ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ
04/2012
Издается с 2002 г.

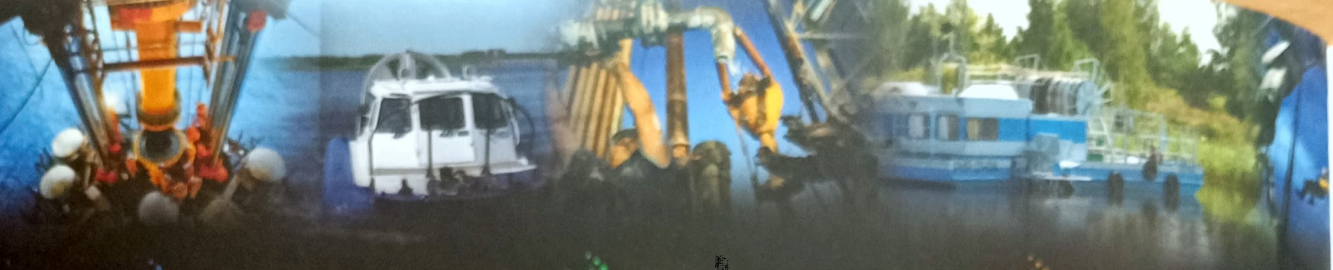
ТЕМА НОМЕРА:



Зачем нефтяникам геофизика

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

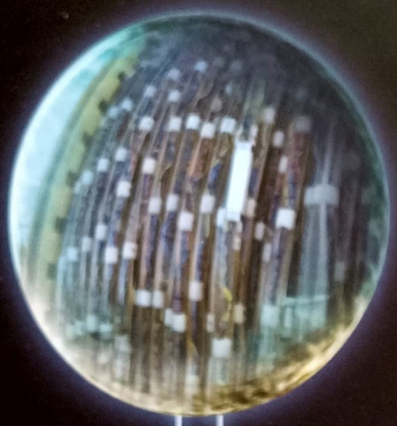
Регулирование геофизического рынка
Заметки супервайзера: Ледовые страдания

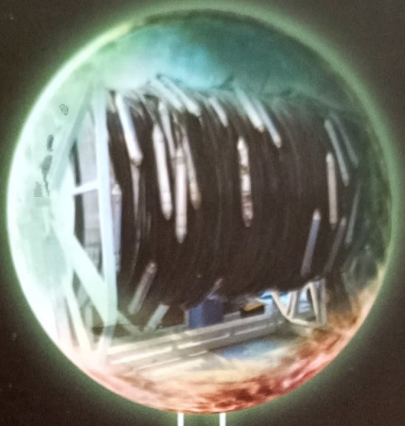


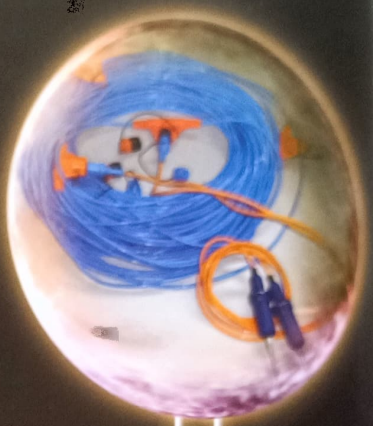
XZone® Bottom Fish

XZone® Marsh Line

XZone® Fly Lander



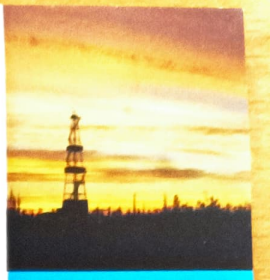




СИ Технолоджи

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

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



СОДЕРЖАНИЕ

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

ОСТАНОВИТЬСЯ, ОГЛЯНУТЬСЯ...
П.А. Турлов 5

Тема номера: «Зачем нефтяникам геофизика»

МНЕНИЯ

РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ (СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ)
редакция журнала 6

Нужна ли нефтяникам геофизика?
Гогоненков Г.Н. 11

Могут ли нефтяники обойтись без сейсморазведки
Кузнецов В.М. 16

Роль геофизики в производственной деятельности компании «РИТЭК»
Мамаев Д.А., Дагаев И.Л., Черняев В.В. 18

ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

О рациональной стратегии ГРР и необходимой методике сейсморазведки
Логовской В.И. 19

3D сейсморазведка как основа для реконструкции тектонической эволюции (на примере северной части Русско-Часельского мегавала, Западно-Сибирский бассейн)
Кузнецов В.И., Кузнецова Я.В. 28

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

Автономные многоканальные сейсмические станции семейства РОСА®
Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Шмыков А.Н. 35

Использование глобальных навигационных спутниковых систем в полевой геофизике
Мужно Д.А., Череповский А.В. 47

Некоторые результаты полевых испытаний метода вызванной поляризации на основе выделения информации из естественного электромагнитного поля Земли
Потылицын В. С., Кудинов Д. С., Шайдуров Г. Я. 51

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Является ли вертикальное сейсмическое профилирование разведочным методом
Шехтман Г.А. 55

Исследование возможностей Кодоимпульсного метода сейсмической разведки
Кострыгин Ю.П., Колесников Д.А. 57

«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

Верстка Коваценко В.А.
v425489@yandex.ru

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

Тел/факс: (8452) 64-14-32
www.psrgeo.ru

Тираж отпечатан в типографии "Правильный Вывод"
тел: (845-2) 56-32-42
Тираж: 300 экз.
Подписано в печать 05.12.12г.

Дата выпуска: 27.12.12 г.
Заказ № 290979

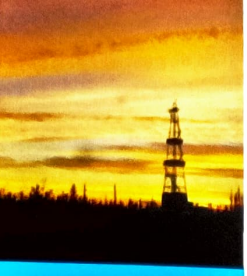
Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ №77-7906 от 27.04.2001 г.

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

фото на обложке - Карболеев И.А.

© П.А. Турлов, составление, 2012

© ООО «ИнформГеофизСервис», оформление, 2012



СОДЕРЖАНИЕ

К вопросу позиционирования пунктов наблюдения в сейсморазведке 3D, выполняемой в транзитных зонах
Захаров Н.В., Шумский Б.В., Рудаков А.В. 68

Что дают новые технологии при поиске нефти и газа
Крутов А.Л., Лапин С.А. 76

Длиннопериодные спектральные аномалии, обусловленные неоднородным строением верхней части разреза Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции
Цибулин И.Л., Исаков Н.Г. 78

ЭКОНОМИКА

Регулирование геофизического рынка
Лаптев В.В., Нуретдинов Я.К. 81

Несколько секретов ценообразования
Власов С.С., Феоктистов В.А. 86

ЗАМЕТКИ СУПЕРВАЙЗЕРА

Заметки супервайзера. Ледовые страдания
Цыпышев Н.Н. 89

ОСТАНОВИТЬСЯ, ОГЛЯНУТЬСЯ...

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Кончается год, приближается новый, самое время остановиться и оглядеться: все ли, что хотелось, сделано, что еще можно доделать, исправить, улучшить...

В длинной цепочке специалистов, решающих задачи ТЭК, не все гладко во взаимоотношениях между составляющими ее элементами (нефтяники – геологи – геофизики - приборостроители) и, главное, не всегда существует взаимопонимание при решении задач, требующих тесного взаимодействия, без чего немыслимо достижение положительного результата. Вот, собственно, поэтому и возникла идея в последнем в уходящем году номере журнала предоставить авторам возможность проанализировать каждому в области своей специализации «зачем нефтяникам геофизика». Заметьте, что в этом тезисе нет знака вопроса. С удовлетворением отмечу, что некоторая горечь «а нужна ли нефтяникам геофизика?» прозвучала лишь в небольшом количестве материалов, в основном же в статьях предлагаются новые методические, программные, технические разработки геофизиков, обеспечивающие решение новых задач нефтяной геологии. Статей, присланных в редакцию, оказалось больше, чем смог вместить текущий номер, поэтому читатели смогут наблюдать продолжение дискуссии в следующих выпусках журнала. Кроме того, редакция планирует объявить следующие темы в 2013 году:

- Полевая геофизика: борьба с помехами;
- Все о геофонах;
- Современный сейсморегистрирующий канал: технические параметры и характеристики пользователя;
- Аппаратура ГИС.

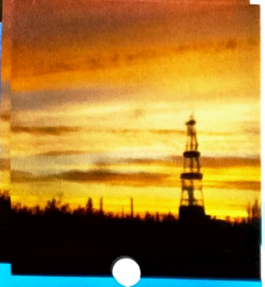
Темы предварительные и потому Вы, уважаемый читатель, имеете возможность оптимизировать этот перечень - будем благодарны за участие в формировании тематики журнала.

Пишите, публикуйте материалы о своих творческих находках, подписывайтесь и читайте Ваш журнал «Приборы и системы разведочной геофизики»!

Редакция поздравляет Вас с Новым годом. Пусть в новом году сбудутся все Ваши мечты и реализуется все Вами задуманное. Мы желаем Вам счастья, удачи, здоровья и успехов в Вашей деятельности!

С уважением,
главный редактор журнала П.А. Турлов

НАШИ ПАРТНЕРЫ



РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ. (СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ)

редакция журнала "Приборы и системы разведочной геофизики"

Нефть, продукты ее переработки и газ являются базовым сектором российской экономики и важнейшим экспортным ресурсом страны. Ежегодно Россия экспортирует около 200 млн. т. сырой нефти и около 190 миллиардов кубометров газа.

Добычей нефти в России занимается больше 240 нефтегазодобывающих предприятий, а 11 нефтедобывающих холдингов обеспечивают более 95% всего объема добычи. Тремя ведущими нефтяными компаниями России являются Роснефть, Лукойл (до 2020 года общая программа НК "Лукойл" по downstream оценивается в $24 млрд., из которых $20 млрд. будет направлено на российские нефтеперерабатывающие заводы) и ТНК-ВР (в октябре 2011г. ВР впервые после катастрофы в Мексиканском заливе получила разрешение на бурение скважин на морском шельфе США; инвестиции компании в развитие нефтедобывающего комплекса в Оренбургской области в 2011-2013 годах составят 90,6 млрд. руб.). Предприятиями-лидерами по объему добычи нефти являются «Татнефть» имени В.Д.Шашина, «Самотлорнефтегаз» и «Оренбургнефть». Доля этих трех предприятий в общем объеме добычи нефти составляет свыше 10%.

Наибольший объем добычи газа в России приходится на Газпром. По итогам 2011 года в общероссийском объеме добычи газа доля Газпрома составила 76,7%. Этот показатель в последние годы стремительно снижается. В 2007 году доля Газпрома составляла 84,2%.

Доля крупнейшей независимой газодобывающей компании «НОВАТЭК» в общероссийской добыче газа в 2011 году составила 8%. По прогнозу руководства компании «НОВАТЭК» в 2012 году объем добычи компании должен увеличиться на 6,8%.

Остальная доля добычи газа в России приходится в основном на попутный нетяной газ, добываемый нефтяными компаниями – «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «ТНК-ВР», «Сургутнефтегаз».

Нефтегазовый комплекс России включает в себя следующие направления:

- нефтедобывающая, нефтеперерабатывающая, газовая промышленность;
- магистральные трубопроводы нефти, газа и продуктов их переработки;
- освоение месторождений углеводородов на основе соглашений о разделе продукции.

По данным Министерства энергетики РФ, приоритетными направлениями развития в нефтегазовом комплексе России являются:

- реализация перспективных проектов строительства трубопроводов;
- стимулирование инвестиций в разработку месторождений и развитие транспортной инфраструктуры;
- формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти и газа. Разработка месторождений на шельфе;
- повышение эффективности использования энергетических ресурсов в отраслях экономики;
- стимулирование внедрения перспективных технологий добычи и переработки нефти и газа.

Предусматривается возможность осуществления до 2020 года целого ряда крупнейших проектов в области нефтепереработки, транспортировки нефти и газа, включая сжиженного природного газа.

Добыча

Российская Федерация обладает одними из самых крупных запасов нефти и газа в мире. Более 34% запасов природного газа и около 13% мировых разведанных запасов нефти находится на территории России.

По данным, представленным МА «Навигатор» в «Бизнес-плане добычи нефти», производство нефти и газа в России достигло исторического максимума в 2011 году. Объем добычи нефти составил 511 млн. тонн, а газа – 670 млн. куб.м. Рост производства нефти и газа в 2011 году по сравнению с 2010 годом составил 1,2% и 3,1%, соответственно.

За первое полугодие 2012 года в России было добыто 256,1 млн. тонн нефти, что на 1,4% превышает показатель за аналогичный период 2011 года. В июне месяце 2012 г. Россия добывала 9,824 млн. баррелей в сутки. Для

сравнения страны ОПЕК суммарно добывали 31,363 млн. баррелей в сутки (в том числе Ирак и Саудовская Аравия – 2,984 и 9,888 млн. баррелей в сутки, соответственно).

Основной объем добычи нефти в России приходится на Западную Сибирь – около 65% общего объема добычи нефти в России. Ханты-Мансийский автономный округ является основным нефтедобывающим регионом Западной Сибири. В 90-х годах в ХМАО произошло резкое падение добычи нефти. Однако с начала 2000-х годов начался устойчивый подъем нефтедобычи, продлившийся до 2007 г., связанный с притоком инвестиций, совершенствованием методов добычи, а также вводом новых крупных месторождений, прежде всего Приобского.

Добыча газа в России в 2011 году, по данным МЭР, увеличилась на 2,7% по сравнению с 2010 годом и составила 669 миллиардов кубометров. По прогнозу МЭР в 2012 году объем добычи газа должен составить 676 миллиардов кубометров. Таким образом, рост добычи к прошлому году составит только 1,046%.

Экспорт

По данным Росстата за первое полугодие 2012 года Россия экспортировала 118,7 млн. тонн нефти, что на 2,5% ниже аналогичного показателя прошлого года. В июне экспорт нефти в России составил 19,2 млн. тонн, т.е. сократился на 11,5% в годовом выражении.

Удельный вес нефти в общем объеме российского экспорта в январе-июне 2012 года достиг 35,1%, в экспорте топливно-энергетических товаров – 49,3% (в первом полугодии минувшего года 36,3% и 51,1%, соответственно).

В 2011 году экспорт газа вырос по сравнению с 2010 годом на 6,6% и составил 189,7 миллиарда кубометров, в том числе 117,2 миллиарда кубометров (рост на 9,1%) в страны дальнего зарубежья и 72,5 миллиарда кубометров (рост 2,8%) в страны СНГ. Из Казахстана на переработку импортировано 6 миллиардов кубометров газа. В 2011 году в рамках проекта «Сахалин-2» на заводе по производству СПГ было произведено порядка 10,7 миллиона тонн, из которых 10,3 миллиона тонн экспортировались в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В 2012 году объем экспорта газа должен составить193,3 миллиарда кубометров. Таким образом, рост экспорта к уровню прошлого года составит 1,8%.

