты могут использоваться для оптимизации работы полевых партий

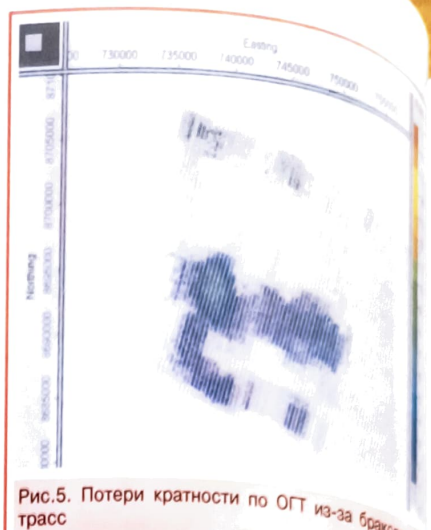


Рис.5. Потери кратности по ОГТ из-за бракованных трасс

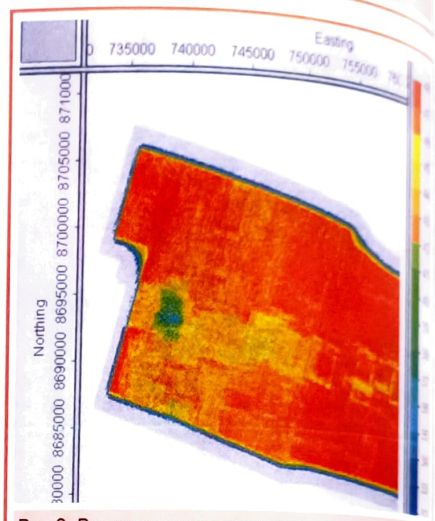


Рис.6. Результирующая кратность с учётом бракованных трасс и пропущенных пунктов возбуждения

и для повышения качества данных. Многие из атрибутов полезны на этапе обработки данных. Если съёмка отработана вибраторами, то упомянутые атрибуты могут применяться для уточнения модели ВЧР и расчёта статических поправок.

Широкое применение Интернета позволяет упростить контроль работы полевых партий благодаря тому, что супервайзеры имеют одновременный и оперативный доступ как к сейсмическим данным, так и к результатам контроля качества. Это должно быть особенно полезно для тех подрядчиков, которые ведут работы на нескольких площадях, часто на больших расстояниях друг от друга, и для заказчиков, которые могут экономить на перелётах и поездках.

Статья переведена с английского языка кандидатом техн. наук А.В.Череповским, региональным геофизиком компании SERCEL.

Список литературы:

1. Al-Ali, M, Hastings-James R, Makkawi M and Korvin G, 2003, Vibrator attribute leading velocity estimation. – The Leading Edge, Vol.22, No.5, p.400-405.
2. Ley R, Bridle R, Amarasinghe D, Al-Homaili M, Al-Ali M, Zinger M and Rowe W, 2003, Development of Near Surface Models in Saudi Arabia for Low Relief Structures and Complex Near Surface Geology. SEG Expanded Abstracts 2003.

Принципы статистического контроля качества при сейсморазведочных работах

Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л., ООО «Донгеофизика», пос. Тарасовский Ростовской обл.

В последнее время мы слышим много разговоров о качестве, о необходимости контролировать и управлять качеством. Всё чаще приходится сталкиваться с необходимостью предоставления сертификата соответствия системы менеджмента качества предприятия требованиям семейства стандартов ISO 9000. К сожалению, по большей части эти разговоры носят философский характер, а стандарт более декларативен, нежели даёт чёткий алгоритм менеджмента качества. Справедливости ради следует отметить, что создать этот чёткий алгоритм без понимания и использования стандартов семейства ISO 9000 будет крайне затруднительно. Эти стандарты представляют собой прочный фундамент, на котором можно построить систему обеспечения качества. В этой статье мы попытаемся описать некоторые практические принципы, которые находят применение в ежедневной производственной деятельности ООО «Донгеофизика». Часть этих принципов только вводится в процесс, тогда как некоторые принципы уже зарекомендовали себя.

Эдвард Деминг в своей работе [4] предложил совершенно новый подход к управлению качеством. Об эффективности этого подхода можно судить по экономическим результатам, которых добилась современная Япония [1].

Основой для построения этого подхода явились принципы статистического контроля технологических показателей, предложенные Уолтером Шухартом [2] и впоследствии развитые Эдвардом Демингом [3]. В своей работе Шухарт разделил причины отклонений результата на общие (которые определяются самой системой) и особые, вызванные частными обстоятельствами. Основополагающим принципом такого контроля является анализ причин выхода процесса из статистически управляемого состояния. Оценочными критериями выхода предлагаются события:

- выход наблюдаемой величины за границу 3 σ (где σ – среднеквадратическое отклонение),
- попадание девяти точек по одну сторону от математического ожидания [4].

Собственно статистический принцип лежит в основе практического разделения причин отклонений. Важно понимать, что нет смысла искать особые причины отклонений там, где необходимо улучшать систему и, наоборот, в случае особых отклонений не следует заниматься улучшением системы.

Принципы Шухарта и Деминга признаются фундаментальными. Они работают в самых разных областях науки и производства. Рассмотрим их применительно к управлению качеством при выполнении полевых сейсмических работ.

Интегральная суть коэффициента качества при контроле над процессом производства работ делает его малопригодным для задач обеспечения качества. Конечно, польза этого коэффициента при оценке результата очевидна, но результат – это уже свершившийся факт, а нас интересует контроль самого процесса работ. Для анализа текущей стабильности больший эффект получается при регистрации прямых или относительных технологических показателей.

От контроля результата отказываться нельзя, но для управления процессом необходимо оценивать соответствие технологических показателей.

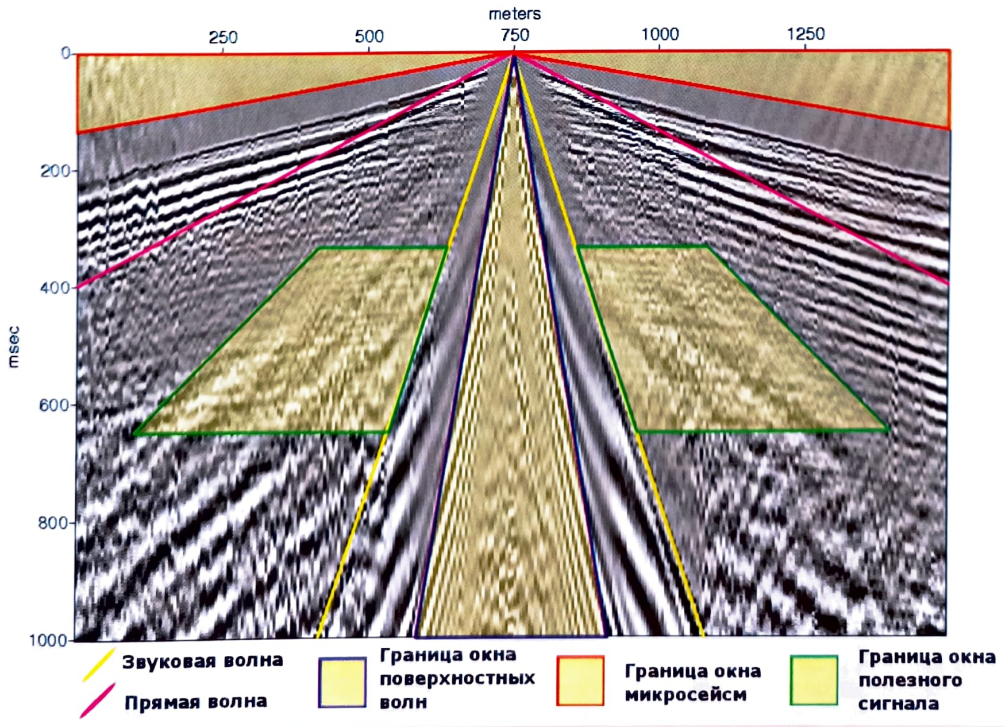


Рисунок 1 – Схема расчёта окон для определения основных характеристик сигнала

В сейсморазведке качество регистрируемых данных оценивается по соотношениям сигнал/шум и сигнал/помеха.

За сигнал принимается форма проявления поля, в которую облечена полезная информация. Помехой считают возмущающие поля, препятствующие выделению сигнала, аномалии [5]. Помехи бывают случайные и неслучайные. Случайные помехи принято называть шумом.

Для расчёта соотношения сигнал/шум необходимо определить границы (окна), в которых подсчитывается уровень. Определение этих окон, как правило, проводится квалифицированным геофизиком-обработчиком. Предлагается проводить такую оценку в соответствии с некоторыми правилами, что если не совсем уберет ошибки специалиста, то, по крайней мере, сведет их к минимуму. Постараемся описать формализованный процесс для конкретного проекта:

регистрации физнаблюдения). То есть окно желательно размещать в пределах от первой трети времени регистрации и до последней трети сейсмограммы (рис. 1).

Предложенные пределы значений являются ориентировочными и должны уточняться на этапе опытных работ. Установленные параметры контроля не должны изменяться в процессе выполнения проекта, в противном случае сложно говорить о формализации процесса.

Рассмотренные правила расчета соотношения сигнал/шум (сигнал/помеха) позволяют вести статистический мониторинг устойчивости процесса сбора данных.

Однако для оценки устойчивости недостаточно рассматривать лишь соотношение сигнал/шум (сигнал/помеха). Следует также контролировать динамические характеристики сигнала, т.е. сам уровень сигнала за вычетом уровня микросейсм (S-N). Для контроля сигнала

По решению Европейской экспертной комиссии **международной ассоциации 'European Standard' (ESIA)** ООО "Донгеофизика" присуждена **международная премия «Европейский стандарт»**. Эта премия - общеевропейская награда в области качества продукции и менеджмента. Она ежегодно присуждается Ассоциацией в рамках одноименной Экспертной программы на основе европейских методик оценки деловых достижений. Данная программа реализуется в рамках всемирного движения за качество и выполняет задачи по привлечению внимания к значению высокого качества продукции, услуг, управления в обеспечении достойной жизни членов общества и устойчивого развития экономики.





Для оценки уровня поверхностных волн предлагается использовать окно, определенное соотношениями Vзв/ $\sqrt{2}$ и Vзв/2, где Vзв – скорость звуковой волны.

Границу окна для оценки уровня микросейсм ограничим скоростью Vпр*3, где Vпр – оценочная скорость распространения прямой продольной волны.

Сложнее всего выделить окно для оценки полезного сигнала. Целесообразно принять следующие соотношения: низкоскоростная граница лежит в пределах Vзв/ $\sqrt{2}$ ÷ Vзв, а высокоскоростная вероятнее всего лежит в пределах Vпр/ $\sqrt{2}$ ÷ Vпр/2. Временные границы определяются исходя из априорной геологической информации о среде в пределах времени прихода отражений от целевых горизонтов. Приблизительно можно оценить эти границы как Tрег * 0,33 ÷ Tрег * 0,67, (где Tрег – длительность

используются те же окна, что и для соотношения сигнал/шум. Контроль уровня сигнала используется для контроля изменения условий возбуждения или изменения характеристик регистрирующей системы.

Наблюдение за уровнем сигнала характеризует нахождение сигнала в приемлемом диапазоне, а для оценки устойчивости процесса более применима характеристика модуля приращения сигнала относительно предыдущего значения ($|\Delta S|$). Таким образом, одновременный анализ уровня сигнала и приращения сигнала в окне позволяет контролировать динамические характеристики регистрируемого сигнала.

Для оценки качества получаемого материала можно также использовать частотные характеристики сигнала. Они позволяют оценить разрешающую способность результата и изменения условий возбуждения. К исследуемым парамет-

рам могут быть отнесены:

1) Доминантная частота (Fr);
2) Приращение доминантной частоты (Δ Fr);
3) Ширина спектра.

Резкое сужение ширины спектра может свидетельствовать о том, что взрывчатое веществ заложено в ЗМС, а не под ней. Сужение спектра может быть также связано с плохой детонацией заряда, обусловленной снижением качества взрывчатого материала. Если рассматривать этот параметр применительно к пневмоисточникам, то такое сужение спектра может быть связано с проблемами в функционировании пневмосточника, к примеру, понижением давления в магистрали.

Таким образом, изменение глубины погружения заряда и возбуждение его в зоне малых скоростей (ЗМС) может привести к резкому понижению доминантной частоты Fr. Однако наблюдение за доминантной частотой может оказаться неэффективным, т.к. при литологическом замещении в ВЧР скоро выполнится условие девяти точек, хотя говорить о выходе процесса из-под контроля рано. В этом случае целесообразнее анализировать величину приращения доминантной частоты Δ Fr. Монотонное изменение состава пород не окажет заметного влияния на эту зависимость.

Технологические параметры контролируются также с целью мониторинга процесса и позволяют выявить отклонения до того, как они скажутся на результате.

Кроме рассмотренных параметров, связанных с приемной системой, которые рекомендуется контролировать во время проведения сейсморазведочных работ, для контроля качества получаемого материала рекомендуется также отслеживать параметры геодезической привязки пунктов приема и пунктов взрыва, изучать параметры, связанные с регистрирующей системой.

Значительное количество параметров следует отслеживать для наблюдения за источниками возбуждения. В частности, при работе с группой пневматических импульсных источников целесообразно наблюдать за разбросом синхронизации и давлением в магистралях.

Выводы и рекомендации

Рассмотренные параметры условно подразделяются на две группы:

1. Характеристики регистрируемого сигнала;
2. Технологические параметры.

Разделение изучаемых параметров на технологические и характеристики сигнала имеет практическую ценность: изучая корреляционную зависимость между отклонениями технологических параметров и характеристиками сигнала, можно разделить технологические просчеты от методологических и выявить именно причину отклонения, а не результат. В случае с технологическими нарушениями корреляционная зависимость будет присутствовать, а в случае с методологическими – нет.

Наблюдение за технологическими параметрами дает гарантию устойчивости процесса и позволяет выявить причины выхода процесса из статистически управляемого состояния зачастую до того, как интегральный коэффициент численно перейдёт в разряд брака. Это позволит в большинстве случаев не браковать материал в принципе. Но они не заменяют коэффициент качества, они дополняют ту область контроля качества, которая по сей день не контролируется.

В этой статье не проводится анализ причин появления брака. Некоторые вопросы нами были рассмотрены в статье, посвященной вопросам, связанным с введением внутреннего супервайзинга при проведении полевых сейсморазведочных работ. [6] Практические же принципы статистического контроля, описанные в данной статье, при их грамотном применении позволят однозначно выделять источник отклонений и устранять причины их появления в процессе работ, а не после того, как будет зарегистрирован брак.

Литература:

1. Leitner P. Japan's post-war economic success: Deming, quality, and contextual realities.// Journal of Management History (Archive), Vol. 5 Iss: 8, 1999. - pp.489 — 505
2. Shewhart W. Statistical method from the viewpoint of quality control. — Washington, The Graduate School, the Department of Agriculture, 1939. — P.155.
3. Деминг Э. Выход из кризиса: Новая парадигма управления людьми, системами и процессами, пер. с англ., - М.:Альпина Паблишер, 2011. - 419с.
4. Нив Г. Пространство доктора Деминга, пер. с англ., - М.:Альпина бизнес букс, 2005.-370с.
5. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации. - М.:Недра, 1986. - 342 с.
6. Крутов А.Л., Мамаев Д.А. Внутренний супервайзинг и обеспечение качества.// Приборы и системы разведочной геофизики: общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал.- 2011.- №1. - с.33-35.

Встречи на Волге

ЕАГО

Геотех 2012

Саратов / август 2012

Научно - практическая конференция "ГЕОТЕХ-2012", посвященная 50-ти летию ОАО "СКБ сейсмического приборостроения" будет проходить во второй половине августа 2012 года на волжских берегах г. Саратова.

Более подробную информацию о точной дате, программе мероприятия, способах регистрации вы можете получить на сайте www.skbsp.ru по тел.: +7 (8452) 570-576 или по электронной почте marketing@skbsp.ru

СП

www.skbsp.ru

50 лет ОАО "СКБ СП"

Контактный тел./факс: (8452) 570-576

e-mail: marketing@skbsp.ru / www.skbsp.ru

К вопросу оценки качества сейсмических материалов в условиях транзитных зон

Захаров Н.В., Рудаков А.В., ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», г. Геленджик

Термин «транзитная зона» относится к территории, на которой отсутствует возможность выполнения сейсмических исследований по технологиям морской или наземной сейсморазведки. По условиям глубины водного бассейна транзитные территории условно можно подразделить на три зоны (рис. 1)

- зона предельного мелководья (глубина 1 – 3 м),
- мелководная зона (глубина 3 – 6 м),
- зона малых глубин (глубина 6 – 10 м).

Сейсморазведка в таких условиях, как правило, проводится с использованием донного кабеля и применением воздушных пушек.

Каждая из этих зон, в связи с различной толщиной водного слоя и распределения осадков на поверхности дна водоема, различается по качеству получаемого результата.

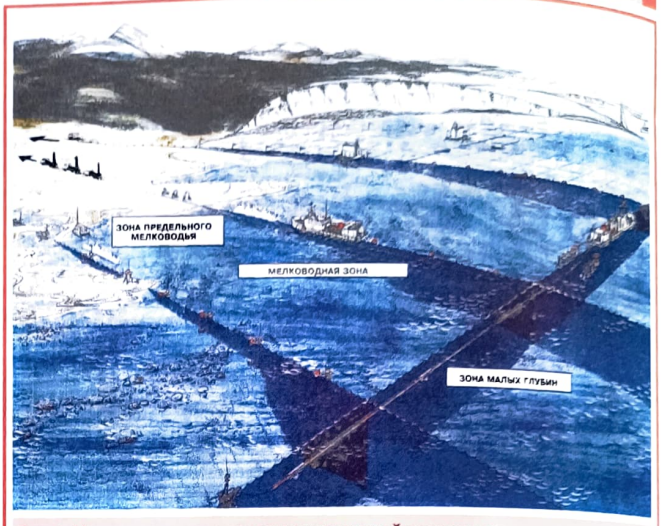


Рис.1 Условное распределение транзитной территории по зонам

Зона малых глубин наиболее благоприятна для проведения сейсмических исследований, так как воздушные пушки и сейсмоприемники (гидрофоны) находятся на глубине 4 – 5 м, которые отвечают теоретическим предпосылкам.

Совершенно иначе обстоят дела при выполнении работ в мелководной и предельно мелководной зонах. Здесь гидрофоны и воздушные пушки находятся не на оптимальной глубине, что не позволяет выполнять эффективно сейсморазведочные исследования.

Нередко на исходных сейсмограммах, полученных в условиях транзитных зон, в принципе невозможно визуально выделить годографы отраженных волн, независимо от уровня микросейсм, поскольку на записи преобладают интенсивные низкочастотные волны помехи, образующиеся вследствие специфических поверхностных условий дна водоема. Интенсивность их находится в прямой зависимости от мощности илового покрова. Количественная оценка физического наблюдения по исходным сейсмограммам в такой ситуации теряет смысл. По ним можно выполнить только оценку технической отработки физического наблюдения (не работающие каналы, утечки на каналах, степень искривления приемного устройства).

Так, например, в морской сейсморазведке с плавающими «косами» физическое наблюдение в сравнении с сухопутным наблюдением хорошего качества будет иметь коэффициент не выше 0.8 либо «брак». Подобная картина наблюдается и в транзитной сейсморазведке относительно сухопутной.

Компенсация низкого уровня отношения сигнал-помеха в транзитных зонах может осуществляться только за счет увеличения кратности наблюдений, которая в полтора- два раза, а то и более, должна превышать кратность наземных наблюдений, выполненных в прибрежных областях исследуемой площади.

В зарубежной практике сейсмические исследования на предельно малых глубинах выполняются с возбуждением упругих колебаний взрывным способом из пробуренных скважин глубиной 3-4 м. Прием колебаний осуществляется задавленными в грунт одиночными геофонами.

ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» в течение последних 16 лет выполняет сейсмические исследования в транзитных зонах с применением воздушных пушек и нередко на предельно малых глубинах. При этом до глубин 1 м выполняется раскладка гидрофонов, а на глубинах от 1 м и менее выполняется установка геофонов. Как показывает практика, результаты получаются вполне успешными. Но тут возникает вопрос, связанный с оценкой качества получаемых сейсмических материалов.

Существующие опубликованные инструкции по оценке качества сейсмического материала, на которые можно ссылаться, имеют отношение лишь к морской или наземной сейсморазведке. Для условий транзитных зон подобных инструкций нет и если супервизия выполняется представителем, имеющим опыт работы в наземной сейсморазведке, то будет отсутствовать взаимопонимание между Супервайзером и Исполнителем.

В ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» оценка качества наблюдений, выполняемых в условиях транзитных зонах, осуществляется в соответствии с действующими на предприятии «Временными требованиями к технологии и качеству полевых сейсморазведочных работ МОГТ 2D / 3D при исследованиях в транзитных зонах». Данный документ подготовлен на основании значительного опыта, накопленного сотрудниками ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» при выполнении сейсмических наблюдений в таких условиях.

На страницах журнала, на правах дискуссии, мы хотим поделиться способом оценки качества сейсмического материала на примере результатов исследований по методике 3D, выполненных в Крузенштернском заливе Карского моря.

Акватория залива относится к зоне предельного мелководья.

Методика работ сейсморазведки 3D предусматривала отработку площади по шаблонам.

Конфигурация шаблона:

- 8 линий пунктов приема по 96 каналов на каждой линии;
- 8 линий пунктов взрыва по 96 взрывов на каждой линии.

Типичное представление о регистрируемом

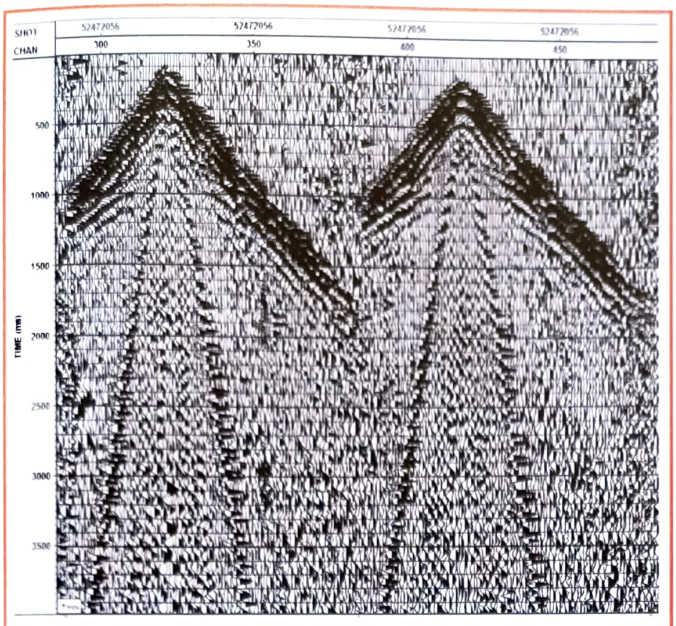


Рис.2 Волновое поле, формируемое в условиях предельного мелководья

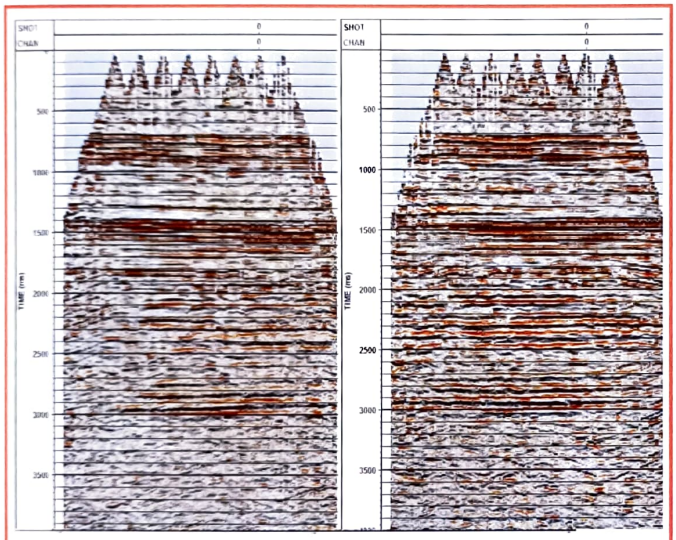


Рис.3 Предварительные временные разрезы по направлениям In-Line (А) и Cross-Line (Б)

волновом поле в акватории Крузенштернского залива иллюстрируется на рисунке 2. Прием упругих колебаний выполнялся гидрофонами, находящимися на глубине 1.2 м, возбуждения – групповым пневмоисточником на глубине 0.9 м.

Полученный предварительный временной разрез по такому виду исходной записи приводится на рисунке 3.

Глядя на исходные сейсмограммы, трудно себе представить, что предварительный временной разрез имеет такое качество прослеживания отражающих горизонтов. Получен он без учета коррекции статических и кинематических поправок, а так же без применения трехмерных процедур обработки, но, тем не менее, позволяет решить поставленную Заказчиком геологическую задачу по картированию отражающих границ. Однако вопрос о качестве динамических параметров, определяемых по таким данным, остается открытым.

В «Методических рекомендациях по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа», согласованных с Государственной Комиссией по запасам полезных ископаемых, отмечается, что «**соотношение сигнал-шум, равное 4-6 для целевых горизонтов на предварительных суммах вполне достаточно, что бы при обработке на стационарном центре выйти на величины этих значений, равные или больше 10, необходимые для динамического анализа**».

Беря за основу данное выражение из «Методических рекомендаций...», мы поступаем к определению оценки качества сейсмического материала, полученных в условиях транзитных зон, следующим образом:

1. На экране монитора просматриваются все исходные сейсмические записи (768 ф.н.), зарегистрированные в пределах одного шаблона, и выполняется оценка каждого физического наблюдения с точки зрения технической отработки по критериям, принятым в наземной сейсморазведке. Далее производится предобработка (ввод геометрии, восстановление усиления, деконволюция, широкополосная полосовая фильтрация) и получение предварительных временных разрезов по направлениям In-Line и Cross-Line.

2. Каждый предварительный временной разрез, полученный в пределах единичного шаблона, нами оценивается программным путем на предмет отношения сигнал / шум. Отображение отношения сигнал / шум в цветовой гамме накладывается на волновое поле (рис. 4). Сейсмический материал, по которому получен предварительный временной разрез, оценивается коэффициентами «1.0», «0.9», «0.8», «Брак». Полевой материал с коэффициентом 1.0 отвечает требованием «Методических рекомендаций...». Средний коэффициент для исходного сейсмического материала по шаблону выводится по принятой в наземной сейсморазведке формуле с учетом пропущенных и забракованных сейсмограмм. Общий коэффициент качества по площади определяется как среднее арифметическое коэффициентов, полученных по каждому шаблону.

При выполнении сейсмических исследований в Крузенштернском заливе супервизия осуществлялась представителем Заказчика, имеющим опыт работы в основном в наземной сейсморазведке. Им было забраковано 25 км2 объема работ. Исполнители с такой ситуацией не согласились, и к решению вопроса приемки сейсмического материала Заказчиком была привлечена независимая компания (ООО «ГСД»). Вопрос был решен в пользу Исполнителя.

Другая немаловажная проблема, возникающая при выполнении сейсмических исследований в зонах малых глубин – это снос приемного устройства на дне водоема из-за сильного течения в акватории. Иногда возникают такие ситуации, что даже с тяжелыми (5 кг) грузовыми секциями на канале приемное устройство невозможно удержать в исходном положении. Авторы, например, знают компании, которые работали с транспондерами (акустическое позиционирование) на «косе» и при

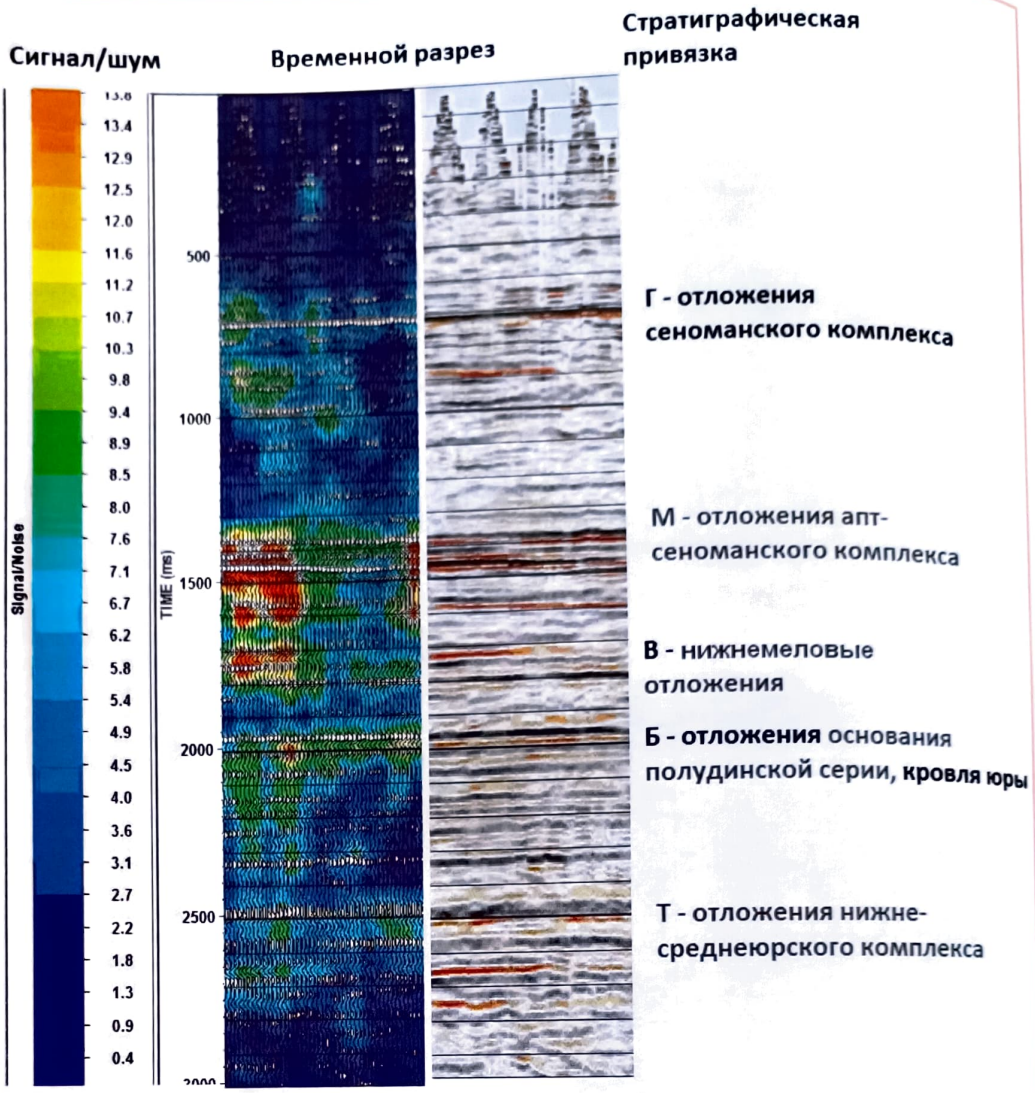


Рис.4. Анализ отношения сигнал-шум на предварительном временном разрезе



Рис.5 Отображение приемных линий в шаблоне по результатам раскладки (А) и после определения их истинного местоположения по первым вступлениям (Б)

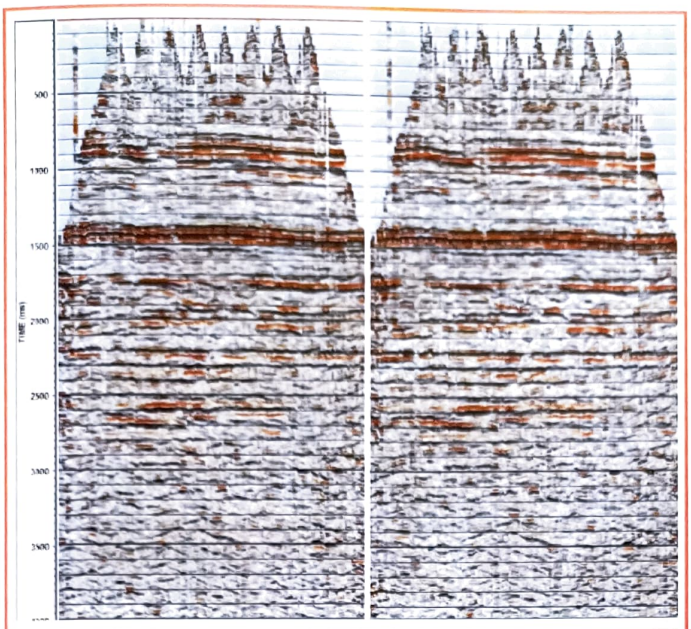


Рис.6 Предварительные временные разрезы Cross-Line до (А) и после (Б) корректировки SPS-файлов

сносе ее в процессе раскладки по требованию Супервайзера неоднократно перекладывали, добиваясь проектного положения. Но это же нонсенс!

В принципе, соблюдение прямолинейности положений ЛПП и ЛПВ в съемках 3D не является аксиомой. Существуют площади на суше, где достигнуть этого практически не возможно. В таких условиях применяются схемы наблюдения с произвольным расположением линий приема и взрыва, но при этом обязательным условием является фиксирование их истинных координат.

На площадях с горизонтальным и субгоризонтальным залеганием отражающих горизонтов искривление линий приема приводит к неконтролируемому перераспределению кратности наблюдения в бинах. При этом времена отражений, попадая в соседний бин, практически находятся на одном времени. В результате этого на предварительных временных разрезах слабо выражаются недостатки полевых наблюдений.

В съемках 3D на площадях с наклонными отражающими границами не учет их искривления приводит к расфазировке суммируемых трасс. В этом случае местоположение точки отражения вместо расчетного бина попадает в один из соседних бинов, для которого время прихода отраженного сигнала имеет иное значение. Разница во временах прихода может составлять больше половины периода отраженного сигнала, что в последствие не подвластно программам автоматической коррекции статических поправок. В такой ситуации неизбежно происходит искажение суммарного сигнала и, как следствие, потеря корреляции слабых отражений.

При выполнении транзитных сейсмических исследований позиционирование гидрофона на дне водоема можно осуществлять двумя способами:

- путем непосредственного определения при помощи акустического позиционирования (применение транспондеров);
- при помощи специального программного обеспечения по первым вступлениям после отработки шаблона.

При работах на Крузенштернском заливе Исполнители работ пользовались специальным матобеспечением, позволяющим по первым вступлениям определить местоположение сне-

сенного течением приемного устройства и дать его истинные координаты, на которых он расположен на дне водоема. К счастью, Супервайзера удалось убедить в том, что искривление приемного устройства с грузовыми секциями в силу непреодолимого препятствия (присутствия сильного течения) не может являться браком, если его местоположение впоследствии определено.

На рисунке 5 показано отображение приемных линий в шаблоне по результатам раскладки и после определения их истинного местоположения по первым вступлениям.

Отклонения приемных линий в шаблоне достигают 180 м и их искривление соответствует местоположению в каньоне, где присутствует наиболее сильное течение.

На рисунке 6 приводятся предварительные временные разрезы по линиям «а – б», обозначенным на рисунке 5, до и после корректировки SPS-файлов.

После корректировки SPS-файлов произошло некоторое улучшение прослеживания отражающих горизонтов на временах регистрации 0.9 с, 1.5 с, 1.8 с (левая половина временного разреза). С точки зрения кинематической интерпретации улучшение их прослеживания не является столь существенным.

Другим примером необходимости появления документа по оценке качества сейсмических материалов, полученных в транзитных зонах, является следующий факт.

В июне месяце 2011 г при приемке сейсмического материала 2D по Госзаказу по реке Хатанга на Таймыре возникли проблемы при их рассмотрении Заказчиком. Оценку материала осуществляли сотрудники ВНИИГеосистем по разработанному ими и реализованному на компьютере регламенту применительно к сухопутной сейсморазведке. Материал был принят с большим трудом и с низкой оценкой. Определить причины низкого качества материала в их обязанность не входило.