МЭР отмечает, что негативное влияние на темпы роста объемов экспорта российского газа в Европу оказывают:

- сокращение спроса и превышение цен по долгосрочным контрактам ОАО «Газпром» по сравнению с ценами на спотовом газовом рынке;
- рост добычи сланцевого газа в США;
- активное развитие мирового рынка СПГ;
- инициативы ЕС по развитию конкуренции на рынке газа.

Прогнозы и цены

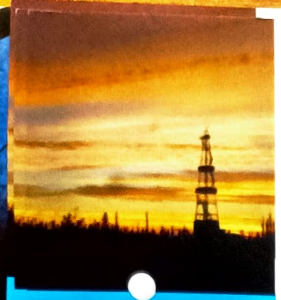
По положительному сценарию Минэкономразвития (МЭР) в 2012 – 2014 годах будет добываться 510 млн. тонн нефти в год. По негативному сценарию МЭР в 2012 и 2013 годах добыча нефти в стране составит 498 млн. тонн, а в 2014 году уменьшится до 495 млн. тонн.

Средняя фактическая экспортная цена на нефть в июне 2012 года достигла 688,1 доллара за тонну. Цена мирового рынка на нефть Urals в том же месяце составила 682,1 доллара за тонну.

По негативному сценарию МЭР в 2013 – 2015 годах цена тонны нефти Urals упадет до 584 – 605,9 долларов за тонну. По положительному сценарию цена тонны нефти Urals вырастет до 876 долларов за тонну.

МЭР понизило прогнозные показатели на 2013 – 2014 годы, которые не пересматривались с сентября прошлого года. Теперь в 2013 году МЭР ожидает добычу газа на уровне 691 миллиард кубометров против прежних 725 миллиардов по основному сценарию и 688 миллиардов кубометров против прежних 706 миллиардов кубометров – по негативному сценарию. Прогноз на 2014 год по основному сценарию понижен до 700 миллиардов с 741 миллиарда кубометров и до 672 миллиардов с 717 миллиардов кубометров по негативному. Вновь пересмотрен и прогноз по экспорту: в 2013 году по основному сценарию экспорт газа ожидается в объеме 185,4 против 233,1 миллиарда кубометров, по негативному – 204,4 против 219,2 миллиарда кубометров в прежнем варианте прогноза. В основном сценарии на 2014 год прогноз по экспорту газа снижен до 205,6 с 240,7 миллиарда кубометров, в негативном – до 186,6 с 223 миллиарда кубометров.

Цена российского газа на рынках вне СНГ в 2012 году прогнозируется на уровне 393 доллара за тысячу кубометров против 382 долларов в 2011 году, в 2013 – 362 доллара за тысячу кубомет-



ров, в 2014 году – 352 доллара за тысячу кубометров, в 2015 году – 366 долларов за тысячу кубометров.

Негативный сценарий, подразумевающий снижение цен на нефть до 80 – 83 долларов за баррель, приводит к падению цен на газ до уровня ниже 300 долларов за тысячу кубометров. В положительном сценарии цена на газ возвращается к отметке 400 долларов за тысячу кубометров при росте цены на нефть до 120 долларов за баррель.

Проблемы развития российской нефтегазовой отрасли и пути их решения

Развитие глобальной экономики неразрывно связано с развитием энергетического комплекса и его нефтегазового сектора, обеспечивающего более половины мирового потребления энергии. Согласно мнению многих экспертов, а также опубликованному секретариатом ОПЕК "Обзору мирового нефтяного рынка - 2012", к 2030 г., как и многие десятилетия раньше, нефть и природный газ будут превалировать над другими первичными источниками энергии. Исходя из того, что в абсолютных числах производство нефти и газа возрастет, нефть более 20 %, газ более 50 %. Россия, как крупнейший в мире экспортер углеводородов, должна заблаговременно предпринять необходимые меры для увеличения добычи и сохранения своего статуса энергетической сверхдержавы.

Нефтегазовый сектор России является локомотивом развития национальной экономики. При этом, несмотря на свои сильные стороны и восстановление после финансового кризиса, нефтегазовый сектор остро нуждается в дальнейшем реформировании.

Учеными РАН обоснованы основные параметры развития энергетического комплекса России и разработана Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 года. В соответствии с Энергетической стратегией РФ действие государственного регулятора должны быть направлены на расширение ресурсной базы, освоение новых месторождений и включение их в полноценный производственный цикл.

Одними из важнейших направлений развития отрасли являются:

1)завершение крупномасштабных проектов в области добычи, переработки и транспортировки углеводородов, направленных на обеспечение внутреннего спроса и диверсификацию их экспорта;

2)совершенствование системы налогообложения добычи нефти для стимулирования разработки новых месторождений и полного использования потенциала уже разрабатываемых.

В этой связи одной из наиболее актуальных проблем нефтегазовой отрасли России является проблема недостаточного прироста запасов нефти, которые не покрывают истощающиеся запасы разрабатываемых месторождений. Россия занимает 7-е место в мире по запасам нефти и 1-е место по ее добыче, опережая Саудовскую Аравию, запасы нефти которой в три с лишним раза превышают российские. По обеспеченности запасами нефти РФ занимает 12-е место среди ведущих нефтегазовых держав. При сохранении существующего положения дел нефть в РФ может закончиться через 20 лет. Проводя аналогии с объемами запасов и добычи природного газа, запасами последнего Россия обеспечена на 80–90 лет.

К основным проблемам нефтегазового комплекса можно также отнести:

- недостаточную эффективность механизма регулирования недропользования и отсутствие комплексных технологий добычи и утилизации углеводородов, что приводит к нерациональному недропользованию;
- слабую диверсифицированность рынков сбыта российских углеводородов и сохранение зависимости российского экспорта от стран-транзитеров, как следствие инфраструктурных ограничений; что влияет на уровень присутствия российских нефтегазовых компаний на зарубежных рынках, а также осложняет решение проблемы урегулирования правового статуса в спорных регионах;
- низкий уровень производства углеводородов вследствие недостаточного уровня развития газоперерабатывающей и нефтеперерабатывающий промышленности, высокой степени износа основных фондов и недостаточного инвестиционного обновления;
- несоответствие производственного потенциала и технического уровня нефтегазового сектора современным требованиям, мировому научно-техническому уровню и экологическим стандартам;
- высокую зависимость предприятий нефтегазового комплекса от импортных технологий и оборудования как следствие отсутствия развитой инновационной инфраструктуры.

Нефтедобывающие компании в России в настоящее время работают на пределе своих возможностей. В связи с ситуацией вокруг Ирана Саудовская Аравия заявила, что готова по первому требованию увеличить добычу нефти, компенсировав, таким образом, мировому сообществу отказ от иранской нефти, чего, например, отечественные нефтедобывающие компании обеспечить не в состоянии.

Для увеличения разведанных запасов нефти в России необходимо активизировать разведку в малоисследованных районах Восточной Сибири, Дальнего Востока, на шельфе северных и южных морей. Дополнительно, с помощью современных технологий сейсморазведки необходимо искать новые месторождения на большой глубине и в ранее уже изученных районах Западной Сибири и Поволжья.

В 2010 г. правительство РФ утвердило стратегию развития геологоразведочной отрасли на период до 2030 г. Эта стратегия содержит комплекс нормативно-правовых мероприятий, направленных на повышение инвестиционной привлекательности геологоразведки, на снятие административных барьеров, научно-методическое, информационное и кадровое обеспечение геологического изучения недр.

Стратегия предусматривает развитие государственного и предпринимательского секторов геологоразведки. Государственный сектор объединяет три важных блока – это госучреждения, которые занимаются сбором, хранением и обработкой геологических данных; научные институты, ведущие анализ и разработку программ геологического изучения недр по видам полезных ископаемых и провинциям, что является основой для выбора приоритетов ГРР; производственно-сервисные компании, непосредственно выполняющие геологоразведку. Предпринимательский сектор представляет 25 вертикально-интегрированных компаний и 200 добывающих, из них 150 с участием иностранных инвесторов, при этом они занимают более 90% рынка ГРР.

Кроме того, предусматривается выделение дополнительных средств для организации системы хранения геоинформации, оптимизация действующей нормативной базы. Принят закон об отмене платы за геоинформацию, он вступил в силу с января 2011 г., ведется работа по упрощению доступа к секретной геологической информации.

Главной целью принятия стратегии развития геологоразведочной отрасли является создание устойчивой системы инновационного обновления и перспективного развития геологоразведочной отрасли России, обеспечивающей взаимовыгодное сотрудничество всех заинтересованных сторон. Необходимость создания такой системы с каждым годом будет только возрастать, в частности, по причине сокращения легкодоступных запасов углеводородов и активизации освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и нетрадиционных углеводородов, требующих передовых технологий в области разведки, добычи и переработки.

При сохранении существующей ситуации Россия рискует остаться сырьевым придатком мировых энергетических лидеров и утратить возможность перспективного развития своей экономики, для которой нефтегазовый сектор станет не локомотивом развития, а его системным ограничителем. В связи с этим, необходимо уже сегодня, используя благоприятную внешнеэкономическую конъюнктуру, получая высокие доходы от экспорта нефти и газа, заложить основу для инновационного развития геологоразведочной отрасли, включая геофизическое приборостроение.

Ввиду усложнения и удорожания НИОКР, снижения жизненного цикла результатов НИОКР, необходимости сочетания технологий разных направлений для достижения требуемых результатов, отечественные приборостроительные геофизические компании не в состоянии осуществить данный переход самостоятельно. Требуется поддержка государства, развитие частно-государственного партнерства, активное сотрудничество между участниками рынка. Очевидно, что для решения таких сложных задач как развитие и внедрение инновационных технологий геофизических исследований, отечественным геофизическим приборостроительным компаниям нужна помощь государства в виде налоговых льгот и преференций.

Помощь государства нужна и компаниям нефтегазового сектора. Так, расширение перечня НИОКР, которые возможно было бы относить на затраты, уже не первый год обсуждается многими компаниями нефтегазового сектора. Зачисление таких видов деятельности, как опытно-конструкторские разработки, испытания новых образцов и техно-

логий, выпуск рабочей конструкторской документации и т.д., на затраты могло бы повысить привлекательность вложений нефтегазовых компаний в данную сферу. Льготы могут быть также предоставлены в виде освобождения от уплаты НДС на время окупаемости инвестиций, так называемые "налоговые каникулы". За рубежом, в частности, во Франции, подобная практика применяется давно. Практика подобных решений существует и в нашей стране, однако носит единичный, целевой, а не программный и системный характер.

Таможенное регулирование импорта в рамках реализации стратегии развития геологоразведочной отрасли должно осуществляться с обязательным учетом научно-технологического развития в отрасли. Таможенная политика, с одной стороны, должна учитывать необходимость развития собственных технологий, разработок, создания и производства высокотехнологичного оборудования внутри страны, с другой позволять импортировать товары, необходимые для инновационного развития отрасли с минимальными бюрократическими барьерами и сборами. Для этого необходимо определить приоритеты в технологическом развитии и формировать таможенные пошлины в зависимости от того, какие технологии или образцы оборудования выгоднее закупать, а какие разрабатывать и производить самим.

В заключение стоит отметить, что реализация вышеперечисленных мер позволила бы российским научно-исследовательским организациям, конструкторским бюро и изготовителям геофизического оборудования стать более привлекательными партнерами для отечественных нефтегазовых и сервисных геофизических компаний.

Важно, чтобы все вышеперечисленные меры были реализованы и воплощались не эпизодически, как это нередко бывает, а системно, на основе утвержденной стратегии. Лишь при условии решения существующих проблем российская нефтегазовая отрасль останется локомотивом развития национальной экономики, сможет полностью удовлетворить потребности страны в нефтегазовых продуктах и существенно упростить достижение целей, поставленных Правительством в Стратегии энергетического развития до 2030г.

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ
ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ПОДПИСКА 2013

Уважаемые коллеги!

Предлагаем Вам оформить подписку на ежеквартальный научно - технический журнал «ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ» на 2013 год.

Журнал издается с 2002 года и информирует читателей о новинках аппаратных и программных средств для разведочной геофизики.

Журнальную подписку на 2013 год можно оформить в почтовых отделениях связи (подписной индекс 43193 в каталоге «Пресса России») или в редакции по адресу: 410019, г.Саратов, ул.Крайняя, д.129, оф.316, тел./факс (8452) 64-14-32 или e-mail: **paturlov@mail.ru.**

Стоимость годовой подписки 2 800 руб. (4 журнала в год).

В редакции также можно приобрести выпуски журналов прошлых лет (с 2002 года), темы которых и в настоящее время не потеряли своей актуальности.

Информация о журнале на сайте : **www.psrgeo.ru.**

Главный редактор: Турлов Павел Алексеевич.

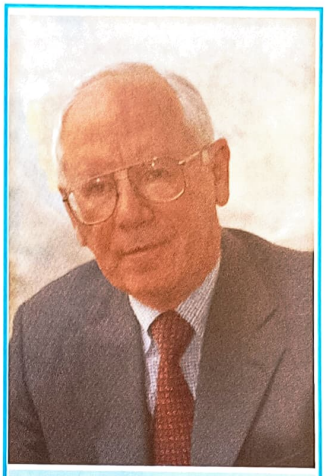
Нужна ли нефтяникам геофизика?

Гогоненков Г.Н.

Казалось бы странный вопрос. Ведь с момента появления первых геофизических методов в двадцатых годах прошлого столетия геофизика стремительно ворвалась в процесс поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. Несмотря на примитивные вначале технологии полевых измерений, низкую точность первых геофизических измерительных систем, уже к началу сороковых годов геофизические предприятии были созданы по всей России и большинство открытий нефтяных месторождений того времени базировалось на первичных данных, полученных геофизикой. Это касается не только полевых методов. Тот же процесс, и еще может быть даже более интенсивный, проходил в области скважинной геофизики. Технологическую революцию осуществили братья Шлюмберже в двадцатых годах прошлого столетия, когда ими были предложены электрические методы каротажа скважин. Геофизические наблюдения очень быстро вошли в обязательный комплекс работ на скважине с целью определения литологии пород и оценки насыщенности.

Огромный подъем отечественная геофизика в нефтяной промышленности испытала в послевоенные годы. Страна остро нуждалась в топливе и энергетике. Нефтепоисковые работы охватили все перспективные бассейны. В значительном объеме выполнялись геофизические работы по всей Волго-Уральской провинции, в Предкавказье, на Мангышлаке, в Средней Азии. Начались работы в Западной Сибири. Резко возрос объем поискового бурения. Были открыты десятки крупных и уникальных месторождений. Конечно, были ситуации, когда поисковые скважины закладывались без геофизической подосновы, но это были относительно редкие случаи и большинство таких скважин было безрезультатно.