В России большие территории транзитных площадей еще не охвачены сейсмическими исследованиями. Вместе с тем, подобные работы проводят и намерены выполнять многие российские организации. Хотелось бы на страницах журнала услышать их мнение.

Не пришла ли пора одной из головных организаций, такой, например, как ВНИИГеосистем, взяться за разработку и публикацию нормативного документа (инструкции), регламентирующего проведение полевых работ и оценку качества сейсмического материала применительно к транзитным зонам? Необходимость в такого рода документе, действующим наряду с инструкциями по сухопутным и морским исследованиям, назрела давно.

P.S. От авторов: В период подготовки статьи к печати, на Крузенштернском лицензионном участке проведена обработка сейсмических материалов в ООО «Геофизические системы данных». Результаты обработки показали, что при стыковке материалов сухопутных и морских исследований на границе суша - море выполнена "бесшовная съемка". По кубу данных различия в качестве сейсмического материала между сухопутными и морскими наблюдениями не отмечается.

Системы оценки качества геофизических исследований при инженерных изысканиях

Бучарский Б.В., Бессонов А.Д., Бондаренко Д.Н., ООО «Ингеоком», г. Саратов

Эффективная система оценки качества геофизических исследований при инженерных изысканиях является гарантом достоверности информации, используемой для решения поставленных геологических задач. Обеспечение качества геофизических работ включает комплекс критериев, которые можно сгруппировать по следующим основным направлениям:

- соответствие методики и техники работ требованиям технических инструкций и проекта;
- обеспечение инструктивных требований к разбивке и привязке топографической сети;
- обеспечение качества полевых работ;
- соблюдение методической оправданности работ;
- обеспечение качества интерпретации полученных материалов.

С внедрением в инженерную геофизику современных методик и высокоточной цифровой телеметрической геофизической аппаратуры, значение и актуальность использования системы оценки качества геофизических исследований при инженерных изысканиях возрастает. Высокий качественный уровень получаемой геофизической информации требуется при решении сложных геологических задач, при изучении верхней части слабоконтрастных по физическим параметрам разрезов. Качество геофизических исследований анализируется системой оценки применительно к каждому из применяемых в комплексе геофизических методов и регламентируется техническим надзором и конкретными техническими требованиями предприятия.

Регламентами технического надзора за комплексными инженерными изысканиями предприятий ОАО «ГАЗПРОМ» предусматривается осуществление контроля выполнения комплекса геофизических исследований в соответствии с СП11-105-97, РСН 64-87 РСН 66-87 РСН 75-90 и др. В соответствии с СТП 00-3.4.7 технический надзор за выполнением геофизических исследований, а также оценка качества полевых работ и получаемой информации, осуществляются на всех этапах работ.

Внутренний контроль полноты, качества и достоверности геофизических материалов выполняется систематически на всех этапах, с охватом всего процесса полевых и камеральных работ в соответствии с техническими требованиями и регламентом предприятия, утвержденными руководителем. Технический надзор включает следующие виды контроля:

- первичный-операционный контроль исполнителем, предусматривающий составление рапорта оператора по итогам контроля работы за весь рабочий день;
- выборочный контроль, предусматривающий контроль выполнения и приемку начальником партии результатов работ у исполнителей;
- приемочный контроль, предусматривающий контрольное обследование и приемку главными специалистами результатов работ у начальника партии;
- контроль камеральных работ.

Внешний контроль полноты, качества и достоверности получаемых материалов изысканий, соответствия видов и объемов выполняемых работ требованиям программы и технического задания должен осуществляться согласно СНиП 11-02-96.

Генеральный проектировщик выполняет технический надзор за проведением всех видов инженерных изысканий на всех этапах их производства. В ходе проведения полевых работ, по запросу генпроектировщика, исполнитель или соисполнитель обязаны предоставить по результатам инженерно-геофизических исследований карту фактического материала со всеми нанесенными геофизическими исследованиями по видам работ, а также электронные копии рапортов, полевых журналов.

По результатам технического надзора составляется двухсторонний акт о выполненных работах, о соблюдении методик и объемов выполненных работ на период проверки. Технический надзор осуществляется на всех этапах проведения комплексных инженерных изысканий. При проведении сдачи-приемки результатов полевых изыскательских работ Заказчику, исполнитель должен предоставить Заказчику материалы согласно приведенного ниже списка, а также перечня приложений к Акту сдачи-приемки выполненных полевых работ.

В ООО «Ингеоком» разработан и действует стандарт предприятия, регламентирующий требования технического надзора и систему оценки качества производства геофизических работ при инженерных изысканиях.

Технические требования составлены с целью стандартизации проводимых предприятием геофизических работ, а также обеспечения: конкурентоспособности и качества продукции; единства измерений; взаимозаменяемости технических средств и материалов; технической и информационной совместимости; сопоставимости результатов исследований и измерений; проведения анализа характеристик продукции; исполнения государственных заказов; добровольного подтверждения соответствия. Стандартизация осуществляется в соответствии с принципами добровольного применения стандартов, максимального учета при разработке стандартов законных интересов заинтересованных лиц, обеспечения условий для единообразного применения стандартов [1].

Ниже приведены основные положения технических требований по техническому контролю и оценке качества для всех исполнительных звеньев предприятия.

Начальник отряда, если он не является оператором, или технический руководитель контролируют работу операторов не реже двух раз в неделю. В ходе контроля проверяются: состояние аппаратуры и оборудования; правильность выполнения полевых наблюдений; корректность топографической привязки сети наблюдений; правильность ведения полевой документации; повторные и контрольные наблюдения; состояние техники безопасности. На этом этапе проводится сбор и подготовка полевых материалов по отдельным профилям и объектам для оперативной, не реже одного раза в неделю, передачи полевых материалов в камеральную группу. По итогам контроля составляется рапорт технического руководителя по каждому отряду.

Текущая приемка полевых материалов осуществляется при каждом поступлении их в камеральную группу комиссией в составе главного и ведущих геофизиков, ст. геолога, которые оцени-

вают качество работ по следующим показателям:

- объем выполненных работ и их соответствие программе, техническому заданию и календарному графику;
- наличие и достаточность повторных и контрольных наблюдений;
- правильность оценки точности наблюдений;
- выявление бракованного материала и причина брака;
- достаточность материала, пригодного для обработки и интерпретации;
- правильность топографической привязки.

По итогам текущей приемки полевых материалов составляется схема расположения отработанных профилей и пикетов зондирований. По окончании производства работ на объекте составляется акт обмера выполненных работ с оценкой качества.

Оценка качества выполненных работ проводится для каждого полевого отряда после окончания работ на объекте по совокупности всех профилей и точек наблюдений.

Начальник партии и технический руководитель несут ответственность за выполнение работ на всех объектах (всех полевых отрядов). Оценка качества выставляется за выполнение всего объема работ.

Повторные наблюдения проводятся для оценки точности измерения и являются внутренним контролем. Повторные измерения проводятся систематически через определенное число точек и при незакономерных, не согласующихся (аномальных) с другими данными изменениях сигнала. Оператор на месте выясняет причину указанных изменений сигнала и если они подтверждаются повторными измерениями, обязан произвести в целом не менее 3-х повторных измерений на соседних пикетах и в промежутке между ними.

Контрольные наблюдения распределяют равномерно по площади и времени работ и в первую очередь проводят на профилях, которые по тем или иным признакам являются наименее надежными. Местоположение контрольных наблюдений и время их проведения определяются технических руководителем и начальником партии таким образом, чтобы они могли охарактеризовать качество выполняемых работ на всех участках и всеми операторами. Проводятся контрольные наблюдения техническим руководителем в присутствии оператора. Объем контрольных наблюдений может меняться в зависимости от характера и условий выполнения работ, опытности оператора и качества полевого материала, но не может быть меньше 5 % объема всех наблюдений. Как правило, контрольные наблюдения выполняются в начале каждого рабочего дня, начиная с последнего пикета предыдущего рабочего дня, при условии работы на одном объекте. При окончании работ на локальном объекте (площадка, профиль) необходимо выполнить контрольное наблюдение на начальном пикете.

В применяемых методах электроразведки (ВЭЗ, БЭЗ, ДЭЗ и электропрофилирование), к аппаратуре типа «ERA-MAX», «ЭРП-1» предъявляются следующие требования:

Контроль технических характеристик аппаратуры, не подлежащих метрологической калибровке, выполняется в соответствии с методикой, изложенной в руководстве по эксплуатации.

Регулирование, настройка и ремонт аппаратуры выполняются специалистами предприятия-изготовителя в соответствии с инструкцией по настройке и ремонтной документацией. В условиях эксплуатации аппаратура настройке не подлежит.

В процессе измерения необходим контроль за монотонностью измеряемых значений (монотонный спад значений ΔU). Браком считается измерение, превышающее значение на предыдущем разносе более чем в два раза или спадающее более чем в 5 раз.

Недопустимо проведение измерений при уровне сигнала менее 5 мкВ.

При оценке качества полевого материала основным критерием является наличие всех зарегистрированных разносов применяемых установок. При приемке полевого материала на любом уровне оцениваются не только точки по отдельности, но и профиль (объект) в целом.

Оценка качества выставляется по совокупности всех точек на профиле.

При выполнении сейсморазведочных работ МПВ с использованием аппаратуры типа «Лакколит», «SGD-SEL», «SGD-SET» к полевому сейсмическому материалу предъявляются следующие требования:

- к сейсмограмме (физ. точка), представляющей собой совокупность сейсмотрасс от одного ПВ:
  - наличие первого вступления на канале записи, соответствующему пункту возбуждения (кроме выносных ПВ);
  - наличие записей на всех каналах приемной расстановки;
  - четкость сейсмической записи позволяющая выделить полезные волны (отсутствие или наличие аппаратурных наводок микросейсм промышленных помех взаимовлияний каналов и т.д.).
- при оценке качества сейсмограммы основным критерием является общее число неработающих и зашумленных каналов, каналов с обратной полярностью;
- сейсмограмма бракуется при отсутствии первого вступления.

Оператор обязан контролировать наличие пунктов возбуждения на расстановке. Каждый день, после окончания работ оператор оценивает качество материала полученного на расстановках и принимает решение о повторных измерениях на расстановках, не удовлетворяющих требованиям качества.

Технический руководитель оценивает качество профиля (дневной выработки на протяженных линейных объектах) по каждому методу геофизического комплекса.

В заключение хотелось бы отметить, что обеспечение неукоснительного выполнения технических требований и стандартов предприятия на всех этапах производства комплекса геофизических исследований при инженерных изысканиях на объектах нефтегазодобывающих комплексов и магистральных трубопроводах было бы невозможно без **мотивации эффективного, высокопроизводительного и качественного труда**, побуждающей работника к деятельности, обеспечивающей высокое качество выпускаемой продукции. Именно это является основным результатом внедрения и функционирования в ООО «Ингеоком» системы управления качеством. Именно это обеспечивает ООО «Ингеоком» репутацию организации, выполняющей работы с высоким уровнем качества конечной продукции.

Литература

1. Технические требования к производству геофизических работ и качеству полевых материалов (стандарт предприятия). ООО «Ингеоком».2010

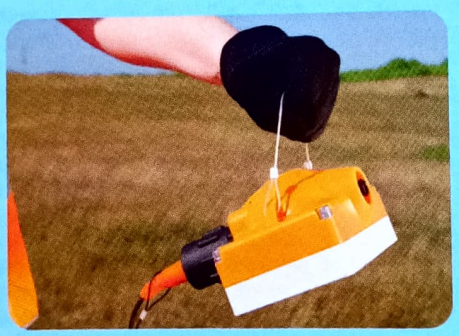
Бескабельная телеметрическая сейсморегистрирующая система

SCOUT










- SCOUT работает в местах недоступных для кабельных систем
- SCOUT работает как с одиночными геофонами, так и с группой геофонов
- Мощная встроенная батарея обеспечивает до 15 дней непрерывной работы
- Контроль качества в реальном времени
- Неограниченное число каналов
- SCOUT поддерживает комбинированную расстановку с кабельными системами
- SCOUT позволяет организовывать непрерывный мониторинг месторождений
- SCOUT увеличивает гибкость и сокращает время развертывания системы
- SCOUT позволяет подключать к блокам внешнюю батарею, для увеличения времени автономной работы

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ - РОСНЕДРА рекомендует SCOUT при проведении сейсморазведочных работ. (http://www.rosnedra.com/article/5023.html)

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129 , тел.: (8452) 570-500; 69-25-37, факс: (8452) 27-21-01; 64-14-52

skbsp@skbsp.ru | **www.skbsp.ru**

Особенности технологии выполнения полевых работ с использованием автономной БТСС «SCOUT»

Гнатюк А.И., ОАО «СКБ СП», г. Саратов

Сегодня затраты на проведение полевых работ составляют порядка 80% от стоимости полного цикла сейсморазведочных работ, включающих также обработку и интерпретацию данных. Недостаточно высокая производительность при выполнении полевых сейсморазведочных работ ведет к большим экономическим потерям, ограничивает использование современных технологий выполнения сейсморазведочных работ. Все это требует активного внедрения инновационных технологий в разведку.

Многие геофизики считают, что основой общего успеха отрасли должен стать отказ от кабелей в регистрирующем оборудовании и широкое внедрение в практику выполнения сейсморазведочных работ бескабельных телеметрических сейсморегистрирующих систем (в дальнейшем БТСС). Однако совершенно очевидно, что технология выполнения полевых работ с использованием БТСС имеет свои особенности, связанные не только с отсутствием кабельного канала передачи данных, но и с типом самой БТСС (сетевой, полуавтономный и автономный типы) и только всесторонний учет этих особенностей может обеспечить реализацию всех потенциальных возможностей БТСС того или иного типа [1, 2, 3]. В частности, при создании автономной БТСС, предназначенной для изучения глубинной части разреза земной коры, помимо типовых для сейсморегистрирующих систем задач, связанных с поиском схемотехнических решений тракта усиления и аналого-цифрового преобразования сейсмических сигналов, разработчику приходится решать задачи, связанные с особенностями технологии выполнения сейсморазведочных работ с использованием таких сейсморегистрирующих систем.

К проблемам такого рода можно отнести:

1. Обеспечение высокой производительности работ при формировании сейсмической расстановки.
2. Загрузка в полевые блоки программы работы на профиле с использованием либо проводного, либо WiFi канала передачи данных.
3. Обеспечение возможности выполнения полевыми блоками операций самотестирования и тестирования подключенных к ним геофонов с записью результатов тестирования в память блока и внешней индикацией технического состояния блока.
4. Съем результатов тестирования технического состояния блока и подключенных к нему геофонов с использованием либо проводного, либо WIFi канала передачи данных, оперативная обработка данных тестирования и выдача заключения о работоспособности тестируемого оборудования.
5. Обеспечение автоматической привязки каждого блока к своему пикету либо в процессе установки блока на пикет, либо после съема из полевых блоков зарегистрированных сейсмоданных с использованием входного SPS-файла с заданными координатами расстановки профиля в проекции Гаусса-Крюгера.
6. Обеспечение синхронной работы всех автономных полевых блоков, размещенных на профиле.
7. Обеспечение привязки каждого отсчета зарегистрированных сейсмоданных к Всемирному Скоординированному Времени (UTC).
8. Обеспечение привязки начала каждого возбуждения сейсмических колебаний к UTC.
9. Регистрация и длительное хранение информации, регистрируемой в течение значительного периода времени (неделя и больше);
10. Обеспечение высокой скорости съема сейсмоданных, хранящихся во внутренней памяти полевых блоков.
11. Формирование сейсмограмм путем привязки файлов сейсмических данных, выгруженных из памяти полевых блоков, к соответствующим временам запуска источника возбуждения сейсмических колебаний.
12. Обеспечение минимального потребления электроэнергии электроникой полевых блоков.
13. Создание оптимальной системы электропитания полевого оборудования.
14. Создание оптимальной системы обслуживания аккумуляторных батарей, являющихся первичным источником электроэнергии для полевого оборудования.
15. Обеспечение высокой эксплуатационной готовности всей системы, независимо от условий ее использования.

Все эти задачи успешно решены при создании автономной БТСС «SCOUT», разработанной ОАО «СКБ СП». Технические характеристики БТСС «SCOUT» достаточно подробно представлены в [3, 4]

Естественно, что реализация вышеперечисленных задач в той или иной БТСС имеет свои особенности. В частности, одной из отличительных особенностей автономной БТСС «SCOUT» является обеспечение высокой производительности работ при формировании сейсмической расстановки путем максимального упрощения процесса размещения полевых блоков на профиле. При включении питания установленного на профиле полевого блока начинается прием сигналов спутниковой группировки GPS. Дальнейшие действия оператора, устанавливающего блоки на профиле, зависят от качества приема сигналов спутников.

1. В случае уверенного приема GPS-приемником блока сигналов нескольких спутников, полевой блок определяет и запоминает свои координаты и переходит в режим синхронизации генератора временных отметок блока сигналами UTC одного спутника группировки GPS. Данный цикл занимает не более 1 мин. Контроль качества приема сигналов спутников и переход блока в режим синхронизации генератора осуществляется с помощью внешней светодиодной индикации блока.

Естественно, что при данном способе погрешность определения координат значительная и может составить порядка 20 м. Одна-



Рис.1 Установка полевых блоков БТСС «SCOUT» на профиле

ко, поскольку при изучении глубинной части разреза земной коры интервал между пикетами, как правило, составляет 50 м,, то эта погрешность не мешает в дальнейшем, используя в процессе формирования сейсмограмм на компьютере входной SPS-Файла с заданными координатами пикетов профиля, привязать получаемые сейсмограммы к конкретным пикетам с точными координатами.

2. В случае неуверенного приема GPS-приемником блока сигналов нескольких спутников на данном пикете, что случается чрезвычайно редко и, как правило, связано с наличием на профиле объектов, сильно экранирующих сигналы спутников, необходимо с помощью светодиодной индикации блока найти точку уверенного приема сигналов и после перехода блока в режим синхронизации генератора временных отметок сигналами UTC одного спутника, загрузить в блок номер пикета с использованием беспроводной технологии передачи данных WiFi и вернуть блок на его пикет.

3. В том случае если интервал между пикетами расстановки меньше 50 м., загрузка в блок номера пикета после перехода блока в режим синхронизации генератора временных отметок сигналами UTC одного спутника – обязательна.

Необходимо отметить, что современная сейсмическая расстановка имеет регулярную (симметричную), как правило, ортогональную геометрию. И, как показано в [5], свободное размещение полевых модулей на профиле, помимо необходимости точного определения полевыми блоками своих координат, что невозможно сделать без использования дифференциальной системы определения координат, приведет к существенному снижению качества конечной сейсмической информации. Это касается свободного размещения не только полевых БСД, но и источников возбуждения сейсмических колебаний.

Таким образом, перспективность использования описанной выше технологии размещения полевых блоков автономной БТСС не вызывает сомнений. Данная технология обеспечивает высокую производительность полевых работ, снижение требований к точности определения блоком своих координат и вполне согласуется с современными требованиями к технологии выполнения сейсморазведочных работ.

Ниже описана технология выполнения полевых работ, реализуемая с использованием БТСС «SCOUT».

I. Подготовка оборудования к работе на базе партии.

1. Включить питание полевых блоков;
2. Выполнить проверку заряда аккумуляторных батарей полевых блоков;
3. Выполнить тестирование технического состояния полевых блоков с использованием системы самотестирования блока;
4. Выполнить проверку групп сейсмоприёмников тестером на предмет замыкания;
5. Занести в полевые блоки информацию о параметрах записи (шаг дискретизации, усиление предусилителей, параметры фильтрации, продолжительности работы на профиле в часах и т.д.) с использованием беспроводной технологии передачи данных WiFi при помощи Ноутбука с соответствующим программным обеспечением;
6. Выключить питание полевых блоков.
7. Установить на крыше кунга сейсмостанции магнитную антенну блока вспомогательных каналов (БВК), идентичного полевому блоку БТСС, и убедиться, что БВК вошел в режим синхронизации генератора временных отметок блока сигналами UTC одного спутника группировки GPS.

II. Установка оборудования на профиле

1. Установить полевой блок на пикет. При этом физический номер блока не принимается во внимание;
2. Подключить к полевому блоку сейсмоприемник (или группу сейсмоприемников);
3. Включить питание полевого блока и по светодиодной индикации убедиться в работоспособности блока, в частности, в том, что блок определил свои координаты и перешел в режим синхронизации генератора временных отметок по спутнику.

III. Регистрация сейсмоданных

С момента установлении режима синхронизации генератора временных отметок полевого блока, установленного на пикете профиля, по спутнику, блок непрерывно регистрирует информацию, поступающую с сейсмоприёмника, с привязкой ее к синхронизированным по спутнику времени (UTC) временным отметкам.

Дальнейший процесс полевых работ осуществляется аналогично работе с кабельной системой. Старт задаётся с управляющего компьютера сейсмостанции. В контроллере сейсмоисточника формируются отметки момента возбуждения от каждого ПВ, которые регистрируются в БВК с привязкой к синхронизированному по спутнику времени.

IV. Съем зарегистрированных сейсмоданных и формирование сейсмограмм

Система «SCOUT» обеспечивает возможность съема сейсмоданных, зарегистрированных полевыми блоками, тремя способами:

1. При наличии в комплекте устройства «точка доступа» (ACCESS POINT), установленного на сейсмостанции, возможен сбор зарегистрированной блоками сейсмоинформации и их координат непосредственно в сейсмостанции в радиусе до 1 км от антенны «точки доступа» с использованием беспроводной технологии передачи данных WiFi. При этом в пределах

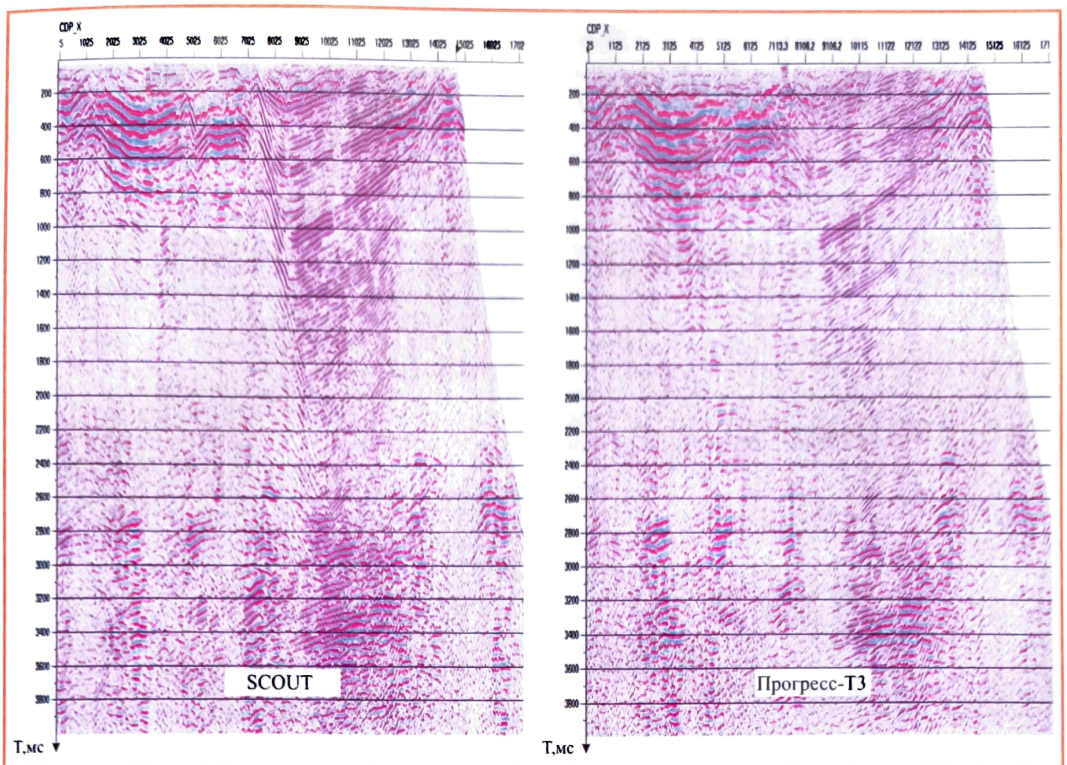


Рис. 2 Временной разрез по профилю № 15

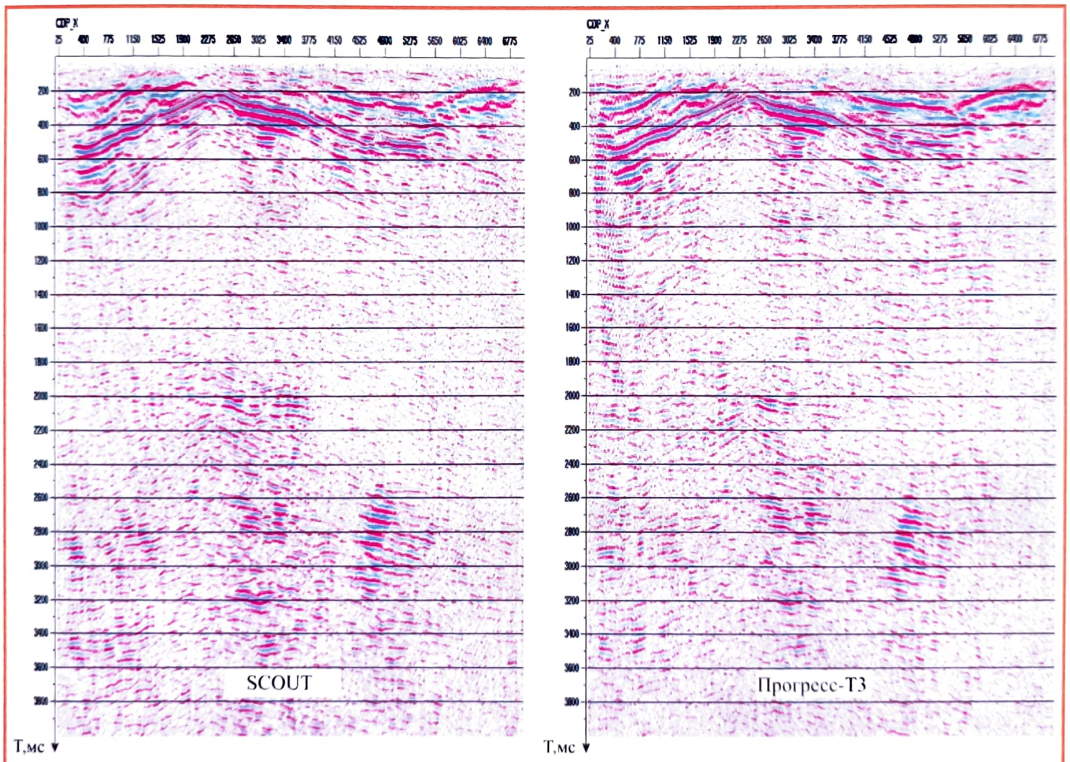


Рис. 3 Временной разрез по профилю № 31

данной зоны (в радиусе 1 км) возможно также осуществление контроля в реальном времени всех параметров регистрации;

2. Все остальные блоки, либо все блоки, можно опросить с использованием беспроводной технологии передачи данных WiFi при помощи Ноутбука с соответствующим программным обеспечением либо в пешем порядке, либо с использованием какого-либо транспортного средства;

3. Можно собрать блоки по окончании работы и произвести считывание зарегистрированной блоками сейсмоинформации и их координат, используя специальный блок с 24 отводами, подключёнными к компьютеру через порт Ethernet.

V. Формирование сейсмограмм

Формирование сейсмограмм осуществляется в сейсмостанции с использованием специальной программы, обеспечивающей:

1. Привязку сейсмической информации, зарегистрированной полевым блоком, к соответствующему пикету, на котором был размещен блок. В качестве исходных данных для выполнения этой процедуры используются определенные и зарегистрированные блоком его координаты и входной SPS-файл с заданными координатами расстановки профиля в проекции Гаусса-Крюгера.

2. Привязку отдельных сейсмотрасс, зарегистрированных полевыми блоками, к соответствующим отметкам момента, зарегистрированным в БВК, и формирование окончательных сейсмограмм в формате SEG-D.

В качестве исходных данных для выполнения этой процедуры используются: номер пикета, на котором был установлен блок; время регистрации сейсмотрассы; время регистрации отметки момента.

3. Выполнение операций накопления, корреляции, редактирование шумов и воспроизведения.

Результаты опытных работ, выполненных с использованием БТСС «SCOUT» показали, что технология выполнения полевых работ, реализуемая данной системой, обеспечивает высокую производительность при выполнении полевых сейсморазведочных работ.

В ходе выполнения опытных работ было отработано 123 погонных километра МОГТ-2Д с кратностью профилирования к=60 по сети ранее отработанных сейсмических профилей с использованием телеметрической кабельной системы «Прогресс-Т3». При этом для обеспечения корректной сравнимости результатов сбора данных при дублировании отрабатываемых профилей были максимально выдержаны все параметры системы наблюдения и возбуждения сейсмических колебаний.

Район производства работ (рис.1) отличался набором многочисленных техногенных помех: железная дорога, железнодорожная станция, населённый пункт (райцентр), многочисленные линии электропередач и связи, автомобильная магистраль, карьер, газопровод, прудовые и сельскохозяйственные предприятия, которые в значительной степени усложняли проведение сейсмических исследований МОГТ при разворачивании на местности длинных (10 и более км.) телеметрических кабельных систем регистрации. И, несмотря на все вышеперечисленные помехи, а также на сравнительно малую канальность представленной на испытания БТСС «SCOUT» (163 канала), средняя производительность при выполнении полевых работ составила 6.5 пог. км (130 ф.н.) за приборосмену.

Хронометраж считывания информации показал:

1. Чистое время скачивания информации с 24-х блоков составило ~1 мин. Естественно, время скачивания напрямую зависит от объёма информации, т.е. от времени работы блока на профиле. В нашем случае запись велась на протяжении 12 часов и составила около 70 Мб на каждый блок;
2. Общий цикл съема информации из 24-х блоков (подключение, скачивание и отключение) составил ~3 мин;
3. Сортировка информации и формирование 163 канальной сейсмограммы в формате SEG-D занимает порядка 20 мин.

Сравнительная обработка полевых материалов, зарегистрированных сейсмостанциями ТСС «Прогресс-Т3» и БТСС «SCOUT», была выполнена с использованием программного комплекса PROMAX

На рис.2 и 3 приведено сопоставление предварительных временных разрезов по профилям №15 и 31, полученных в результате обработки полевых материалов, зарегистрированных сейсмостанциями ТСС «Прогресс-Т3» и БТСС «SCOUT». Результатом сопоставления явилась полная сходимость информации о геологическом строении изучаемой территории, полученной кабельной и автономной системами. Сходимость результатов съёмки в процессе обработки подтверждена и на других профилях.

Выводы

1. Результаты опытных работ, выполненных с использованием автономной БТСС «SCOUT» показали, что технология выполнения полевых работ, реализуемая данной системой, обеспечивает высокую производительность при выполнении полевых сейсморазведочных работ.
2. Поскольку технические параметры тракта регистрации БТСС «SCOUT» и кабельных телеметрических сейсморегистрирующих систем ряда «Прогресс» идентичны по исполнению, то БТСС «SCOUT» может быть использована как дополнение к кабельным ТСС ряда «Прогресс» в районах с набором многочисленных техногенных помех, где существенно затруднена работа с кабелем, либо в районах, в которых использование кабельного канала передачи данных ограничивается по экологическим причинам;
3. Технические характеристики автономной системы «SCOUT» обеспечивают широкие возможности ее использования для выполнения 3D и 4D сейсмических наблюдений, особенно при использовании многоканальных и сверхмногоканальных расстановок, а также районах с помехами техногенного характера и с экологическими ограничениями.

Литература

1. «Анализ технических решений существующих сейсморегистрирующих систем», промежуточный отчет по этапу I базового проекта 7.4-14/09 Федерального Агентства по недропользованию, Саратов, 2009
2. «Требования к составу и техническим параметрам сейсморегистрирующих систем, предназначенных для изучения верхней части разреза (ВЧР), осадочного чехла и фундамента, земной коры в целом», промежуточный отчет по этапу II базового проекта 7.4-14/09 Федерального Агентства по недропользованию, Саратов, 2010
3. «Моделирование, макетирование составных частей сейсморегистрирующих систем, проекты технических заданий на проведение ОКР по созданию сейсморегистриующих систем», заключительный отчет по этапу III базового проекта 7.4-14/09 Федерального Агентства по недропользованию, Саратов, 2011
4. Опробование технологии бескабельного сбора полевой геофизической информации отечественной сейсморегистрирующей системой «SCOUT», Аккуратов О.С. и др., Приборы и системы разведочной геофизики, №02(36), 2011, стр.22-25
5. Noise suppression, prestack imaging and freedom of choice, Gijs J.O.Vermeer, 3DSymSam, Geophysical Advice, July 2008

Появление "повторного удара" на сейсмограмме телеметрической станции GDAPS-4

Сантаев А.А., Шишигин Ф. А., ОАО «Якутскгеофизика», г. Якутск

Введение.

На сегодняшний день Республика Саха (Якутия) занимает одно из ведущих мест в Сибири и на Дальнем Востоке по запасам углеводородного сырья. Нефтегазовый комплекс РС (Я) находится на этапе коренной перестройки, практически на начальной стадии развития. Построенный нефтепровод «Восточная Сибирь — Тихий океан» служит стимулом к открытию новых месторождений вдоль трассы нефтепровода. Интерес нефтяных и газовых компаний к запасам углеводородов на территории республики очевиден.

ОАО "Якутскгеофизика" - предприятие с более чем полувековой историей поисков и находок месторождений нефти и газа на территории республики геофизическими методами исследований. Всего за 60-летнюю историю работ было подготовлено к бурению 185 нефтегазоперспективных объектов общей площадью свыше 34 тысяч кв. км. Кроме того, фонд выявленных структур насчитывает 54 объекта общей площадью 11 347 кв. км. Открыто 30 месторождений углеводородов, крупнейшие из них: Чаяндинское Верхневилючанское, Средневилюйское, Среднетюнгское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Соболох-Неджелинское и Талаканское.

До начала 2000-х годов Якутскгеофизика являлось единственным предприятием, выполняющим сейсморазведочные работы на территории РС(Я). За долгую историю работы был накоплен уникальный опыт в производстве сейсморазведочных работ в сложных климатических условиях и условиях низких температур. В области обработки и интерпретации также приобретен огромный опыт касательно площадей, расположенных на территории республики.

Вот уже двадцать лет ОАО «Якутскгеофизика» не применяет взрывную методику сейсморазведки. Этот опыт доказал высокую эффективность невзрывных технологий. В условиях вечной мерзлоты, отсутствия низкоскоростных верхних частей разреза импульсная и вибрационная методики успешно решают задачи сейсморазведки, обеспечивая результаты такого же качества и разрешающей способности, как и сейсморазведка взрывной методикой. С применением такой технологии (вибросейсмический метод) были выявлены и разведаны получившие широкую известность: Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Талаканское и Алинское месторождения, а также открыты и разведаны многие другие месторождения.

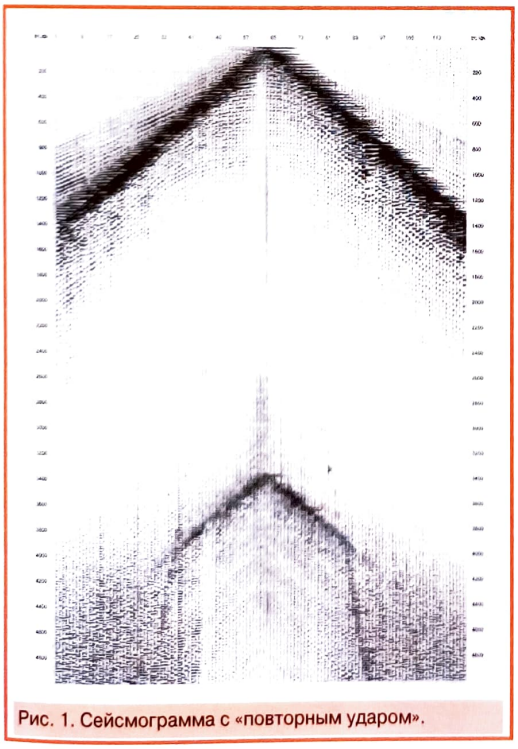


Рис. 1. Сейсмограмма с «повторным ударом».