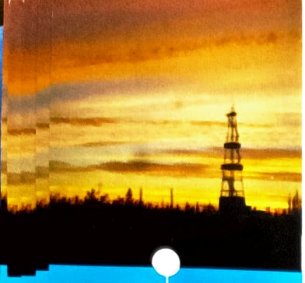
К началу эры цифровой сейсморазведки в начале шестидесятых годов геофизика и полевая и скважинная развивалась как неотъемлемая часть процесса поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. В стране проводился огромный объем работ, число сейсмических партий в отдельные годы достигало 100. Количество каротажных отрядов в начале пятидесятых годов составляло порядка 200, а к середине семидесятых, когда началась интенсивная разведка Западной Сибири, эта цифра приближалась уже к 1000. В комплекс геофизических работ на скважинах были внедрены новые методы, сначала радиоактивные, затем более сложные электрические методы: боковой и индукционный. В производственных масштабах стал применяться акустический и плотностной каротаж. Широкое распространение получили методы геофизических исследований эксплуатационных скважин.



Гогоненков Г.Н., Первый заместитель Генерального директор ОАО "Центральная геофизическая экспедиция"

В начале шестидесятых годов выдающийся российский ученый, сотрудник Института Физики Земли Е.И.Гальперин создал метод вертикального сейсмического профилирования и в короткие сроки этот метод распространился по всему миру, стал обязательным для осуществления оценки скоростной модели среды и стратиграфической привязки отражений. Позже возможности его были расширены на изучение околоскважинного пространства.

Рост объемов геофизических работ был обусловлен не только географическим расширением поисковых территорий, он определялся очень быстрым ростом геологической эффективности. Я приведу только один пример. До внедрения метода многократных перекрытий и цифровой обработки данных в Западной Сибири самым глубоким отражающим горизонтом,



ЗАЧЕМ НЕФТЯНИКАМ ГЕОФИЗИКА

МНЕНИЯ

который можно проследить на сейсмическом разрезе, была баженовская толща в кровле юры. В Волго-Уральской провинции коррелировались только горизонты в карбоне, и то не очень уверенно. На Мангышлаке, в Предкавказье только меловые отложения были объектом поисковых работ. Более глубокие юрские, триасовые отложения в это время были еще не доступны сейсмической наблюдениям. После перехода на цифровую сейсморазведку в начале семидесятых годов, после внедрения систем многократных перекрытий произошел качественный скачок в эффективности геофизических работ. В Западной Сибири уверенно стала картироваться вся юрская толща до верхов деформированной толщи палеозойского основания. В Волго-Уральском регионе появились устойчивые отражения от девона. На Мангышлаке и в Предкавказье юрская и триасовая толщи были введены в массовые поисковые работы.

В это время появились первые серьезные морские работы, толчок которым был дан, когда стали применяться невзрывные источники возбуждения, что исключило экологический вред фауне акваторий. Тем не менее, до настоящего времени объем морских работ в России несоизмеримо мал по сравнению с ведущими западными странами. Там центр тяжести геофизических работ достаточно быстро смещался с суши, где основные запасы были выработаны, на акватории в Северном море, в Мексиканском и Персидском заливах. В конце девяностых годов начались обширные морские работы по всем шельфам и территориям вокруг Африки, Южной Америки, Австралии, которые завершились открытием гигантских месторождений, которые сегодня обеспечивают почти 50% мировой добычи углеводородного сырья. В нашей стране, где объем работ на суше был велик, и самое главное, где были огромные недоизученные территории, к широкомасштабным морским работам приступили позже.

Геофизика стремительно развивалась на базе фундаментальных наук: информатики, системотехники, прикладной математики. Постоянно возрастала канальность сейсмостанций и мощность обрабатывающих систем, расширялись возможности скважинной геофизики. К периоду экономической перестройки в начале 90-х годов геофизика была мощной индустрией, где работали десятки тысяч высококвалифицированных специалистов. Но далее ситуация существенно изменилась. Произошло резкое сокращение всех объемов работ по добыче нефти и газа, но в первую очередь были максимально сокращены все вспомогательные службы, поскольку они ложились дополнительным бременем расходов на добываемую нефть и газ. Это в полной мере отразилось и на геофизических работах. Количество сейсмический партий сократилось более чем в 10 раз. До минимума были сокращены каротажные работы. В Россию широким потоком хлынули западные технологии, западные специалисты. Была предпринята мощнейшая атака со стороны западных геофизических предприятий с целью захвата отечественного рынка. Казалось, что российская геофизика близка к своей смерти. К середине 90-х годов положение было критическим. Компания Шлюмберже - крупнейшая, очень активная, чрезвычайно технологически оснащенная компания, поставила целью захватить львиную долю российского рынка. И только благодаря отдельным энтузиастам российская геофизика еще оставалась чуть-чуть на плаву. К числу этих энтузиастов надо, прежде всего, отнести Валерия Зайнулловича Гарипова, который, заняв должность заместителя министра в министерстве нефтяной промышленности и будучи геофизиком по образованию, предпринял чрезвычайные усилия для того, чтобы оказать помощь российским геофизическим предприятиям по техническому переоборудованию и переоснащению. За валютные средства, которыми располагало министерство, были закуплены цифровые сейсмические станции, закуплена современная техника для обработки сейсмических данных, некоторые отсутствующие в России комплекты каротажного обору-

дования. Новое высокотехнологичное оборудование распределялось между геофизическими предприятиями бывшего министерства нефтяной промышленности. Осуществлялось, хотя и в небольших объемах, финансирование основных подразделений по разработке промыслово-геофизической техники, сейсморегистрирующей аппаратуры. Были расселены и трудоустроены специалисты, вынужденные бежать в это время из Грозного, где проходили известные всем события. Усилия, которые предпринимал Валерий Зайнуллович и его коллеги, позволили поддержать геофизические предприятия в самый тяжелый период времени и сохранить значительную долю российского геофизического рынка от захвата западными предприятиями. Мне пришлось быть свидетелем разговора, который в 1996 году имел место между В.З.Гариповым и тогдашним президентом компании Шлюмберже г-ном Бердом. Гарипов предлагал Шлюмберже сотрудничество. Он говорил, что правильно было бы организовать работу в России так, чтобы те виды геофизических наблюдений, которые могут делать российские геофизические предприятия, делали бы россияне, а новые методы, разработанные компанией Шлюмберже, выполнялись бы ими. Г-н Берд категорически отверг эту альтернативу. Он сказал: «Нет, мы никогда ни с кем не вступаем в совместные предприятия, мы будем осуществлять весь комплекс работ на скважинах сами». На что ему Валерий Зайнуллович ответил, тогда я буду делать все, для того, чтобы задержать внедрение компании Шлюмберже на российский рынок. Эта борьба позволила на определенном этапе защитить российский рынок и сохранить российскую геофизику.

Наступили двухтысячные годы, сформировались крупные российские нефтяные компании, встал на ноги Газпром, из года в год стал увеличиваться объем производства. Россия превысила объем добычи углеводородов до перестройки. Рост экспорта энергоносителей стремительно шел вверх. Казалось бы, такое развитие позволило аккумулировать в стране огромные ресурсы. На эти средства можно было бы по настоящему поднять на высокий уровень все сервисные службы и, прежде всего, их самую интеллектуальную часть - геофизику. Однако этого, к сожалению, не произошло. Инвестиции, которые нефтяные компании осуществляли, в основном шли на развитие собственно нефтяного производства и на выплату больших дивидендов. Конечно, нельзя забывать, что государство забирало львиную долю прибыли от нефти и газа, поскольку надо было поддерживать разрушенную экономику во всех остальных отраслях. Тем не менее, нефтяники и газовики располагали значительными объемами средств и эти отрасли изменились. Достаточно посмотреть на прекрасные офисы нефтяных компаний в Москве, Тюмени и других городах, оценить уровень заработной платы газовиков и нефтяников. А что геофизические компании? К сожалению, здесь картина существенно менее позитивная. Отечественные геофизические предприятия, не имея источников для инвестиций, продолжали находиться в тяжелом положении. Исключения составили те предприятия, которые входили в состав нефтегазовых компаний, а также некоторые частные фирмы, где в качестве инвесторов выступали иностранные компании. Этим положением воспользовались предприимчивые люди, которые стали скупать геофизические активы. Сначала организовалась крупная компания Интегро, затем еще одна крупная компания Геотек, в которых сосредоточены значительные объемы геофизических работ. Встала на ноги и хорошо развивается ТНГ-Групп, многопрофильная фирма, работающая под сенью Татнефти. По этому же пути идет Башнефтегеофизика, которая также имеет хорошие контакты со своими нефтяниками. Множество других предприятий влачили и продолжают влачить бедственное положение.

Объем геофизических работ после кризиса 2008 года возрос, и, казалось бы, это должно помочь геофизикам встать на ноги. Однако далеко не всегда удачно организованный тендерный процесс



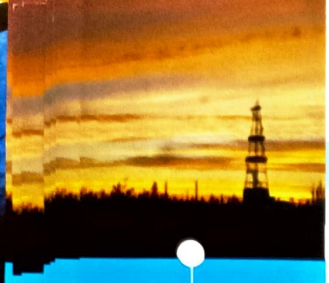
явился следующим звеном, который приводит к тому, что наиболее перспективные высококачественные работы не получали должного развития. В тендерных комитетах нефтяных компаний и Газпрома решающую роль играют юристы и экономисты, которые, прежде всего, смотрят на стоимость предложений компаний и, естественно, та компания, которая предлагает выполнить работы по минимальной цене, выигрывает у той компаний, которая предлагает большую цену, но выполняет работы более качественно, с более широким арсеналом технических и технологических достижений. Мы понимаем, что сокращение расходов, повышение эффективности работ за счет снижения затрат - правильная политика нефтяной компании, но это должно достигаться не за счет снижения качества работ. Нельзя геофизические компании доводить до такого состояния, когда получаемых средств достаточно только для того, чтобы окупить выполняемые работы, не создавая прибавочную стоимость, которую можно было бы вложить в расширение производства, в обновление техники. Неоднократно в российской печати выступали ведущие геофизики, ученые, говорящие о том, что надо помочь отечественной геофизике, поскольку интенсивность давления на рынок со стороны западных компаний возрастает. Появилось давление со стороны Китая, который создал огромную геофизическую индустрию при поддержке государства, и сейчас его экспансия распространилась практически на весь мир. Китайские работы чрезвычайно дешевы и, конечно, открой сейчас Россия свой рынок для китайских компаний и при ориентации только на критерии цены работ, мы потеряем российский рынок для национальных геофизических предприятий в течение двух-трех лет. При этом надо сказать, что качество работ китайских компаний, да не только китайских, но и ряда западных компаний, может существенно уступать качеству, обеспечиваемому ведущими российскими предприятиями. У ОАО ЦГЭ есть опыт работ в одной североафриканской стране, где нам пришлось участвовать в интерпретации геофизических материалов. Там полевые работы проводила китайская компания, а обработку данных выполняла компания Вестерн-Джеко, дочерняя структура Шлюмберже. Оказалось, что качество полевых наблюдений, выполненных китайской компанией, существенно ниже качества работ, которые выполнялись на этой же площади шесть лет назад национальной сейсмопартией под супервизорством российских специалистов. Обработка, которая 6 лет назад выполнялась в России, несоизмеримо лучше, чем та, что выполнила Вестерн-Джеко в текущем году. Это только один из примеров, но он показывает, что российские специалисты не потеряли своей квалификации. Мы можем и должны работать в России сами и наши работы будут не хуже тех, что предлагают западные компании. Единственная проблема - нужна поддержка российских геофизических предприятий.

Более двух лет назад руководство страны, в том числе Глава правительства В.В.Путин вместе с И.И.Сечиным, посетило Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), где заместитель председателя ГКЗ Арешев Е.Г. напрямую ставил вопрос о том, что надо укрепить отечественную геофизику, которая является информационной основой процесса поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Тогда был подготовлен Протокол о создании крупной национальной геофизической компании, которая могла бы получить существенные инвестиции и развиться до уровня, близкого к тому, что имеет сегодня Китай. Однако этот Протокол так и не был реализован. Полгода назад вопрос поддержки геофизических предприятий вновь поднимался на уровне руководства страны. Об этом писали газеты. Губернатор Ханты-Мансийского округа Н.В.Комарова, будучи у вице-премьера И.И.Сечина, говорила о том, что необходимо оказать содействие геофизическим предприятиям, поскольку они влачат бедственное существование и возможен крупный социальный взрыв среди специалистов высокой квалификации, которые по

существу не имеют возможность реализовать свои способности. Тогда И.И.Сечин вновь подтвердил, что у него есть твердое намерение на базе отечественных геофизических предприятий, в акциях которых государство имеет долю более 50%, создать крупную структуру, которая будет иметь возможность развиваться в соответствии с требованиями отрасли и мировыми тенденциями. Однако и это решение не было до настоящего момента реализовано. Если государство не обратит внимания на геофизику, на наиболее интеллектуальную часть процесса геолого-поисковых работ, мы неминуемо потеряем отечественный рынок. Доля западных компаний будет увеличиваться, а это чревато очень серьезными последствиями. Ведь не секрет, что вся основная информация о состоянии геологической среды сосредоточена именно в геофизических данных. Если эти данные будут в руках западных компаний, то государство потеряет контроль за состоянием своих недр. Этот контроль перейдет к тем компаниям, в руках которых будет информация. По закону «О недрах» вся геолого-геофизическая информация должна храниться и принадлежать государству. Однако закон выполняется плохо и пока не видно никаких серьезных намерений для того, чтобы эти его положения были введены в действие.

Надо сказать, что первые попытки государства изменить ситуацию были предприняты в прошлом году. Создана компания Росгео, куда собраны несколько десятков геологических предприятий. Появилась достаточно крупная геолого-поисковая структура. Но если посмотреть на состав этих предприятий, то выясняется, что в Росгео вошли в основном предприятия не нефтегазового профиля. Эти предприятия связаны с геолого-поисковыми, и геолого-съемочными работами, направленными на другие полезные ископаемые, хотя для государства, прежде всего, важна ресурсная база нефтяной и газовой промышленности, т.е. тех ведущих отраслей, которые кормят сегодня Россию. В сегодняшнем составе Росгео многие годы не сможет сколь-нибудь существенно повлиять на формирование ресурсной базы углеводородного сырья.

Сохраняется надежда на нефтяные компании, которые в состоянии поддержать отечественную геофизику. Тем более что финансовая база для этого существует. Но беда вся в том, что компании разобщены и оказывается, нет в стране силы, которая могла бы объединить усилия нефтяных компаний на решение каких-то общих задач. Известно, что на Западе почти все крупные научные исследования в области прикладной геофизики финансируются консорциумами нефтяных компаний. Университеты или другие научные центры, в которых сосредоточены ведущие специалисты, предлагают новые идеи, доведение которых до создания новой аппаратуры или новой технологии осуществляется за счет финансирования консорциумами компаний. Инновационными достижениями пользуются все члены консорциума. Это позволяет в целом поддерживать науку в западном мире и этот же метод может быть реализован в нашей стране. Однако для этого нужна культура нефтяных компаний, понимание того, что без развития геофизики невозможно серьезное развитие нефтяной отрасли и решение тех сложных задач, которые перед отраслью стоят. Поиск месторождений на больших глубинах, повышение коэффициента нефтеотдачи, эффективная разработка месторождений тяжелых и вязких нефтей, битумов, сланцевого газа, освоение арктических шельфов. Если мы не решим эти задачи, то нашу нефтегазовую отрасль ждут тяжелые времена в ближайшем будущем. Именно поэтому вопрос: «Нужна ли геофизика нефтяникам?» - является сегодня абсолютно актуальным. Если только нефтяные компании не вложат свои средства, небольшую часть своих доходов в поддержку отечественной геофизики, в ее техническое обновление, отечественной геофизике будет трудно выдержать конкуренцию с западными компаниями, особенно после вступления в ВТО.



ЗАЧЕМ НЕФТЯНИКАМ ГЕОФИЗИКА

МНЕНИЯ

Могут ли нефтяники обойтись без сейсморазведки

Кузнецов В.М., ООО "Геофизические системы данных", г. Москва

Речь пойдет, прежде всего, о сейсморазведочных данных. Казалось бы, банальный вопрос. Ни одна скважина, даже на уже известных месторождениях, не закладывается без обоснования по сейсморазведочным данным. Большинство геологов-нефтяников имеют навыки интерпретации сейсморазведочных данных и с успехом используют их на практике, порой составляя достойную конкуренцию «чистым» геофизикам. Но, с другой стороны, неучёт или недостаточное знание физических принципов распространения упругих волн в различного рода геологических средах, играют с ними злую шутку. Получаемое ими «сейсмовидение» геологических объектов, казалось бы, противоречит предполагаемой геологической модели и вызывает недоумение, претензии, неудовлетворенность, а порой и полное отрицание сейсморазведки, как метода, способного решить стоящие перед ними геологические задачи. Это порождает «нездоровые научные сенсации» и приводит к затяжным дискуссиям и конфликтам.

В этой мутной воде с удовольствием «ловят рыбку» (финансовую поддержку) всякого рода «изобретатели». Они уверенно обещают «найти нефть напрямую», решить все проблемы путем применения их чудодейственной программы или вообще отрицая наличие в природе упругих волн (есть и такие!) и предлагая свои методы обнаружения нефтенасыщенных объектов.

Конечно же, в сложных и противоречивых ситуациях можно было бы разобраться путем уточнения и усложнения существующей сейсмогеологической модели, привлекая дополнительную информацию и другие методики её сбора. Но, как правило, это требует привлечения дополнительного финансирования и трудозатрат [Кузнецов В.М. 2009]. Заманчивей пойти более легким путем, но время и опыт показывают, что «природа не знает компромиссов». Если даже простая и дешевая методика срабатывает в нескольких случаях при определенных сейсмогеологических условиях, то во всех остальных она даёт сбой. С другой стороны, постановка более детальных работ на сложных объектах, привлечение дополнительной скважинной информации по расширенному комплексу ГИС, ВСП, усложнение модели с привлечением анизотропных свойств разреза и дополнение данных информацией по разным типам и классам волн, чаще всего позволяет корректно решать ранее, казалось бы, неразрешимые противоречия. Воистину, «скупой платит дважды».

Сейсморазведка на современном уровне способна решать достаточно широкий круг геологических задач и удовлетворить спрос нефтяников по самым разнообразным вопросам. Другой разговор, что сама постановка геологических задач часто осуществляется без должного учета ограничений методов. Например, для ВСП вписываются задачи оценки импедансов, оценки параметров анизотропии, картирования околоскважинного пространства и т.п. без усложнения систем наблюдений и их детальности. То есть, ставятся пространственные задачи при 2D сборе информации при ограниченном количестве выносных ПВ. Да, действительно, по данным НВСП (но не ВСП!) можно оценить упругий и сдвиговый импеданс. Но корректность этих оценок оставляет желать лучшего. И это понятно тем, кто разбирается в физическом смысле этих атрибутов и знает алгоритмы их оценок по сейсмическим данным. Вполне очевидно, что эта задача решается несравненно лучше по наземным данным. Конечно, для сравнения одноименных атрибутов, полученных по скважинным и наземным данным, можно ставить эту задачу, но при этом необходимо учитывать результаты их оценки по ВСП. Повышение точности оценок импеданса возможно при условии усложнения системы наблюдений, что повышает стоимость работ ВСП. Как правило, в этой ситуации нефтяники (заказчики работ и фондодержатели) говорят: «Нет, ребята, давайте решать задачу за те же деньги». Тогда за работу берутся математики, придумывают различные приближения, аппрокси-

мации, разложения и т.п., по которым задача решается в принципе, но с определенной точностью и ограничениями, которые остаются «за скобками» и геологами не рассматриваются. В результате появляются атрибуты, которые теряют физический смысл, но они уже прописаны в техническом (геологическом) задании и исполнители обязаны по простейшей системе наблюдений получать тончайшие оценки упругих параметров. Когда же начинается привязка и сопоставление скважинных и наземных данных по соответствующим параметрам, у нефтяников возникает непонимание – а почему по скважинам получается так грубо и неточно?

То же самое касается параметров анизотропии. Для их корректной оценки по данным ВСП требуются детальные наблюдения на различных выносах (для оценки VTI анизотропии) и (для оценки HTI и TTI) под различными азимутами. И чем более насыщена по вертикали и количеству ПВ будет система наблюдений, тем более точными будут оценки параметров. Но тут сразу встает вопрос цены. И тогда рождается очередной способ упрощенной оценки, и, как результат, нестыковка наземных и скважинных данных. А ведь цель параметров Томсена - компенсировать негиперболичность годографа на больших удалениях для наземных данных. Поэтому, строго говоря, эти параметры и должны подбираться при анализе скоростей Vnmo в рамках анизотропной модели. И не факт, что оценка параметра $\delta_{ВСП}$ совпадет с $\delta_{ОГТ}$. Так какой же смысл вписывать его в техзадание по ВСП, как обязательный к расчету по минимальной системе наблюдений? Другой разговор, что требуется оценка регионального значения этого параметра и исключение возможности принятия неоднородности за анизотропию VTI (в последнем случае $\delta_{ВСП}$ не будет зависеть от азимута ПВ). Но тогда и система наблюдений ВСП должна быть соответствующей задаче.

Другим обширным полем для недопонимания между нефтяниками и геофизиками является метод многоволновой сейсморазведки (МВС). Сама по себе эта технология предполагает использование волн разных типов и классов на всех этапах проекта от постановки задачи до интерпретации. Совершенно очевидно, что практически любая современная интерпретация резервуара является многоволновой (как минимум, оцениваются параметры V_P и V_S), но при этом система сбора информации ориентирована только на PP волны. Поэтому, конечно же, нефтяникам необходимы качественные данные по МВС. Но, уже начиная с формулировки задач, мы сталкиваемся с такой же ситуацией, которая описана выше для ВСП. При задаче локализации трещиноватых зон и оценке их параметров закладывается методика 2D-3C или низкоплотная, узкоазимутальная 3D-3C. При постановке задачи разделения породных комплексов отсутствуют предпосылки (петрофизическое обоснование) различия их по коэффициентам Пуассона и т.д. и т.п. Не говоря уже о том, что работы проектируются в зонах сыпучих и обводненных грунтов, где сдвиговые компоненты волнового поля в значительной степени ослабляются или вообще отсутствуют.

Какой же вывод следует из всех этих рассуждений? Конечно же, обойтись без сейсморазведки нефтяники никак не могут. Другой разговор, какая же им нужна сейсмика – корректно решающая правильно поставленные задачи по адекватной этим задачам методике или получающая малопонятные параметры по максимально дешевым технологиям? Думаю, нефтяники сами должны ответить на эти вопросы. Кажется, наиболее продуктивный путь к решению этих проблем лежит в поле разрешения возникающих противоречий путем детального анализа причин и факторов, влияющих на упругие параметры. Это должны быть коллективные, совместные исследования нефтяников и геофизиков, разговаривающих на одном языке и понимающих проблемы друг друга. Во всяком случае, это не путь отказа от современных технологий и усложнения модели среды.

Литература

1. Кузнецов В.М. «Кризис в экономике, а не в работе - изменение акцентов в постановочных задачах МВС» ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ №02(28)/2009

Роль геофизики в производственной деятельности компании «РИТЭК»

Мамаев Д.А., Дагаев И.Л., Черняев В.В. ОАО «РИТЭК»

Казалось бы, что нового можно сказать о роли геофизических методов в процессе поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений и, соответственно, о значимости геофизики для нефтегазодобывающих компаний? Однако вопрос в очередной раз поднят и, как нам кажется, не зря. К сожалению, приходится констатировать, что нефтегазодобывающие компании зачастую недооценивают геологическую эффективность и экономический эффект геофизических исследований.

Конечно, относительно поискового этапа сомнений мало: бурение удовольствие дорогое, поэтому применение геофизических методов существенно минимизирует риски, связанные с поисковым бурением. Однако, после получения притока нефти или газа о геофизике стараются забыть. Причин тому несколько. Во-первых, для людей несведущих, а таковые, к сожалению, в нефтегазодобывающих компаниях встречаются, геофизика и по сей день остаётся не совсем понятной наукой, которая даёт результат, но закономерность которого для них непонятна. И даже на этапе разведки геофизика, зачастую, воспринимается в штыки – деньги вкладываем, а запасы падают. И это несмотря на то, что достоверность результатов поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений существенно выросла, а риски, соответственно, существенно уменьшились. Но, к сожалению, традиционно у нас в приоритете численные показатели.

С удовольствием констатируем, что в компании «РИТЭК» ситуация кардинально иная.

В компании «РИТЭК» геофизические методы сопровождают геологоразведку и разработку месторождений на всех этапах, где это только возможно.

На этапе поисков применяются МОГТ 2D, электроразведка. На разведочном этапе – сейсморазведка 3D, непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП), высокоразрешающая сейсморазведка (ВРС). На этапе разработки месторождений – сейсморазведка 3D, микросейсмический мониторинг процесса гидроразрыва пласта (МСМ ГРП), сейсмический локатор бокового обзора (СЛБО).

Конечно, основная часть инвестиций уходит в сейсморазведку. Этот метод зарекомендовал себя давно и прочно удерживает лидерские позиции как по вложениям, так и по информативности, которую метод обеспечивает. Даже в профильной модификации и в случае структурной интерпретации этот метод незаменим для нужд нефтегазовой геологии. Ведь основная часть залежей, разрабатываемых по сей день, структурного типа. А структурные построения в осадочном чехле, которые в подавляющем числе случаев являются целевыми, наиболее достоверно выполняются на основе данных, полученных данным методом. Когда же к комплексу привлекаются методы прямых поисков, такие как электро-разведка и геохимия, мы можем достаточно уверенно спрогнозировать вероятность получения притока продукта.

Компания «РИТЭК» по праву можно назвать инновационной нефтяной компанией. Инновационная политика является основой деятельности и развития компании. Инновации здесь присутствуют во всём – начиная с используемых технологий и заканчивая названием –Российская Инновационная Топливно-Энергетическая Компания.

Помимо стандартных опробованных методов и технологий, тут традиционно пытаются внедрить и опробовать новые методы. Даже если присутствуют сомнения в их эффективности. Если отсутствие эффективности не доказано, то это веская причина для выполнения более глубоких исследований. Вместе с тем, и разрекламированные преимущества того или иного метода следует оценивать по конкретным результатам и либо брать на вооружение всецело, либо отложить до лучших времён.

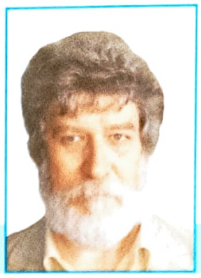
Так компания «РИТЭК» стала одним из первых заказчиков масштабной широкоазимутальной (А 1) 3D съёмки, а также применения уникальной съёмки 2D донными косами в условиях предельного мелководья водохранилищ. По заказу компании были проведены работы с возбуждением взрывами под донными отложениями водохранилища и регистрацией на льду. В настоящее время проводится опробование методики микросейсмического мониторинга процесса ГРП. В разное время были опробованы: поляризационная модификация непродольного вертикального сейсмического профилирования (ПМ НВСП), СЛБО, сейсмолокация очагов эмиссии (СЛОЭ), видеотепловизионная съёмка.

На этапе обработки и интерпретации компания также не зацикливается на одном исполнителе и методе. Для нужд компании обработку и моделирование выполняют несколько крупных сервисных предприятий и институтов. Они производят структурную интерпретацию, динамическую обработку и интерпретацию, инверсию и прогноз физических параметров литологического состава на основе динамической сейсмической инверсии методом вероятного литологического прогноза (ВЛП).

Все эти методы позволяют получить промышленный приток продукта и обеспечить запасами даже те участки, которые ранее считались бесперспективными и были сданы в нераспределённый фонд.

Резюмируя все выше сказанное, можно констатировать, что геофизика в компании «РИТЭК» не выступает в роли пасынка, а является полноправным участником производственной деятельности компании.

Статья посвящена одному из аспектов стратегической роли сейсморазведки в нефтегазодобывающем производстве. Автор показывает, что для повышения вероятности успеха бурения необходимо применение адекватной сейсморазведки и, в частности, постановка МОГТ 3Д, начиная с поискового этапа ГРР.



О рациональной стратегии ГРР и необходимой методике сейсморазведки

Логовской В.И., г. Самара

1. Особенности современных условий в нефтегазовом секторе:

- все простые и крупные ловушки нефти разведаны, эксплуатируются и истощаются;
- размеры перспективных объектов экспоненциально уменьшаются, сложность строения возрастает.

С уменьшением размеров и усложнением строения месторождений, растут требования к качеству, информативности и достоверности сейсморазведки. Учитывая современную структуру запасов УВ, современные сейсмические исследования должны стать прецизионными.

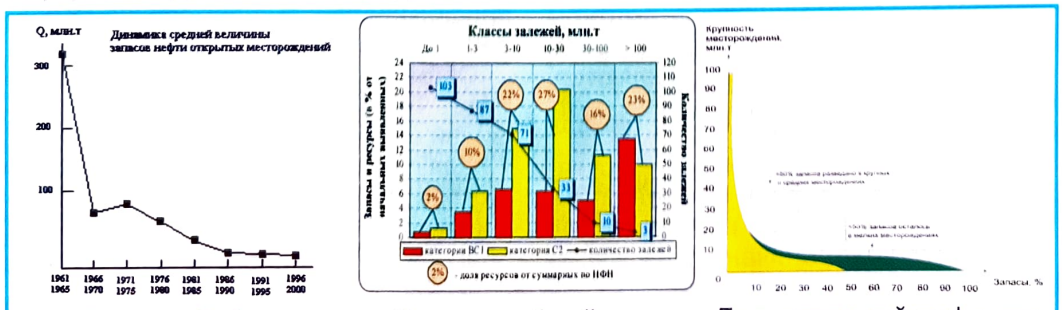
Основная задача улучшения технологии сейсморазведки в нефтегазовом секторе, заключается в снижении геологических рисков, связанных с процессом освоения ресурсов нефти и газа. При этом должно обеспечиваться:

- получение информационной основы для выбора мест резервуара с лучшими свойствами коллектора;
- сокращение затрат на неэффективное бурение при поиске, разведке и разработке;
- сокращение времени ввода в эксплуатацию месторождений на новых лицензионных участках и получение за счёт этого дополнительной прибыли от добычи и реализации УВ.