На путь использования вибросейсмического метода предприятие встало в 1977 года после приобретения двух импортных комплексов ВСК Y-1100-CF в комплекте с сейсморегистрирующей аппаратурой MDS-10. За прошедшее время многое менялось. Приобретались новые станции и вибросейсмические комплексы, соответствующие запросам своего времени.

С 2004 года ОАО «Якутскгеофизика» пополняет свой парк излучателей упругих колебаний импульсными источниками «Енисей КЭМ-2», разработанными ОАО «Енисейгеофизика», а затем более мощными «Енисей КЭМ-4». Данные источники являются мобильными и наиболее оптимальными с экономической и технологической точек зрения.

Использование импульсных и вибрационных источников значительно снижает стоимость полевых работ. При проведении работ данными источниками увеличивается безопасность сейсморазведочных работ, минимизируется вред, наносимый окружающей среде, а также появляется возможность проводить сейсмические исследования там, где запрещено использование взрывной технологии.

В настоящее время использование при выполнении сейсморазведочных исследований совершенного оборудования, а также появление супервайзерских служб контроля обеспечивают высокое качество получаемого материала. Однако не стоит заблуждаться и слепо доверяться инструментам и программам. Нет ничего более совершенного, чем человек. Именно этому случаю и посвящена наша статья.

В настоящее время при проведении сейсморазведочных работ, как правило, используют телеметрические станции. Преимущества применения телеметрии очевидны. В первую очередь, это минимизация различного рода наводок на сейсмические каналы. Повышенная помехозащищенность позволяет питать сейсмостанцию непосредственно от генератора переменного напряжения 220 вольт частотой 50 Гц. Однако не стоит забывать, что при использовании метода «вибросейс» служебный канал свипа находится непосредственно в сейсмостанции. При определенных условиях это может приводить к появлению на сейсмограмме довольно специфической помехи, имеющей форму повторных первых вступлений – «повторного удара» (рис. 1).

Применяемая аппаратура:

- Сейсмостанция - GDAPS-4 (JGI, Япония)
- Вибраторы - СВ20-150
- Блоки управления вибратором - Виконт-002 СвипМастер (ЗАО «Геосвип»)



Рис. 2. Нормированная функция автокорреляции свип-сигнала.

- Свип-генератор PG-002 (ЗАО "Геосвип").

Параметры возбуждения:

- Свип: линейный, 14-114 Гц.
- Длительность свипа - 7 секунд.
- Длительность сейсмограммы – 5 секунд.

Рассматривались различные возможные причины возникновения помехи – от неисправностей вибраторов и цифровых систем управления, до весьма экзотических «морозобойных трещин» [1] и нелинейных искажений, образующихся в процессе передачи нагрузок грунту [4].

Ранее также считалось, что «повторный удар» может происходить из-за подъема плит вибраторов после последнего накопления. Для исключения предполагаемого эффекта блоки управления вибраторами были переключены из автоматического в ручной режим работы (плита поднималась по команде оператора сейсмостанции не ранее чем через 5 секунд после окончания свипа). «Повторный удар» на сейсмограмме по-прежнему присутствовал. Для исключения влияния вибраторов было решено подать эталонный сигнал свипа через делитель прямо на сейсмоканал. Вибраторы при этом вообще не работали. На сейсмограмме соответствующего канала при этом отчетливо была видна импульсная помеха на времени 3,4 секунды. На рис. 2 приведён график нормированной функции автокорреляции свип-сигнала. Для удобства визуализации график приведён начиная со времени 500 мс.

Таким образом, было достоверно установлено, что источником данной помехи являются не вибраторы, а либо генератор свипа, либо служебный канал сейсмостанции.

Довольно тщательно был проверен свип-генератор PG-002. Выяснилось, что сигнал свипа поступает на служебный канал сейсмостанции прямо с микросхемы ЦАП и имеет значительный уровень гармоник кратных 2кГц вплоть до частот 20 кГц. Для проверки опасности влияния этих гармоник сигнал подавался на вспомогательный канал сейсмостанции через простейший RC-фильтр. Амплитуда «повторного удара» снизилась, но осталась еще весьма заметной. К тому же фильтр добавлял к сигналу свипа дополнительную фазовую задержку. После отработки нескольких экспериментальных наблюдений фильтр был демонтирован. Не дали положительных результатов и попытки избавится от помехи дополнительным экранированием соединительного кабеля между генератором свипа и вспомогательным каналом сейсмостанции.

Были опробованы различные параметры свип-сигнала. При увеличении длительности свипа «повторный удар» перемещался в более поздние времена и при свипе длительностью 10 секунд выходил за пределы 5-ти секундной сейсмограммы. Дополнительно выяснилось, что время появления помехи зависит не только от длительности свипа, но и от его начальной и конечной частоты (т.е. от скорости изменения частоты свипа).

Для выяснения причины возникновения помехи средствами VBA Microsoft Excel была написана простая программа, моделирующая «повторный удар». Было сделано предположение, что свип-сигнал может быть амплитудно-модулирован с некой частотой F_{am}.

Известно, что при применении линейного свип-сигнала, его частота $f(t)$ изменяется по закону:

$$f(t) = f_n + \frac{\Delta f}{T} \cdot t \qquad (1)$$

$\Delta f = f_k - f_n$ - частотный диапазон,

f_n, f_k - начальная и конечная частоты свип-сигнала,

T - длительность свип-сигнала,

$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta f}{T}$ - скорость изменения частоты свип-сигнала (скорость развёртки).

При амплитудной модуляции свип-сигнала $f(t)$ неким сигналом с частотой F_{am} неизбежно возникают сигналы с суммарной $f(t)+F_{am}$ и разностной $f(t)-F_{am}$ частотой.

Амплитуда этих сигналов зависит от коэффициента модуляции. Если $\frac{df}{dt} > 0$, то наибольшую опасность представляет разностная частота. На некотором времени τ начнёт выполняться равенство:

$$f(\tau) - F_{am} = f_n \qquad (2)$$

или $$f_n + \frac{\Delta f}{T} \cdot \tau - F_{am} = f_n \qquad (3)$$

Из уравнения (3) легко найти выражение для τ:

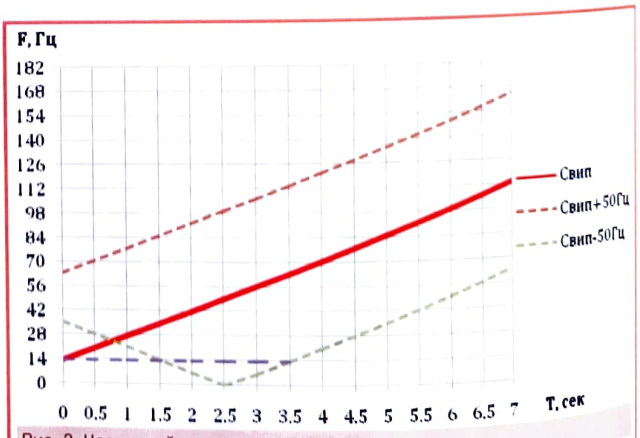


Рис. 3. Частотный состав свип-сигнала

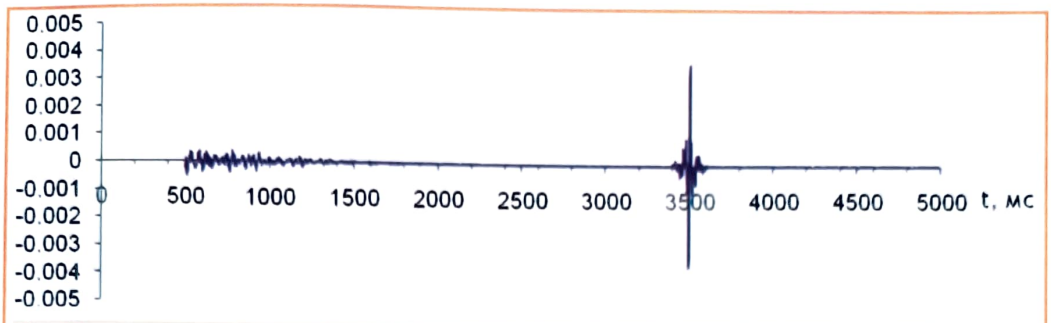


Рис. 4. Нормированная функция автокорреляции искусственного свип-сигнала с амплитудной модуляцией 50 Гц (Км = 1%)

$$\tau = \frac{F_{am}}{\Delta f} \cdot T \text{, или } \tau = \frac{F_{am}}{df/dt} \qquad (4)$$

Таким образом, начиная с момента времени τ, разностный сигнал с частотой $f(t) - F_{am}$ (при $\tau \le t \le T$) будет в точности соответствовать исходному сигналу $f(t)$ (при $0 \le t \le T - \tau$). На функции автокорреляции амплитудно-модулированного сигнала на времени τ возникнет характерный импульс с амплитудой, зависящей от коэффициента модуляции.

Аналогичные помехи могут возникать и при амплитудной модуляции сигнала, излучаемого вибратором. Из формулы (4) можно оценить при каких параметрах свип-сигнала помехи, возникающие из-за амплитудной модуляции, не будут видны на сейсмограмме:

$$\tau = \frac{F_{am}}{\Delta f} \cdot T \ge Ts, \qquad (5)$$

где Ts - длительность сейсмограммы.

На рис. 3 проиллюстрирован механизм образования «повторного удара» из-за амплитудной модуляции свип-сигнала 14-114 Гц помехой 50 Гц.

Очевидно, что наибольшую опасность представляет разностная частота $f(t) - 50$. На времени $\tau = 3{,}5$ секунд эта частота принимает значение начальной частоты свип-сигнала, равной 14 Гц и линейно растет до значения 62 Гц. На функции автокорреляции на времени $\tau = 3{,}5$ секунд возникнет импульсная помеха с амплитудой, зависящей от величины коэффициента модуляции. Что же получится после взаимной корреляции такого свип-сигнала с реальными сейсмотрассами? Начиная со времени 3,5 секунд, на сейсмограмму будет наложена еще одна, точно такая же сейсмограмма, но значительно меньшая по амплитуде и отфильтрованная с частотой среза 62 Гц. Если коэффициент амплитудной модуляции составляет 1%, коэффициент ослабления составит величину примерно - 40 дБ.

На рис. 4 приведён график нормированной функции автокорреляции свип-сигнала (14-114 Гц, 7 секунд) амплитудно-модулированного частотой 50Гц. Коэффициент модуляции равнялся 1% от амплитуды свип-сигнала.

При сравнении результатов эксперимента видно, что расчётное время прихода помехи составляет 3500 мс, а на реальной сейсмограмме это время равно 3400мс. Дело в том, что номинальная частота генератора, питающего сейсмостанцию, во время записи составляла 48,5 Гц, что подтверждает справедливость формулы (4).

Окончательно выяснилось, что служебный канал сейсмостанции GDAPS-4 чрезвычайно подвержен наводкам сетевого напряжения. Однако в станции имеется возможность записать свип-сигнал на жёсткий диск, используя сейсмоканал, и в дальнейшем проводить корреляцию с этими данными. После проведения этой процедуры «повторный удар» окончательно исчез.

Выводы

Помеха, имеющая форму повторных первых вступлений, выявленная на телеметрической сейсмостанции GDAPS-4, была обусловлена амплитудной модуляцией служебного канала помехой 50 Гц. Появление «повторного удара» возможно только при определённом выборе параметров свип-сигнала и параметров записи. Наиболее опасна низкочастотная амплитудная модуляция. Для проверки наличия амплитудной модуляции рекомендуется проводить автокорреляцию свип-сигнала.

Заключение

В статье рассмотрено, к каким последствиям может приводить паразитная амплитудная модуляция эталонного свип-сигнала. Однако, аналогичные помехи могут возникать и при амплитудной модуляции сигнала, излучаемого вибратором! Причём частота модуляции может составлять величину гораздо меньшую, чем начальная частота свипа, и при этом абсолютно не подавляться системой «сейсмоприёмник – фильтр предварительного усилителя сейсмостанции».

Именно паразитной амплитудной модуляцией сигнала вибратора можно объяснить качественное отличие материала при развёртках «снизу-вверх» и «сверху-вниз» [4]. Возможно, что проблемы практического и массового применения методов «комби-свип» [5] и «синхро-комби» [6] связаны с недооценкой влияния существенной амплитудной модуляции сигналов современных вибраторов.

Литература

1. Р.Шерифф, Л.Гелдарт. Сейсморазведка. Том 2. Обработка и интерпретация данных. М.: Мир,1987.
2. Канасевич Э. Р. Анализ временных последовательностей в геофизике. М.: Недра, 1985.
3. Гурвич И.И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка. – М.: Недра, 1980.
4. Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. Статья в журнале "Приборы и системы разведочной геофизики", №02 (20), 2007, с. 10-13.
5. Вялков В.В., Погребинский М.С., Жуков А.П. Методические особенности применения вибросейсмического метода разведки при решении задач ПГР. "Геология нефти и газа" №09, 1989.
6. Колесов С.В. Исследование и разработка способов повышения разрешающей способности вибрационной сейсморазведки. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук.
7. А.С. Алешин, В.В. Кузнецов, В.В. Циммерман, В.С. Гинсбург Параметрическое излучение сейсмических сигналов. Статья в сборнике «Проблемы нелинейной сейсмики». ИФЗ АН СССР. М.: Наука. 1987. с. 263-267.

fairfield nodal
SYSTEMS ACQUISITION LICENSING PROCESSING IMAGING

ZLAND





"Работа с сейсмическими приемными модулями во многом похожа на игру в шахматы - они дают свободу выбора выигрышных ходов, любых источников энергии, свободу расстановки модулей и свободу значительного увеличения производительности." Юрий Зайцев, директор БГЗ

"Поразительно насколько похожи сейсмограммы, полученные модульным комплексом с одиночными геофонами, в сравнении с кабельным комплексом с 12 геофонами в связке". Виктор Богдан, главный геофизик БГЗ

ZLand обладает очевидными преимуществами, он очень прост. Я сам устанавливал модули. Этот комплекс обязательно должен использоваться в таких сложных условиях, как горы, густые леса, реки и прочие труднодоступные места." Иван Корбалеев, начальник партии и специалист по импульсным источникам.

Подтверждено ZLAND

Преимущества использования ZLand в Арктике: Сибирь

Превосходные рабочие показатели, даже русской зимой









- Непрерывная запись при температурах до -40С
- Получены данные со всех модулей
- GPS модулей точно работает под снегом и в густом лесу
- Прочная конструкция = быстрая установка, отличный контакт, никаких повреждений
- Качество данных сопоставимо с кабельным комплексом

Приглашаем посетить наш стенд №142 в Санкт Петербурге

Мы знаем модули

Действительно бескабельная сейсмика

Истинно бескабельная система. Демонстрационные испытания геофизического регистрирующего сейсмокомплекса ZLand на нефтяном месторождении в России

Красимир Ников, региональный менеджер по продажам, компания ФэйрфилдНодал, США

Введение

Существует фраза, произнесенная руководителем полетов в центре управления полетов НАСА в Хьюстоне в ходе пилотируемого полета Аполло 13 (Appollo 13) с посадкой на Луне - «ОТКАЗ – ЭТО НЕ ВАРИАНТ» ("FAILURE IS NOT AN OPTION"). Эта знаменитая фраза относится к человеческим желаниям предугадать и устранить все возможные сбои и, таким образом, человек имеет шанс выжить даже в экстремальных условиях космоса. Наша полевая сейсмическая система спроектирована, произведена и оттестирована таким образом, что может работать без сбоев в экстремальных условиях морского дна от 3000 метров глубины до высоких гор, в широком температурном диапазоне - от низких до высоких температур. После сотни тысяч установок наших модулей при выполнении сейсмических наблюдений, мы достигли почти 100% надежность в получении сейсмических данных.

ZLand, Z700 и Z300 являются продукцией высочайшего качества, что гарантирует высокий уровень надежности работы каждого модуля в поле. Уникальную, абсолютно бескабельную сейсмическую систему наши инженеры разрабатывали более 7 лет. Чтобы получить наилучший результат, были выполнены десятки тысяч испытаний. Качество системы во многом зависит также и от изготовителя. Компания FairfieldNodal изготавливает все свои модули и системы только на собственном производстве в Хьюстоне, Техас, США. Мы контролируем полный цикл производства - от сборки компонентов до получения окончательной продукции. Каждый шаг производства включает серию тестов и только те компоненты, которые успешно прошли испытания, перемещаются на следующий этап производства. Именно это и обеспечивает почти 100% надежность наших модулей! Наши модули – это продукт высочайшего качества. Мы уверены, что такой уровень качества невозможно обеспечить вне нашего производства и именно поэтому наша продукция выходит под маркой Made in Houston. Наша продукция достигла феноменальной надежности и успешно использовалась на глубинах до 3000 метров в водах Мексиканского Залива (Z300), на коралловых рифах Красного моря (Z700). Наша сухопутная система называется ZLand и она уже использовалась в различных природных условиях не только в США (на Аляске, в Калифорнии, Огайо, Магенс Бэй, Канзас, Мидланд), но и в Польше, Румынии, Колумбии, Перу и Уганде. В Мексике на полях сахарного тростника ZLand случалось работать во время подготовки поля к уборке урожая, когда для уничтожения лишних листьев урожай тростника поджигают и языки пламени взмывают высоко в небо. Но даже в огне ZLand не прекращал регистрацию данных. Нашим клиентам нет нужды отслеживать модули в реальном времени в поле, так как они уверены, что все модули регистрируют сейсмические данные, сохраняют их и в любое время данные могут быть загружены для последующей обработки.

В 2011 году система ZLand отработала в России и снова 100% надежность и высокое качество зарегистрированных сейсмоданных. Вот такую высококачественную продукцию мы поставляем Заказчикам и для нашей компании «ОТКАЗ – ЭТО НЕ ВАРИАНТ».

Совместными скоординированными усилиями компаний Интегра, THK-BP, IGSS, Севморгео и ФэйрфилдНодал зимой 2011 года в России были организованы и успешно проведены демонстрационные испытания действительно бескабельного сейсмокомплекса ZLand. ZLand сделал свои первые шаги на сибирской земле и данная статья написана с целью представить точную и подробную информацию о демонстрационных испытаниях сейсмокомплекса ZLand.

Цель демонстрационных испытаний ZLand в России

Основной целью демонстрационных испытаний было подтверждение того, что сейсмокомплекс ZLand может эффективно работать в арктических условиях Сибири - при низких температурах, сильных ветрах, в снегу, тундре, лесах, на пересечениях дорог, около трубопроводов, рек и озер, с использованием вибрационных источников. По сути, это было тестирование надежности работы автономных приемных модулей ZLand с калибровкой блока синхронизации по GPS в экстремальных природных условиях.

Другой целью демонстрационных испытаний было сравнение сейсмоданных, зарегистрированных комплексом ZLand (одиночные приемники), с сейсмическими данными кабельного комплекса (группа из 12 геофонов), полученными при параллельной расстановке наземного оборудования комплексов.

И наконец, еще одна задача заключалась в том, чтобы оценить преимущества и недостатки использования действительно бескабельного комплекса ZLand в сравнении с кабельным комплексом в арктических условиях, с точки зрения: надежности; производительности; эксплуатационных затрат; требований по персоналу, транспортировке; геометрии; гибкости в расстоянии между приемниками при работах 3Д/2Д; возможностей пересечения рек и озер; обхода препятствий; техники безопасности и охраны окружающей среды.

В демонстрационных работах было задействовано 206 модулей ZLand и другое оборудование комплекса.

Общий вес-брутто оборудования, включая 8 ящиков и упаковку, составил 1.75 тонн.

Сейсмокомплекс ZLand и специалисты ФэйрфилдНодал - Красимир Ников (Региональный менеджер по продажам), Джим Блатман и Энди Плат, оставались в СП-33 с 24 марта по 4 апреля, 2011 г. Все разрешения были оформлены компанией Интегра.

Демонстрационные испытания ZLand были проведены в Сейсмической Партии – 33 (СП-33), являющейся подразделением "Ямалгеофизика-Восток" ОАО Интегра-Геофизика".

Район работ:

Месторождение тяжелой нефти в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа России. Оно разрабатывается компанией THK-BP

Температуры в период проведения работ:

Минимальная температура составила -1.2 С - 26.03.2011 и опустилась до -22.5 С - 02.04.2011

Информация о проекте и геометрия расстановки:

Модули ZLand были установлены на профиле 2Д – ПРОФИЛЬ 2817.

СП-33 отработала проект по методике 3D со

следующими параметрами расстановки:
- расстояние между приемниками - 25 м;
- расстояние между ПВ - 25 м;
- расстоянием между ЛП -100 м;
- расстояние между ЛВ - 100 м.

Профиль 2817 расположен в относительно ровной тундре и пересекает крупную дорогу, реку и замерзшее озеро. Кроме того, присутствуют производственные шумы.

Сейсмоисточник: Сейсмовибратор NOMAD 65T. Три вибратора в группе. Всего три группы вибраторов. Два свипа на ПВ со сдвигом фаз на 180 градусов для равномерного уменьшения гармоник.

Расстановка модулей





28 марта 2011 г. пять человек и два вездехода прибыли на опытный профиль 2817. Два человека расставляли и запускали все 206 модулей. Первый модуль был установлен в 10:20 утра. Среднее время запуска каждого модуля составило примерно 15 сек. В начале на запуск одного модуля требовалось больше времени из-за замерзания разъемов. Однако, эта проблема была быстро решена после того, как разъемы были очищены.

Техники вбивали модули в снег как можно сильнее. Последний приемник был установлен в точке 5655 в 14:54. В итоге вся процедура продвижения по профилю на расстояние 5,125 м и установки 206 приемников заняла 4.24 часа.

В тот же день в 21:55 мы подключили в лаборатории интерфейс контроллера источника (SAFE) к контроллеру источника Сersель, не прерывая производственный процесс регистрации данных. Расстановка модулей/регистрация данных/сбор модулей ZLand были проведены таким образом, что это не повлияло на текущий производственный процесс и не вызвало никаких задержек. **Все 206 модулей подверглись достаточно жесткому обращению, включая многократное вбивание в грунт ногами и проталкивание через снег и лед при низких температурах. Это делалось с целью демонстрации возможности использования модулей ZLand в арктических условиях и их надежности.**

Непрерывная запись ZLand

С 22:12:29 28 марта до 2:12:58 ночи 2 апреля, 2011 г. модули ZLand вели непрерывную запись данных. За это время ZLand и SN428 XL зарегистрировали 3083 ПВ. 29 марта 2011 г. партия отработала рекордное число 1067 ПВ.

В течение этого времени никто не проверял состояние модулей. Никто не ходил по профилю 2817. ВСЕ ЭТО ВРЕМЯ ВСЕ МОДУЛИ ZLand НЕПРЕРЫВНО ЗАПИСЫВАЛИ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ без какой-либо необходимости в поиске и устранении неисправностей.

Сбор модулей

Всю работу по сбору модулей проделали два молодых оператора. Для этого им не понадобилось никакой подготовки. В каждой точке установки они обнаружили модуль по маркерному шесту. Почти все модули были засыпаны снегом. Их было трудно доставать, потому что они примерзли к снегу и операторам приходилось пинать их изо всех сил. Было видно, что у всех модулей был прекрасный контакт с грунтом, за исключением одного, который был найден на дороге опрокинутым. Только для обнаружения и успешного извлечения одного модуля понадобилось использовать ППТ Тримбл.



Выгрузка информации

2 апреля, 2011 г. вся информация была загружена в сейсмостанцию. Были выполнены корреляция, суммирование и вывод в формате SEGY и копии всех данных (в форматах SEGD и SEGY) были переданы главному геофизику СП-33 Александру Воловникову.

Обработка данных

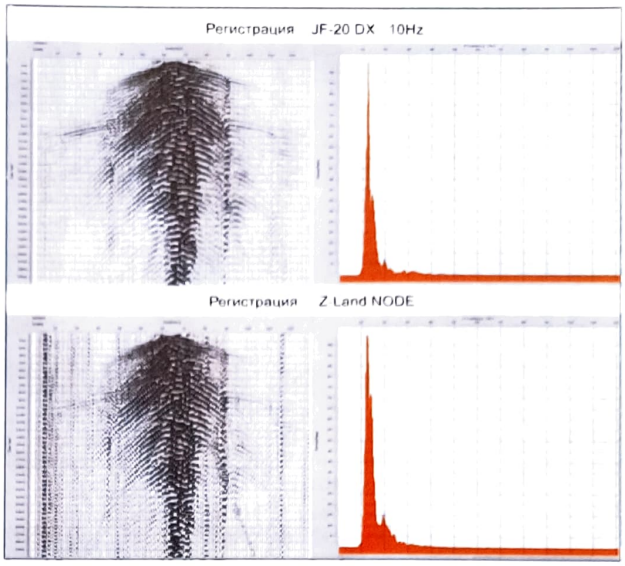
У ФэйрфилдНодал не было прав на обработку данных ZLand и SN428. Обработка обеих записей была выполнена двумя независимыми российскими компаниями – СП-33 (Александр Воловников) и IGSS, Москва (Татьяна Гречишникова).

Сравнение данных

На сейсмоданных, зарегистрированных комплексом ZLand, присутствовали сильные сейсмические помехи от маркерных шестов. Маркерные шесты вибрировали по-разному в зависимости от их длины и силы ветра. Модули были установлены рядом с маркерными шестами посредине геофонных групп (12 геофонов на базе 25 м). Толщина снега оказалась больше, чем ожидалось, поэтому было решено, что установка модулей рядом с маркерными шестами облегчит их сбор в течение отведенного периода времени. Мы хотели бы отметить, что из всех проведенных опытных испытаний, в данном случае условия оказались самыми сложными и модули были установлены



ближе всего к точечному источнику помех. Маркерные шесты оказались той причиной, по которой в данных ZLand присутствовал повышенный уровень шумов по сравнению с данными, полученными с использованием групп геофонов с базой 25 м. В четырех точках маркерных шестов не было и в них помехи от ветра отсутствуют. Это доказывает, что именно маркерные шесты вызывали помехи. Контакт модулей с грунтом был очень хорошим, поскольку большинство из них были закопаны под снег.



Результаты обработки полученных данных выявили ряд интересных моментов. Исходные данные ZLand выглядят более шумными, по сравнению с исходными данными кабельного комплекса. Это первоначальное впечатление. Возникают вопросы: Можно ли при обработке улучшить соотношение сигнал/помеха? Можно ли использовать такие "шумные" исходные данные? Достаточен ли динамический диапазон модулей для извлечения полезной сейсмической информации?

Ниже показаны только сейсмограммы ОПВ.

Обработка в СП-3

Главный геофизик А. Воловников выполнил обработку обеих записей с использованием одного и того же базового графа. Это была обработка 2Д профиля 2817: первая запись - кабельный комплекс с геофонами JF-20 DX, вторая - одиночные приемники ZLand.

В общем, обе записи похожи, но если посмотреть на уровень шумов, видно, что на записи одиночного приемника (ZLand) он значительно выше из-за вибрации маркерных шестов по сравнению с более чистыми данными геофонных групп (12 геофонов на базе 25 м).

Обработка IGSS в Москве

Татьяна Гречишникова (IGSS) применила к записи ZLand процедуру подавления шумов. Данные были обработаны в виде 3Д куба с учетом поверхностных условий (RAP -обработка с сохранением относительных амплитуд, SCAC - коррекция амплитуд на неидентичность условий приема и возбуждения и SCDecon - деконволюция с учетом неидентичности условий приема и возбуждения) с миграцией после суммирования. Специальные процедуры для выделения полезных частот после суммирования не применялись.

Полученный результат впечатлил:

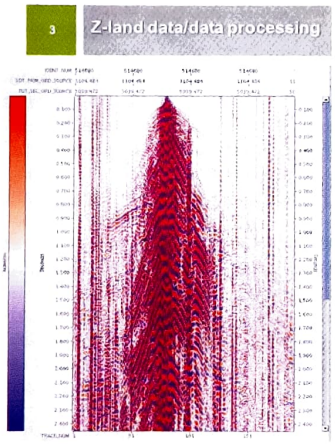
Какие прекрасные результаты! Если сравнить исходные данные с результатом обработки, видно значительное улучшение в соотношении сигнала/шумов. Татьяна Гречишникова прекрасно выполнила подавление шумов. Обработанная запись свидетельствует о том, что ZLand очень эффективно работает даже при наличии сильных сейсмических помех.

Таким образом, есть несколько решений проблемы случайных шумов. Самые простые из них - (1) полностью убрать маркерные шесты или использовать менее шумные (модули можно обнаруживать при помощи ППТ ZLand); (2) устанавливать модули подальше от шестов; (3) подавлять шумы при обработке!

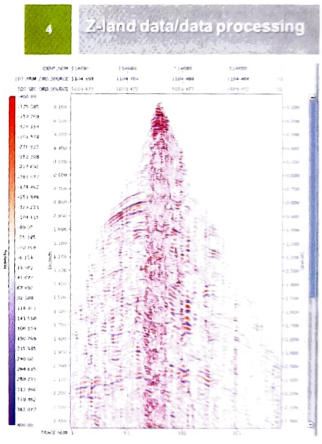
Замечания, касающиеся обработки сейсмических данных, полученных при точечной установке приемника (Point Receiver Data Acquisition)

Уменьшение шумов

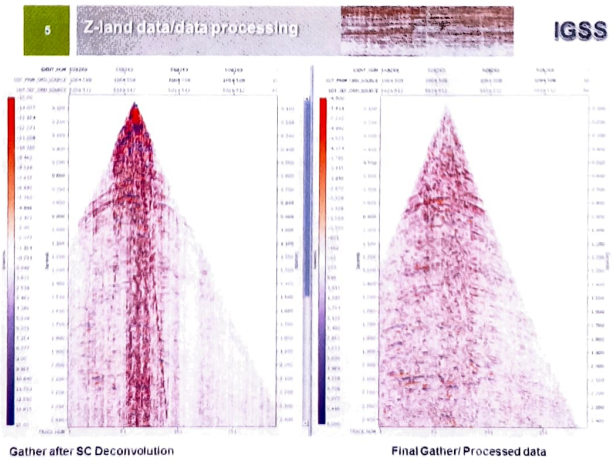
Существует множество процедур обработки сейсмических данных, которые очень эффективны и в значительной степени снижают воздействие случайного шума на сейсмические записи



Input gather/ RAW data

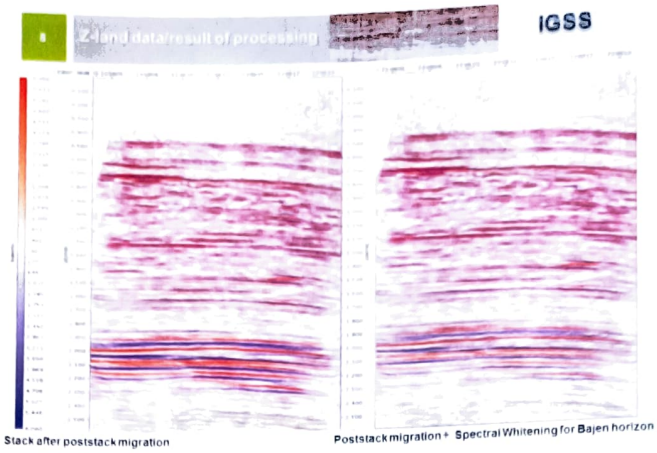


Gather after Noise Attenuation



Gather after SC Deconvolution

Final Gather/ Processed data



(шумы от ветра, транспортных средств и т.д.). Вполне надежными методами ослабления уровня шумов являются - алгоритм, основанный на применении статики, такой как FX(Y) деконволюция, и основанное на статике редактирование шумов. Кроме того, очень эффективным инструментом ослабления шума является сбор данных по ОГТ с последующим суммированием по ОГТ. Последующая процедура миграции сейсмических данных так же является очень эффективной процедурой уменьшения уровня шумов и технологии улучшения сигнала.

Частотные эффекты при применении группы геофонов при сейсмических наблюдениях

Существуют два главных фактора, которые способствуют ослаблению высоких частот при применении группы геофонов в сравнении с точечным приемником:

1. Группа геофонов, будучи пространственной расстановкой, работает как фильтр высоких частот, пропуская низкие частоты и ослабляя высокие;

2. Статика внутри группы, связанная с изменением приповерхносных скоростей внутри группы (inter-array statics) и так же с возможным наклонным расположением группы из-за наклона поверхности.

Оба этих фактора могут ослаблять высокие частоты. Применение более длинных групп увеличивает ослабление высоких частот. Более серьезные изменения скорости вблизи поверхности, перепад высот вызывают более серьезные ослабления высоких частот.

Выводы:

Вывод 1 касается надежности ZLand. Все 206 модулей Zland вели непрерывную регистрацию сейсмической информации в арктических условиях с 28 марта по 2 апреля, 2011 года. Модули Zland были перевезены на большие расстояния (самолетами и грузовиками). В процессе установки модули вбивались в грунт под снег сильными ударами ног. Самая низкая температура в период работ опускалась до -22.5 С. Окончательные результаты показывают, что все 206 модулей оставались в рабочем состоянии. GPS каждого модуля отслеживал до 8 спутников и не возникало никаких проблем с калибровкой внутреннего генератора синхроимпульсов. Механических проблем и сбоев электроники отмечено не было. Все это подтверждает высочайшую надежность модулей Zland!

100% НАДЕЖНОСТЬ ZLAND – ВСЕ 206 УСТАНОВЛЕННЫЕ МОДУЛИ РЕГИСТРИРОВАЛИ СЕЙСМИЧЕСКУЮ ИНФОРМАЦИЮ без необходимости какого-либо вмешательства со стороны операторов за все время работ.

ФАКТЫ: ПОДТВЕРЖДЕННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ZLAND ПРИ РЕГИСТРАЦИИ ДАННЫХ 3D/2D, РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ПРИЕМНИКАМИ 25 М; ОДИН ЧЕЛОВЕК ДЛЯ УСТАНОВКИ/СБОРА МОДУЛЕЙ; ПЕРЕСЕЧЕНИЕ ДОРОГИ И ЗАМЕРЗШЕГО ОЗЕРА; НИКАКИХ ЗАДЕРЖЕК ТЕКУЩИХ РАБОТ; УСТАНОВКА ВРУЧНУЮ.

Вывод 2 касается сравнения данных. То, что модули были установлены в непосредственной близости от «шумных» маркерных шестов, может оказаться весьма важным соображением для проведения работ в будущем. Опытные испытания на месторождении доказывают, что даже при наличии высокого уровня шумов в исходных данных, благодаря применению специальных процедур при обработке, значительно улучшающих соотношение сигнал/шум, окончательный результат оказывается таким, как если бы шумов не было вообще. Татьяна Гречишникова (IGSS) прекрасно выполнила подавление шумов в исходных данных Zland и конечный результат получился очень впечатляющим. Это свидетельствует о том, что сейсмопартия могла бы эффективно работать с модульным комплексом даже в районах с высо-

Вниманию специалистов!

В 2011 г. в ООО «Издательство ГЕРС», Тверь, вышла в свет книга **«Сейсморазведка с вибрационными источниками»**, авторы Жуков А.П, Колесов С.В, Шехтман Г.А., Шнеерсон М. Б.