1.1 К оптимизации стратегии работ на новых лицензионных участках.

«Учет вероятностного характера информации, рисков и неопределенности является важнейшим условием принятия эффективных управленческих решений. Все риски, связанные с процессом освоения ресурсов нефти и газа, должны быть заранее определены, оценены, и при этом должны быть приняты решения, направленные на минимизацию их воздействия. Субъективные риски, в частности, риск неподтверждения запасов, в отличие от объективных, могут непосредственно регулироваться, хотя и не в полной мере, участниками инвестиционного проекта (например, посредством увеличения затрат на поиски и разведку месторождений).

Наибольшая степень риска характерна для начальных стадий изучения. Вместе с тем, поскольку объемы геофизических и поисковых буровых работ ограничены, сами масштабы возможных потерь на этих стадиях сравнительно невелики и исчисляются первыми сотнями миллионов рублей в расчете на один объект. По мере увеличения потоков геофизической, геологической и другой информации, на последующих стадиях работ доля риска снижается, однако возрастающие цена и объемы работ и связанные с ними объемы инвестиций способны увеличивать масштабы потерь.».[3] Целью обоснования необходимости проведения сейсморазведки МОГТ 3Д на поисковом этапе ГРР является снижение потерь экспоненциально возрастающих инвестиций последующих этапов ГРР, разработки и добычи.



Западная Сибирь | Хантымансийский округ | Принципиальный график для Самарского региона

Рис.1.Общая тенденция распределения месторождений нефти по крупности

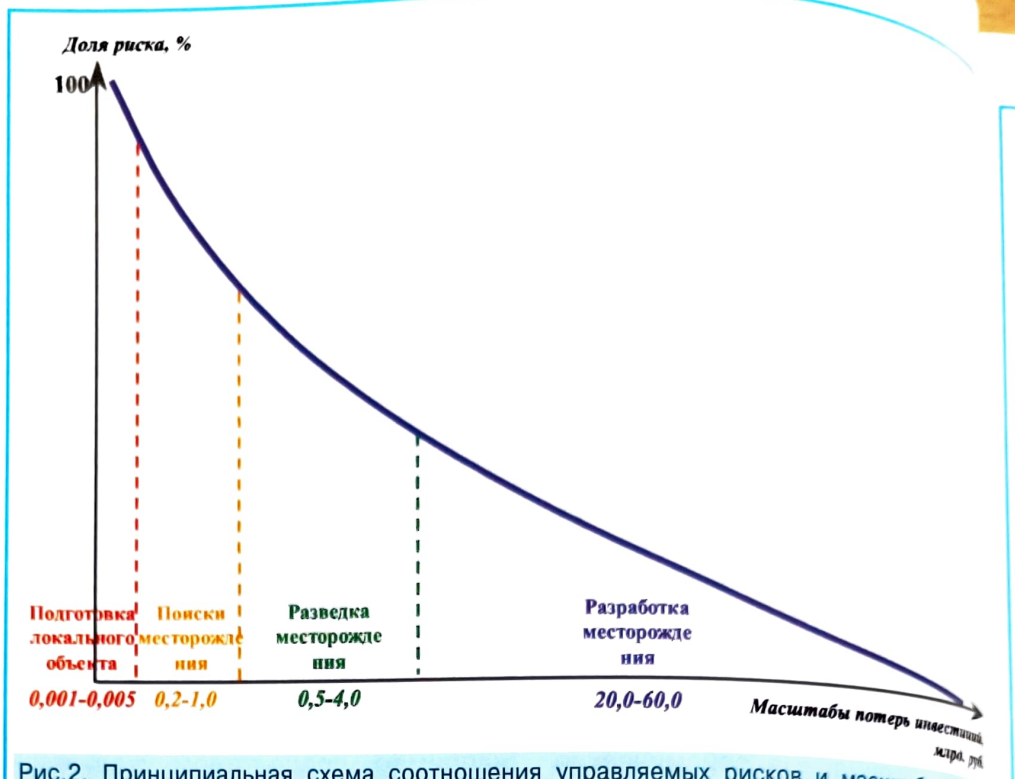


Рис.2. Принципиальная схема соотношения управляемых рисков и масштабов потерь инвестиций на разных стадиях процесса изучения и освоения углеводородных ресурсов.

Приведенный ниже обзор дан для обоснования постановки на новых лицензионных участках 3Д сьёмки максимальной эффективности (вместо 2Д), начиная с поискового этапа.

2. Иллюстрация возможностей разных способов изучения геологического строения.

На рис.3. приведён графический пример и соответствующие ему количественные характеристики трёх вариантов, отличающихся по плотности информации и областям интерполяции.

Рис. 3a. Отражает пример, когда на площади размером 8 × 8=64 км2 пробурено только 6 глубоких скважин и нет сейсморазведки (стратегия постоянной технологии в ГРР). В этом случае плотность информации - 0,094 измерения на 1км2. Область интерполяции на пространство без измерений - все межскважинное пространство. Контуры контактов (ВНК, ГВК) не картируются. Начальные запасы не определяются. Объекты малых размеров пропускаются.

Рис. 3b. На площади 64км2 - 6 скважин и 18 сейсмических профилей 2D, общей длиной полной кратности 144 км.(стратегия ограниченного улучшения технологии в ГРР).

Сейсмические трассы ОГТ на профилях 2Д являются точками измерений.

При традиционной методике наблюдений 2Д и кратности ОГТ = 48 на одном километре профиля получается 40 полнократных точек измерений (трасс ОГТ), т.е. на всю площадь к скважинным данным добавляется 5760 измерений физических параметров в плоскостях профилей, которые могут быть переведены в прогнозные петрофизические.

Таким образом, плотность измерений равна (6+5760):64 км2 = 90 измерений/км2., которые расположены вдоль линий профилей. Области интерполяции – 1км2 площадей полигонов между профилями. Объекты малых размеров лишь выявляются.

При этом необходимо учесть, что для набора полной кратности и апертуры миграции на профилях 2Д необходимо их удлинение в среднем на 1250м. с каждого конца, т.е. на 2500м. на каждый профиль. В данном примере, на 18 профилей это составит 45 км.

Общая длина профилей при этом будет 144+45 = 189км. Плотность профилей составит 189 : 64 = 2.95км./км2

Для подготовки объектов размерами 1.0км. × 1.5км. необходима сеть сейсмических профилей с густотой 500м × 500м, плотность по крайней мере в 2 раза больше, т.е. 5.9км./км^2. Область интерполяции на пространство без измерений при этом сужается до площадок по 0.25км^2 внутри полигонов

Различия по плотности информации на единицу площади и по размерам областей интерполяции (экстраполяции) при построении модели по:

a - скважинным данным;
b - совокупности скважинных и профильных (2D) сейсмических данных;
c - совокупности скважинных и площадных (3D) сейсмических данных;

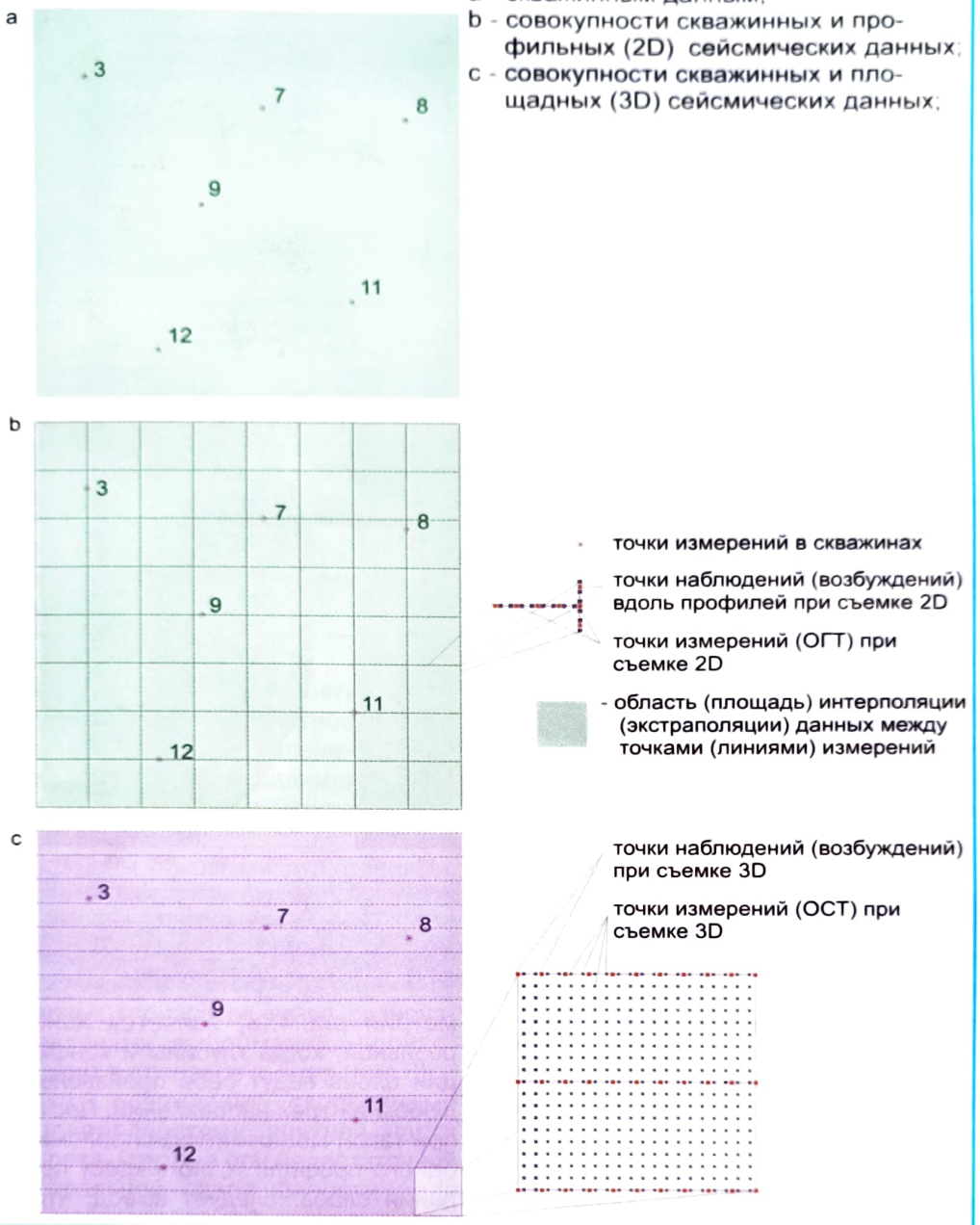


Рис. 3. Различия плотности информации на единицу площади в зависимости от построений по скважинным данным, данным 2Д и 3Д сейсмики

сети сейсмических профилей. Цена близка к цене оптимальной съемки 3Д, без возможности избавления сейсмограмм 2Д: от боковых отражений; от некорректности учета сейсмического сноса; от проблемы использования для изучения горизонтальной анизотропии. Контуры контактов (ВНК, ГВК) картируются. Начальные запасы определяются. Точность структурных построений недостаточная.

Рис 3с. На площади 64км2 - 6 скважин и съемка 3D с размерами сетки точек отражений 25х25м.(стратегия улучшения технологии в ГРР). В результате такой съемки получается 1600 точек измерений физических параметров (трасс ОГТ) на 1км2 , которые, при адекватном обеспечении данными ГИС, могут быть переведены в петрофизические. Область интерполяции практически отсутствует, превращаясь в область корреляции.

При этом необходимо учесть, что для набора полной кратности и апертур миграции на площади 3Д необходимо удлинение линий приёма в среднем на 1250м. с каждого конца, т.е. на 2500м., а

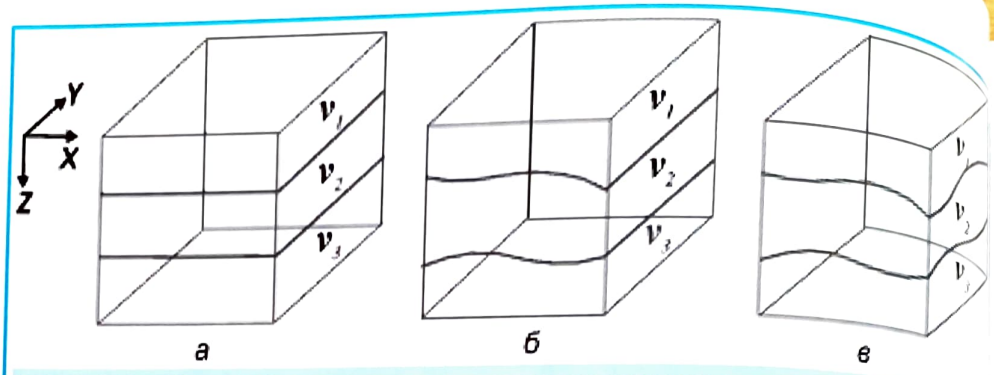


Рис. 4. Простейшие сейсмогеологические модели слоистых сред, в предположении о которых работает сейсморазведка.[4].

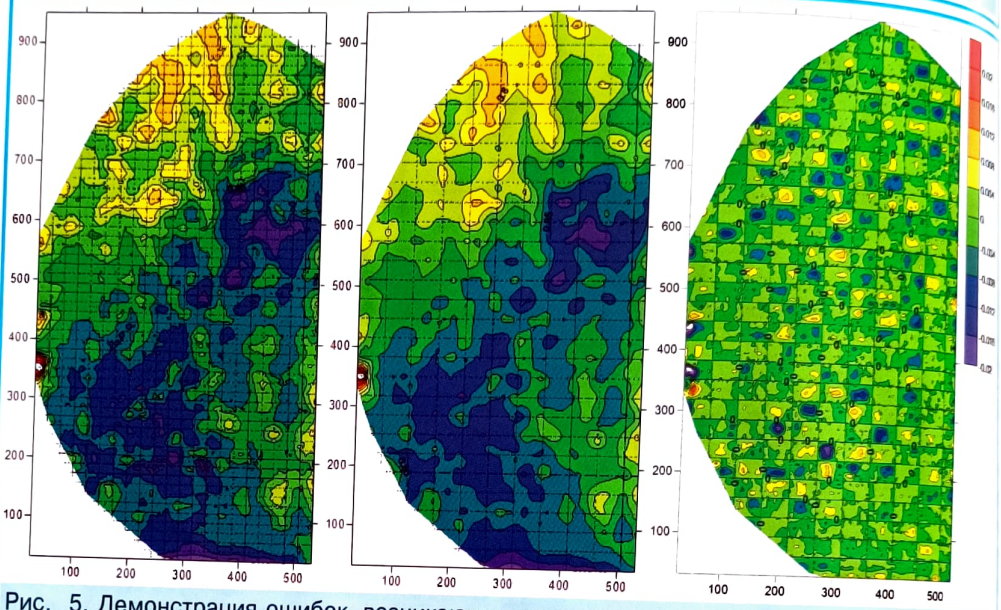


Рис. 5. Демонстрация ошибок, возникающих из-за недостаточной пространственной дискретизации данных и их интерполяции внутри полигонов, на этапе картопостроения. А). Фрагмент карты изохрон по данным 3Д; Б). Фрагмент карты изохрон по псевдо - 2Д; В). Фрагмент карты разности значений изохрон по данным 3Д и псевдо - 2Д в секундах.

также добавление площади съёмки в ортогональных линиям приёма направлениях. Таким образом, площадь съёмки по пунктам приёма должна быть увеличена до 110 км2.

Контуры контактов (ВНК, ГВК) картируются. Начальные запасы определяются. Точность структурных построений наивысшая из возможных.

Преимущества применения съемки 3Д в геологической эффективности иллюстрируют рисунки 4, 5, 7, 8.

3. Характеристика геологической эффективности данных 2Д.

3.1. Профильные (2Д) системы наблюдений ориентированы на применение в условиях геологических сред, отображенных на рис.4.(а, б) моделей симметричных или частично (по одной из ортогональных осей) симметричных. В реальности такое строение геологических сред не наблюдается. Они несимметричны.

«Модель с полным отсутствием симметрии рис.4.(в) является наиболее реальной, когда глубины и конфигурации слоев ведут себя произвольно в любом из трех направлений. Поскольку при такой модели нельзя проложить ни одного профиля точно в крест простирания слоев, следует вывод, что для изучения реальной геологической среды 2D сейсморазведка вообще неприемлема».[4]

3.2. Отрицательное проявление искажений интерполяции демонстрирует пример построения карт изохрон куба 3Д и по системе выбранных из него псевдопрофилей 2Д (рис.5).

Профили псевдо - 2Д выбраны по сетке 800м.×1200м. Максимальные ошибки внутри полигонов достигают 12 мс или, в пересчёте в глубины (в карбонатном разрезе) – 30м.

Малые размеры большинства нефтесодержащих объектов требуют применения сейсморазведки 2Д с очень высокой плотностью профилей, как правило

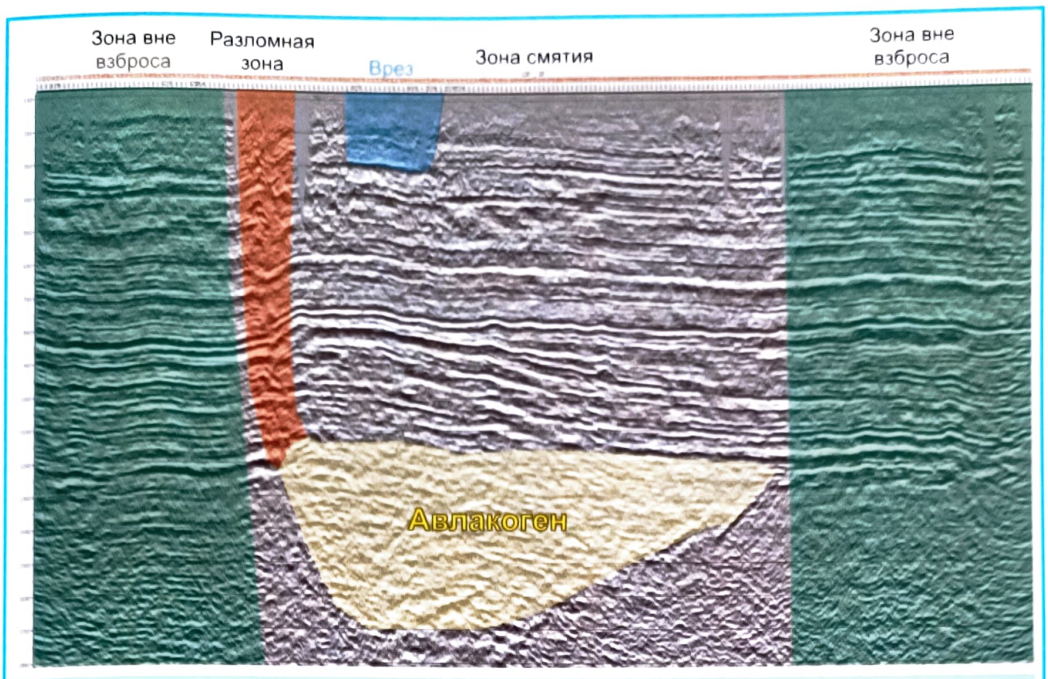


Рис. 6. Пример сейсмичесеаого разреза, отражающего последствия деформаций в ходе геологической истории развития региона. fs24
Интерпретированный.

4.5км./км2 и выше.

Очевидно, что в зависимости от ориентации профилей 2Д относительно основных тектонических элементов территории и элементов седиментационных тел, сейсмограммы и разрезы в различной степени:

- осложнены боковыми отражениями, которые нет возможности удалить при 2Д наблюдениях;
- отличаются резко отличающейся прослеживаемостью отражений от целевых горизонтов из-за разнонаправленных деформаций, произошедших в процессе смятия (рис.6);
- часто осложнены скоростными неоднородностями верхней части разреза, которые при недостаточной латеральной разрешённости для ВЧР сети профилей трудно учесть, т.к. их влияние зависит от взаимного расположения неоднородностей и профилей.

4. Потенциальный геологический эффект применения 3Д съёмки.

4.1. Сравнение плотности структур, подготовленных в предыдущие годы на участке с самой высокой плотностью профилей 2Д и съёмкой 3Д (рис.7.) в пределах одной и той же территории площадью 200 кв.км. показывает:

- при сейсморазведке 2Д было подготовлено 16 структур (200:16 = 12.5кв.км.), т.е. – 1 структура на 12.5кв.км;
- при сейсморазведке 3Д закартировано 54 структуры (200:54 = 3.7кв.км.), т.е.- 1 структура на 3,7кв.км., что в 3.4 раза больше чем при 2Д;

Раннее распознавание и исключение из поиска и разведки нерентабельных (из-за малых размеров) объектов является одной из задач 3Д сейсморазведки поискового этапа.

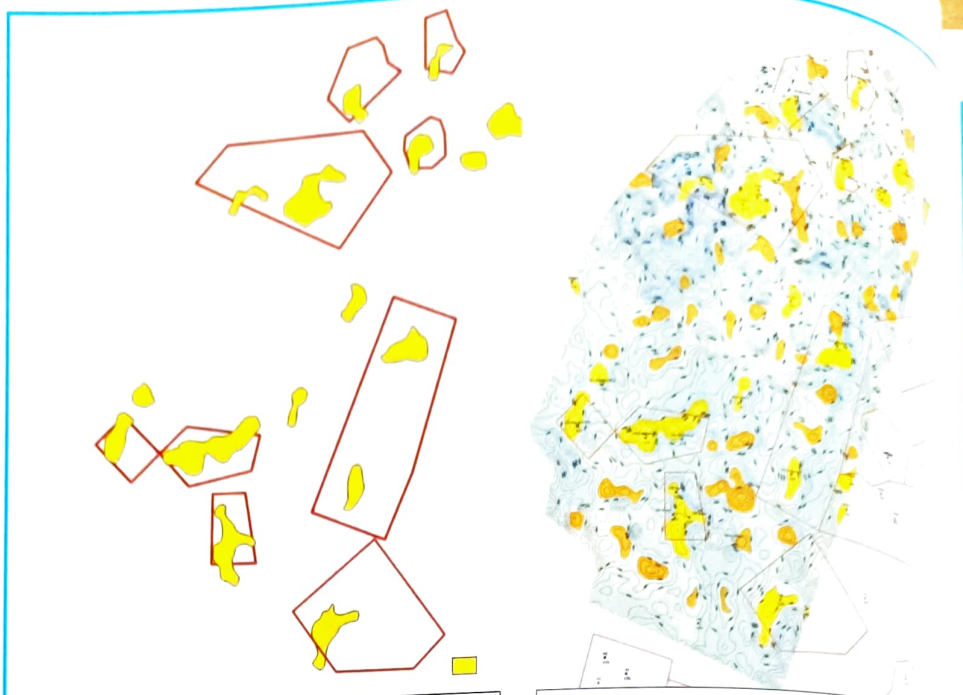
Возможность более точного расчёта размеров структур, соответствующих экономически приемлемым запасам, и принадлежность их, в виде осложняющих куполов, к общему поднятию, при съёмке 3Д (рис. 7)не представляет особых трудностей.

4.2. Дискретизация отображения изучаемых объектов в пространстве и её следствия.

Рисунок 8 иллюстрирует причину ложной корреляции тектонических нарушений по данным 2Д, заключающуюся в ошибке интерполяции из-за недостаточной пространственной дискретизации измерений. По той же причине, но ещё в большей степени, невозможно адекватно отобразить геологическое строение сколь угодно густо размещённых скважин. Как видно из примера (рис.8), ошибка составляет 100%.

При 3Д съёмках отмечается увеличение точности картирования русловых, баровых, присклоновых тел.

4.3. Факторы, влияющие на повышение достоверности по сравнению с 2Д съёмкой:



- Структуры подготовленные по данным МОГТ-2Д.

- Структуры подготовленные по данным МОГТ-3Д.

Рисунок 7. Сравнение плотности структур, подготовленных съёмками 2Д и 3Д

- лучший учёт влияния неоднородностей ВЧР;
- правильный учёт наклонов отражающих границ;
- лучший учёт преломлений;
- лучшее отображение границ с крутыми наклонами;
- лучшая пространственная разрешённость;
- лучшая локализация объектов в пространстве.

4.4. Основные принципиальные преимущества съёмок 3Д по сравнению с 2Д.

Качественная 3Д съёмка:

- повышает точность решения задач: определения геометрии изучаемых пластов и тектонических нарушений; прогноза эффективной мощности пластов в межскважинном пространстве; картирования границ выклинивания и литологического замещения продуктивных пластов;
- позволяет распознавать и исключать низкоперспективные и добавлять высокоперспективные объекты для бурения;
- позволяет более точно определять запасы и, таким образом, оптимизировать затраты на оборудование при создании инфраструктуры.

5. Организационно – экономические аргументы в пользу применени сейсморазведки 3Д с поискового этапа ГРР.

5.1. Степени повышения достоверности результатов 3Д, по сравнению с 2Д съёмкой:

- При определении структурного и планового положения картируемых объектов, в зависимости от размеров объектов уточнение возможно в пределах 30% - 50%;
- При картировании разломов, русел, баровых тел уточнение возможно в пределах 70% - 100%;
- При картировании карбонатных построек, клиноформ, зон литологических неоднородностей, связанных с переотложенными породами, размывами, замещениями уточнение возможно в пределах 40% - 70%;
- За счёт отмеченных преимуществ вероятность подтверждения геологических моделей при съёмке 3Д, по сравнению с 2Д увеличивается на 30% - 100%.

5.2. Для оценки экономической эффективности (рис. 9), в логике авторов [3] представлены принципиальные графики изменения рисков во времени в зависимости от совокупности имеющейся и получаемой в процессе поисковых, разведочных работ и разработки месторождения информации, на фоне экспоненциально растущих затрат. Среднее повышение вероятности подтверждения геологических моделей при съёмке 3Д (очень умеренное), относительно изучения без сейсморазведки, принято – 40%, относи-

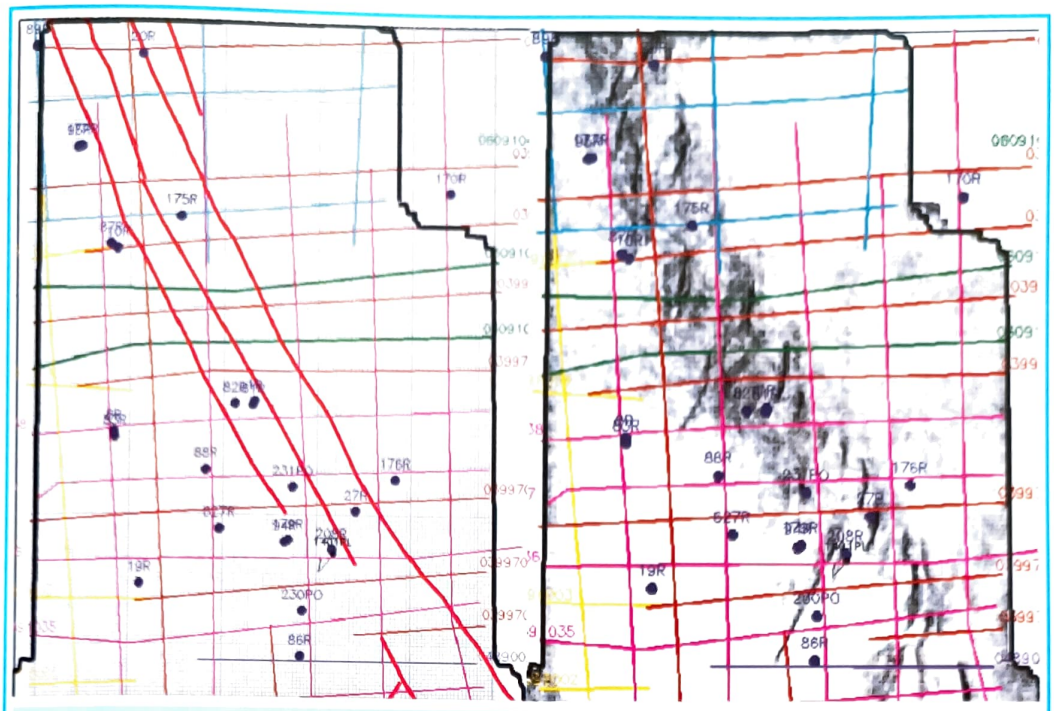


Рисунок 8. Сравнение результатов картирования разломов по 3Д (серая сетка,2002г.) и 2Д (цветные профили,1991г.,1997г.).[5]
А) Результат интерпретации разломов на 2Д; Б) Отображение разломов на кубе когерентности

тельно сейсморазведки 2Д – 25%. Риск 70% в начале поискового этапа задан по среднему соотношению площадей месторождений к площадям изученных территорий (риск метода дикой кошки). График изменения рисков в процессе поиска, разведки, разработки без сейсморазведки основан на интуиции автора и применён для всех сценариев изучения неизменным, хотя должен меняться в лучшую сторону после появления сейсмической информации. Для представления более обоснованного графика изменения рисков в процессе поиска, разведки, разработки у автора нет необходимой информации. График роста затрат представлен единым, хотя по мере снижения рисков затраты должны уменьшаться.