Издание объемом 412 с. подготовлено в соответствии с программой научно-исследовательских работ ООО «Геофизические системы данных». В нем изложены распространенные и новые, еще не вполне устоявшиеся подходы к теории и практике наземной и скважинной сейсморазведки, базирующейся на применении вибрационных источников сейсмических колебаний. Излагается физическая сущность наблюдаемых эффектов, а также процедур обработки без привлечения сложного математического аппарата. Рассмотрены технические средства, методика проведения полевых работ и обработки сейсмических записей. Приведены примеры решения методических и геологических задач в районах с различными сейсмогеологическими условиями в нашей стране и за рубежом. Уделено внимание нелинейным вибросейсмическим эффектам, практическое использование которых в настоящее время только начинается.

Книга предназначена для геофизиков-сейсморазведчиков, работающих в направлении развития наземной и скважинной сейсморазведки, и будет также полезна молодым специалистам и студентам вузов геофизических специальностей.

По вопросам приобретения обращаться по адресу: 410019, Саратов, ул. Крайняя, 129, оф. 316. ООО «ИнформГеофизСервис», тел./факс (8452) 64-14-32; e-mail: paturlov@mail.ru.

ким уровнем шумов от ветра, автомобилей, промышленных предприятий, городских зон.

Вывод 3 относится к таким характеристикам, обеспечиваемым ZLand, как: высокая производительность, низкие эксплуатационные затраты, отсутствие высоких требований к квалификации персонала, простота транспортировки, гибкость в расстоянии между приемниками при работах 3Д/2Д, возможность пересечения рек/озер/препятствий, обеспеченин ТБ и охраны окружающей среды.

Следует отметить такие факты:

- каждый модуль должен иметь очень хороший контакт с грунтом. Вот почему мы утрамбовывали модули в жёсткий снег. ZLand единственная система которая разработана так, чтобы ее можно было закапывать и она не боится жесткого обращения во время полевых работ;
- ZLand зарегистрировала 1066 ПВ за 24 часа работ;
- модули ZLand были легко установлены/собраны вручную;
- ZLand зарегистрировал 3083 ПВ и было очевидно, что количество ПВ могло бы быть намного больше, если бы комплекс работал как основная система. Единственное, что ограничивает уровень производительности - это темп работы источника возбуждения;
- эксплуатационные затраты составили: два человека для расстановки/сбора и одно транспортное средство;
- гибкость: Шаг 25 м, но геометрия могла бы быть любой.
- с модулями ZLand не было никаких проблем при пересечении оживленной дороги и наличии глубокого снега с деревьями. ZLand не вызвал никаких задержек в работе СП-33.

Вывод 4 касается сравнения непрерывной регистрации (ZLand) и регистрации в реальном времени (SN428). Обеими системами в течение 5 суток было зарегистрировано абсолютно одинаковое количество ПВ – 3087 ПВ. В данном конкретном случае сырые данные ZLand выглядят чуть более зашумленными, чем сырые данные SN428. Но после обработки оба набора данных одинаковы. В течение 5 суток никто не проверял состояние модулей ZLand в поле. Никто не ходил по профилю. Вся наша команда была на «отдыхе» в лагере. Что же касается кабельной системы, то для нее для выявления возможных неисправностей в течение этих 5 суток требовался круглосуточный мониторинг. При работе с истинно бескабельной системой ZLand не возникает необходимость в устранении неисправностей и, как следствие, производительность может быть значительно увеличена. Во время демонстрационных работ для SN428 было зарегистрировано максимальное число ПВ, равное 3087. Но для ZLand это далеко не предел. Во время непрерывной регистрации производительность зависит только от производительности работы источника возбуждения на профиле. Можете ли вы себе представить работу с кабельной системой в течении 5 суток без ее мониторинга? Это может привести к катастрофической ситуации. Но для истинно бескабельной системы возможна регистрация данных в течении более чем 10-ти суток БЕЗ КАКОГО ЛИБО мониторинга. Непрерывная регистрация обеспечивает преимущество большей производительности, поскольку отсутствует необходимость в поиске и устранении неисправностей. Кроме того, она обеспечивает значительное снижение в стоимости съемки, потому что нет необходимости в размотке и смотке длинных и тяжелых кабелей.

Для чего необходим мониторинг в реальном времени? В основном, мониторинг в реальном времени используется для:

1. Отслеживания состояния регистрирующей системы в поле и своевременного выявления и устранения неисправностей;
2. Отслеживания шума окружающей среды.

Я надеюсь что результаты демонстрационных испытаниий ZLand, приведеные в данной статье, наглядно свидетельствуют о преимуществах бескабельных сейсморегистрирующих систем. Система ZLand абсолютно надежна и Вам нет необходимости отслеживать ее состояние в поле. Даже в шумной среде существуют процедуры уменьшения шумов без воздействия на качество сейсмических данных. Так почему же не воспользоваться всеми преимуществами непрерывной регистрации, получая при этом в сезон больше данных за меньшую стоимость? **Система ZLand - это система, обеспечивающая непрерывную регистрацию, и успешно прошедшая испытания практически во всех районах мира!**

Мнение специалистов:



Петр Зеленко - руководитель полевых работ СП-33, обладает многолетним опытом работы с кабельными сейсмокомплексами в различных регионах - от арктической Сибири до юга Узбекистана. Он сам занимался установкой и сбором большинства модулей ZLand на профиле. По окончании сбора модулей Петр Зеленко сказал: *"Сейсмические кабели - это из прошлого века. Модули ZLand - это 21-ый век."*

Татьяна Гречишникова (IGSS) сказала: *"Удалить случайный шум на сейсмических данных с использованием новых процедур обработки сравнительно легко. Демонстрационные данные ZLand являются примером возможности ослабления шума при обработки. Я заметила, что данные ZLand имеют тенденцию к отсутствию ослабления высоких частот, по сравнению с данными, полученными с использованием групп геофонов, и это очень важно, поскольку нефтяные компании ищут тонкие слои и, конечно, высокая частота сейсмических данных обеспечивает лучшие возможности их обнаружения. Таким образом, для наших Российских нефтяных компаний и геофизических подрядчиков имеется хорошая новость: Сегодня можно регистрировать надежные сейсмические данных даже в ветреные дни, включая шум транспорта, и по окончательным результатам обработки данных, полученных с использованием точечных приемников, будет больше возможностей в определении тонких слоев.* ***Новейшие технологии в регистрации, истинно бескабельная система и ослабление шума при обработке данных сделали эту мечту реальностью "***

Признание

По результатам успешной демонстрации системы ZLand обе компании - как Интегра, так и TNK-BP, приняли ее как истинно бескабельную систему, которая может быть применима на проектах обеих компаний.

Рассмотрена эффективная методика определения скоростей распространения сейсмических волн и построения глубинно-скоростной модели среды на базе волновой миграции исходных сейсмограмм общего пункта возбуждения (ОПВ). Обсуждены некоторые близкие по физическому подходу существующие технологии для определения физических свойств геосреды по сейсмическим данным.

Ключевые слова: скорость распространения волн, трещиноватость, сейсмическое изображение, дифракторы, сейсмомониторинг, сейсмолокация; обменные, рассеянные, дуплексные волны.

Волновая миграция сейсмограмм – основа современных компьютерных технологий определения физических свойств по данным сейсморазведки МОВ (МОГТ) многократных перекрытий

Ларин Г.В., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва

Главной задачей промышленной полевой сейсморазведки МОВ (МОГТ) до сих пор является построение структурного плана сейсмических горизонтов и реперов. Для ее решения необходимо не только наличие информации об их конфигурации, получаемой в процессе обработки данных сейсморазведки по методике ОГТ (ОСТ) и построение карт изохрон вдоль них, но и надежное знание о скоростях распространения целевых волн в среде. В настоящей работе рассмотрена технология определения скоростной модели среды (толстослоистой модели) распространения волн по первичным данным сейсморазведки, а также приведены примеры успешного изучения свойств и особенностей геологической среды на основе естественных физических подходов детерминистическими методами, использующими принципы волновой миграции сейсмограмм.

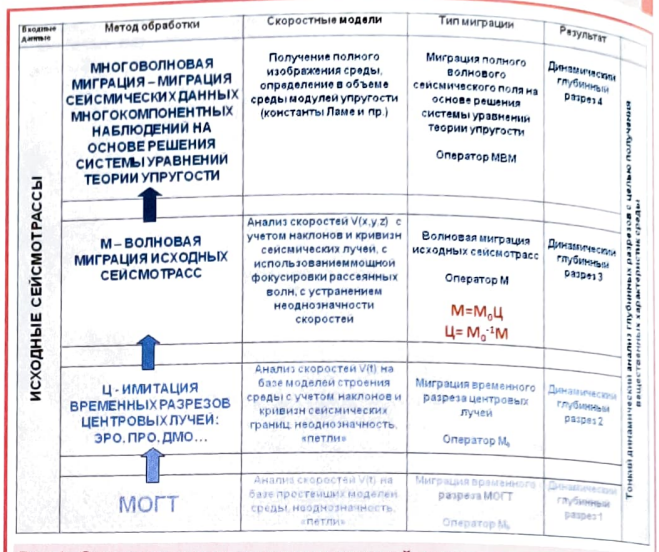


Рис.1. Основные этапы эволюции моделей среды и методов обработки сейсмических данных многократных перекрытий

Инерция и стереотипы процесса обработки данных в сейсморазведке, достаточно высоки и до сих пор повсеместно используются наработанные за 35 лет методики обработки данных ОГТ, улучшающие традиционную для ОГТ горизонтально-слоистую модель среды на базе неплохо зарекомендовавших его модификаций (ЭРО, ПРО, DMO, MF-мультифокусинг). На практике оказалось, что легче постепенно корректировать первоначальные представления о модели среды, не меняя по существу устоявшийся граф обработки сейсморазведочных данных, чем перейти к смене представления о базовой модели среды, и, как следствие, концепции обработки. Хотя при современных возможностях вычислительной техники физически более естественно и наглядно сразу использовать представление о сложном строении среды, в каждой точке которой свое значение скорости (Рис.1), а обработку сейсмических данных основывать на волновой миграции сейсмограмм общего пункта возбуждения (ОПВ).

Миграция исходных сейсмограмм (глубинная до суммирования) – есть физически естественный и достаточно универсальный способ преобразования волнового поля в изображение среды, а динамический глубинный разрез, полученный на основе корректно выполненной миграции первичных сейсмограмм, несет в себе значительно больше информации для геологов, чем любая модификация временного разреза. Помимо этого, миграция позволяет проводить определение интервальных скоростей для произвольных моделей среды с учетом преломления лучей и для разных типов волн более точно и детально, чем это делается в методах, опирающихся на временные разрезы. Конечно, временные разрезы ПРО, DMO также возможно использовать (В 80-х годах прошлого столетии Васильевым С.А. (ВНИИГеофизика) была показана связь между миграцией временных разрезов ОГТ (M_0), миграцией исходных сейсмограмм (М) и оператором ПРО: (Ц) $M=M_0$ Ц.), но при этом результат будет хуже, особенно в случае наличия в среде сильно преломляющих слоев, а также при использования разных типов волн.

Впервые сейсмические изображения среды на основе сейсмоголографических подходов предложил получать Ю.В.Тимошин в начале 60-х годов [1] прошлого века. Им же были реализованы первые промышленные алгоритмы дифракционного преобразования (Д-преобразования) сейсмических записей. Физическое обоснование получающихся результатов Д-преобразования, а также базовые алгоритмические и технологические решения и принципы волновой миграции сейсмических записей были заложены в 70-80-х годах 20-го века С.А Васильевым [2,3].

Физическое содержание процесса волновой миграции можно представить следующим образом. На модели поверхности наблюдений S искусственно воспроизводят зарегистрированные ранее сейсмические колебания (временной разрез или сейсмограмма ОПВ) в обратной временной последовательности. Полученное таким образом волновое поле начинает удаляться от модели S, в результате чего воссоздается картина поведения фронтов волн, реально существовавших в гео-

логической среде (в обращенном времени). Возникшие волны моделируют процессы возвращения реальных отраженных и рассеянных волн к своим источникам, т.е. к геологическим объектам, и создают изображения последних (Рис.2).

При сейсмоголографическом преобразовании сейсмограмм МОВ дифракционный интеграл рассчитывается для каждой точки среды в момент прихода в эту точку прямой волны из пункта взрыва. Без ограничения общности каждый такой момент можно принять за начало отсчета t=0. Поэтому результаты стандартной миграции временных разрезов (суммотрасс) ОГТ на основе интеграла Кирхгофа обобщаются на случай дифракционного преобразования отдельных сейсмограмм МОВ с той лишь разницей, что можно улучшить отношение сигнал/помеха за счет использования системы многократных перекрытий, если просуммировать изображения, полученные с отдельных сейсмограмм МОВ (сопряженное Д-преобразование). Именно за счет использования системы многократных перекрытий и появляется основная возможность не только увеличения отношения сигнал/помеха, но и определения физически реальных скоростных характеристик среды, а также решения ряда других задач. Принципиальная технологическая схема миграции на обобщенной плоскости (t, tв,(Z), X) представлена на рис.3.

Технология определения скорости распространения сейсмических волн на основе волновой миграции, реализованная автором совместно с В.В. Поповым [4,5], решает следующую двуединую задачу. По данным сейсмических наблюдений методом многократных перекрытий МОГТ (МОГТ-3D) - сейсмограммы общего пункта взрыва (ОПВ):

- (1) определить толсто-слоистую глубинно-скоростную модель среды, т.е. получить разрез v(x,z), или v(x,tв) пластовых (интервальных) скоростей распространения продольных волн;
- (2) используя полученную скоростную модель, получить сейсмическое изображение среды путем глубинной миграции до суммирования.

Выполняется решение волнового уравнения для приходящих из нижнего полупространства волн методом Кирхгофа с перебором заранее заданного числа скоростных функций. На основании естественного физического критерия – тождественности изображения рассматриваемой вертикали среды X=Хан по рассчитанным вертикальным сейсмограммам выбирается такая скоростная функция, при которой на всех удалениях амплитуда изображаемого сигнала синфазна, что соответствует максимуму на энергетическом спектре. Получают реальные (максимально приближенные к реальным) значения скоростей распространения целевых (отраженных) волн.

При стандартном способе решения проводится обработка синтетических сейсмограмм по методике ОГТ и осуществляется скоростной анализ эффективных скоростей суммирования по ОГТ, которые в общем случае не равны значениям реальных скоростей волн в среде и являются формальными параметрами. Далее проводится пересчет скоростей ОГТ в интервальные скорости по эмпирической формуле Урупова-Дикса. Именно трудности широкого применения глубинной миграции до суммирования, особенно в сложных сейсмогеологических условиях связаны с использованием некорректных скоростей, полученных на основе стандартных методик. Временные разрезы более устойчивы к погрешностям скорости, чем мигрированные разрезы и оперируют с эффективными скоростями. Это с одной стороны хорошо, но с другой стороны снижает точность определения скоростей, а значит и снижает и точность структурных построений. Миграционный (волновой) подход намного более чувствителен к малейшим искажениям скоростей – что и является залогом

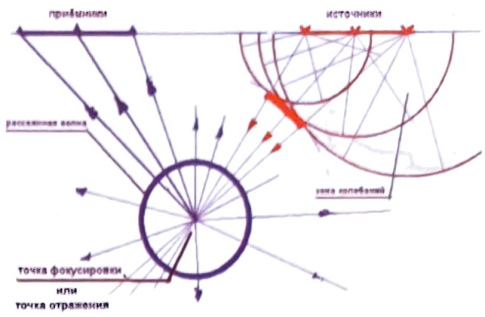


Рис.2. Принципиальная физическая схема распространения волн, в сейсморазведке метода отраженных волн многократных перекрытий

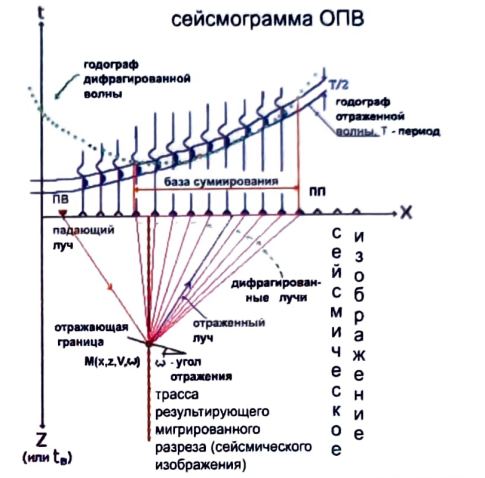


Рис.3. Технологическая схема миграции сейсмических данных, точка $M(x,z,V,\omega)$ – точка, в которой строится сейсмическое изображение.

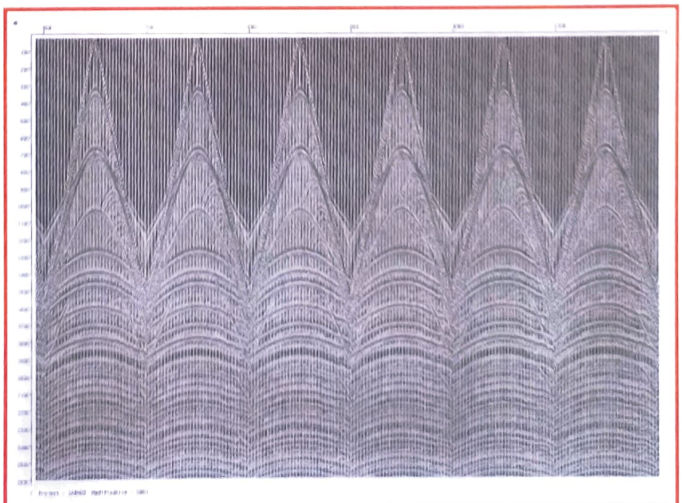
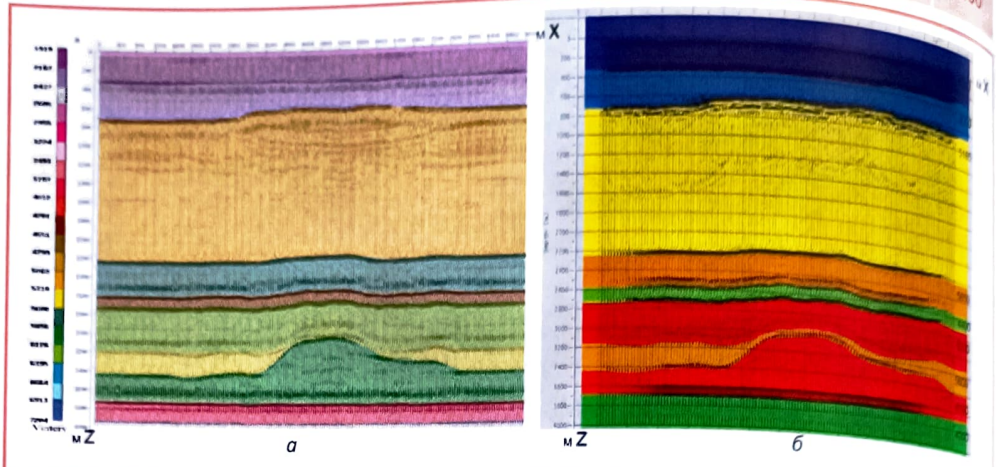


Рис. 4. Исходные синтетические сейсмограммы ОПВ

КАЧЕСТВО, КАЧЕСТВО, КАЧЕСТВО
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Табл.1

Номер слоя (сверху вниз)	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Заданная Vпл м/с	1900	2300	5165	5650	4400	6200	5600	6100	4200
Полученная Vпл м/с	1920	2318	5150	5500	4600	6100	5800	6000	4400



а *б*

Рис.5. Сейсмическое изображение (результат глубинной миграции до суммирования), с совмещенной в цветокодированном виде скоростной моделью среды (а) в сопоставлении с первоначально заданной глубинно-скоростной моделью (б)

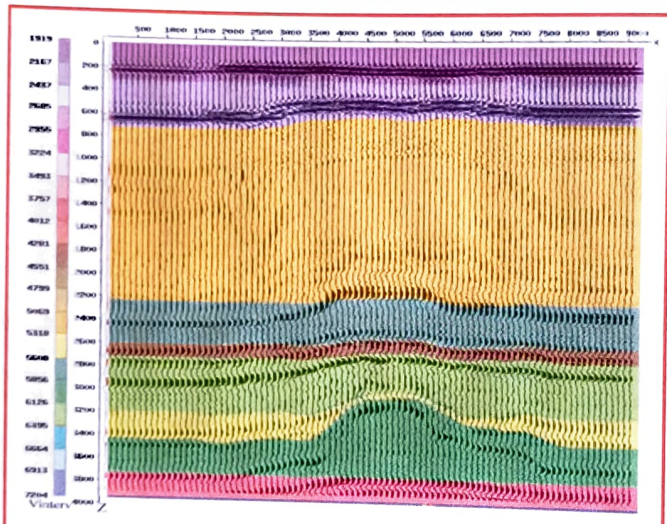


Рис.6. Сейсмическое изображение (временной разрез ОГТ), полученное по стандартной методике ОГТ при задании реальной глубинно-скоростной модели среды.

эффективности рассматриваемой технологии.

Эффективность промышленной реализации способа построения скоростной модели среды покажем на следующей математической модели. Синтетические сейсмограммы, (рис.4) были смоделированы на основе нульфазового импульса Рикера с преобладающей частотой 40 Гц. Шаг дискретизации составлял 2 мс, длина записи – 2600 мс, шаг между пунктами взрыва (ПВ) – 100м., шаг между пунктами приема (ПП) – 50 м, в центрально-симметричной расстановке 121 канал, интервал удалений -3000 м +3000м. Длина сейсмического профиля 9200 м (Хнач=0, Хкон=9200 м), всего 92 сейсмограммы ОПВ.

Сейсмическое изображение (результат глубинной миграции до суммирования) с совмещенной в цветокодированном виде скоростной моделью (рис.5а) в сопоставлении с первоначально заданной глубинно-скоростной моделью (рис.5б), для которой рассчитывались синтетические сейсмограммы, демонстрируют хорошее качество (табл.1) полученных результатов, в сравнении с рис.6, где наблюдается рассогласование сейсмических границ и пластов скоростной модели. Следует отметить, что данный результат (рас.5а) был получен без привлечения каких-либо дополнительных данных, кроме исходных сейсмограмм.

На рис.7 показаны результаты обработки полевых материалов (глубинно скоростная модель с совмещением сейсмического изображения миграции до суммирования), полученных на одном из нефтяных месторождений в Поволжье. Залежи нефти в башкирско-каширских отложениях имеют небольшие размеры, тип залежи пластовый, сводовый [6]. В результате миграции и построения ГСМ на глубинном разрезе в нефтеносном интервале (пк 5000 – 6300) проявились особенности строения и понижение скорости миграции, а также наметились новые перспективные объекты, которые не удалось выделить на ВР ОГТ.

Пакет программ, реализующий данную технологию, адаптирован к сейсмических обрабатывающим системам FNE (СЦС-5) и включает также программу миграции временных разрезов ОГТ. Характерной чертой рассмотренной технологии является использование единых физических подходов и общих алгоритмов как для определения скоростной модели среды, так и для сейсмической миграции (после и до суммирования, в том числе глубинной). Причем технология открыта, в том смысле, что позволяет включить дополнительные варианты миграции, ориентированные на другие типы волн (дуплексные, обменные и др.), кото-

рые в обычном представлении являются волнами помехами, а также развить технологию применительно к данным 3D сейсморазведки.

Сейсмические технологии, использующие волновую миграцию до суммирования при решении задач нефтегазовой геологии

Использование других типов волн для волновой миграции расширяет возможности исследования земных недр. Так приведенная технология определения скоростей распространения монотипных волн на основе волновой миграции успешно адаптируется к обменным волнам и позволяет получить дополнительную информацию о распределении скоростей поперечных волн (прежде всего, потому что использует самый «покладистый» из способов решения краевой задачи для волнового уравнения – интеграл Кирхгофа). При этом в миграционный алгоритм скоростного анализа включаются разные распределения скоростей для нисходящих P-волн и восходящих S-волн [7]. Совместная информация о продольных и поперечных волнах уже дает знания о дополнительном физическом параметре среды - распределении коэффициентов Ламе.

Методика миграции дуплексных волн, которые в обычной сейсморазведке являются волнами-помехами, может обеспечить высокоточное картирование зон трещиноватости и надежное выделение субвертикальных границ. Такие геологические объекты обычно недостаточно освещены существующими стандартными системами наблюдений МОВ-ОГТ для их выделения на основе стандартной глубинной миграции до суммирования. На рисунке 8 представлен полученный по техноло-

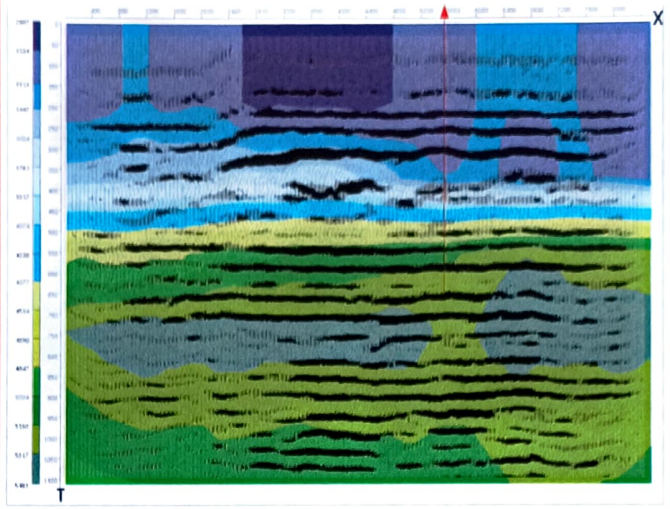


Рис 7. Глубинно скоростная модель, совмещенная с сейсмическим изображением (глубинная миграция до суммирования), полученным на одном из нефтяных месторождений в Поволжье

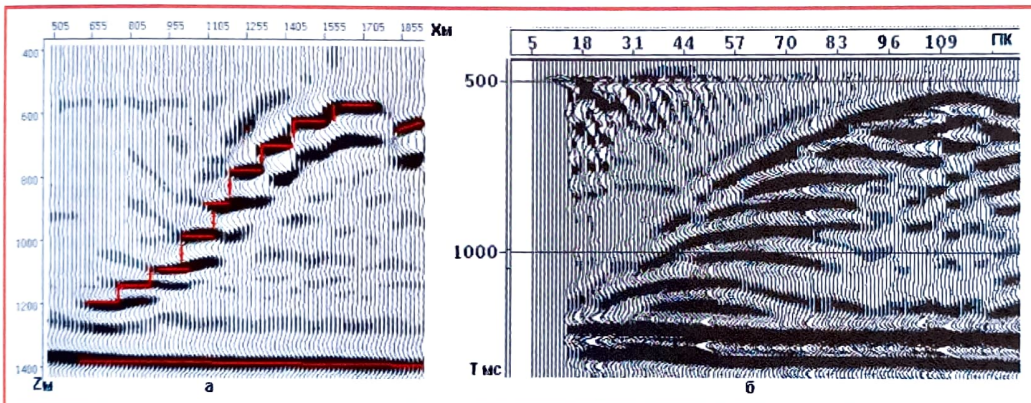


Рис.8. Сейсмическое изображение части куполообразной структуры (а - миграция до суммирования), составленная из горизонтальных и вертикальных элементов (красные штрихи). Субвертикальные элементы на глубинах ниже 800 м отсутствуют на изображении. (б) - временной разрез ОГТ

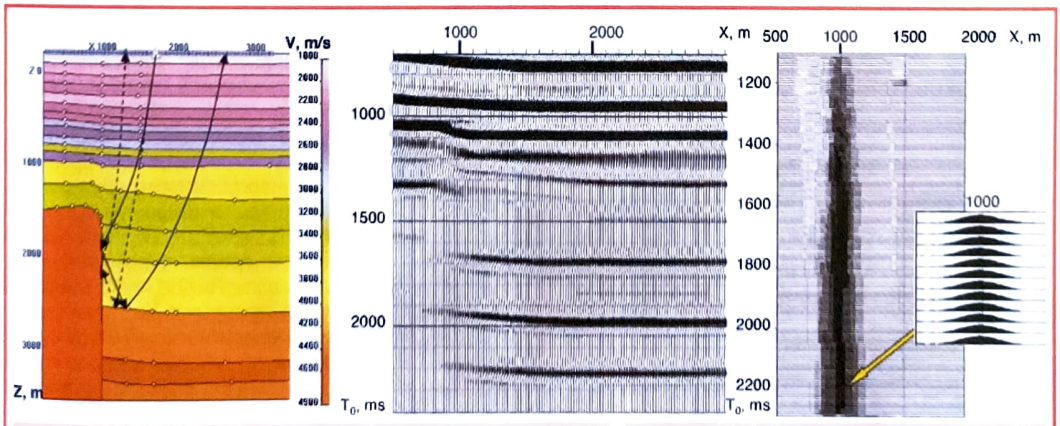


Рис. 9. Модель с вертикальной границей соляного купола и ее изображение на стандартном разрезе глубинной миграции до суммирования (60-градусный алгоритм) и миграции с учетом дуплексных волн, настроенных на изображения субвертикальных границ в диапазоне углов 90±30 град.

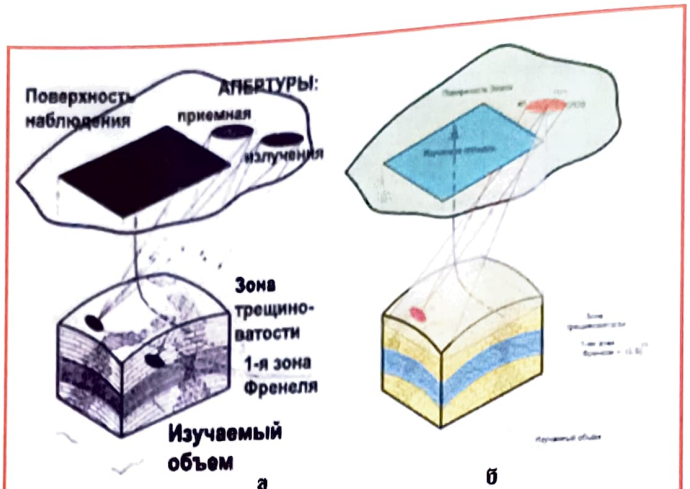


Рис.10. Принципиальные схемы сейсмолокации бокового обзора и сейсмолокации очагов эмиссии

гии глубинной миграции до суммирования фрагмент сейсмического изображения куполообразной структуры (использовались данные физического моделирования: плоская 2D-модель в виде купола, составленного из набора упорядоченных и неупорядоченных среднемасштабных элементов, подошву которого, образует горизонтальная граница), составленной из горизонтальных и субвертикальных площадок, на котором наблюдается исчезновение прорисовки субвертикальных элементов с увеличением глубины. На глубинах более 800 метров их изображение вовсе отсутствует, т.к. отраженные от них волны не используются в построении изображения, что связано с малыми размерами приемной базы (апертуры).

Для реализации миграции дуплексных волн также используется алгоритм миграции, основанный на интеграле Кирхгофа, только расчет лучей осуществляется в соответствии с распространением дуплексных волн (Рис.9). Глубинная миграция дуплексных волн использует ту же глубинно-скоростную модель, что и обычная глубинная миграция, но дополнительно требует задания базовой границы, которая порождает дуплексные волны и, как правило, является подошвой исследуемого интервала. Аналогично, с помощью миграции на дуплексных волнах можно успешно картировать субвертикальные зоны трещиноватости. [8,9]

Важным критерием наличия зон трещиноватости в геосреде является присутствие в наблюденном сейсмическом поле рассеянных волн, образуемых большим количеством дифракторов-трещин. Выделяя рассеянную составляющую волнового поля, можно изучать объемное распределение зон трещинноватости в геологическом разрезе. Рассеянные волны слабее отражённых волн по плотности потока энергии в пределах от сотен раз до десятков тысяч раз, и, тем не менее, как показано на практических материалах [10,11], зоны рассеивания удается выделять на базе столь слабых сигналов, организуя на дневной поверхности площадные системы приема (и возбуждения) с диаметром 1-2 км.

Физической основой метода сейсмической локации бокового обзора (СЛБО), разработанного в ГНЦ РФ ВНИИГеосистем является выделение рассеянных волн в искусственно возбужденном сейсмическом волновом поле. Рассеянные волны образуются, в основном, на ансамбле трещин и энергия рассеянных волн определяется интенсивностью трещиноватости (количеством трещин) в объеме, где формируются эти волны.

Сейсмическая эмиссия свойственна всем горным породам, находящимся в естественном залегании. При этом возникновение упругих волн связано с раскрытием и схлопыванием полостей. Постоянно возникающая сейсмоэмиссия обусловлена постоянно протекающими процессами энерго- и массопереноса в геологической среде. При сейсмолокации очагов эмиссии (СЛОЭ) для обзора нижнего полупространства используется принцип пассивного локатора. На рис.10 представлены схема сейсмолокации бокового обзора, использованная для мониторинга пространственно-временного изменения трещиноватости, а также схема СЛОЭ, которая отличается лишь отсутствием излучателей.

По физическому смыслу, в сейсмолокации для каждой точки среды устраивают такие взаимные задержки взрывов, что суммарная прямая волна, как показано на рис. 2, фокусируется в заданной точке среды. Затем осуществляют миграцию суммарной сейсмограммы в эту точку. Эту процедуру повторяют для каждой последующей точки среды. При этом улучшается выделение отражателей и рассеивателей за счёт мощной фокусировки прямой волны. Рис. 2 показывает, что сейсмолокация точно совпадает с миграцией по Кирхгофу. При этом для исключения влияния отражённых волн суммирование производится не по всей апертуре годографа дифракции, а лишь по ее части вне «зоны касания» годографа отражённых и годографа дифрагированных волн (на рис. 3 – за пределами области, обозначенной как «база суммирования»).

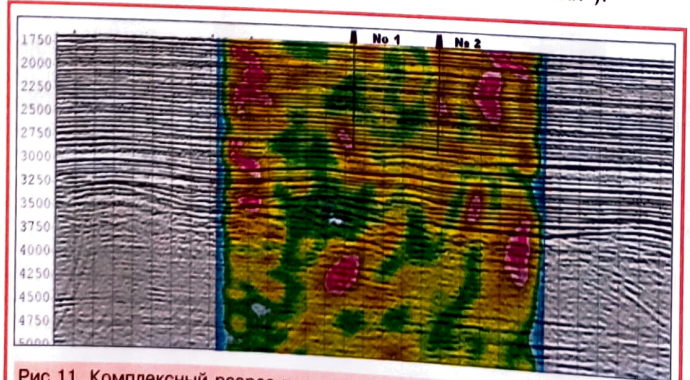


Рис.11. Комплексный разрез поля отраженных (МОГТ 2D) и рассеянных волн. Метод фокусирующего преобразования (СЛБО). Тюменская область. Совмещенный разрез по данным МОГТ и СЛБО

Для выделения и локализации в разрезе месторождения акустически неоднородных зон различной природы [10] используется технология фокусирующего преобразования, позволяющая формировать поля, несущие информацию преимущественно о рассеивающих свойствах среды, фактически, как было показано выше, основанная на обычной миграции до суммирования по Кирхгофу с суммированием сигналов по части годографа вне «зоны касания». Такая информация представляется в виде разрезов полей энергии рассеянных волн, которые на этапе интерпретации используются для выделения дизъ-

юнктивов, приуроченных к зонам дезинтеграции среды. Для повышения надежности интерпретации применяются комбинированные разрезы, представляющие собой комплексные изображения для поля отраженных и рассеянных волн. Один из разрезов представлен на рис.11.