Иллюстрируемые рисунком 9 графики наглядно показывают, что весьма небольшие затраты на 3Д сейсморазведку, начиная с поискового этапа снижают на 40% (25%) риски очень больших затрат последующих этапов. Видно, что чем раньше будет выполнена съемка 3Д, тем на большем количестве этапов ГРР и разработки будут оптимизированы затраты.

5.3. Для оценки дополнительного влияния фактора времени на рис. 10 приведены сравнительные графики работ при разных степенях изученности и оптимизации с сейсморазведкой.

Из анализа графиков (рис.10) следует, что при начале этапа поиска с полноценной съемки МОГТ 3Д, будет выиграно время на весь цикл работ от поиска до разработки, что позволит раньше завершить разведку и начать добычу УВ и, соответственно, раньше начать получать выручку от их реализации.

5.4. Без дополнительных графиков очевидно, что:

- за счёт возможности обоснованного объединения нескольких структур (объектов) в рамки одного месторождения, в разы может сократится объём проектной и другой документации;
- более чем на 30% могут быть сокращены затраты на эксплуатационное бурение и обустройство за счёт проектирования оптимально расположенных скважин и оптимизации схем разработки.

6. Выводы

6.1. Учитывая:

- современную структуру запасов УВ;
- статистику распределения по размерам большинства эксплуатируемых месторождений, а, следовательно, и ожидаемых поисковых объектов, перспективных на обнаружения УВ;
- необходимость поиска ловушек неструктурного типа, наибольшую геологическую эффективность ГРР на поисковом этапе обеспечивает сейсморазведка 3Д.

6.2. Имея в виду всё перечисленные

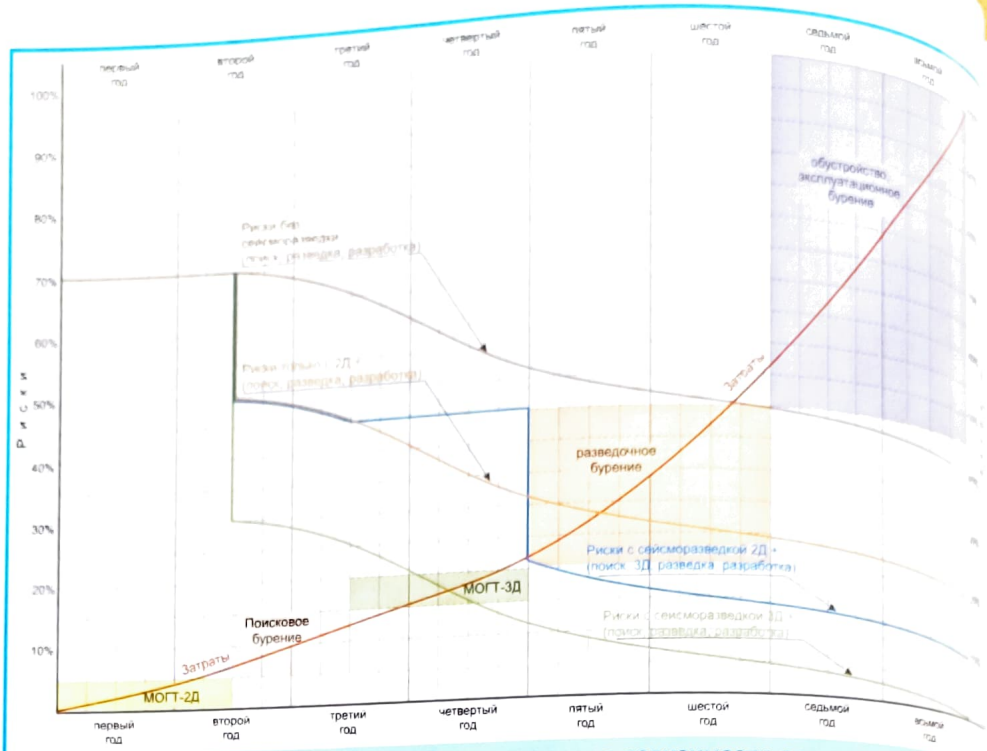


Рис. 9. Принципиальный график изменения рисков в зависимости от времени и методики сейсморазведочного обеспечения поисковых, разведочных работ и разработки месторождения на фоне экспоненциально растущих затрат.

преимущества 3Д, необходимо оптимизировать процесс ГРР и разработки с опорой на опережающие и единожды для всех этапов получаемые данные сейсморазведки 3Д.

6.3. Нужно также учитывать, что для оптимизации разведочного и эксплуатационного бурения:

- информация (геологические модели, кубы данных) должна быть в глубинном масштабе;
- информация (геологические модели, кубы данных) должна быть объёмной и отражать свойства пласта, а не границ.

6.4. Ввиду особой роли сейсморазведочной информации в эффективности всей части бизнеса нефтегазодобывающих компаний, включающей поиск, разведку и разработку месторождений, необходимо радикально повышать качество полевых данных сейсморазведки и результатов её обработки и интерпретации.

7. Зарубежный опыт [5]

За 3 года (с 1991 по 1993) « AMOKO» выполнила 115 съёмок 3Д в том числе:

- 48 – на разрабатываемых месторождениях
- 44 – с целью поисков залежей нефти и газа
- 23 – с целью доразведки открытых месторождений

из них:

- 38 – на суше
- 75 – на море
- 2 – в переходной зоне.

При средней стоимости съёмки 3Д 2.5 млн. и задержке разработки на год, каждая съёмка 3Д на разрабатываемых месторождениях в среднем дала компании $ 9.8 млн. чистого дохода

Отмечен чистый эффект добавления четырёх успешных точек на месторождении и сбережении одной сухой скважины в пересчёте на одну 3D съёмку в среднем, для каждого (инвестиционного) портфеля Amoco по использованию 3D наблюдений.

Из 88 разрабатываемых месторождений Amoco к концу 1994 года съёмка 3Д была выполнена уже на 54-х месторождениях.

Список литературы.

1. Н.А. КРЫЛОВ, Э.М. ХАЛИМОВ, Ю.Н. БАТУРИН, В.В. АЛЕНИН, В.И. АЗАМАТОВ (ИГиРГИ)
2. Логовской В.И. «У англичан ружья кирпичом не чистят…». Приборы и системы разведочной геофизики. №2, 2010
3. Назаров В.И., Калист Л.В. «Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов.» Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007(2).
4. Воскресенский Ю.Н. «Построение сейсмических изображений». РГУНиГ

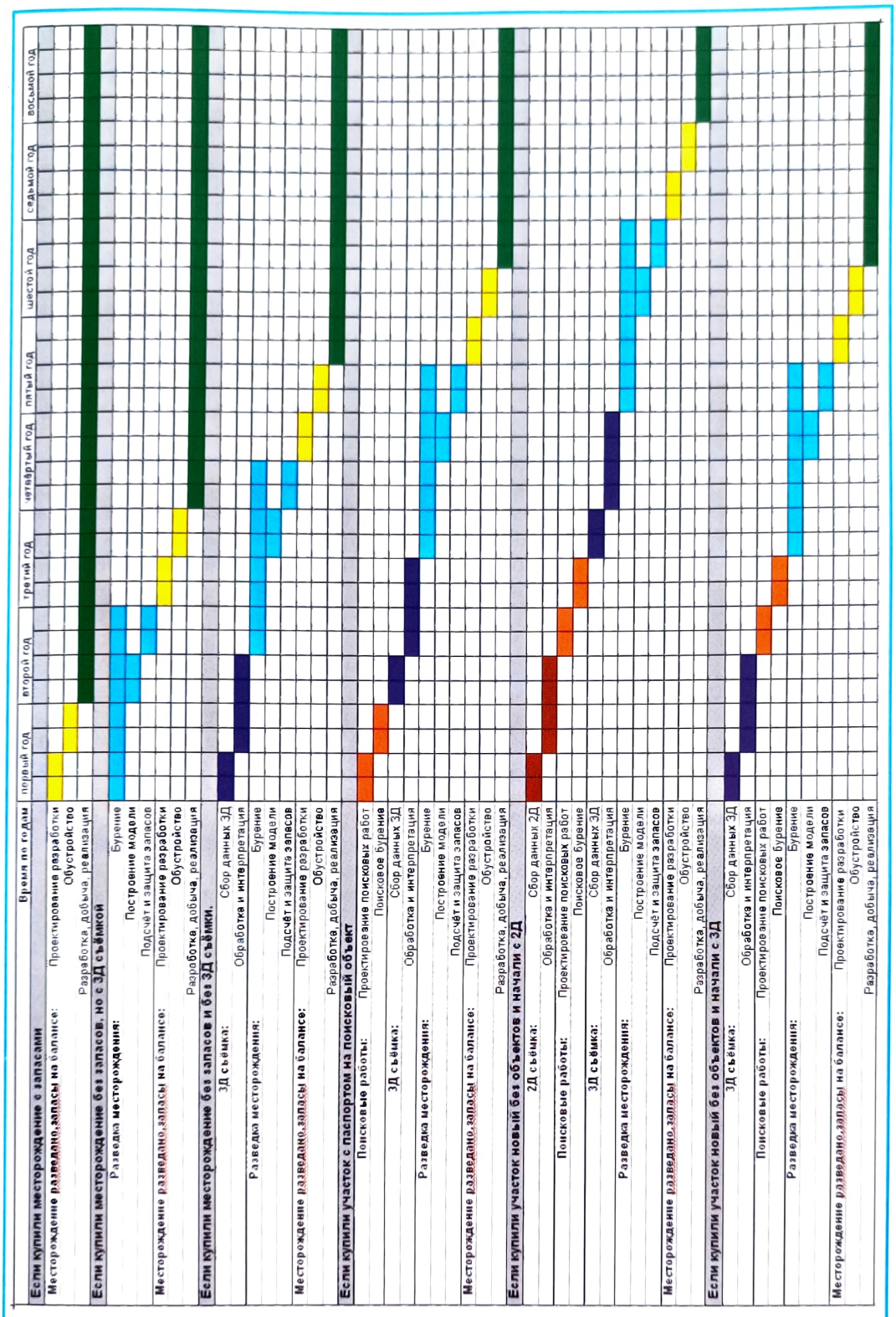


Рис. 10. Сравнительный график работ при разных степенях изученности и оптимизации с сейсморазведкой

им. И.М.Губкина, Москва, 2006г.

5. ByW.K.AYLOR? Amoko Production Co. Houston, Texas. «Business performance and value of exploitation 3-Dseismic», The Leading Edge, июль 1995 г.
6. Купров С.В., Логовской В.И., Павловский Ю.В.,Федечкина А.С., Якимова Ю.Ф. «Влияние аляйсинг- эффекта на точность структурных построений и достоверность выделения системы разрывных нарушений в пространстве».Совещание-семинар Тюмень-ОЕАГО, Тюмень, 2006г.(вне программы семинара).

3D сейсморазведка как основа для реконструкции тектонической эволюции (на примере северной части Русско-Часельского мегавала, Западно-Сибирский бассейн)

Кузнецов В.И., ООО "НОВАТЭК НТЦ", г.Тюмень, Кузнецова Я.В., ОАО "Варьеганнефтегаз", г. Радужный

Аннотация

Реконструкция тектонической эволюции северной части Русско-Часельского мегавала является актуальной задачей, поскольку формирование продуктивных залежей происходило за счет вертикальной миграции углеводородов из нижележащих горизонтов.

В результате анализа данных 3D сейсморазведки выявлено, что рассматриваемая территория состоит из трех зон, отличающихся различным количеством выделенных сейсмических комплексов, и, следовательно, различной историей своего тектонического формирования. Идентифицировано два этажа структурных элементов (триасово-юрский и меловой), которые не связаны друг с другом и были сформированы в периоды, характеризующиеся различной ориентацией полей напряжений в земной коре.

На основании реконструированной тектонической эволюции выделены два типа гидродинамически изолированных блоков: первый тип сформирован в период кайнозойской инверсии за счет реактивации Юрибейского разлома и ограничен данным разломом, второй тип блоков образовался в неогеновый период за счет малоамплитудных сдвиговых дислокаций.

Введение

В ловушках северной части Русско-Часельского мегавала (Западно-Сибирский бассейн) аккумулировано более 1.5 млрд. т нефти и около 100 млрд. м3 газа [3]. Продуктивные залежи относятся к апт-сеноманскому нефтегазоносному комплексу. До настоящего времени исследования, связанные с реконструкцией тектонической эволюции, путей миграции углеводородов и истории формирования рассматриваемых продуктивных залежей, на изучаемой территории не проводились. Принимая во внимание, что продуктивные залежи сформировались за счет вертикальной миграции углеводородов из нижележащих горизонтов, а также тот факт, что рассматриваемая площадь характеризуется исключительной сложностью геологического строения, реконструкция ее тектонической эволюции является актуальной задачей, решение которой необходимо для последующего успешного выбора рациональной системы разработки.

Структурные элементы и их сформировавшие тектонические события триасового периода

На основании анализа данных 3D сейсморазведки территорию северной части Русско-Часельского мегавала можно разделить на 3 зоны, отличающиеся разным количеством выделенных сейсмических комплексов, и, следовательно, различной тектонической эволюцией. Это южная, центральная и северная части, представленные на рисунках 2 и 3 соответственно.

На указанных разрезах центральная и северная части отличаются от южной наличием синрифтовых отложений верхней части покурской свиты. Северная часть отличается от центральной присутствием синиверсионных отложений над синрифтовыми породами покурской свиты. Кроме того, центральная часть отличается от южной и северной отсутствием пострифтовых осадков тампейской свитой.

На рис. 1 следует отметить высокоамплитудный Юрибейский разлом, пересекающий отложения триасового, юрского, мелового и палеогенового возраста. Указанный разлом изначально был сформирован в триасовом периоде как сбросовая дизъюнктивная дислокация. На сейсмическом разрезе (рис.1) рядом с Юрибейским разломом видна складка - инверсионная антиклиналь – на основании наличия которой можно сделать вывод о том, что разлом был реактивирован.

Грабен, расположенный в южной части, был сформирован после накопления пород тампейской свиты, так как разломы, образующие данный грабен, пересекают все слои указанной свиты (рис.1). Разлом, локализованный в правой части сейсмического разреза, изображенного на рисунке 1, был сформирован как сдвиговая дизъюнктивная дислокация, а затем реактивирован за счет сжатия. Данное заключение сделано на основании наличия синрифтово-синиверсионных отложений в пределах тампейской свиты, а также инверсионной антиклинали, расположенной над разломом. Кроме

Рисунок 1 – Интерпретация сейсмического разреза, представляющего южную часть изучаемой площади

того, на изучаемом сейсмическом разрезе выделены сининверсионные слои, которые идентифицированы по присутствию подошвенного налегания, а также по уменьшению мощности одновозрастных пород в направлении к сининверсионной складке.