По данным СЛБО было отмечено, что в непосредственной близости от скв. 1 (с притоком нефти ~2 т/сут) находится зона аномально высокой открытой трещиноватости. На основе этой информации в скв. 1 выполнен гидроразрыв пласта, который «связал» эту скважину с зоной интенсивной трещиноватости. В результате получен высокий приток нефти ~ 80 т/сут. [http://www.geosys.ru/index.php/ru/slbo.html]

Метод обработки и интерпретации стандартных сейсморазведочных данных, получивший название метода престековой миграции до суммирования CSP (CSP - Common Scattering Point - общая рассеивающая точка. Технология разработана в Югорском НИИ информационных технологий, совместно с ООО «Антел-нефть» Г.Н.Ерохиным), также основан на принципе построения сейсмического изображения на основе суммирования рассеянных волн. Метод позволяет прогнозировать резервуары с трещинно-кавернозным коллектором по выделенным из полного волнового поля рассеянным волнам. Он реализует строгое решение обратной задачи разделения полного волнового поля на отраженную и рассеянную компоненты.

Метод CSP позволяет получать временные разрезы и кубы дифракторов, (Рис.12) содержащие изображение только рассеивающих элементов среды (CSP-дифракторы) и временные разрезы (кубы) рефлекторов без этих рассеивающих элементов (стандартная миграция до суммирования).

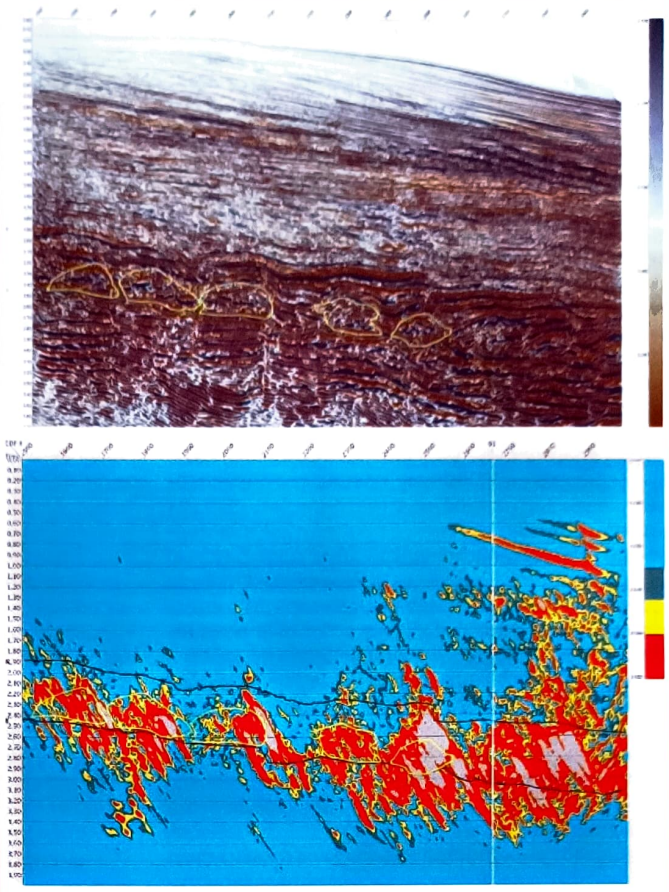
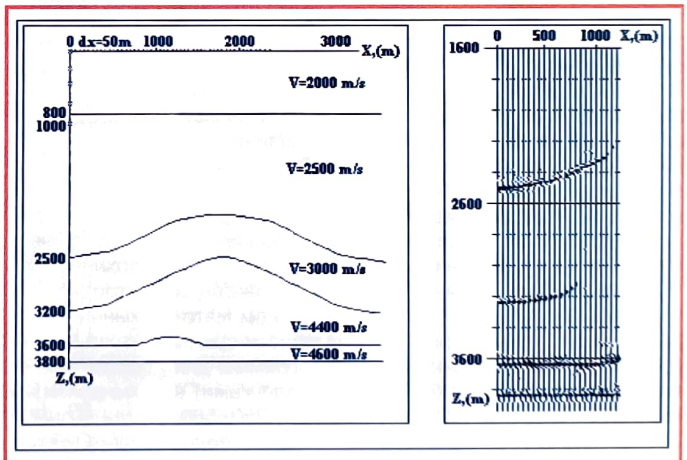


Рис.12. Временной ОГТ и разрез дифракторов (прогноз рифовых резервуаров)



а) б)

Рис. 13. Модель среды и изображение, полученное с помощью программы миграции скважинных наблюдений

Очевидно, что принцип фокусировки волн применим и для определения пластовой скорости и координат забоя скважины (пеленгации) в условиях вертикального сейсмического профилирования в процессе бурения (ВСП ПБ) по годографу прямых волн, источником которых является работающее буровое долото, и которые регистрируются сейсмоприемниками на дневной поверхности (фактически решается задача обнаружения сейсмоэмиссионного источника, в роли которого выступает бур) [12]. При правильно заданной скорости прямая волна фокусируется в действительном источнике колебаний. В случае отличия скорости преобразования от истинной, по мере возрастания погрешности скорости в ту или иную сторону фокусировка изображения забоя все более разрушается.

Следовательно, задача определения координат забоя и скорости слоя, в котором он находится, состоит в анализе энергии сигналов вдоль годографов прямой волны при различных скоростях. Расчет энергии производится для точек некоторой выделенной области среды, в которой предположительно находится забой. Вместо энергии сигнала можно также вычислять энергетическое соотношение сигнал / помеха.

Точка с координатами (x_0,y_0,z_0), для которой значение энергии при некоторой заданной скорости V_0 принимает максимальное значение, определяет положение забоя скважины, а значение V_0 -скорость - слоя, в котором он находится.

Таким образом, описанный подход позволяет

определять не только координаты ствола скважины, но и скоростные параметры среды. Причем скорость волны в некотором слое многократно проверяется и уточняется при прохождении скважиной этого слоя. При этом нет необходимости в ручном пикировании времен первых вступлений на сейсмограммах ВСП ПБ, как это делается в известном алгоритме определения координат. Кроме того, предлагаемый алгоритм позволяет перейти от горизонтально-слоистой модели среды к модели с произвольными криволинейными границами.

Естественно, для того, чтобы определять координаты работающего долота и скорость распространения волны в некотором слое, годограф прямой волны нужно рассчитывать, учитывая преломление лучей на вышележащих границах, т.е. необходимо знать строение той части среды, которая расположена выше области, в которой ведется исследование. Поэтому процедуру определения указанных параметров (пеленгации) следует последовательно сочетать с процедурой трехмерной послойной сейсмической миграции с целью определения конфигурации сейсмических границ, расположенных в околоскважинном пространстве.

Технология такого подхода состоит в следующем: сначала определяются координаты забоя и скорость первого слоя, когда скважина проходит этот слой. Далее, зафиксировав скорость первого слоя и зная траекторию ствола скважины в нем, проводится миграционное преобразование для определения подошвы первого слоя. Затем, когда забой вошел во второй слой, задавая кровлю этого слоя (подошву первого) и скорость в первом, определяют координаты забоя при его движении по второму слою и его скоростные характеристики. Далее с помощью 3D-миграции с учетом преломления на подошве первого слоя при заданных скоростях в обоих слоях определяется подошва второго слоя. Таким образом, траектория скважины и параметры каждого последующего слоя определяются с учетом строения вышележащей области среды.

Что касается алгоритма 3D-миграции, то, как отмечалось выше, наиболее оптимальным является алгоритм, основанный на использовании дифракционного интеграла Кирхгофа. В отличие от стандартного его применения, когда источники возбуждения расположены на дневной поверхности, здесь нужно предусмотреть их расположение на некоторых определенных глубинах.

Результат опробования программ пеленгации и миграции данных ВСП ПБ на модельном материале представлен на рис. 12. Для модели среды (рис. 12 а) были рассчитаны сейсмограммы для пяти положений забоя (показаны звездочками) в вертикальной скважине (на глубинах 0, 250, 500, 750 и 1000 м) и 48 сейсмоприемников, расположенных вдоль профиля с расстоянием между ними 50 м. По этим сейсмограммам с помощью программы пеленгации были получены точные координаты забоя, а затем, с помощью программы миграции, восстановлена (в интервале глубин 1600-3600 м) освещенная часть среды.

В настоящее время увеличение информативности сейсморазведки, за счет улучшения аппаратных средств, увеличения мерности пространства (от 2D к 3D и 4D) и возможности регистрации полного волнового поля требуют от геофизики пользоваться более адекватными - максимально приближенными к реальности - представлениями о среде и в итоге переходить к новым генеральным моделям. В частности, применительно к проблемам получения сейсмических изображений среды и миграции, которые основаны преимущественно на решении волнового уравнения, назрел переход к решению системы уравнений теории упругости, тем более что суперкомпьютеры для сейсморазведки становятся все более доступными.

Литература:

1. Тимошин Ю.В. Импульсная сейсмическая голография.- М., Недра, 1978.
2. Васильев С.А. Некоторые вопросы теории продолжения волнового поля в сторону источника. // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли, 1973, №3, с.35-47.
3. Васильев С.А. Дифракционное преобразование как миграция на основе решения волнового уравнения с измененными входными сейсмотрассами. // Прикладная геофизика, вып.104. М., 1982, с.18-27
4. Ларин Г.В., Попов В.В. Определение скоростей на основе послойного миграционного преобразования. // Геология нефти и газа, 1998, №11, М. С.37-44
5. Ларин Г.В., Попов В.В. Технология построения глубинно-скоростной модели среды на основе послойной миграции до суммирования // Тезисы международной конференции SEG. - М.: 2003.
6. Попов В.В., Ларин Г.В., Кузин А.М. Высокопроизводительная технология получения глубинно-скоростной модели среды на основе послойной миграции до суммирования – необходимый инструмент в интерпретации сейсмических данных. // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, 2004, № 3, С.20-23.
7. Жуков А.П., Коротков И.П., Нурмухамедов Т.В., Кузнецов В.М., Попов В.В. Разработка программного обеспечения для 2D-миграции до суммирования и скоростного анализа для монотипных и обменных волн на основе применения интеграла Кирхгофа // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, 2009, № 4, С.14-17
8. Мармалевский Н.Я., Горняк З.В., Роганов Ю.В., Мерщий В.В., Костюкевич А.С. Миграция дуплексных волн, применяемая для получения сейсмических изображений субвертикальных границ. // Международная геофизическая конференция и выставка "Геофизика XXI века - прорыв в будущее", 1-4 сентября 2003, Москва, Россия. - OS3
9. I.Khromova, B.Link, N.Marmalevskyi. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. // First Break, 29, January 2011. – 37-44.
10. О.Л.Кузнецов, Ю.А.Курьянов, Р.Ф. Муслимов, И.С. Файзуллин, Р.С. Хисамов, И.А. Чиркин. Пространственно-временное изменение трещиноватости в геосреде по результатам наблюдений методом 4-d слбо. // Геоинформатика-2000,№3
11. 11. Харахинов В.В., Нестеров В.Н., Соколов Е.П., Шленкин С.И.. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления. // Геология нефти и газа,2000,№5.
12. Попов В.В., Ларин Г.В. Способ определения положения забоя скважины в процессе бурения. // Тезисы конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», М. 1999. С.50-51.

Высокотехнологичная 3D глубинная сейсмическая миграция до суммирования «СейсмоСкан»

Гогоненков Г.Н., Мороз Б.П., Плешкевич А.Л., ОАО ЦГЭ, Турчанинов В.И., ИПМ РАН

Введение.

В 2001 г. специалистами Центральной геофизической экспедиции (ОАО ЦГЭ) совместно со специалистами Института прикладной математики им. М.В.Келдыша (ИПМ РАН) была начата разработка программного комплекса 3D глубинной сейсмической миграции до суммирования (3D PSDM). Уже в 2002 г. была подготовлена стартовая версия комплекса программ, находящаяся с 2003 г. в активной производственной эксплуатации и постоянно совершенствуемая. Среди важных причин начала отечественной разработки можно указать на высокую стоимость, а также не всегда удовлетворяющие качество и быстродействие импортных программных продуктов, предлагаемых такими известными зарубежными фирмами, как Schlumberger, Paradigm Geophysical, Promax и другими. Немаловажной причиной начала разработки собственного программного обеспечения был также риск возрастающей технологической зависимости от западных фирм-производителей в такой важной сфере как разведка нефти и газа. Напомним, что 3D глубинная сейсмическая миграция до суммирования является в настоящее время одним из ключевых программных средств, обеспечивающих максимально достоверное и разрешенное пространственное изображение изучаемой неоднородной земной среды на основе данных сейсмических наблюдений.

Характеризуя вычислительную и техническую сложность задачи сейсмической миграции, можно привести следующие оценки, касающиеся характерного числа арифметических операций, требуемых для ее решения, а также объемов входных и выходных данных. Непосредственная реализация вычислений в рамках наиболее экономичной миграции Кирхгофа приводит к $10^{16} - 10^{17}$ арифметических операций для типичного объекта разведки. При этом объем исходных сложно структурированных сейсмических данных нередко достигает 1 Тбт (что характерно для морских съемок). Аналогичный объем могут занимать результаты сейсмической миграции. Помимо этого, в ходе решения задачи возникает необходимость расчета времен пробега (решение уравнения эйконала) от всех источников и приемников, расположенных на поверхности наблюдений, до произвольно заданных глубинных точек изображения, образующих большие и плотные сетки. Объем подобного рода данных часто соизмерим или даже превышает объем исходных сейсмических данных и результатов миграции. Сказанное дает основание относить задачу сейсмической миграции к одной из сложнейших в вычислительном отношении прикладных научно-технических задач.

Благодаря появлению и широкому распространению в прошедшее десятилетие нового поколения мощных и сравнительно дешевых суперкомпьютеров типа PC-кластеров, удалось с помощью распараллеливания вычислений на большое число процессоров обеспечить высокую скорость выполнения вычислений. Кроме того, в ходе оптимизации численных методов решения задачи сейсмической миграции были найдены пути сокращения вычислений примерно на порядок. Благодаря этому, в настоящее время стало возможным рассматривать процедуру сейсмической миграции как общедоступную и ввести 3D PSDM в стандарт обработки сейсмических данных.

В основу разработанного программного комплекса сейсмической миграции были положены современные математические модели и передовые технологии. Это дало возможность реализовать высокоэффективный и современный программный продукт, позволяющий получать практические результаты самого высокого качества. В следующих разделах будут кратко изложены математические и физические основы использованных методов, примеры практического решения при использовании высокопроизводительной вычислительной техники, включая расчеты на крупнейших российских суперкомпьютерах. В заключительном разделе приведен краткий обзор современного состояния задачи и сравнение альтернативных методов ее решения.

Методы.

Современные методы постановки и решения задачи сейсмической миграции тесно соприкасаются с широким кругом задач математической физики, теорией распространения линейных волн в неоднородных изотропных и анизотропных средах, многомерными псевдодифференциальными уравнениями, теорией обратных задач рассеяния, асимптотическими и сеточными методами их решения, а также многими другими разделами современной прикладной математики и физики. В настоящее время можно выделить два математических подхода, положенных в основу постановки задачи сейсмической миграции.

1. Обращенное волновое продолжение.

Первый, более традиционный подход, основанный на идее обращенного волнового продолжения, был развит в 70-х годах прошедшего века в пионерских работах J.Claerbout [4] и J.Gazdag [11]. Среди отечественных исследователей важный вклад в постановку задачи внесли Г.И. Петрашень и С.А.Нахамкин [8]. Основная идея метода обращенного волнового продолжения заключается в обращении физического (прямого) времени вспять и рассмотрении результата регистрации волн на поверхности наблюдений – сейсмограммы фиксированного источника, - в качестве заданного граничного условия. При этом традиционно используется акустическая модель волнового процесса и отвечающее ему скалярное волновое уравнение. В системе координат с обращенным временем волновое уравнение сохраняет свой привычный вид, а результат регистрации волн на поверхности наблюдений $z = 0$ представляет собой заданное граничное условие. Это позволяет «продолжить» указанное граничное условие – волновое поле сейсмограммы фиксированного источника, - с поверхности наблюдений $z = 0$ вглубь среды $z > 0$ с помощью решения смешанной задачи для скалярного волнового уравнения. Из-за отсутствия физически обоснованных начальных условий и замены их априорными нулевыми получаемое решение для поля продолженных вглубь неоднородной среды волн имеет приближенный характер. По продолженному вглубь среды волновому полю может быть построено изображение отражателей и рассеивателей на основе известного принципа изображения. Кинематическое содержание этого принципа состоит в том, что в качестве изображения среды следует использовать определенное временное сечение продолженного вглубь среды волнового поля. Именно, в каждой заданной точке среды $z > 0$ следует выбрать значение продолженного волнового поля на том времени, которое соответствует времени прихода в эту точку прямой

волны от импульсного зондирующего источника. В более общей формулировке, в каждой внутренней точке среды следует вычислить корреляцию во времени продолженного поля и поля зондирующей волны от точечного источника, т.е. корреляцию с функцией Грина. Дальнейшее важное развитие метод волновых продолжений получил в связи с опубликованием псевдо-дифференциального уравнения с двумя операторными квадратными корнями (DSR) [19], которое широко используется в настоящее время при постановке и решении задачи глубинной миграции до суммирования данных многократных перекрытий. В 3D случае это уравнение имеет следующий вид:

$$\frac{\partial u'}{\partial z}+\sqrt{\frac{1}{v_g^2}\frac{\partial^2}{\partial t'^2}-\left(\frac{\partial^2}{\partial x_g^2}+\frac{\partial^2}{\partial y_g^2}\right)}u'+$$
$$+\sqrt{\frac{1}{v_s^2}\frac{\partial^2}{\partial t'^2}-\left(\frac{\partial^2}{\partial x_s^2}+\frac{\partial^2}{\partial y_s^2}\right)}u'=0 \quad , \quad (1.1)$$

где $t'=T-t$ - обращенное время: $0\le t'\le T$; T - момент окончания регистрации колебаний, отсчитываемый от момента срабатывания каждого импульсного источника; $|x_s|,|y_s|<+\infty$ - поверхностные координаты источников; $|x_g|,|y_g|<+\infty$ - поверхностные координаты приемников; $z\ge 0$ - глубина;

$u'(x_s,y_s,x_g,y_g,z,t')\big|_{z=0}=u_0'(x_s,y_s,x_g,y_g,t')=$
$=u_0(x_s,y_s,x_g,y_g,t)$ - сейсмические данные, представляющие совокупный результат регистрации сейсмических волн на поверхности наблюдений $z=0$, рассматриваемый как заданное граничное условие; $v_g=v(x_g,y_g,z_g)$, $v_s=v(x_s,y_s,z)$ - заданные локальные скорости распространения колебаний в соответствующих точках. Недостающее начальное условие заменяется нулевым: $u'\big|_{t'=0}=0$.

В качестве изображения среды используется функция $f(\mathbf{r})$, являющаяся сечением решения задачи (1.1) (в обращенном времени):

$$f(\mathbf{r})\equiv f'(x,y,z,T)=$$
$$=u'(x_s,y_s,x_g,y_g,z,T)\big|_{\substack{x_s=x_g=x\\ y_s=y_g=y}}. \quad (1.2)$$

С помощью не вполне строгих физических рассуждений можно показать, что при использовании калиброванных источников зондирующих колебаний функция (1.2) с точностью до масштабного множителя будет повторять поведение локального коэффициента отражения на границе раздела сред с разными акустическими свойствами. Используя теорию асимптотических приближений, нами было получено приближенное (лучевое) решение задачи (1.1)-(1.2) в виде интегральной формулы реализации сейсмической миграции сейсмограмм ОПВ, напоминающей традиционную миграцию Кирхгофа [3]:

$$f(\mathbf{r})=\iint A(\mathbf{r},\mathbf{g})A(\mathbf{r},\mathbf{s}_0)\frac{\cos(\mathbf{e}_z,\mathbf{n}_g)\cos(\mathbf{e}_z,\mathbf{n}_s)}{v(\mathbf{r})\big|_{\mathbf{r}=\mathbf{g}}\,v(\mathbf{r})\big|_{\mathbf{r}=\mathbf{s}_0}}$$
$$u_t'\big(\mathbf{g},\mathbf{s}_0,\tau(\mathbf{r},\mathbf{g})+\tau(\mathbf{r},\mathbf{s}_0)\big)d\mathbf{g} \quad , \quad (1.3)$$

где $f(\mathbf{r})$ - искомая функция, передающая изображение изучаемой неоднородной среды, отвечающая с точностью до постоянного множителя локальному коэффициенту отражения на границе раздела сред; $v(\mathbf{r})$ - локальная величина скорости пробега волн в изучаемой среде; $\tau(\mathbf{r},\mathbf{g})+\tau(\mathbf{r},\mathbf{s}_0)$ - эйконал, или суммарное время пробега сейсмической волны от произвольного фиксированного источника $\mathbf{s}_0$ до точки изображения $\mathbf{r}$ и от точки $\mathbf{r}$ до приемника $\mathbf{g}$; $A(\mathbf{r},\mathbf{g})A(\mathbf{r},\mathbf{s}_0)$ - произведение лучевых амплитуд (обратных геометрическому расхождению) в точке изображения; $u_t'(\mathbf{g},\mathbf{s}_0,t)$ - производная по времени поля однократно-отраженных или рассеянных волн сейсмограммы ОПВ $\cos(\mathbf{e}_z,\mathbf{n}_g)\cos(\mathbf{e}_z,\mathbf{n}_s)$ - произведение косинусов углов падения нисходящей и восходящей волн на поверхность наблюдения $z=0$ для заданной точки изображения $\mathbf{r}$ относительно вертикальной оси глубин. Функция времени пробега (или эйконал) отыскивается на сетке с помощью разностной аппроксимации уравнения эйконала со 2-м порядком точности методом марша, сходным с опубликованным в работе [17]. Параллельно с расчетом времен отыскивается геометро-лучевое приближение амплитуд решения посредством сеточного решения соответствующего 3-D уравнения переноса в частных производных первого порядка. Это обеспечивает достаточно корректный учет динамики волны, расходящейся из точечного источника, вдоль ее переднего фронта в сложно-построенной среде, включая расчет слабоинтенсивных головных и дифрагированных волн, возникающих на сильных разрывах фронта в сложно-построенных средах. Реализация этой возможности в разработанной программе миграции на сегодняшний день, по-сути, не имеет аналогов. В целом, разработанная программа обеспечивает обработку с сохранением амплитуд, а ее результаты пригодны для последующего динамического AVO-анализа и инверсии. Помимо сказанного, нами была реализована дополнительная опция, позволяющая сохранять азимутальные динамические характеристики результатов миграции, что дает возможность последующего динамического азимутального анализа ее результатов с целью поиска зон анизотропного поведения коэффициентов отражения, связанных с трещиноватостью пород.

2. Обратная задача рассеяния.

Альтернативные постановка и решение задачи сейсмической миграции как линеаризованной обратной задачи рассеяния были развиты в 80-х годах прошедшего века в работах G.Beylkin и соавторов [14]. Основой метода является известное линеаризованное (посредством Борновского приближения) интегральное уравнение Липмана-Швингера относительно неизвестной функции $f(\mathbf{r})$ потенциала рассеяния:

$$u_{sc}(\mathbf{g},\mathbf{s},\omega)=\omega^2\iiint G_0(\mathbf{r},\mathbf{g},\omega)G_0(\mathbf{r},\mathbf{s},\omega)f(\mathbf{r})d^3\mathbf{r} \quad , \quad (2.1)$$

где $u_{sc}(\mathbf{g},\mathbf{s},\omega)$- зарегистрированное поле однократно-рассеянных волн; $G_0(\mathbf{r},\mathbf{g},\omega)$ - функция Грина в 3D пространстве; $f(\mathbf{r})\equiv c_0^{-2}(\mathbf{r})-c^{-2}(\mathbf{r})$, где $c_0^{-2}(\mathbf{r})$ описывает опорную (фоновую) модель среды, а $C(\mathbf{r})$ - реальную среду. Функция потенциала рассеяния $f(\mathbf{r})<<c_0^{-2}(\mathbf{r})$ описывает малые отклонения реальной среды от ее опорной модели, а ее визуализация используется как решение задачи миграции. Нами было построено приближенное асимптотическое решение интегрального уравнения (2.1) и получено интегральное выражение для миграции в случае неоднородной изотропной среды:

$$f(\mathbf{r}_0)=\frac{1}{(2\pi)^2}\iint_S\frac{1}{A_\Sigma(x,y,\mathbf{r}_0)}\left|\left(\frac{\partial}{\partial x}\nabla_{\mathbf{r}}\tilde{\tau}_\Sigma,\right.\right.$$
$$\left.\left.\frac{\partial}{\partial y}\nabla_{\mathbf{r}}\tilde{\tau}_\Sigma,\nabla_{\mathbf{r}}\tilde{\tau}_\Sigma\right)\right|\tilde{u}_{sc}(x,y,\tilde{\tau}_\Sigma(x,y,\mathbf{r}_0))dxdy, \quad (2.2)$$

напоминающее по структуре традиционную миграцию Кирхгофа. Здесь $\tilde{u}_{sc}(x,y,\tau)$ - исходные сейсмические данные однократного прослеживания, заданные в параметрических координатах (например, площадных биновых координатах); $\tilde{\tau}_\Sigma(x,y,\mathbf{r}_0)$- суммарное время пробега от источника до точки изображения $\mathbf{r}_0$, и от точки изображения до приемника; $A_\Sigma(x,y,\mathbf{r}_0)$ - произведение лучевых амплитуд для падающей и восходящей волн (обратных геометрическому расхождению) в точке изображения;

Таб.1 Краткие сведения о программе 3-D глубинной сейсмической миграции до суммирования «СейсмоСкан»
Алгоритм: Кирхгофа
Разработка стартовой версии: 2001-2002 г
Производственная эксплуатация: с 2003 г.
Опыт использования вычислительных средств:

2001 г.:	24-процессорный кластер "ТКС"; МГТУ им. Н. Э. Баумана/НИЦЭВТ
2002 г.:	768-узловой кластер "МВС 1000/М"; МСЦ РАН
2003 г.:	104-процессорный кластер «RSC-4»; ИПМ им. М.В.Келдыша РАН
2008 г.:	суперкомпьютер «МВС-100К» 11 680 процессорных ядер; МСЦ РАН
2010 г.:	суперкомпьютер «Чебышев» 5 000 процессорных ядер; НИВЦ МГУ
2010 г.:	суперкомпьютер «Ломоносов», 35 776 процессорных ядер; НИВЦ МГУ

$J \equiv \left| \left(\frac{\partial}{\partial x} \nabla_{\mathbf{r}} \tilde{\tau}_{\Sigma}, \frac{\partial}{\partial y} \nabla_{\mathbf{r}} \tilde{\tau}_{\Sigma}, \nabla_{\mathbf{r}} \tilde{\tau}_{\Sigma} \right) \right| \neq 0$ - якобиан преобразования (т.н. детерминант Бейлкина). Заметим, что решение обратной задачи относительно неизвестной функции потенциала рассеяния соответствует изображению слагающих земную среду слоев, в то время как традиционное сейсмическое изображение скорее соответствует изображению границ раздела между указанными слоями. С целью привести в лучшее соответствие изображение потенциала рассеяния с традиционным сейсмическим изображением в (2.9) вместо исходных сейсмических трасс была использована их первая производная по времени $\partial \tilde{u}_{sc} / \partial t$. Именно на основе (2.2) с учетом предыдущего замечания была реализована стартовая версия производственной программы сейсмической миграции, пригодная для обработки с сохранением амплитуд и AVO-анализа. Интересной, хотя и недостаточно изученной, альтернативой остается изображение именно геологических слоев, что представляется перспективным при изучении неоднородных сред в отсутствии резких границ раздела.

Опыт использования многопроцессорной вычислительной техники и практические примеры результатов миграции «СейсмоСкан».

В настоящее время ОАО ЦГЭ обладает производственной программной реализацией миграции Кирхгофа «СейсмоСкан» и обширным опытом ее успешного производственного использования в самых разнообразных проектах начиная с 2003 г.. В качестве основного вычислительного средства используются как средние, так и большие вычислительные кластеры, содержащие порядка от 10^2 до 10^3 вычислителей (процессоров либо процессорных ядер). Стремительное развитие вычислительной техники позволяет, с одной стороны, многократно ускорять выполнение миграции на крупных объектах, а с другой стороны требует своевременной и, часто, нетривиальной адаптации разработанных программных средств к изменяющейся архитектуре вычислительной техники. В таб.1 приведен опыт использования миграции «СейсмоСкан» на различной вычислительной технике в прошедшее десятилетие.

Благодаря тесным контактам и сотрудничеству с такими ведущими российскими научными центрами как Институт прикладной математики им. М.В.Келдыша РАН, Межведомственный суперкомпьютерный центр РАН, Научно-исследовательский вычислительный центр МГУ им. М.В.Ломоносова, удалось успешно установить программу «СейсмоСкан» и выполнить ряд расчетов на самых мощных отечественных суперкомпьютерах. В качестве примера в таб.2 представлена краткая сводка параметров расчетов, выполненных программой «СейсмоСкан» на наиболее мощном отечественном суперкомпьютере «Ломоносов».

Таб.2 Сводка основных параметров расчетов выполненных на СК «Ломоносов» программой миграции «СейсмоСкан»;
разработка ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» и ИПМ им. М.В.Келдыша.

- Площадь морской сейсмической съемки: 800 кв.км (шельф Сахалина)
- Номинальная кратность съемки: 54
- Объем исходных сейсмических данных: 800 Гбт
- Предельная глубина изображения среды: 8 км
- Шаг сетки куба изображения среды: 25м x 25м x 5м
- Полная апертура миграции: 10км
- Число использованных процессорных ядер для выполнения основных расчетов: 3104
- Число независимых параллельных задач: 194
- Общее время основных расчетов: 10 ч
- Итого: 31040 процессор x час

ВСЕГО: 31142 процессор x час



Суперкомпьютер «Ломоносов»
35 776 процессорных ядер
НИВЦ МГУ
2010 г.

На рис. 1 представлен фрагмент полученного сейсмического куба изображения среды на шельфе Сахалина, а на рис.2 - сравнение полученных результатов с результатами традиционной временной обработки.

На рис.3 приведено аналогичное сравнение результатов изображения сложно-построенной среды в Астраханской впадине с характерными для этого района проявлениями соляной тектоники.

Отметим, что оперативные тестовые расчеты по сетке профилей (например, каждый 10-20-й профили) с целью корректировки скоростной модели среды и подбора апертуры миграции, могут выполняться и на компактном 16-32-ядерном PC-сервере.

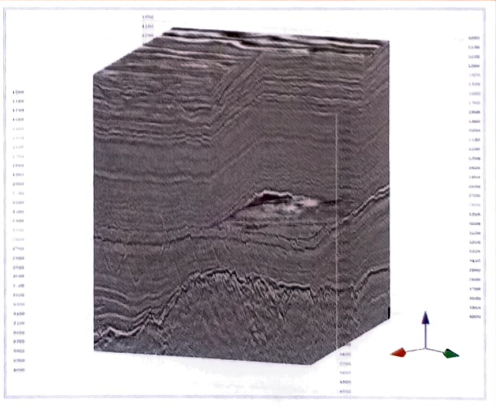


Рис.1 Фрагмент сейсмического куба изображения по результатам «СейсмоСкан»: шельф Сахалина

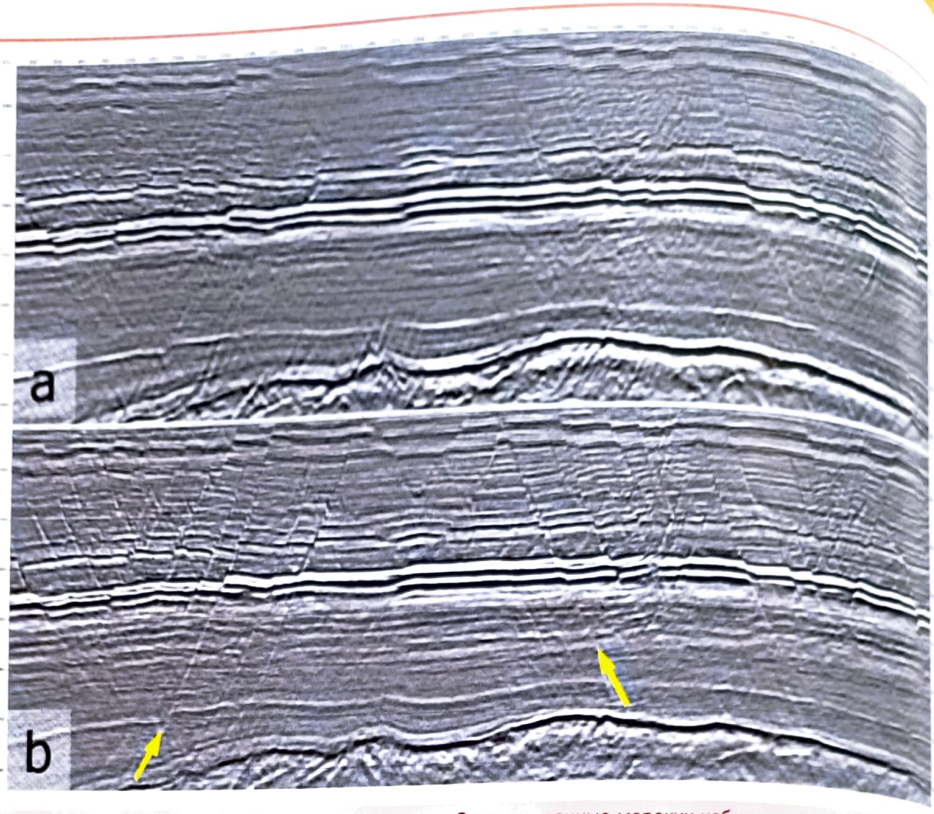


Рис.2 Пример сравнения результатов изображения Сахалин, данные морских наблюдений: (a) миграция после накапливания; (b) результат "СейсмоСкан"

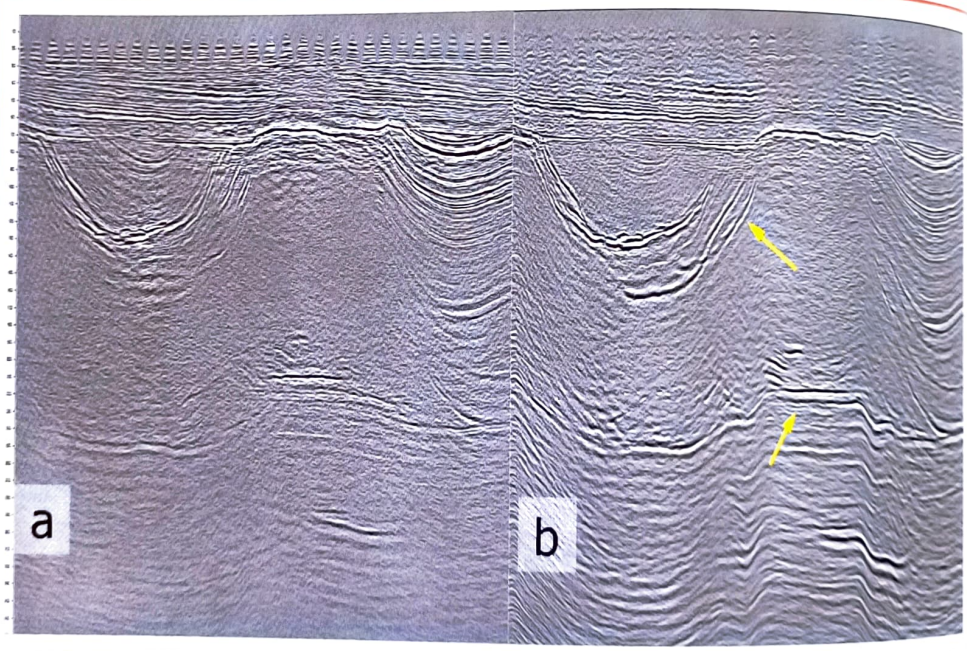


Рис.3 Пример сравнения результатов изображения; Астраханский свод, (a) миграция после накапливания; (b) результат "СейсмоСкан"

В настоящее время большинство производственных расчетов выполняется на основе решения задачи обращенного волнового продолжения (1.3), поскольку получаемые результаты такой миграции обладают сравнительно большей помехоустойчивостью и лучшей разрешенностью, особенно в диапазоне глубин до 1.0-1.5 км. Операции интегрирования выполняются с помощью специально разработанных квадратурных схем, препятствующих проявлению шумов аляйсинга пространственных частот.

Помимо существенного повышения в ряде случаев разрешенности сейсмического изображения среды в сравнении с результатами традиционной обработки важным результатом работы программы «СейсмоСкан» является комплект сейсмограмм общей точки изображения, которые с успехом используются для выполнения последующих AVO-анализа и стохастической инверсии.

Краткий обзор существующих альтернативных методов сейсмической миграции.

В настоящее время разнообразие существующих методов сейсмической миграции и число выполненных за рубежом программных реализа-

ций достаточно велико. При этом, зачастую, пользователю бывает трудно разобраться в тонкостях или особенностях тех или иных программно-алгоритмических реализаций, их сравнительных характеристиках, влияющих на качество результата, а также требованиях к вычислительным ресурсам и оценкам типичного времени прохождения заданий. На рис.4 представлена возможная схема классификации всего множества существующих алгоритмов миграции, в которой отмечены выполненные в настоящее время авторские программные реализации. Как уже было отмечено, наибольшее практическое применение в настоящее время имеют методы сейсмической миграции, основанные на обращенном волновом продолжении. Подобные методы приводят к необходимости многократного расчета волновых полей от многочисленных точечных источников (волновых функций Грина), расположенных либо на поверхности наблюдений и совпадающих с заданными источниками /приемниками, либо во внутренних точках среды. В свою очередь, подобные прямые задачи в случае неоднородной, сложнопостроенной среды могут решаться как с помощью приближенных асимптотических геометро-лучевых методов, так и численно, с помощью разнообразных сеточных схем. Последние методы часто называют «полно-волновыми». Кратко опишем основные особенности методов обоих направлений, принадлежащих семейству обращенного волнового продолжения.



Рис.4 Виды алгоритмов миграции и выполненные программные реализации

Асимптотические геометро-лучевые методы основаны на известном представлении искомого решения в виде произведения быстропеременной («разрывной») его части, интерпретируемой как фронт волны, и слабопеременной амплитудной части, зависящей от пространственных координат фронта. В свою очередь, положение фронта волны в пространстве зависит от времени пробега волны от источника, которое удовлетворяет известному нелинейному уравнению в частных производных первого порядка - уравнению эйконала. Расчет эйконала и дальнейшее использование общеупотребительного асимптотического приближения нулевого порядка приводит для лучевых амплитуд к линейному уравнению в частных производных первого порядка, известного как уравнение переноса [1,5]. Существуют два альтернативных метода расчета эйконала: традиционный метод характеристик, связанный с трассировкой лучей, и сравнительно новый сеточный метод непосредственного решения уравнения эйконала [17], либо отвечающего ему уравнения движения фронта волны [7].

Достоинством метода характеристик, связанного с трассировкой лучей, является возможность расчета не только первых вступлений фронта волны, но и последующих его вступлений в области складок фронта и многозначности функции эйконала. Учет многозначности эйконала важен из-за того, что в сложно-построенных моделях сред, например описывающих соляную тектонику, существенная часть энергии волны от точечного источника может располагаться не в первых, а в последующих вступлениях. Формальное применение лучевого метода сталкивается с той трудностью, что в областях каустик (складок фронта) происходит поворот фазы волны, а плотность энергии и лучевые амплитуды, связанные с локальной плотностью лучей, могут обращаться в бесконечность. Для решения этой проблемы был разработан ставший классическим метод Маслова [1], а также ставший популярным в последнее десятилетие метод суммирования Гауссовых пучков [12,16]. Заметим, что трассировка лучей предполагает наличие «вмороженных» в неоднородную среду пучка фиксированного числа лучей, отвечающих однородным волнам. Подобная система лучей от точечного источника не описывает дифракции, связанные с возможными разрывами фронта волны на резких скоростных неоднородностях, головные волны, а также неоднородные волны. В рамках градиентной скоростной модели среды в областях ее сильной неоднородности возможно резкое падение плотности лучей, а формально найденные решения могут иметь значительную погрешность. Сказанное может привести к ухудшению качества окончательных результатов миграции.

Достоинством прямых сеточных методов решения уравнения эйконала является автоматический учет дифракций, связанных с разрывами фронта на резких скоростных неоднородностях, и возможность расчета головных волн. Это позволяет находить фронты волн первых вступлений с высокой точностью и надежностью для самых сложных моделей неоднородных сред. Вкупе с сеточным решением уравнения эйконала оказывается весьма удобным находить сеточное решение уравнения переноса для лучевых амплитуд. Как и при лучевой трассировке, сеточные методы позволяют без особых проблем рассчитывать фронты подвернутых волн, меняющих направление своего движения относительно вертикальной оси глубин. Основным недостатком сеточного метода расчета эйконала является отсутствие разработанных методик расчета не только первых, но и последующих вступлений фронта волны. Кроме того, как и при лучевой трассировке, классический геометролучевой метод не описывает неоднородные волны. В настоящее время авторами реализован данный подход, а основанная на нем компьютерная программа «СейсмоСкан» используется в ОАО ЦГЭ, начиная с 2003 г., практически во всех 3-D производственных проектах, связанных с глубинной сейсмической миграцией до суммирования.

Отметим, что неоднородные волны могут иметь важную энергетическую составляющую в общем балансе энергии волнового поля при наличии в модели среды резко неоднородных включений или тонких пропластков, на границах которых обычные однородные волны могут последовательно переходить в неоднородные и затем вновь в однородные практически без потери энергии. Игнорирование таких волн в рамках геометролучевого подхода способно привести к потере

существенной доли энергии проходящих вглубь среды волн и, как следствие, к ухудшению качества окончательного сейсмического изображения. Обычно, подобные недостатки наиболее ярко проявляются на модельных синтетических данных, отвечающих резко неоднородным моделям сред с негладкими границами раздела.

Переходя к описанию семейства «полно-волновых» методов расчета функций Грина, следует указать на то их основное достоинство, что, потенциально, они способны разрешить все перечисленные выше трудности, с которыми сталкиваются геометро-лучевые методы: складки фронта волны, дифракии на его разрывах, а также неоднородные волны. В зависимости от того, каким образом производится обращенное волновое продолжение с поверхности наблюдений вглубь среды, различают глубинную экстраполяцию, предполагающую пересчет волнового поля с одного глубинного уровня на другой, а также миграцию в обращенном времени.

Методы волновой глубинной экстраполяции, основанные на решении «односторонних» псевдо-дифференциальных волновых уравнений, имеют в настоящее время хорошо развитый инструментарий [10], позволяющий довольно экономично и точно с помощью псевдо-спектральных сеточных схем находить решение для нисходящих монохроматических волн, включая неоднородные, и синтезируя, при необходимости, также решение нестационарной задачи. Поскольку непрерывное решение заранее отыскивается в виде суперпозиции плоских нисходящих волн, результаты расчетов практически свободны от регулярных помех – обратных отражений от промежуточных границ раздела среды. Это составляет важное преимущество данной группы методов. С другой стороны, именно по этой причине традиционные методы глубинной волновой экстраполяции не способны учесть подвернутые волны, которые могут возникать в среде с положительным вертикальным градиентом скорости. Это составляет заметный недостаток данной группы методов.

Полно-волновая миграция в обращенном времени, набирающая в настоящее время все большую популярность [13,15], предполагает решение эволюционной задачи, связанной с пересчетом волнового поля с текущего временного слоя на последующий. При этом используется шкала обращенного времени, что и послужило названию этой группы методов. Заметим, что данная идея отнюдь не нова. Подобным образом в 80-е годы прошедшего века сотрудниками ОАО ЦГЭ была реализована производственная программа конечно-разностной миграции суммарных разрезов [6], а затем и суммарных сейсмических кубов, основанная на решении полного скалярного волнового уравнения в обращенном времени, которая использовалась в течение ряда лет в производственных проектах. Экономичный расчет сеточного решения скалярного волнового уравнения, описывающего среду с постоянной акустической жесткостью, выполнялся при этом с помощью неявной двухслойной схемы в характеристической системе координат. В большинстве современных публикаций, посвященных этому направлению, также предполагается использование «двустороннего» волнового уравнения, причем записанного в традиционной и недивергентной его форме, фактически описывающего среду со значительными коэффициентами отражения. Для его решения используются 3-слойные по времени явные разностные схемы, в которых пространственные производные, входящие в оператор Лапласа, вычисляются с помощью дифференцирования интерполяционного тригонометрического полинома (т.н. псевдо-спектральная схема).

Использование полного волнового уравнения позволяет наряду с дифракциями, неоднородными и головными волнами, учитывать также подверну-тые волны, меняющие направление своего рас-пространения. Среди основных проблем и потен-циальных недостатков данной группы методов следует отметить, прежде всего, присутствие в решении регулярных обратно-отраженных волн помех, возникающих на всех промежуточных гра-ницах раздела и связанных с «двусторонним» характером используемого волнового уравнения, причем записанного в специфической его форме. Иной существенной проблемой является необхо-димость расчета волнового поля с довольно мел-ким шагом по времени, который должен быть соизмерим с шагом дискретизации сейсмических трасс - во избежание потери точности решения. Это делает подобные численные расчеты много-кратно более трудоемкими в сравнении с глубин-ной волновой экстраполяцией. Новой идеей является попытка использования в ходе рекон-струкции сейсмического изображения наряду с однократными также кратных отраженных волн. В настоящее время преимущества миграции в обра-щенном времени демонстрируются, главным образом, на сложных синтетических данных (модель BP, SEG-Salt и т.п.), полученных численно со своими ограничениями и допущениями. По этой причине следует с осторожностью относить-ся к оценке практических преимуществ методов данной группы. Следует ожидать дальнейшего совершенствования подобных методов. Одной из возможных перспектив является разработка эко-номичной эволюционной (в обращенном времени) схемы расчета волновой функции Грина на основе использования расходящихся волн, исключающих их отражение от промежуточных границ раздела.

Завершая обзор методов полно-волновой миграции, следует указать на их существенно большую трудоемкость (на порядки), в сравнении с асимптотическими геометро-лучевыми методами, что составляет их главный недостаток. Попытки экономизации вычислений обычно связаны с существенным загрублением точности расчетов. По этой причине демонстрируемые практические результаты полно-волновых миграций зачастую проигрывают по качеству результатам более традиционных геометро-лучевых миграций Кирхгофа.

В заключение необходимо коротко упомянуть о появлении в прошедшее десятилетие нового класса скоростных моделей неоднородной земной среды и отвечающих ему модификаций миграции, допускающих учет анизотропии скоростей. Указанная анизотропия, основанная на модели Томсена [18], предполагает использование наряду с традиционным кубом интервальных/пластовых скоростей продольных волн еще двух дополнительных кубов, отвечающих параметрам анизотропии ε и δ. С кинематической точки зрения наличие анизотропии приводит к изменению формы фронтов волн относительно изотропной модели, с которой может быть связана негиперболичность годографов отраженных волн. В частном случае $\varepsilon=\delta$ среда характеризуется эллиптической анизотропией. Соответствующее модели Томсена эвристическое скалярное волновое уравнение содержит частные производные 4-го порядка [9]. Соответственно, изменяется отвечающее ему уравнение эйконала. Основной причиной практического использования неоднородных анизотропных моделей является попытка компенсации наблюдаемых расхождений между оценками интервальных скоростей по критерию оптимальной фокусировки сейсмических волн в ходе миграции и имеющимися их скважинными оценками (например, по

данным ВСП). Нередко, указанные скорости имеют систематические отклонения в пределах 5-7%. Указанные отличия бывает возможно скомпенсировать, вводя дополнительные свободные параметры Томсена ε и δ. При этом, результаты миграции изменяются несущественно. С точки зрения оценки информативности и физичности построенной таким образом неоднородной анизотропной модели укажем на следующее обстоятельство. Задача построения неоднородной изотропной модели пластовых скоростей по сейсмическим данным, описываемая единственным параметром скорости продольных волн, является слабо- корректной. В модели анизотропии Томсена к этому неизвестному параметру скорости добавляются еще два других независимых свободных параметра. Их наличие, конечно, не делает задачу более корректной. В силу сказанного, найденным параметрам вряд ли стоит предавать физический смысл, а рассматривать их оценку как одну из возможных формальных процедур увязки скважинных данных с результатами миграции.

Источники.

1. Вайнберг Б.Р.. Асимптотические методы в уравнениях математической физики. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1982.
2. Гогоненков Г.Н., Мясников В.П., Плешкевич А.Л., Турчанинов В.И.. Особенности кластерной реализации 3-D глубинной сейсмической миграции до суммирования; расширенные тезисы доклада, Москва, SEG, 2003.
3. Гогоненков Г.Н., Мороз Б.П., Плешкевич А.Л., Турчанинов В.И.. Теоретические основы и практическое использование отечественной программы 3D-глубинной сейсмической миграции до суммирования. Геофизика, N 4, 2007, с.15-24.
4. Клаербоут Д.Ф.. Теоретические основы обработки геофизической информации с приложением к разведке нефти. – Пер. англ. М.: Недра, 1981.
5. Кравцов Ю.А., Орлов Ю.И.. Геометрическая оптика неоднородных сред. – М.: Наука,1980.
6. Локтионов Б.А., Плешкевич А.Л.. Конечно-разностная миграция временных разрезов на основе решения полного скалярного волнового уравнения. – Геофизический журнал, т.10, N 5, 1988, с.88-93.
7. Локтионов Б.А., Плешкевич А.Л.. Разностный метод решения уравнения эйконала. – Изв. АН СССР. Физика Земли, N 12, 1989, с.57-64.
8. Петрашень Г.И., Нахамкин С.А. Продожение волновых полей в задачах сейсморазведки. - Л.: Наука, 1973.
9. Alkhalifah, T. An acoustic wave equation for anisotropic media. - Geophysics, vol.65, N.4, 2000, p.1239-1250.
10. Biondi B.L. 3-D seismic imaging. - Stanford University, 2004, p.368.
11. Gazdag J.. Wave equation migration with phase-shift method. – Geophysics, vol.43, N.7, 1978, p.1342-1351.
12. Gray S.H.. Gaussian beam migration of common-shot records. - Geophysics, vol.70, N.4, 2005, p.S71–S77
13. Liu F., Zhang G., Morton S.A., Leveille J.P.. An optimized wave equation for seismic modeling and reverse time migration. - Geophysics, vol.74, N.6, 2009, p.WCA153–WCA158.
14. Miller D., Oristaglio M., Beylkin G.. A new slant of seismic imaging: Migration and integral geometry. – Geophysics, vol.52, N.7, 1987, p.943-964.
15. Pestana R.C., Stoffa P.L.. Time evolution of the wave equation using rapid expansion method - Geophysics, vol.75, N.4, 2010, p.T121–T131
16. Popov M. M., Semtchenok N. M., Popov P. M., Verdel A. R.. Depth migration by the Gaussian beam summation method. - Geophysics, vol.75, N.2, 2010, p.S81–S93.
17. Popovici A., Sethian J.. 3-D imaging using higher order fast marching traveltimes. - Geophysics, vol.67, N.2, 2002, p.604-609.
18. Thomsen, L. Weak elastic anisotropy. - Geophysics, vol.51, N.10, 1986, p.1954-1996.
19. Yilmaz O., Claerbout J.F.. Prestack partial migtation. - Geophysics, vol.45, N.12, 1980, p.1753-1779.

ВНИМАНИЮ ГЕОФИЗИКОВ

Государственным научным центром Российской Федерации ВНИИгеосистем подготовлен Справочник «Сертификация геофизической продукции».

Справочник содержит полные сведения о Системе сертификации геофизической продукции по состоянию на 01.01.2011 года, в том числе: организационную структуру и основные принципы функционирования Системы, правила и порядок проведения сертификации геофизической продукции, базу данных стандартов, принятых в Системе, сведения о сертифицированной продукции, о сертификационных лабораториях и экспертах.

Приведенные сведения изложены в следующих разделах и приложениях:

Введение
1. Система сертификации геофизической продукции
1.1. Общие положения
1.2. Организационная структура и управление Системой
1.3. Основные принципы функционирования Системы
2. Правила и порядок проведения сертификации геофизической продукции
3. Система стандартов в области сертификации геофизической продукции
4. Испытательные лаборатории по сертификации геофизической продукции
5 Реестр системы сертификации геофизической продукции
6 Эксперты системы сертификации геофизической продукции

Приложение А. Основные термины и определения в области сертификации геофизической продукции

Приложение Б. Форма заявки на проведение сертификации

Приложение В. Форма сертификата соответствия Системы добровольной сертификации геофизической продукции

Приложение Г. Перечни продукции, сертифицированной в Системе сертификации геофизической продукции на соответствие требованиям нормативных документов, сведения об аккредитациях в Системе и нормативной базе Системы, включённые в Реестр Системы

Приложение Д. Оснащенность испытательных лабораторий по сертификации геофизической продукции

Объем справочника более 100 страниц.

Заявки на приобретение Справочника следует направлять по адресу: 117105, Россия, Москва, Варшавское шоссе, дом.8, лаборатория 7, e-mail: lab7@geosys.ru

Статья посвящена описанию новой технологии прогнозирования каротажных данных в объёме в межскважинном пространстве на примере коэффициента пористости при помощи искусственных нейронных сетей. В статье изложена постановка задачи и подробно описаны этапы технологии, такие как подготовка обучающей выборки, выбор архитектуры сети, обучение нейронной сети и расчёт прогнозного куба.

Применение нейросетей для прогнозирования пористости в 3D кубах (расчет по сейсмическим атрибутам и каротажным данным)

Лаврик А.С., Логинов Д.В., Ванярхо М.А., ОАО «ЦГЭ», г. Москва

Введение

В данной статье мы приводим описание нового подхода к прогнозированию пористости в кубах 3D на основе нейронных сетей. Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) среды в межскважинном 3D объеме является одной из интенсивно развивающихся областей разведочной геофизики нефти и газа. Априорные модели, построенные в предположении о возможном виде связей между свойствами сейсмических полей, геофизическими исследованиями скважин (ГИС) и ФЕС (или свойствами пород, их петрофизическими характеристиками), пытаются явно выразить эти связи в аналитическом виде и использовать полученные теоретические результаты для прогнозирования с помощью подбора параметров моделей. Однако, сложность физических явлений, лежащих в основе подобных закономерностей, нелинейный характер взаимодействия среды с сейсмическими полями, осложняющийся уникальными условиями залегания, далеко не всегда позволяют получить удовлетворительную модель для прямого прогнозирования ФЕС. В этом случае большое значение приобретает альтернативный подход, заключающийся в том, что данные сейсмики S и измерений ГИС G, играющие второстепенную роль при построении априорных моделей, выступают на первое место и при помощи некоторого настраиваемого (при помощи параметров P) механизма нелинейного отображения $F(S \to G; P)$, позволяют получить неявную модель среды, основанную непосредственно на данных измерений [1-8]. Таким образом, появляется возможность, минуя промежуточные шаги, получать результат прогнозирования напрямую, при помощи найденной аппроксимации нелинейного отображения F. В частности, подобный нелинейный механизм представляют искусственные нейронные сети (ANN), которые и использовались в нашей работе.

Этапы построения прогнозного куба 3D

На Рис.1 представлены основные этапы построения прогнозного куба 3D. На 1-м этапе производится подготовка обучающей выборки для обучения прогнозирующей нейронной сети. Далее (Этап 2) производится выбор архитектуры нейронной сети. В наших исследованиях использовалась специально разработанная нейронная сеть на основе многослойного линейного перцептрона с модифицированным алгоритмом обучения Левенберга-Марквардта [9, 10, 11] и начальной инициализацией сети с помощью метода Нгуена-Видроу [12]. Выбор архитектуры (количество слоев и нейронов) производился при помощи специально разработанной процедуры автоматического выбора оптимальной конфигурации сети. На 3-м этапе производится обучение сети с выбранной конфигурацией на полученной ранее обучающей выборке. И, наконец, на 4-м этапе с помощью обученной нейронной сети производится расчет прогнозного 3D куба.

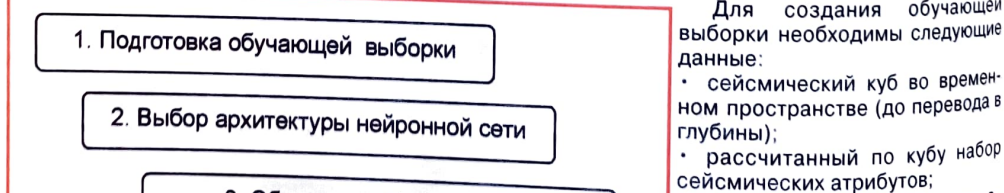


Рис.1 Этапы построения прогнозного куба 3D

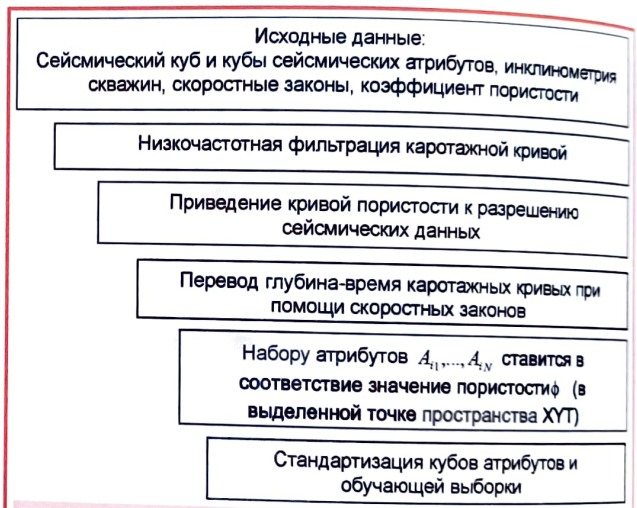


Рис.2 Подготовка обучающей выборки

Подготовка обучающей выборки. Исходные данные

Для создания обучающей выборки необходимы следующие данные:

- сейсмический куб во временном пространстве (до перевода в глубины);
- рассчитанный по кубу набор сейсмических атрибутов;
- данные о траекториях скважин;
- скоростные законы на скважинах;
- данные коэффициента пористости вдоль стволов скважин.

Можно было бы предложить другую комбинацию исходных

данных, в которой сейсмический куб пересчитан в глубину. В этом случае все вычисления проводились бы в едином «геологическом» пространстве, однако такой вариант менее предпочтителен, поскольку при пересчёте в глубину могут вноситься искажения в форму сейсмического сигнала. Далее в тексте мы будем считать, что используется первый набор исходных данных.

Обучающая выборка – это таблица $A_{i1},\ldots,A_{iN} \to \varphi_i, i=1,\ldots,M$, где $A_j, j=1,\ldots,N$ – сейсмические атрибуты, от которых может зависеть коэффициент пористости φ, M - объем выборки, φ - количество сейсмических атрибутов. Обучающая выборка подается на вход нейронной сети для её обучения.

Перевод глубина-время каротажных кривых при помощи скоростных законов

Ключевым моментом при подготовке исходных данных является нахождение скоростного закона в каждой скважине. Точность привязки глубинных отметок к соответствующим осям синфазности в сейсмическом кубе является критическим параметром для решения всей задачи.

В результате того, что при помощи скоростного закона сейсмические и каротажные данные располагаются в одном пространстве, появляется возможность каждому значению коэффициента пористости сопоставить набор значений сейсмических атрибутов, измеренных в этой точке пространства.

На этом этапе возникают две проблемы: первая – разрешение скважинных данных на порядок превышает разрешение сейсмических измерений; вторая – траектория ствола скважины, как правило, не попадает в узлы решётки сейсмических 3D данных.

Первая проблема является достаточно сложной. Если для создания обучающей выборки использовать дискретизацию каротажных измерений, то можно получить противоречивую выборку, поскольку одним и тем же значениям сейсмических атрибутов могут соответствовать различные значения коэффициента пористости. Напротив, если за основу мы возьмём дискретизацию сейсмических измерений, то обучающая выборка превратится в белый шум.

Низкочастотная фильтрация каротажной кривой

Мы предлагаем привести скважинные данные (коэффициент пористости) к такому частотному составу, при котором мы могли бы сопоставить эти измерения с сейсмическими данными. Иными словами, при помощи преобразования Фурье мы убираем из кривой пористости высокие частоты, ограничивая спектр. Таким образом, применяется низкочастотный фильтр, оставляющий в сигнале колебания, период которых больше заданного

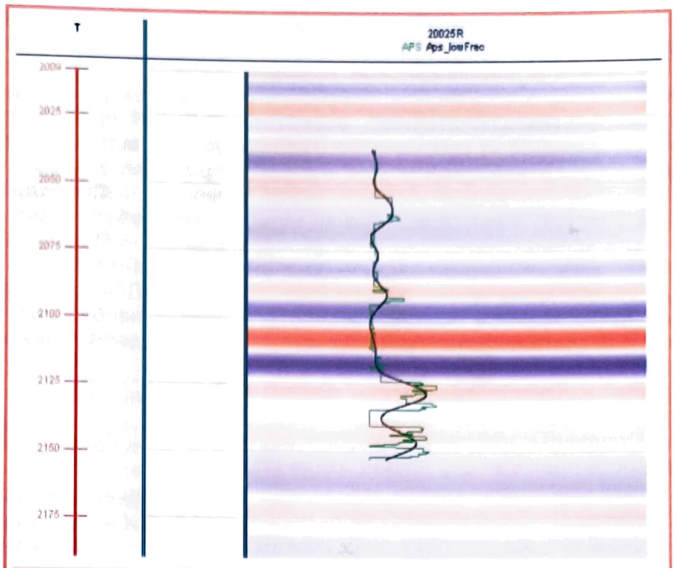


Рис.3. Исходная (зеленый) и отфильтрованная (чёрный) каротажные кривые

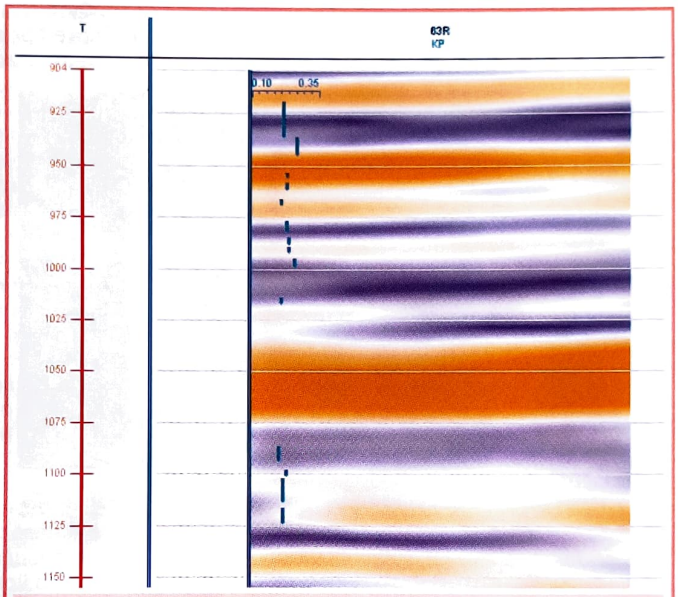


Рис.4. Коэффициент пористости, заданный интервально, изображённый на фоне сейсмического куба во временной области

порога (например, двадцати метров). После этого, основываясь на теореме Котельникова-Шеннона, переходим к шагу дискретизации сейсмического сигнала (Рис.3). Такой способ приведения позволяет решить проблемы алайсинга.

Приведение кривой пористости к разрешению сейсмических данных

Отметим, что фильтрация проводится до перевода каротажных данных во временную область. После перевода во временную область получается дискретно заданная функция пористости на неравномерной решётке. При проведении преобразований преследуются следующие цели:

1) получение пористости φ во временной области;

2) для фиксированного интервала времени количество дискретов, на которых определёно значение пористости φ, примерно такое же, как и количество дискретов, которыми представлена сейсмическая трасса на том же интервале.

Задание соответствия набора сейсми-

ческих атрибутов $A_{i1},\ldots,A_{iN}$ и пористости φ (в выделенной точке пространства XYT).

Далее каждому значению коэффициента пористости, отнесённого к конкретному месту пространства XYT, ставится в соответствие набор значений из сейсмического куба и кубов атрибутов, отнесённый к этой же точке пространства с помощью восьмиточечной линейной интерполяции. Линейную интерполяцию можно использовать, предполагая, что в пределах дискретизации сейсмические атрибуты ведут себя линейно.

При описанном подходе мы, естественно, теряем детальность представления, свойственную скважинным данным, но на данном этапе развития технологии такие потери являются удовлетворительными.

Описанная процедура создания обучающей выборки подходит для случая, когда прогнозируемая каротажная кривая задана непрерывно (с малым шагом дискретизации, например 20 см.). Однако на практике коэффициент пористости часто представлен в виде интервальной (ступенчатой) кривой, значения которой постоянны в пределах одного пласта. В случае, если длина интервала меньше характерной длины сейсмической волны, то точкой соответствия с сейсмическими атрибутами можно выбрать начало интервала. Интервалы с постоянным значением пористости, длина которых сопоставима с длиной сейсмической волны или больше, интервал можно разбить на несколько частей и, таким образом свести к предыдущему случаю.

Стандартизация кубов атрибутов и обучающей выборки

Последним этапом подготовки обучающей выборки является процесс стандартизации. Для корректной работы нейронной сети необходимо произвести статистическую стандартизацию входов этой сети, то есть провести преобразование $A_s = \frac{A - \bar{A}}{S}$ для каждого «образца дляобучения» (A_s – стандартизованное значение входной переменной, A – исходное значение входной переменной, $\bar{A}$ – среднее значение, S – стандартное отклонение). Однако вычислять среднее и стандартное отклонение следует не только по обучающей выборке, а по всему объему кубов атрибутов, так как значения в обучающей выборке представляют собой лишь малое подмножество всего пространства прогнозирования. Для согласования с обучающей выборкой процесс стандартизации необходимо провести и для каждого куба атрибута.

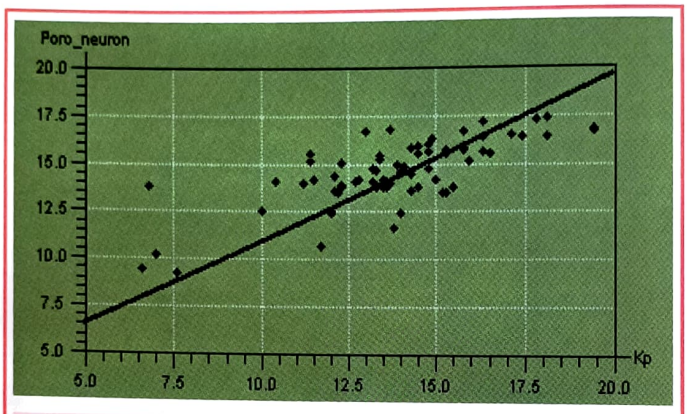


Рис 5. Коэффициент корреляции между прогнозом пористости и истинным значением (0.75)

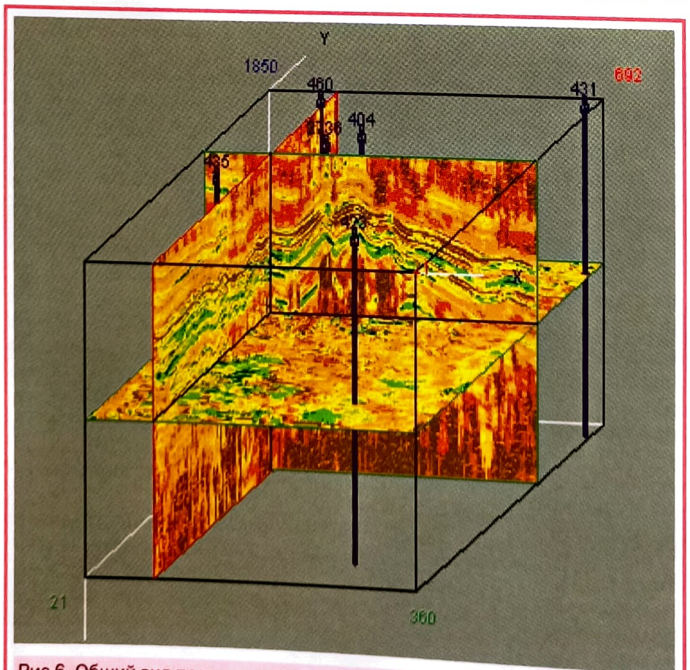


Рис 6. Общий вид прогнозного куба пористости

Выбор архитектуры нейронной сети

Архитектура нейронной сети определяется следующими факторами:

- выбор типа сети;
- выбор алгоритма обучения;
- выбор способа начальной инициализации;
- выбор активационных функций;
- выбор количества скрытых слоев (для сетей, допускающих несколько слоев);
- выбор количества нейронов на каждом скрытом слое.

В нашем случае была выбрана сеть типа многослойный линейный перцептрон (MLP) [9,13]. Сеть MLP является универсальным аппроксиматором для широкого класса функций. Для обучения сети использовался модифицированный метод обучения - алгоритм Левенберга-Марквардта [9,10,11]. Этот метод обеспечивает лучшую сходимость и существенно быстрее обычных методов градиентного спуска. Начальная инициализация определяет начальное распределение весов сети и при удачном выборе обеспечивает быструю сходимость. В нашей работе был использован метод Нгуена-Видроу [12], позволяющий работать в почти линейной, ненасыщенной области функций активации, что обеспечивает лучшую сходимость и устойчивость работы алгоритма. Активационной функцией был выбран гиперболический тангенс $th(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}}$,

который является симметричной функцией с достаточно широкой областью линейности [13]. Для исследования и выбора оптимальной структуры нейронной сети был использован специально разработанный алгоритм быстрого выбора с полным перебором вариантов сетей с различным количеством скрытых слоев и нейронов на каждом слое. Для обработки материалов, используемых на практике, оказалось достаточным использование двух слоев с количеством нейронов 17 и 3 или одного слоя с 20 нейронами.

Обучение нейронной сети

Критерием обучения сети служит суммарная квадратичная ошибка $\varepsilon = \sum_{i=1}^{M} (\phi^i_{ист} - \phi^i_{прог})^2$, получаемая между выходом нейронной сети (прогнозом пористости) и истинным значением пористости на обучающей выборке. Целью обучения является минимизация среднеквадратической ошибки при сохранении обобщающих, прогностических возможностей сети.

На рис.5 приведен полученный кросс-плот прогнозного значения пористости, рассчитанного по нейронной сети и истинных значений пористости по обучающей выборке. При этом очевидно хорошее согласование значений при коэффициенте корреляции равном 0.75.

Расчет прогнозного куба 3D

В результате получения обученной нейронной сети (иными словами после построения на ее основе аппроксимации отображения $F(S \to G;P)$), становится возможным рассчитать прогнозный куб пористости (рис.6).

Далее, для всех точек пространства XYT, в которых определён сейсмический куб и его атрибуты, получаем значения аппроксимируемой функции F. Поочерёдно на вход нейронной сети, реализующей отображение F, подаются значения сейсмических атрибутов из каждой точки пространства и в результате получается расчетное значение пористости в данной точке.

Примеры применения

Описанный выше подход прогнозирования пористости в 3D кубах был реализован в виде производственной технологии, разработанной в ОАО «ЦГЭ» и успешно применённой при работе на площадях: Восточно-Ингинская, Пальяновская, Узень, Восточный Уренгой, Северо-Истокская и др.

Технология представляет собой комплекс из двух программных продуктов, также разработанных в ОАО «ЦГЭ». Это интерпретационный комплекс DvSeisGeo [14], в котором в рамках данной технологии осуществлялся расчёт сейсмических атрибутов, подготовка обучающей выборки и анализ результатов, а также программа SeisProN [15], в которой был проведён выбор архитектуры нейронной сети, обучение нейронной сети и расчет прогнозного куба пористости. Куб пористости представлен в стандартном формате SegY.

Выводы

В приведенной работе описаны этапы производственной технологии, позволяющей получать кубы пористости на основе совмещения данных сейсморазведки, ГИС и нейронных сетей. Данная технология впервые позволяет получать данные прогноза напрямую – на основе моделирования свойств среды при помощи нейронной сети, как механизма нахождения и отображения нелинейных связей между сейсмическими атрибутами и прогнозным параметром (ФЕС) (пористостью). При соответствующем выборе сейсмических атрибутов, обучающей выборки и скважинных данных данная технология легко расширяется до прогнозирования произвольных прогнозных параметров, для которых существует зависимость от сейсмических данных. Авторами планируется объединение технологии в рамках единой программы, позволяющей визуализировать данные и составлять произвольные выборки для обучения нейронных сетей и прогнозирования. Практический опыт применения технологии заслужил высокую оценку производственных подразделений и показал своевременность выполненных исследований и разработок, воплощенных в новую технологию.

Литература

1. Daniel P.Hampson, James S.Shuelke, and John A.Quirein , 2001, Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data: Geophysics, Vol.66, No.1, pp.220-236.
2. Rafael E.Banchs and Reinaldo J.Michelena, 2002, From 3D seismic attributes to pseudo-well-log volumes using neural networks: Practical considerations: The Leading Edge 21, 996.
3. Zhengping Liu and Jiaqi Liu, 1998, Seismic-controlled nonlinear extrapolation of well parameters using neural networks: Geophysics, Vol.63, No.6, pp.2035-2041.
4. Rafael E.Banchs and Reinaldo J.Michelena, 2000, Well log estimates and confidence intervals by using artificial neural networks: SEG Technical Program Expanded Abstracts, pp.1430-1432
5. Philip S.Shultz, Shuki Ronen, Masami Hattori and Chip Corbett, 1994, Seismic-guided estimation of log properties (Part 1: A data-driven interpretation methodology), The Leading Edge 13, 305.
6. Philip S.Shultz, Shuki Ronen, Masami Hattori and Chip Corbett, 1994, Seismic-guided estimation of log properties (Part 2: Using artificial networks for nonlinear attribute calibration), The Leading Edge 13, 674.
7. Philip S.Shultz, Shuki Ronen, Masami Hattori, Pascal Mantran and Chip Corbett, 1994, Seismic-guided estimation of log properties (Part 3: A controlled study), The Leading Edge 13, 770.
8. M. Turhan Taner. 2001, Seismic Attributes: Rock Solid Images, Houston, U.S.A. CSEG Recorder, September 2001
9. Осовский С., 2004, Нейронные сети для обработки информации / пер. И.Д.Рудинского. - М.: Финансы и статистика.
10. Fletcher R., 1980, Practical methods of optimization. Vol. 1: Unconstrained Optimization. Department of Mathematics: University of Dundee, Scotland, U.K.
11. Manolis I., A. Lourakis. 2005, A brief description of the Levenberg-Marquardt algorithm implemented. Institute of computer science foundation for research and technology, Heraklion, Crete, Greece.
12. Nguyen D., and Widrow B., 1990, Neural Networks, 1990 IJCNN International Joint Conference on Volume , Issue , 17-21 Jun 1990 Page(s):21 - 26 vol.3.
13. Тархов Д.А., 2005, Нейронные сети. Модели и алгоритмы, "Радиотехника", Москва.
14. Комплекс DvSeisGeo, 2007, Федоров А.Л., Ческис В.Л., Ческис О.А., Казаров А.С., Ванярхо М.А., ОАО "ЦГЭ"
15. Программа SeisProN, 2006, Кашик А.С., Логинов Д.В., Лаврик С.А., Белянушкина М.С., Ванярхо М.А., ОАО "ЦГЭ"

Дается характеристика разработанной в ОАО «ЦГЭ» системы обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП, предназначенной для определения геометрических параметров гидроразрыва. Отличие разработанной системы от существующих аналогов заключается в применении современных алгоритмов адаптивной сейсмоэмиссионной томографии, использующей технику высокого разрешения, а также более совершенных приемов интерпретации результатов с учетом напряженно-деформированного состояния в окрестности зоны ГРП. Это позволяет повысить достоверность и точность контроля геометрии ГРП. Принципиальное отличие заключается в наличии специальных средств диагностики и коррекции записей, что является необходимым условием для успешной работы в наблюдательных скважинах из старого фонда с несовершенными условиями приема. Разработанная система прошла успешное применение при мониторинге ГРП на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Казахстана.

Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП

Александров С.И., Институт физики Земли, г. Москва
Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В., ОАО «ЦГЭ», г. Москва,
Мишин В.А., ООО «Викосейс», г. Москва

Введение

Инновационная технология пассивного сейсмического мониторинга (ПСМ) применяется для контроля геометрии гидравлических разрывов пластов (ГРП) при разработке низкопроницаемых коллекторов углеводородов, а также угольного метана [1, 2]. Методика ПСМ основана на обнаружении и локализации источников сейсмической эмиссии в зоне ГРП, вызванной изменениями в напряженно-деформированном состоянии пород в результате закачки флюидов, проппанта или других материалов в скважину и образования разрыва. Регистрация сейсмоэмиссионных событий обычно производится в скважинах, соседних со скважиной ГРП, при помощи многоуровневых трехкомпонентных сейсмических зондов. Контроль геометрии гидроразрывов позволяет повысить эффективность и минимизировать риски при выполнении операции ГРП.

Ниже дается характеристика разработанной в ОАО «ЦГЭ» системы обработки данных ПСМ – MultiVSP-PSM.

Задачи ПСМ и особенности обработки данных

Перед обработкой данных ПСМ ГРП обычно ставятся следующие задачи:

- динамическая 3D визуализация процесса образования гидроразрыва;
- определение геометрических параметров гидроразрыва (азимут простирания, длина крыльев, высота и асимметрия);
- получение данных для оперативной коррекции дизайна ГРП.

Постановка задачи получения оперативных данных, что актуально для проводимых в последнее время работ по множественным (зональным) ГРП в горизонтальных скважинах, требует применения схемы мониторинга в режиме «онлайн», показанной на рис. 1. Это накладывает дополнительные условия обработки данных в режиме «реального времени» [3].

Другой принципиальной особенностью ПСМ является большой объем исходных данных (например, количество сейсмограмм в одном эксперименте мониторинга в тысячи раз превы-

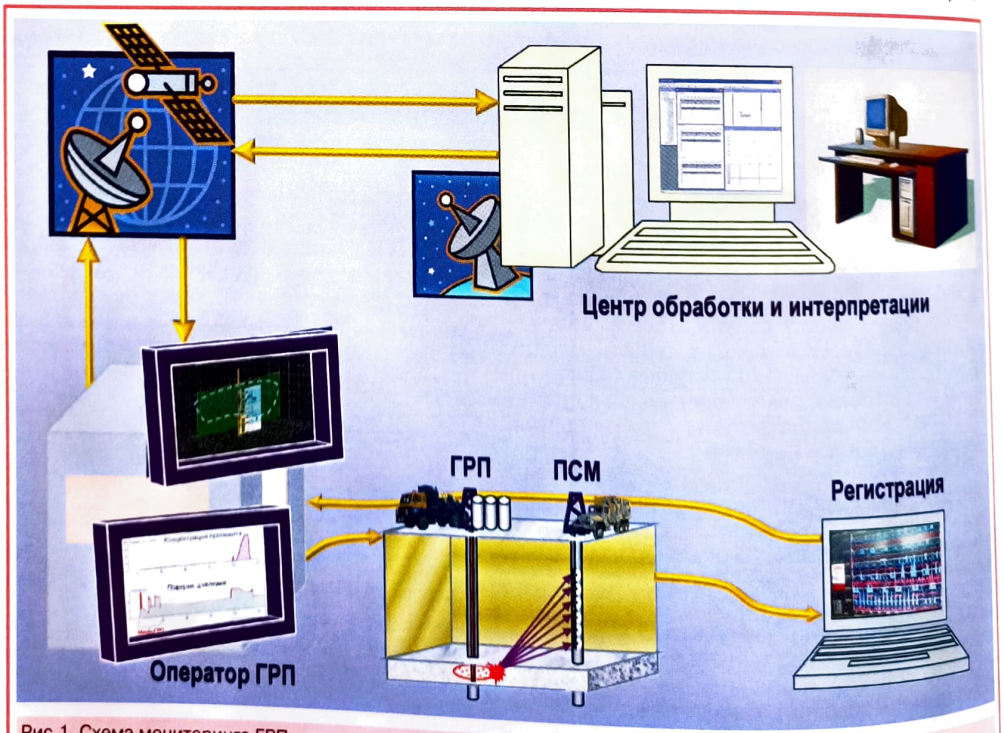


Рис.1. Схема мониторинга ГРП в режиме «онлайн» при помощи спутниковой телеметрии

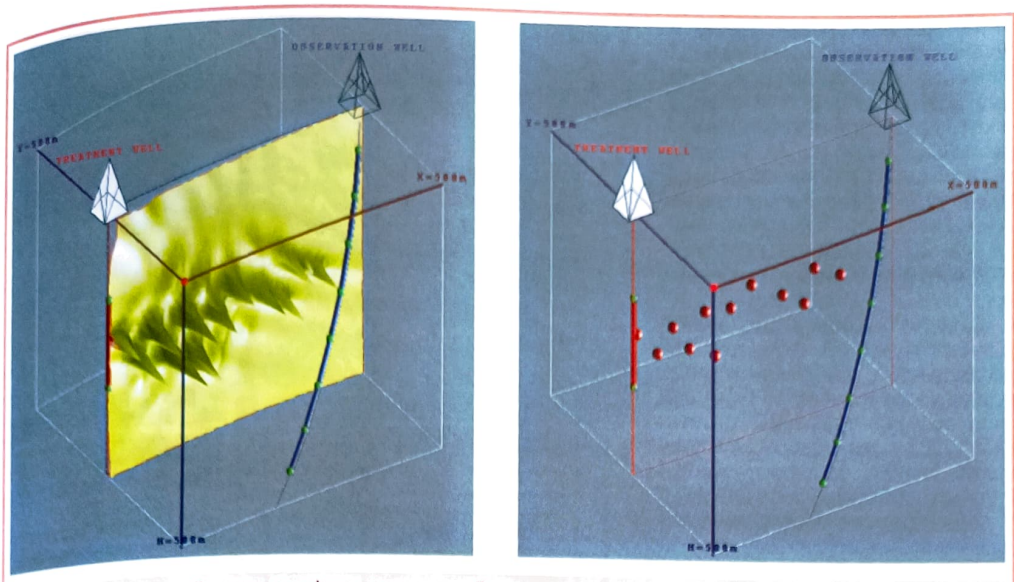


Рис.2. Метод микросейсмотомографии, применяемый в системе MultiVSP-PSM для локализации интерференционных сейсмоэмиссионных источников: слева показано одно из сечений поля интенсивности сейсмической эмиссии, справа - искомые источники, которые определены при помощи анализа поля интенсивности (по пикам интенсивности)

шает аналогичный объем при стандартных работах ВСП – за исключением массивного 3D ВСП). Это требует применения обработки в автоматическом режиме для всех основных операций анализа [4].

Следующей принципиальной особенностью системы обработки данных ПСМ является динамическая 2D/3D визуализация, которая необходима как при контроле хода процесса обработки, так и при интерпретации данных для диагностической визуализации процесса образования гидроразрыва.

О приемах локализации сейсмоэмиссионных источников

Метод Гейгера

Для локализации микросейсмических событий обычно используется метод Гейгера [3, 4], который применяется в сейсмологии для определения эпицентров землетрясений. Этот метод имеет определенные ограничения. Необходимое условие его применения заключается в предварительном обнаружении вступлений продольной и поперечной волн от одного и того же источника (для локализации источника измеряются разности времен вступлений продольной и поперечной волны в нескольких точках приема и соответствующие направления прихода лучей, оцениваемые по поляризации волн). Собственно процедура локализации источника заключается в минимизации погрешности в наблюденных и полученных при помощи трассировки лучей расчетных значениях параметров. При интерференции волн эта процедура часто не дает однозначного результата. Вследствие этого при анализе данных мониторинга метод Гейгера имеет относительно невысокий выход - распознаются только 10-15% от общего числа зарегистрированных микросейсмических событий.

Метод микросейсмотомографии

Для анализа сейсмических трехкомпонентных наблюдений разработаны специальные алгоритмы адаптивной поляризационно-кинематической фокусировки волнового поля, использующие технику высокого разрешения [5]. Адаптивные методы обладают существенно более высокой способностью гашения паразитных лепестков характеристики направленности приемной антенны по сравнению с неадаптивными методами, что приводит к большей достоверности анализа.

Один из робастных адаптивных методов, микросейсмотомография на основе узконаправленной поляризационно-кинематической фокусировки, реализован в обрабатывающей системе MultiVSP-PSM [6]. Он автоматически подключается в случае отказа работоспособности метода Гейгера (например, в случае интерференции волн и проблем с идентификацией пары продольных и поперечных волн от одного источника). Он является более робастным, чем метод Гейгера, в частности, он менее критичен к погрешностям при определении времен вступлений волн при их автопикинге.

На рис.2 проиллюстрирован принцип работы техники микросейсмотомографии для локализации интерференционных сейсмоэмиссионных источников: здесь показана полученная в результате фокусировки энергетическая поверх-



Рис.3. Блок-схема алгоритма определения интенсивности источников сейсмической эмиссии при помощи узконаправленной поляризационной фокусировки волнового поля

ность, соответствующая одному из сечений поля интенсивности сейсмической эмиссии, а также искомые источники, которые определяются по энергетическим локальным максимумам. На рис.3 показана блок-схема алгоритма определения интенсивности источников сейсмической эмиссии при помощи узконаправленной поляризационной фокусировки волнового поля.

Следует отметить, что анализ записей наземных и скважинных наблюдений при мониторинге существенно отличается даже при использовании одинакового метода фокусировки: в первом случае используются длинные записи (обычно несколько часов и более), содержащие большой процент различных техногенных помех и малый процент полезных сигналов, во втором – непосредственно только импульсы выделенных полезных волн. Кроме того, условия сигнал/помеха также существенно отличаются (при приближении к поверхности отношение с/п уменьшается «по гиперболе в квадрате», т.к. основные помехи связаны с работающим оборудованием в окрестности устья скважин на разрабатываемом месторождении).

Система обработки данных ПСМ

Обрабатывающая система MultiVSP-PSM построена в соответствии с общими принципами построения интегрированных систем обработки данных скважинных наблюдений [7]. Она имеет следующие особенности:

- работа под управлением операционной системы MS Windows®;
- идеология "клиент - сервер", делающая систему аппаратурно-независимой;
- многопоточность и многопользовательность, позволяющие одновременно осуществлять разные стадии обработки;
- использование разделяемой базы данных с поддержкой стандартных форматов;
- возможность функционирования в режиме реального времени;
- встроенные и связанные между собой средства визуализации (визуализация модели данных, 2D/3D визуализация);
- автономные модули загрузки сейсмограмм в базу данных;
- расширяемый набор алгоритмов обработки;
- наличие средств настройки параметров обработки в интерактивном режиме;
- функции настраиваемого пользователем препроцессинга и самонастраивающегося режима основной обработки в автоматическом режиме;
- средства контроля качества, динамической коррекции записей и повышения отношения сигнал/помеха и др.



Рис.4. Блок-схема обработки данных ПСМ

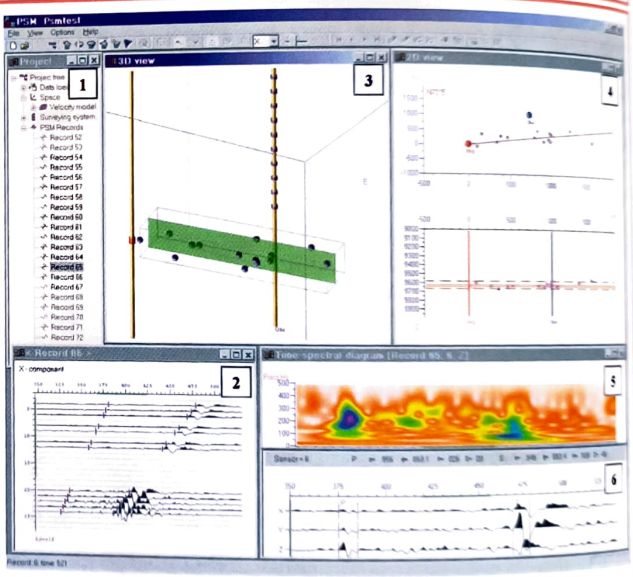


Рис.5. Вид рабочих окон системы обработки данных ПСМ: 1 - дерево загруженных сейсмограмм; 2 – сейсмограмма текущего сейсмомиссионного события; 3 - окно 3D-визуализации плоскости гидроразрыва; 4 - окно визуализации сейсмоэмиссионных источников в плане и в вертикальном сечении; 5 и 6 - вспомогательные окна для изучения спектральных и поляризационных характеристик событий

Рис.4 иллюстрирует полный цикл обработки данных ПСМ: от загрузки полевых записей в базу данных в ждущем (при обработке в режиме «реального времени») или интерактивном режимах до визуализации пространственного распределения источников сейсмической эмиссии в зоне ГРП и построения искомой плоскости трещины ГРП. В состав системы входят дополнительные модули, обеспечивающие азимутальную ориентацию трехкомпонентных записей, спектральный и поляризационно-кинематиче-

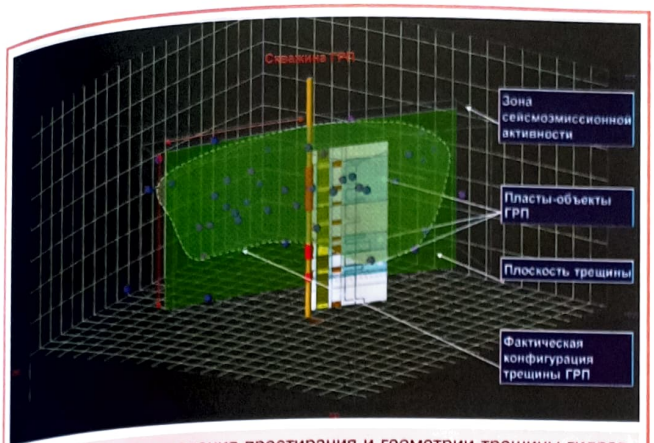


Рис.6. Пример определения простирания и геометрии трещины гидравлического разрыва при помощи системы MultiVSP-PSM

ский анализ волн, уточнение скоростной модели для P- и S-волн, калибровочную пристрелку по выстрелам перфоратора, а также модули расчета упругих дислокаций, характеризующих напряженно-деформированное состояние в окрестности зоны ГРП.

На рис.5. показан вид рабочих окон системы обработки данных ПСМ, включая дерево загруженных сейсмограмм активного проекта, окно визуализации сейсмограмм, окна визуализации сейсмоэмиссионных источников и искомой плоскости гидроразрыва, а также некоторые из вспомогательных окон для изучения спектральных и поляризационных характеристик событий.

Основные процедуры обработки осуществляются в автоматическом режиме (включая процедуры контроля качества и динамической коррекции данных, обнаружения и распознавания волн от искомых событий, пространственно-временной локализации событий и определения геометрии разрыва и др.).

На рис.6 показан характерный пример результатов определения простирания и геометрии трещины гидроразрыва при помощи системы MultiVSP-PSM. Этот пример, в частности, показывает, что фактическая конфигурации трещины ГРП может быть достаточно сложной и отличаться от упрощенной ее геометрии по данным дизайна ГРП (наиболее распространенным отличием является асимметрия крыльев гидроразрыва, которую невозможно предсказать при составлении дизайна ГРП).

Заключение

Отличие разработанной в ОАО «ЦГЭ» системы MultiVSP-PSM от существующих зарубежных аналогов заключается в комплексном подходе, основанном на применении как традиционных методов локализации событий, так и более совершенных методов многомерного анализа, (вейвлетного, семблансного и поляризационно-кинематического анализа), фильтрации (узконаправленной поляризационной фильтрации) и адаптивной микросейсмотомографии, использующей технику высокого разрешения, а также приемов интерпретации результатов с учетом напряженно-деформированного состояния в окрестности зоны ГРП. Это позволяет повысить достоверность и точность контроля геометрии ГРП. Другое принципиальное отличие заключается в наличии специальных средств диагностики и коррекции записей, что является необходимым условием для успешной работы в наблюдательных скважинах из старого фонда с несовершенными условиями приема [8].

Система MultiVSP-PSM, разработанная в ОАО «ЦГЭ», прошла успешное применение при мониторинге ГРП на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Казахстана [9-12].

Литература

1. Maxwell, S.C. and Urbancic, T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. The Leading Edge, 2001, 6, p.636-639.
2. Johnson, R.L., Scott, M.P., Jeffrey, R.G., Chen, Z., Bennett, L., Vandenborn, C., Tcherkashnev, S. Evaluating Hydraulic Fracture Effectiveness in a Coal Seam Gas Reservoir from Surface Tiltmeter and Microseismic Monitoring. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September 2010. SPE 133063
3. Walter, L.A., Zinno, R.J., Urbancic, T.I. Real-time fracture diagnostic – using a multi-level, multi-component, large aperture seismic receiver. Annual Meeting, SEG, Calgary, 2000. Expanded Abstracts.
4. Oye, V., Roth, M. and Jahren, L. Automatic real-time processing of induced microseismic data, EAGE 64th Conference & Exhibition, Florence, 2002, p.236.
5. Александров С.И. Поляризационный анализ сейсмических волн. М.: ОИФЗ РАН, 1999, 142 с.
6. Alexandrov, S.I., Gogonenkov, G.N., Mishin, V.A., Tessman, D.J. A new processing technique for passive seismic monitoring of hydrocarbon reservoirs//SEG Moscow Workshop September 1-4, 2003, Society Of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, OS13.
7. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А., Перепечкин М.В.. Принципы построения интегрированной системы обработки данных 3С 3D ВСП. «Гальперинские чтения 2005».
8. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха. «Геофизика», №1, 2010, с.23-28.
9. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Никитин А.Н., Пасынков А.Г. Определение геометрии ГРП при помощи пассивной сейсмики в Западной Сибири - Проблемы и факторы успеха. Международная конференция геофизиков и геологов, г.Тюмень, 4-7 декабря 2007 г., ЕАГО – SEG - AAPG.
10. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство, 2007. №3, с.12-14.
11. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Копеев К.Н., Бижанов А.Н., Исказиев К.О. Опыт применения технологии пассивного сейсмического мониторинга для контроля геометрии гидравлических разрывов пласта на месторождении Узень // ОАО «Газпром», «Международный опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений углеводородов» (SGFD-2008), 17 июля 2008 года, Москва.
12. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Копеев К.Н., Бижанов А.Н., Исказиев К.О. Определение геометрии гидроразрыва на месторождении Узень при помощи скважинного пассивного сейсмического мониторинга // Каротажник, №11, 2008, с.3-15.

Slip Sweep – метод высокопроизводительной сейсморазведки без потери качества получаемых данных в условиях центральной части России

Гафаров Р.М., ОАО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

I. Производительность

При проведении полевых сейсморазведочных работ всё большее значение приобретают методы высокопроизводительной сейсморазведки, такие как Slip Sweep, HFVS, DSSS, которые применяются, в основном, на пустынных ландшафтах. Мирового опыта проведения таких съёмок в густонаселённых районах практически нет. ОАО «Башнефтегеофизика» провела подобные работы в опытном варианте в центральной России (Самарская область).

Целью данных работ являлась проверка возможности проведения работ по данной методике в условиях местности с большим количеством промышленных помех.

На схеме (Рис.1) показаны линии приёма (синим цветом) и линии возбуждения (красный цвет). Около 50% площади работ расположено в зоне промышленных помех. Это три населённых пункта, две реки и дорога. Остальная территория занята под сельскохозяйственные работы.

Ниже дана краткая информация о современных полевых сейсмических методиках вибрационной сейсморазведки.

а) *Работа с одиночной группой вибраторов*

Время цикла работы вибраторов на точке состоит из свип-сигнала + время записи + время переезда вибраторов на следующую точку. Переезд вибраторов – это потерянное время, время простоя.

б) *Работа двумя группами вибраторов (метод Flip flop)*

Flip flop – использует 2 группы вибраторов. Время цикла = свип + запись. Запись идёт практически непрерывно. Основные задержки – наладка расстановки и объезды вибраторов. Влияние групп друг на друга отсутствует.

в) *Расширенный Flip flop*

Вследствие затухания высоких частот до достижения глубоких горизонтов возможно сократить время прослушивания. При этом можно использовать 3 группы вибраторов. Время цикла = времени свипа. Так как запись идёт непрерывно, необходима супер-расстановка, включающая все приёмные расстановки всех групп вибраторов.

г) *Метод Slip sweep*

Данный метод позволяет использовать более 3-х групп виброисточников. Время цикла - меньше времени свипа. Так же обязательна суперрастановка, включающая все приёмные расстановки всех групп вибраторов.

Существуют также методы HFVS и DSSS, но в данной статье в их описании нет необходимости. Более подробную информацию о современных методах вибрационной сейсморазведки можно найти в [1, 2, 3].

В целях сравнения результатов, сначала участок был отработан по стандартной методике Flip flop со следующими параметрами возбуждения (I этап):

- длина свип-сигала – 10 с;
- начальная частота развёртки – Fнач – 8 Гц;
- конечная частота развёртки – Fкон – 90 Гц;
- количество накоплений – 2;
- количество вибраторов – 8 (2 группы по 4 вибратора).

Затем, в режиме Slip sweep, эта площадь

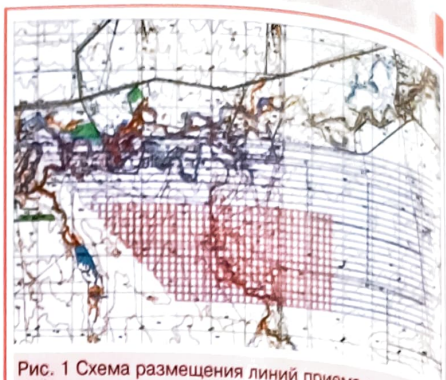


Рис. 1 Схема размещения линий приема и линий возбуждения

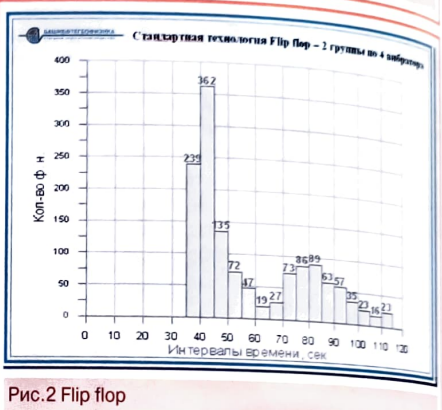


Рис.2 Flip flop

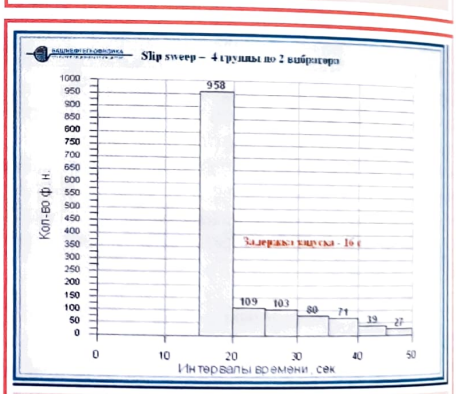


Рис.3 Slip sweep, slip time - 16с

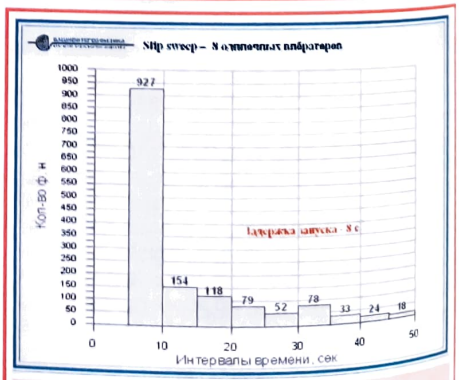


Рис.4 Slip sweep, slip time - 8с

Статистика отработки опытного участка (1560 ф.н)

Методика	Общее время отработки (час)	Средняя производительность (ф.н./час)	Максимальная производительность (ф.н./час)
Flip flop 2 группы по 4 вибратора	33	47	74
Slip sweep 4 группы по 2 вибратора	14,5	107	150
Slip sweep 8 одиночных вибраторов	9	173	278

Рис.5 Статистика по отстрелу участка

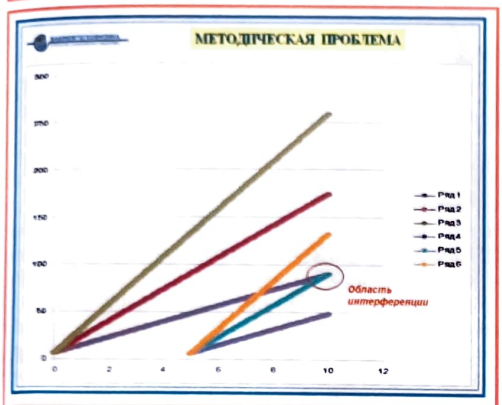


Рис.6 Результат свертки свип-сигнала со второй и последующими гармониками

была отработана с разным количеством источников.

II этап:

- длина свип-сигала – 20 с;
- начальная частота развёртки – Fнач – 8 Гц;
- конечная частота развёртки – Fкон – 90 Гц;
- количество накоплений – 1;
- количество вибраторов – 8 (4 группы по 2 вибратора).
- время задержки запуска (slip time) – 16 сек;

III этап:

- длина свип-сигала – 20 с;
- начальная частота развёртки – Fнач – 8 Гц;
- конечная частота развёртки – Fкон – 90 Гц;
- количество накоплений – 1;
- количество вибраторов – 8 одиночных (8 групп по 1 вибратору).
- время задержки запуска (slip time) – 8 сек.

По рапортам операторов была получена временная статистика отработки площади. Диаграммы времени приведены на рис 2 - 4:

Вся статистика по отстрелу участка сведена в таблицу (рис. 5). С применением Slip sweep, производительность увеличилась в 2 и 4 раза, соответственно. Из этой статистики убраны длительные временные затраты, не относящиеся к производству (по погодным условиям, заправка вибраторов и т.д.). Видно, что фактическая производительность выросла пропорционально уменьшению времени между запусками групп (с 32с при Flip flop до 8с при Slip sweep). Таким образом, мы в несколько раз смогли увеличить производительность в реальных условиях при наличии промышленных помех.

II. Качество

Наложение свип-сигналов от разных групп создаёт существенные помехи для соседних пунктов возбуждения. Сигнал от вибраторов для одного пункта возбуждения является информативным, а для других пунктов является помехой, причём помехой равной уровню полезного сигнала. И чем больше групп, тем больше наложений записано в одной сейсмограмме. Например, если виброграмма 26с, а slip time 8с, то на одной виброграмме будет 3 возбуждения после полезного и 3 до него. То есть, из 7-ми свипов только один несёт полезную информацию, остальные необходимо удалить. В случае, когда время задержки запуска (slip time) больше времени записи, то после свёртки виброграммы со свип-сигналом шумы от второстепенного свипа находятся за пределами корелограммы. Помехой является результат свёртки свип-сигнала со второй и последующими гармониками (рис.6), которые накладываются на полезный сигнал и разделить их на этой стадии не представляется возможным.

Реально эти помехи проявляются в виде гармонических искажений полезного сигнала (рис.7). Поэтому удаление помех необходимо производить до свёртки, на стадии получения виброграмм. Если мы из полученных виброграмм удалим посторонние свипы, то тем самым мы также удалим их гармоники.

На первый взгляд проблема разделения и удаления свипов может показаться неразрешимой, так как свип-сигналы разных групп абсолютно похожи. Но нам помогут два фактора. То что, знание их состава, делает их прогнозируемыми и то, что они различаются по времени при одинаковых частотах или различаются по частоте в один и тот же момент времени.

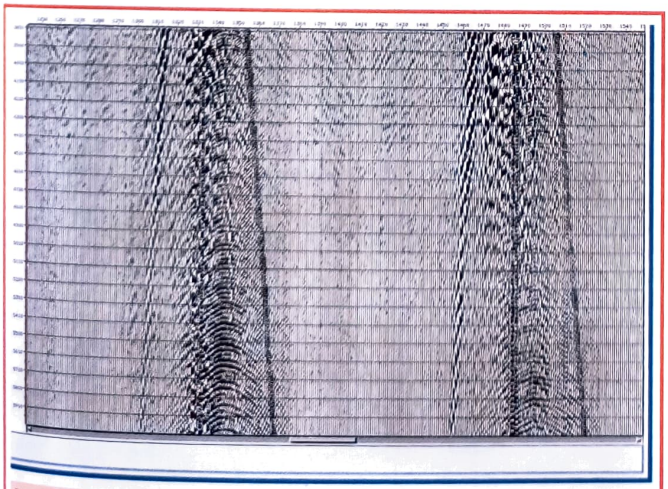


Рис.7 Гармонические искажения полезного сигнала

В ОАО «Башнефтегеофизика» разработана методика обработки виброграмм при работе методом slip sweep. Идея была позаимствована из принципа работы электронной платы блока управления сейсмическим вибратором (БУСВ), производства СКТБ, г. Гомель, а именно - платы ФНС (фильтр низкочастотный следящий), аналоговой системы для выделения первой гармоники сигнала датчика ускорения плиты сейсмовибратора СВ-10/100. ФНС – это аналоговый фильтр низкой частоты с изменяющейся граничной частотой, управляющим сигналом для которого является электронный свип-сигнал вибратора. Первым предложил использовать дополнительные

полезные свойства этого фильтра Савин Сергей Фёдорович. Будучи в то время инженером-электроником по сейсмовибраторам в полевой партии, он предложил и установил в сейсмостанцию Прогресс-3 дополнительный блок ФНС до блока оцифровки сейсмосигнала. При этом в процессе записи выделялось отражение от одного горизонта и подавлялись сигналы и их хвосты ФВК от других горизонтов. В данной работе предлагается использование цифровых фильтров с изменяющимися граничными частотами на стадии обработки виброграмм.

III. Методы устранения помех соседних ПВ

Для полного устранения помех соседних пунктов возбуждения требуется информация обо всех соседних ПВ, работавших во время съемки данного ПВ, плюс умение смещать и вычитать данные соседних ПВ, с коррекцией за время распространения до данного ПВ и за амплитудную неоднородность активной расстановки приема данного ПВ. Такое количество априорных требований к организации полевых работ и препроцессинга делает реализацию подобного метода практически невозможной.

Для подавления помех использовалась другая, упрощенная методика, основанная на различиях в частотно-временном составе виброграмм, вызванных смещением по времени разверток активных вибраторов на времена, кратные величине Slip time.

Для объяснения сути метода рассмотрим частотно-временную диаграмму трех ПВ, отработанных по методу Slip-Sweep (рис. 8), которые занумеруем в порядке их последовательного отстрела номерами 1, 2 и 3.

Пункт возбуждения №2 несет на себе фон вибропомех в верхней части записи, возбужденных вибраторами пункта №1 до регистрации ПВ №2, а также фон помех в нижней части от ПВ №3, начавшего работать позже.

Возьмем фактические значения параметров возбуждения, Slip-time и регистрации, использованных при отстреле данных полевых работ: Record time-26 s, Sweep time-20 s, Slip time-8 s, Fstart-10 Hz, Fend-90 Hz.

Метод «фильтра LP»

Развертка полосы свипа, равной 90-10=80 Гц, осуществляется линейно в течение 20с, или с нарастанием частоты в 4 Гц/с. Таким образом, к началу регистрации ПВ №2 вибраторы ПВ №1 достигнут частоты, равной 10+8*4=42 Гц, в то время как вибраторы на ПВ №2 только начнут возбуждение на частоте 10 гц. Очевидно, что в момент начала воз-



Рис.8 Частотно-временная диаграмма отработки методом Slip-Sweep. Изображены три совместно работающие точки возбуждения

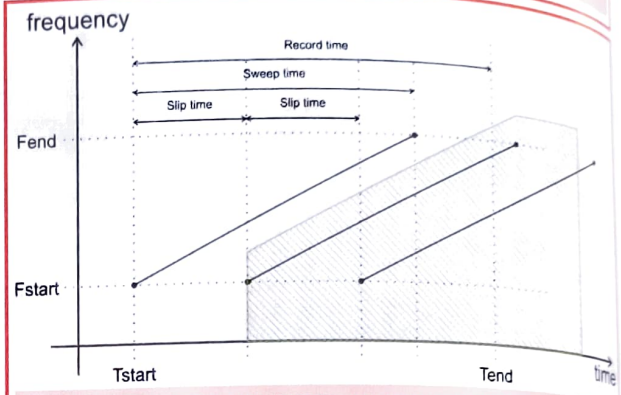


Рис. 9 Частотно-временная диаграмма методики удаления помех методом фильтра LP. Пункт возбуждения №2 защищен от помех пункта №1

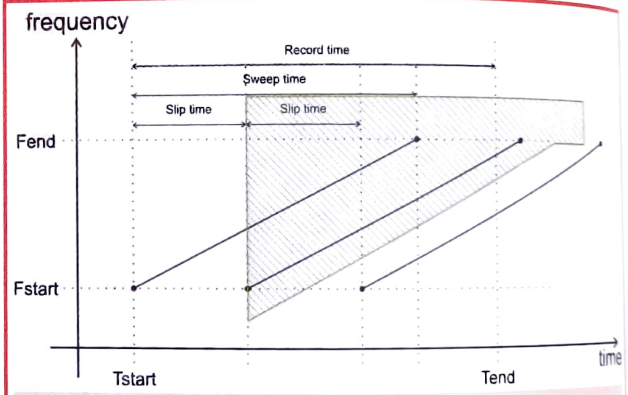


Рис.10 Частотно-временная диаграмма методики удаления помех методом фильтра HP. Пункт возбуждения №2 защищен от помех пункта №3

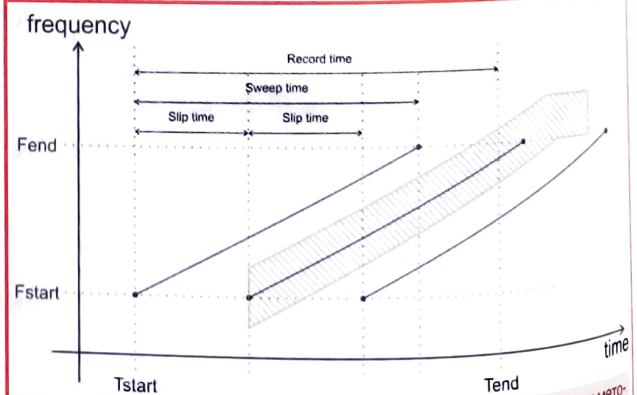
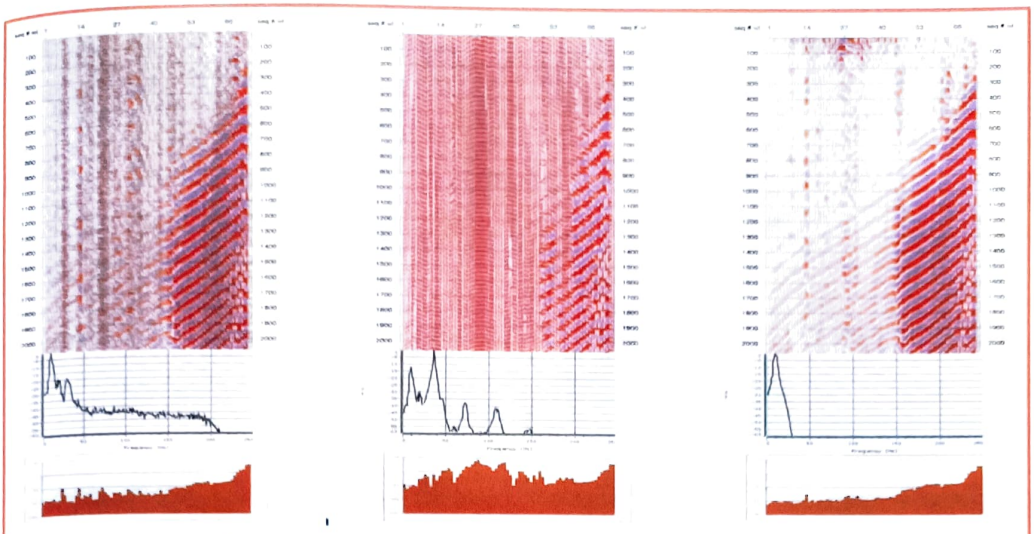


Рис. 11 Частотно-временная диаграмма методики удаления помех методом фильтра BP. Пункт возбуждения №2 защищен от помех пункта №1 и пункта №3.



а) обычная методика (без помех) б) в режиме Slip Sweep с помехами от предыдущего ПВ в) после применения LP

Рис 12. Фрагменты виброграмм, АЧХ и гистограммы амплитуд по каждой трассе с применением фильтра высоких частот (LP)

буждения ПВ №2 на записи с ПВ №2 все частоты выше 10 Гц будут считаться посторонними, и эти частоты могут быть исключены из записи с ПВ №2 фильтром НЧ (low-pass, LP). Через секунду после начала возбуждения ПВ №2 будет работать на частоте 10+4*1=14 Гц, и все частоты ниже этой величины также можно будет считать помехами, подлежащими исключению фильтром НЧ.

Чтобы избежать искажений, связанных с краевыми эффектами фильтрации, целесообразно кромку фильтра НЧ принимать равной не точно величине текущей частоты возбуждения, а несколько выше. Например, равной средней величине между частотой возбуждаемого ранее ПВ №1 и возбуждаемого сейчас ПВ №2, то есть равной (42+10)/2=26 Гц на моменте времени 0 с, (46+14)/2=30 Гц на моменте времени 1с, и так далее. Таким образом, получаем метод подавления помех предыдущего ПВ, заключающийся в переменной по времени фильтрации НЧ по границе середины частот предыдущего и текущего пункта возбуждения.

Частотно-временной образ фильтра НЧ, реализующий данную методику, изображен в виде заштрихованной области на рис. 9. Этот метод в дальнейшем будем называть методом «фильтра LP».

Метод «фильтра HP»

Аналогичными рассуждениями разрабатывался метод подавления помех, названный методом «фильтра HP», только в этом случае рассматривалось устранение влияния последующего ПВ. Так, к примеру, в момент начала регистрации ПВ №2 помехи от последующих ПВ отсутствуют. Паразитные волны от последующих ПВ будут зарегистрированы расстановкой ПВ №2 не раньше, чем через интервал времени, равный Slip-time. При этом на ПВ №2 возбуждение будет вестись уже на частоте вибратора 42 Гц, в то время как на ПВ №3 возбуждение начнется только на частоте 10 Гц. Как и в случае защиты от помех предыдущих ПВ, с целью защиты от частот последующих ПВ можно использовать переменный по времени фильтр ВЧ (HP, high-pass), гарантированно отсекающий частоты посторонних ПВ, но сохраняющий частоты данного ПВ. Использование смещенной кромки частоты фильтра также позволяет сохранять волны, пришедшие со значительным запаздыванием от момента возбуждения. Так, например, при регистрации ПВ №2 на времени 8с кромка фильтра составит (42+10)/2=26 Гц, что позволит сохранить частоты, возбужденные на времени 4с (10+4*4)=26 Гц. Это означает, что использование кромки фильтра на середине между частотами последовательных ПВ позволяет без искажений регистрировать волны, отраженные с «глубины» 4с, что значительно превосходит величину информативного разреза в данных сейсмо-геологических условиях. Частотно-временная диаграмма, иллюстрирующая такой переменный по времени фильтр ВЧ, изображена на рис. 10. На данный метод будем ссылаться в дальнейшем, как на метод «фильтра HP».

Метод «фильтра BP»

Также был предложен метод, являющийся по факту комбинацией методов «фильтра LP» и «фильтра HP». Используя рассуждения, изложенные в каждом из вышеперечисленных методов, можно построить переменный по времени полосовой фильтр (BP, band-pass), который бы обеспечивал защиту от помех как предыдущего ПВ в верней части виброграммы, так и защиту от помех последующего ПВ в нижней части. Использование расширенных кромок полосы пропускания такого фильтра позволяет без заметных искажений выделять сигнал именно данного пункта возбуждения. Частотно-временная диаграмма подобного фильтра изображена на рис. 11. Этот метод в дальнейшем будем называть методом «фильтра BP».

IV. Обработка экспериментальных данных

Предложенные три метода были в экспериментальном режиме применены к исходным полевым виброграммам методики №2 и методики №3, после чего производилось снятие свип-сигнала и преобразование виброграмм в корреллограммы и их дальнейшая обработка.

На рис. 12 показана работа фильтра LP. Под каждой виброграммой показана АЧХ по всем трассам виброграммы в диапазоне времён от 1 до 2 сек и гистограмма среднеквадратичных амплитуд по каждой трассе в таком же диапазоне времён от 1 до 2 сек. Первая виброграмма (рис. 12 а) отстреляна в обычном режиме, без регулярных помех, имеются только микросейсмы, преобладающая частота сигнала составляет 12 Гц. Виден значительный фон высокочастотных микросейсм. Вторая виброграмма (рис. 12 б) получена в режиме Slip Sweep. Видны регуляр-

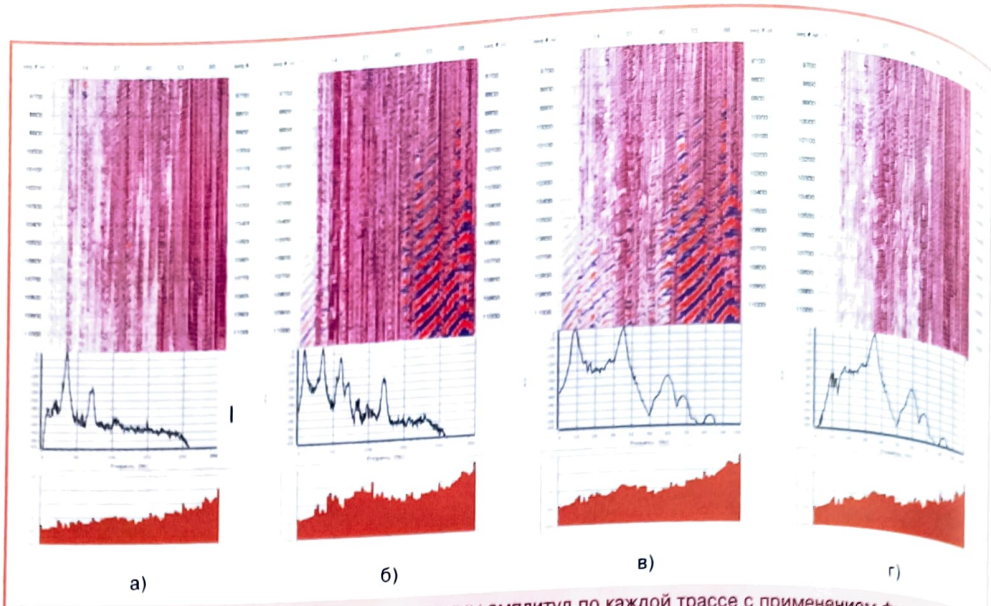


Рис 13. Фрагменты виброграмм, АЧХ и гистограммы амплитуд по каждой трассе с применением фильтра низких частот (ВР)

ные помехи от предыдущего ПВ, гистограмма показывает, что их амплитуда равна амплитуде основного сигнала. АЧХ показывает, что преобладающая частота помехи составляет 36Гц, это полностью соответствует мгновенной частоте группы вибраторов от предыдущего ПВ, причём суммарная мощность помехи даже превышает мощность основного сигнала. На АЧХ отчётливо видны спектры 2-ой и 3-ей гармоник помехи на частотах 72 Гц и 108 Гц. После применения следящего фильтра (рис. 12 в), полностью вырезана помеха от предыдущего ПВ, кроме того удалены микросейсмы высокой частоты, которые попадают в зону действия ФНЧ. То есть виброграмма полностью очищена от высокочастотных влияний предыдущего ПВ, от его 2-ой и 3-ей гармоник, а так же от нерегулярных помех - микросейсм.

Аналогично работает фильтр ФВЧ (HP), рис. 13.

Здесь изображена фрагмент виброграммы на времени 9,5-11сек, именно в этот момент начинает работать группа вибраторов следующего пункта возбуждения (slip time – 8 сек). В данном случае высокочастотный сигнал от данного ПВ является полезным, а низкочастотный – помехой. Для количественной оценки приведены графики и гистограммы, полученные из данных в одном окне на временах 10-11 сек. На рис. 13 а показана виброграмма в обычном режиме, без помех, «эталон», к которому необходимо стремиться. Амплитудно-частотная характеристика показывает основной сигнал на частоте 35 Гц и его гармоники меньшей амплитуды на частотах 70 Гц и 105 Гц.

На рис. 13 б – этот же ПВ, в режиме Slip Sweep, осложнён низкочастотной помехой от последующего ПВ. Здесь АЧХ регистрирует дополнительную частоту-помеху (~9 Гц) и дополнительный максимум (~60Гц) от интерференции двух сигналов. Затем, на рис 13 в - виброграмма, прошедшая через высокочастотный следящий фильтр LP, та что изображена на рис. 12 в. Видно, что ФВЧ удалил высокие гармоники и существенно понизил (на ~30 Дб) помеху на частоте 60 Гц, при этом оба основных сигнала (9Гц и 36Гц) не претерпели изменений. И последняя процедура (рис. 13 г), применения следящего фильтра высокой частоты (HP) на ~30 Дб подавила низкочастотную помеху от группы вибраторов, время начала работы которой было с запоздданием на Slip time 8 сек.

Применение последовательности фильтров LP и HP представляет собой ни что иное, как полосовой фильтр BP с такими же параметрами частоты среза и крутизны. Мы привели пример как можно «отследить» наш полезный сигнал, удалив помехи от соседних ПВ без потери качества данных. Это удалось по причине того, что свип-сигнал является искусственно заданным по определённому закону, а значит прогнозируемым. Поэтому, если заключить его в какие-то границы и отслеживать на всём промежутке виброграммы, можно существенно (до 40-60 Дб) подавить регулярные и нерегулярные помехи.

В данной статье удалось убедительно доказать возможность селекции сигналов на стадии виброграмм после отработки методом Slip Sweep, что делает этот высокопроизводительный метод имеющим право на жизнь не только в условиях Аравийской пустыни, но и в густонаселённой части Центральной России.

Заключение

Основным предназначением полевых вибросейсмических работ методом Slip-Sweep является значительное увеличение производительности. Однако, вместе с увеличением производительности метод имеет недостаток в виде появления паразитных волн-помех, порожденных работой соседних пунктов возбуждения. С целью подавления этого типа помех разработаны три способа, первый из которых обеспечивает приемлемое подавление помех от ПВ, включенных ранее, второй – обеспечивает приемлемое подавление помех от ПВ, включенных позднее, третий – комбинирует в себе два предыдущих способа и очищает материал от помех соседних ПВ как раннего, так и позднего включения.

Литература

1. Denis Mougenot. Высокопроизводительный Вибросейс. Приборы и стстемы разведочной геофизики, №03(09)/ 2004
2. Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. Современные тенденции вибрационной сейсморазведки. Приборы и системы разведочной геофизики. №03(33)/2010
3. Шнеерсон М.Б., Жуков А.П. Термины вибрационной сейсморазведки. Приборы и системы разведочной геофизики, №04(34)/2010

Заметки о контроле качества сейсморазведочных работ. Опытные работы с виброисточниками.

Рябошапко С.М., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва

Введение

Современные технологии проведения сейсмических исследований и обработки полученных материалов позволяют геологоразведочным и нефтегазовым организациям (Заказчикам) решать сложные задачи по изучению геологического строения залежей углеводородов.

Для успешного решения геологических задач сейсморазведочные предприятия должны получать высококачественный полевой материал для последующей его обработки и интерпретации. С целью действенного контроля качества полевого материала Заказчик проводит методико-технологический контроль (супервайзинг) сейсмических исследований, который выполняют, в частности, специалисты нашего предприятия.

Анализ информации отчётов супервайзеров ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль» свидетельствует о том, что специалисты (супервайзеры) в процессе контроля соблюдения технологии сейсмических исследований, выполняемых Подрядчиками, нередко сталкиваются со сложными проблемами. В частности, ошибки допускаются при оценке результатов опытных работ, анали-

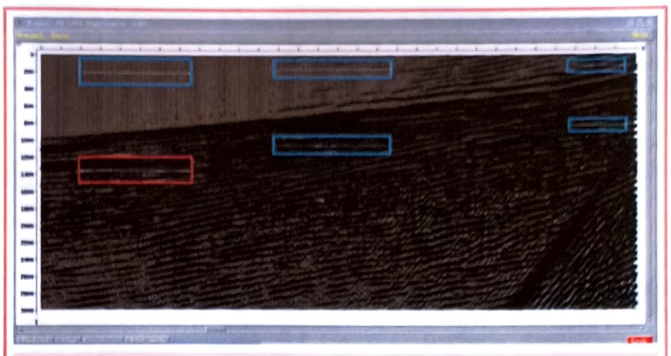


Рис.1. Сейсмограмма опытных работ, перебор верхней частоты свипа, свип 6 – 100 Гц. ПВ справа. Нанесены окна анализа (Табл.2)

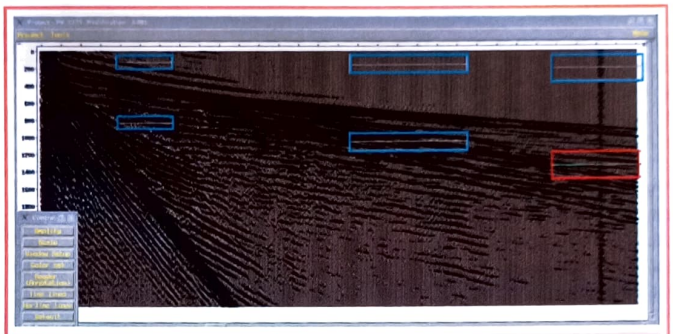


Рис.2. Сейсмограмма опытных работ, перебор верхней частоты свипа, свип 6 – 100 Гц. ПВ слева. Нанесены окна анализа (Табл.2)

Табл. 1.

№ п/п	Тип свипа	Крутизна (дБ/окт)	Начальная частота	Конечная частота	Длительность излучения	Число воздействий	Усилие на грунт
Базовый свип							
1	ЛЧМ	–	6	140	12	6	50
Выбор начальной частоты свип-сигнала							
2		–	7				
3		–	8				
4		–	10				
5		–	12				
Выбор конечной частоты свип-сигнала							
6		–		100			
7		–		110			
8		–		120			
9		–		130			
10		–		150			
Выбор длительности излучения							
11		–			8		
12		–			10		
13		–			14		
14		–			18		
Выбор числа воздействий							
15		–				8	
16		–				10	
17		–				14	
18		–				18	
Выбор усилия на грунт							
19		–					40
20		–					60
21		–					70
22		–					80
Опробование нелинейного свип-сигнала							
23	НЧМ	1					
24	НЧМ	2					
25	НЧМ	3					

зе геометрии наблюдений, определении качества производственных наблюдений и т.д.. Цель данных заметок, путём разбора результатов уже проведённых в разные сезоны на различных площадях опытных работ, обратить внимание специалистов на основные встречающиеся ошибки, с тем, чтобы исключить их повторение в дальнейшем.

Пример 1. Опытные работы с вибрационными источниками

Опытные работы проводились с целью уточнения параметров вибрационного возбуждения упругих колебаний, рекомендуемых техническим проектом на проведение сейсморазведочных работ в пределах лицензионного участка. Работы проводились по стандартной программе, представленной в табл. 1. Все наблюдения выполнялись с 4 вибрационными установками при постоянной базе группы возбуждения 40 м. Приёмная расстановка состояла из 700 каналов, расставленных по профилю с шагом 5 м, что обеспечивало диапазон удалений от 0 до 3500 м. Пункты возбуждения располагались с флангов данной расстановки для регистрации прямого (далее – индекс «а» в названии файла) и встречного (индекс «б») волнового поля. Конусность свип-сигнала была принята равной 500 мс в начальной и конечной частях свипа, изменение - по линейному закону.

В качестве базового был установлен свип-сигнал с одним из наиболее широких диапазонов развёртки – 6 – 140 Гц.

Расчёт атрибутов (средние абсолютные амплитуды и доминирующие частоты сигнала, микросейсм и зоны поверхностной волны) и амплитудно-частотных спектров сейсмической записи производился в пространственно-временных окнах сейсмических записей, согласованных с Заказчиком и наглядно представленных на рис. 1, 2.

Основные параметры окон анализа сведены в табл. 2.

Табл. 2.

Наименование	Удаления	Время
Ближние удаления (БУ)		
Микросейсмы	400-700	50-200
Сигнал помех в конусе		750-900
Средние удаления (СУ)		
Микросейсм	1640-2260	50-250
Сигнал		950-1150
Дальние удаления (ДУ)		
Микросейсм	2700-3300	50-350
Сигнал		1200-1500

На рис. 2 и 3 представлены сейсмограммы, отработанные с разных флангов при свипе 6 – 100 Гц.

Замечания к данным опытным работам относятся, в основном, к выбору верхней частоты свипа (пп. 6 – 10 Табл.1).

На рис. 3 и 4 приведены частотные характеристики в окнах записей в частотном диапазоне 40 - 160 Гц для физических наблюдений 6 – 10 (по табл.1), соответствующих перебору верхней частоты свипа.

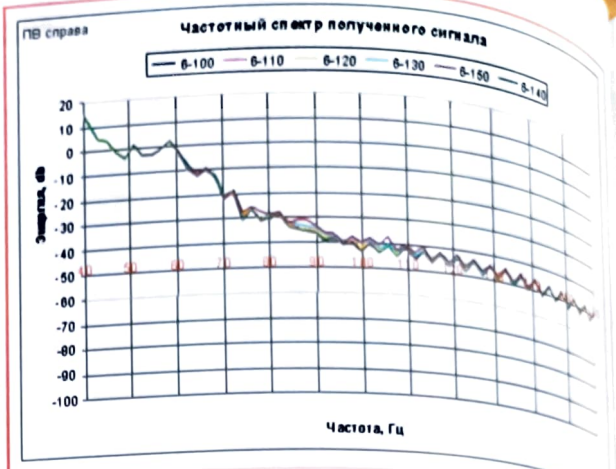


Рис.3. Спектр сигнала в окне анализа (дальние удаления, сейсмограмма рис.1). Цвет кривой соответствует указанной развёртке свипа

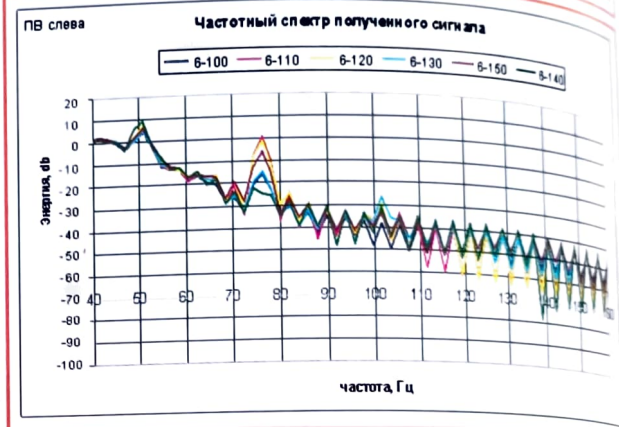


Рис.4. Спектр сигнала в окне анализа (дальние удаления, сейсмограмма рис.2). Цвет кривой соответствует указанной развёртке свипа

Из анализа рисунков видно, что область преобладания шума, соответствующая уровню (-40) - (-50) дБ, в целом, не зависит от выбранной верхней частоты свип-сигнала и начинается в районе 90 – 100 Гц. В логарифмическом представлении сразу сложно определится с уровнем сигнала на частотах свыше 70 – 80Гц, но совершенно ясно, что амплитуда сигнала верхних частот не увеличивается при повышении частоты от 100 до 150Гц.

Для наглядности представим спектр сейсмограммы, зарегистрированной при свипе 6 - 140 Гц, в линейном и логарифмическом масштабах в полном диапазоне частот 0 – 250 Гц– см. рис.5 а, б.

В таблице 3 приведены оконные частотные характеристики записи рис.1, изображённые в логарифмическом и линейном масштабе. Видно, что амплитуда сигнала на частотах свыше 70 - 80Гц находится на нулевом уровне. Это, ко всему прочему, характеризует уровни микросейсм и промышленной помехи с частотой 50Гц, которые очень низки (см., например, табл.3, файл 10а: уровень помех на дальнем удалении – 4,0). Они не видны на трассах до первых вступлений на рис. 1, 2, а в таблице находятся пределах минимальных значений.

Оконные характеристики файла 10б в табл. 3 подтверждают вышеприведённые выводы. Более

Таблица 3. Характеристики сигналов и помех

№ ф.н	Амплитуда сигнала			Доминирующая частота сигнала			Амплитуда микросейсм			Доминирующая частота мкрс			Соотношение сигнал/мкрс		
	БУ	СУ	ДУ	БУ	СУ	ДУ	БУ	СУ	ДУ	БУ	СУ	ДУ	БУ	СУ	ДУ
ПВ справа (рис.1)															
6а	145	104	20	61,8	60,7	57,9	32	3	4	54,0	68,3	61,9	4,5	31,6	5,1
7а	132	94	18	62,1	60,8	57,8	30	3	3	52,7	71,8	65,0	4,3	29,9	5,7
8а	120	86	17	62,1	60,9	58,1	27	4	4	52,6	76,1	65,0	4,5	19,6	4,7
9а	111	79	15	62,2	60,8	58,4	25	3	4	52,8	77,3	66,7	4,3	24,4	4,2
10а	95	68	14	62,2	60,8	58,7	21	3	4	52,1	73,2	69,1	4,5	22,7	3,6
1а	103	73	14	62,3	60,9	57,9	22	3	3	51,8	69,0	63,7	4,7	23,2	4,6
ПВ слева (рис.2)															
6б	363	219	76	13,4	18,8	19,1	33	9	12	12,3	14,5	39,4	10,8	24,2	6,3
7б	315	195	69	13,5	19,0	19,1	23	7	12	13,1	32,4	50,2	13,3	26,2	5,5
8б	277	174	62	13,6	19,2	19,5	22	8	11	13,9	38,8	53,4	12,3	22,1	5,5
9б	247	160	56	14	19,4	19,9	36	7	7	14,6	46,6	51,0	6,9	23,6	7,4
10б	200	136	48	14,2	19,7	20,4	24	7	9	16,4	49,5	58,4	8,0	18,7	5,5
1б	224	149	53	14,1	19,6	20,3	22	7	9	14,8	18,0	46,8	10,2	20,3	6,0

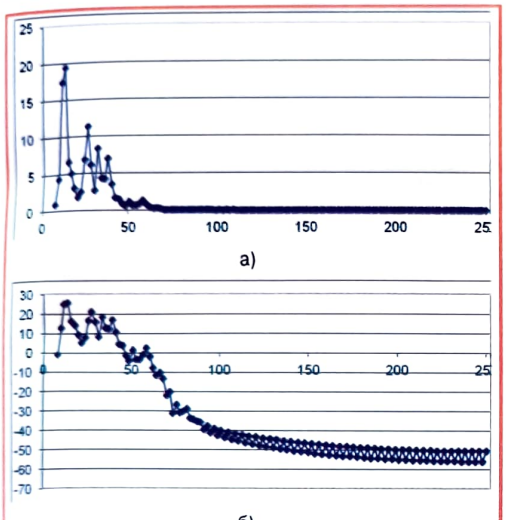


Рис.5. Спектр ф.н. 6а в полном диапазоне частот 0 – 250 Гц в (а) линейном и (б) логарифмическом масштабе. Окно анализа сигнала по дальним удалениям

того, уровень промышленной помехи свидетельствует о том, насколько мал сигнал на частотах выше 80Гц.

Обратим также внимание на следующие особенности, отраженные в табл.3:

- завышенные амплитуды микросейсм на ближних удалениях для всех физ. наблюдений, что связано с определением их уровня по корреллограммам в зоне интенсивных корреляционных шумов (см. рис.1, 2). Полученные систематически завышенные результаты не позволяют обоснованно опираться на результаты оконных оценок для ближних удалений. Они служат скорее для оценки уровня корреляционных помех. Выходом в данной ситуации может быть запись виброграмм и анализ поля микросейсм в ближней зоне по виброграммам;

- значительно отличающиеся (примерно в 3 раза) амплитудные и спектральные характеристики сигнала для наблюдений с разных флангов, что говорит о существенной неоднородности условий возбуждения колебаний. В данной ситуации следовало бы до проведения опытов по изменению верхней частоты свипа, больше внимания уделить длительности излучения и усилию на грунт, т.е. стабилизации уходящей в землю энергии.

Приведённая информация позволяет сделать следующие выводы:

1. Программа опытных работ в части определения верхней частоты свип-сигнала не позволила определить оптимальную граничную верхнюю частоту в связи с тем, что не были опробованы частоты 70, 80 и 90Гц. **Ошибка проектанта, супервайзера, возможно Заказчика. Супервайзер должен был официально согласовать расширение программы с Заказчиком.**

2. Опробование верхних частот свип-сигнала выше частоты 100Гц, согласно полученной информации, нецелесообразно, так как уровень сигнала на частотах от 100 до 150Гц не изменяется. **Ошибка проектанта, Исполнителя, Заказчика.**

3. Принятое рабочее значение верхней частоты свип-сигнала – 140 Гц (соответствующее базовому свипу) выбрано неверно. **Ошибка Заказчика, Исполнителя и супервайзера. Супервайзер должен был официально решить этот вопрос с Заказчиком.**

4. Место проведения опытных включает в себя территорию с промышленной зоной, помехи от которой (50 Гц) искажают значения параметров и построенные графики (рис.2, 4). **Ошибка Исполнителя и супервайзера. Супервайзер должен был сообщить Заказчику о необходимости смены места проведения опытных работ.**

Отметим также несколько моментов, касающихся самой программы опытных работ. При вибросейсмических исследованиях перебору подлежат как минимум 5 параметров, перечисленных в таблице 1. Как правило, опробуются не менее 4 значений каждого параметра. Следовательно, для получения полного представления о характеристиках возбуждения необходимо выполнить 1024 физических наблюдения. Очевидно, что потери времени на реализацию полной программы неприемлемы, да и вряд ли обоснованны. Поэтому целесообразно, основываясь на опыте работ прошлых лет, а так же результатах исследований на сопредельных площадях, выбрать базовый свип-сигнал, позволяющий решить поставленные перед работами задачи, а в процессе опытных работ оптимизировать его параметры, исходя из конкретной сейсмогеологической ситуации. Выбор максимально большого диапазона развёртки базового свип-сигнала не даёт возможность варьировать параметры свипа в широких диапазонах при ограниченном числе физ.наблюдений. Довольно часто встречается следующая ситуация: если перебор верхней/нижней частоты свип-сигнала не дал существенных изменений по сравнению с базовым свипом, последний принимается для производства работ. Здесь опасность заключается в установке завышенных/заниженных значений для базового свипа, т.е. в начальной неоптимальности данного свипа для решения поставленных задач, что и имело место в рассмотренном выше примере.

Вниманию работников метрологических служб геофизических предприятий

ГНЦ РФ ВНИИгеосистем подготовлен справочник «Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин».

В справочнике даны основные понятия и требования к метрологическому обеспечению геофизических исследований скважин (ГИС), приведены действующие правовые, нормативные и методические документы в области метрологического обеспечения ГИС, в том числе: регламентирующие единицы измеряемых физических величин, применяемые при ГИС, термины и их определения, а также база данных по техническим средствам метрологического обеспечения аппаратуры ГИС.

Приведенные сведения изложены в следующих разделах и приложениях:

Введение

1. Задачи метрологического обеспечения геофизических исследований скважин .
2. Содержание и особенности метрологического обеспечения в области геофизических исследований скважин
3. Функции метрологической службы геофизического предприятия по исследованию скважин
4. Специфика измеряемых геофизических параметров
5. Измеряемые при ГИС физические величины и их единицы
6. Погрешности измерений геофизических параметров
7. Нормируемые метрологические характеристики
8. Градуировка, поверка, калибровка геофизических средств измерений
9. Технические средства метрологического обеспечения ГИС
10. Правовые, нормативные и методические документы в области метрологического обеспечения геофизических исследований скважин
11. Общий порядок разработки МВИ
12. Задачи метрологической экспертизы программного обеспечения
13. Особенности программного обеспечения, используемого в средствах измерений и при обработке измерительной информации
14. Метрологическое обеспечение интерпретации геофизической информации
15. Требования к методикам выполнения измерений при геофизических исследованиях скважин
16. Метрологическая аттестация методик выполнения измерений при геофизических исследованиях скважин
17. Требования к системе передачи единиц геофизических величин, используемых при геофизических исследованиях скважин
18. Типовая калибровочная (поверочная) схема для скважинных средств измерений

Приложение А. Термины и определения в области метрологического обеспечения ГИС

Приложение Б. Типовая структура метрологической службы геофизического предприятия по исследованию скважин

Приложение В. Основные физические величины, измеряемые при геофизических исследованиях скважин

Приложение Г. Стандарты Евро-Азиатского геофизического общества (МОО ЕАГО), Технического комитета по стандартизации геофизической аппаратуры и оборудования ТК 293 и Технического комитета по стандартизации ТК 440 «Геофизические исследования и работы в скважинах»

Приложение Д. Справочные данные по техническим средствам МО ГИС

Приложение Е. Перечни нормативных и методических документов по метрологическому обеспечению ГИС

Приложение Ж. Унифицированная конструкция контрольной скважины с имитаторами электрических, акустических и радиоактивных свойств пластов горных пород

Приложение И. Типовая структура поверочной схемы для средств измерений геофизических параметров

Приложение К. Примеры калибровочных схем для скважинных средств измерений

От аналогичных изданий справочник отличается обширным, уникальным, ранее не публиковавшимся фактографическим материалом; практическими рекомендациями по организации работ, связанных с метрологическим обеспечением на геофизическом предприятии, богатым иллюстративным материалом и ориентирован на широкий круг специалистов, занимающихся вопросами ГИС, студентов высших и средних специальных учебных заведений.

Объём справочника – 155 страниц.

Заявки на приобретение Справочника следует направлять по адресу: 117105, Россия, Москва, Варшавское шоссе, дом 8, лаборатория 7, E-mail: lab7@geosys.ru

INOVA

Вместе мы решим любую задачу!

МЫ ПРЕДСТАВЛЯЕМ ПЯТЬ НОВЫХ ПРОДУКТОВ, КОТОРЫЕ ОБЪЕДИНЯЕТ ЛИШЬ ОДНО:

НАШИ КЛИЕНТЫ!

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

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

Вашему вниманию предлагаются технологии, ориентированные на потребности заказчика.



FireFly®
Беспроводная система регистрации.



Hawk™
Автономная система бескабельной регистрации.



UniVib™
Малогабаритный виброисточник.



VectorSeis®
Цифровые датчики.



ARIES® II
Цифровые датчики R.A.M.



ВСЕГДА ГОТОВО К УПОТРЕБЛЕНИЮ

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

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

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
sggeoton@gmail.com
geoseisltd@gmail.com
http:
www.geoton.ru
geoseisholding.ru

GEO SEIS