Грабены, расположенные в центральной и северной частях территории были сформированы следующим образом: прежде всего, за счет растяжения образовались сдвиговые дизъюнктивные дислокации, падающие на восток, которые затем были реактивированы. Доказательством этих событий являются интерпретированные синрифтово-сининверсионные отложения, представленные на рисунке 2. Таким образом, логично предположить, что разломы, падающие на запад, в пределах центральной и северной частей были сформированы в более позднее время.

Структурные элементы и их сформировавшие тектонические

Рисунок 2 – Интерпретация сейсмического разреза, представляющего центральную часть изучаемой площади

события юрского периода

Во время юрского периода грабены, представленные на сейсмических разрезах (рис.2-3), отсутствовали, так как, во-первых, только падающие на восток разломы были сформированы во время триасового периода, во-вторых, разломы, формирующие грабены, пересекают все слои юрских отложений, следовательно, они были образованы после накопления этих отложений.

В раннюю эпоху юрского периода произошла инверсия, признаки которой можно видеть на рисунках 1-3, где отмечены сининверсионные породы, идентифицированные по наличию подошвенного налегания и разной мощности одновозрастных отложений, уменьшающейся по направлению к разломам. Кроме того, на них представлены синрифтово-сининверсионные отложения и инверсионные антиклинали, которые были описаны выше.

Структурные элементы и их сформировавшие тектонические события мелового периода

Рисунок 3 – Интерпретация сейсмического разреза, представляющего северную часть изучаемой площади

На структурной карте по кровле марьяновской свиты, которая представлена на рисунке 4, можно выделить следующие элементы: систему грабенов, сформированную сопряженными дизъюнктивными дислокациями, Юрибейский разлом в юго-западной части рассматриваемой площади и прилегающее к нему антиклинальное поднятие. Также можно идентифицировать две аккомодационные зоны, характеризующиеся изменением направления падения разломов.

В раннюю эпоху мелового периода произошла инверсия, признаки которой представлены на рисунках 1-3, где отмечены сининверсионные отложения, идентифицированные по наличию подошвенного налегания и разной мощности одновозрастных отложений, уменьшающейся по направлению к разлому. За периодом инверсии следовал период растяжения, выделенный на основании разной мощности одновозрастных пород, увеличивающийся по направлению к разлому.

Судя по интерпретации сейсмических

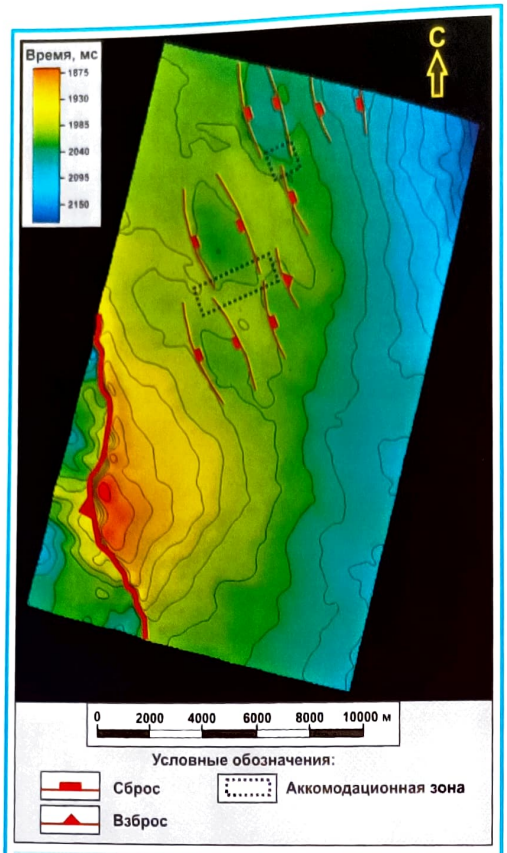


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле марьяновской свиты

разрезов, изображенной на рисунках 1-3, после накопления синрифтовых пород во время ранней эпохи мелового периода значительных тектонических событий не наблюдалось, так как все слои залегают параллельно, а их мощность относительно постоянна.

Интерпретированные элементы поздней эпохи мелового периода представлены на структурной карте по кровле покурской свиты (рис.5). На указанном рисунке, а также на сейсмических разрезах (рис.1-3) идентифицированы следующие структуры: Юрибейский разлом и прилегающее к нему антиклинальное поднятие, а также большое количество сбросовых, взбросовых, сбросо-взбросовых и сдвиговых дизъюнктивных дислокаций.

Примеры сбросов и взбросов в пределах покурской свиты представлены на рисунках 1-2. Сбросо-взбросовые дислокации выделены на основании наличия синрифтово-сининверсионных слоев и инверсионных антиклиналей – их пример изображен на рисунке 3. Следует отметить, что выделение малоамплитудных субвертикальных сдвиговых дислокаций представляет значительные трудности. Указанные структуры идентифицированы по наличию следующих признаков (рис.5):

1) сегментированный в плане ряд разломов, которые соединены между собой и формируют структуры грабенообразной формы;
2) сегментированный рисунок складчатых структур;
3) одновременное присутствие на площади динамических обстановок сжатия и растяжения.

Сравнивая структурные карты по кровле покурской свиты и по кровле марьяновской свиты, логично заключить, что разломы меловых отложений не являются унаследованными структурами юрских дислокаций и были сформированы в период, характеризующийся другой ориентацией полей напряжений в земной коре.

Это касается тектонических событий в позднюю эпоху мелового периода. В результате интерпретации 3D сейсмических данных установлено, что во время накопления пород нижней части покурской свиты тектоническая обстановка была спокойной, так как все слои залегают параллельно, и их мощность не изменяется (рис.1-3).

Во время формирования верхней части покурской свиты произошло растяжение в центральной и северной части территории. Признаки этого явления видны на рисунках 2-3: мощность слоя увеличивается в западном направлении. Сбросо-сдвиговые дислокации, представленные на рисунке 3, были сформированы в этот период как сдвиги.

За периодом растяжения следовал период сжатия в северной части изучаемой площади, признаками которого является наличие сининверсионных отложений, идентифицированных по подошвенному налеганию и разной мощности одновозрастных пород, перемещение депоцентра по сравнению с синрифтовыми отложениями, а также присутствие инверсионных складок (рис.3).

Накопление пород часельской и танамской свит происходило в условиях спокойной тектонической обстановки, так как все слои залегают параллельно и их мощность не изменяется (рис.1-3).

Структурные элементы и их сформировавшие тектонические события кайнозойской эры

Кайнозойские отложения представлены в верхней части сейсмических разрезов, показанных на рисунках 1-3. На этих же рисунках можно видеть несогласное залегание четвертичных осадков на породах палеоценового возраста.

Во время накопления осадков эоценово-плиоценового возраста произошло растяжение территории, доказа

тельством чего является наличие высокоамплитудной сдвиговой дислокации на границе восточной части изучаемой площади (рис.3).

Во время растяжения в кайнозойскую эру были сформированы малоамплитудные сбросовые дислокации в позднемеловых отложениях покурской свиты (рис.5). Эти дислокации не пересекают вышележащие слои ввиду отличий в механических свойствах пород покурской и кузнецовской свит: резервуар покурской свиты представлен песчаниками, которые в рассматриваемый отрезок геологического времени были заполнены газообразными углеводородами, а вышележащая кузнецовская свита представлена глинами.

После этапа растяжения имела место инверсия. В это время Юрибейский разлом был реактивирован и инвертирован, доказательством чего является наличие инверсионной антиклинали (рис.1). Кроме того, за счет инверсионного сжатия вся изучаемая территория была поднята и эоценово-плиоценовые отложения подверглись эрозии.

Следует отметить, что территория была поднята больше в западной части, в связи с чем в районе Юрибейского разлома сформировались структурно-тектонические ловушки.

За инверсией следовал период правостороннего горизонтального движения, вследствие чего были образованы сдвиговые дислокации. Ряд сдвигов пересекает все слои до четвертичного несогласия (рис.2), другие же ограничены только отложениями покурской свиты.

На основании вышеизложенного в пределах продуктивной залежи покурской свиты можно выделить два типа гидродинамически изолированных блоков: первый тип сформирован в период кайнозойской инверсии за счет реактивации Юрибейского разлома и ограничен данным разломом, второй тип блоков образовался в неогеновый период за счет малоамплитудных сдвиговых дислокаций и ограничен указанными дислокациями.

Заключение

В результате проведенного анализа идентифицировано два этажа структурных элементов (триасово-юрский и меловой), которые не связаны друг с другом и были сформированы в периоды, характеризующиеся различной ориентацией полей напряжений в земной коре.

Обнаружено два типа гидродинамически изолированных блоков: первый тип сформирован в период кайнозойской инверсии за счет реактивации Юрибейского разлома и ограничен данным разломом, второй тип блоков образовался в неогеновый период за счет малоамплитудных сдвиговых дислокаций.

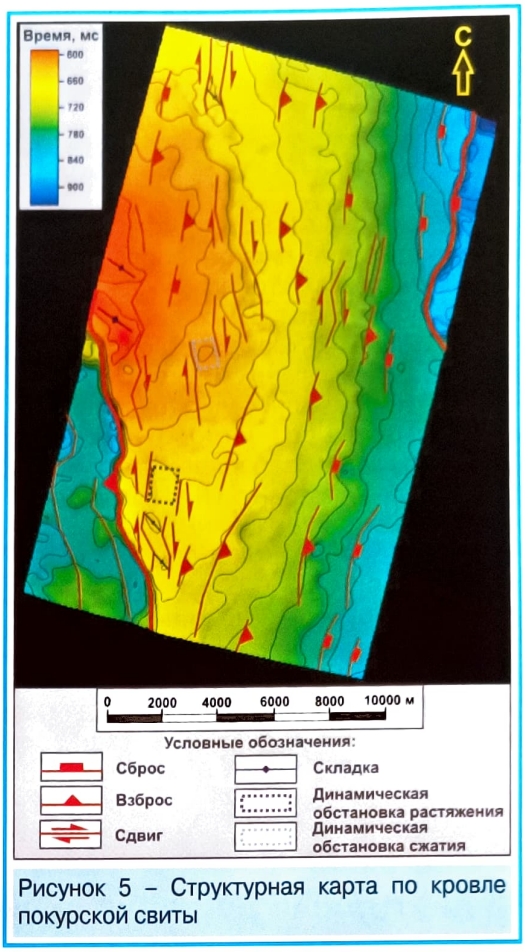


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле покурской свиты

Таким образом, на основе анализа данных 3D сейсморазведки выполнена реконструкция тектонической эволюции северной части Русско-Часельского мегавала, которая позволяет выполнить рациональный выбор системы разработки с учетом выделенных гидродинамически изолированных блоков.

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – т. 42 (11-12). – с. 1832-1845.
2. Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and applications. – Blackwell Publishing company, 2005. – 549 p.
3. http://www.tnk-bp.ru/production/exploration-production/projects/russkoe.
4. Ulmishek G.F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin. – 2003. – 2201-G. – 49 p.

10 ИЗ 10 ПОДРЯДЧИКОВ СОГЛАСНЫ, ЧТО:

ЧЕМ БЫСТРЕЕ УДАЕТСЯ ВЫПОЛНИТЬ РАБОТУ ПРИ -40 °C – ТЕМ ЛУЧШЕ.

И БЕЗОПАСНЕЕ.

Эффективные решения по сейсморазведке без кабеля: fairfieldnodal.com/truecablefree



Наши полностью бескабельные системы устраняют проблемы, связанные с поиском неполадок и техобслуживанием, и позволяют быстро и безопасно получить нужные данные. Системы ZNodal — это повышение производительности труда, снижение затрат на полевые работы, снижение рисков, связанных с производственной безопасностью и охраной окружающей среды, а также неизменно высокое качество данных.

За дополнительной информацией просим обращаться к Денису Томашину, главе нашего представительства в Москве, по тел. +7 916 370 2620 или по электронной почте: dtomashin@fairfieldnodal.com.

fairfieldnodal

СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ОБРАБОТКА ВИЗУАЛИЗАЦИЯ

Автономные многоканальные сейсмические станции семейства РОСА®

Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Шмыков А.Н., СНИИГГиМС, г. Новосибирск

Введение

Автономный сейсмический регистратор РОСА-А (ФГУП «СНИИГГиМС», г. Новосибирск) разработан в 2005-2006 гг. на основе прецизионного цифрового канала РОСА® [7]. По техническим характеристикам автономная 4-х канальная сейсмическая станция РОСА-А v.1 (2006 г.) была сопоставима с лучшими аналогами того времени, к которым относились зарубежные модели Reftek (Refraction Technology, Inc., США) [5]. Бескабельная сейсмическая система, созданная на базе автономных регистраторов РОСА-А, позволяла сформировать пространственно распределённую систему наблюдений из множества пунктов приёма, распределённых с переменной плотностью по площади исследования. При этом исключалась неработоспособность сети из-за неисправности одного элемента (регистратора). Реализованная высокоточная система синхронизации обеспечивала длительные сейсмические измерения, в том числе в условиях неустойчивого приёма спутниковых сигналов или их отсутствия. Технология работы с бескабельной системой сбора данных включала регистрацию сейсмической информации по программируемому расписанию телеметрического (радиотелеметрического) канала. По техническим параметрам и функциональным характеристикам, созданная автономная станция РОСА-А соответствовала требованиям, предъявляемым к аппаратуре, предназначенной для проведения глубинных сейсмических исследований методом ГСЗ с источниками возбуждения упругих колебаний различного типа (взрывными, импульсными и вибрационными).

Экспериментальная версия бескабельной сейсмической системы РОСА-А, состоящей из 25 регистраторов (100 каналов), была подготовлена к началу летнего полевого сезона 2006 г. В данной комплектации система РОСА-А была апробирована при выполнении сейсмических работ методом ГСЗ на опорном геофизическом профиле 2-ДВ [4]. В условиях высоких широт Чукотского АО автономные регистраторы показали хорошую надёжность и стабильность работы при повышенном фоне статического электричества. В последующем и до настоящего времени (2012 г.) сейсмические работы методом ГСЗ были продолжены с использованием серии из 200÷220 автономных регистраторов РОСА-А v.1 (рис. 1). Глубинные сейсмические исследования были выполнены совместно с ГФ СО РАН на опорных геолого-геофизических профилях 2-ДВ, 2-ДВ-А (Магаданская обл., Чукотский АО) и 3-ДВ (Амурская обл., Республика Саха - Якутия) с использованием взрывов в естественных водоёмах и центробежных вибраторов ЦВП-40 (г. Новосибирск). Опыт производственного применения автономных регистраторов РОСА-А для глубинных исследований методом ГСЗ в наземном варианте и по технологии «суша - море» показал экономическую эффективность бескабельной системы РОСА-А [8]. На удалениях до 300 км от источника были зарегистрированы

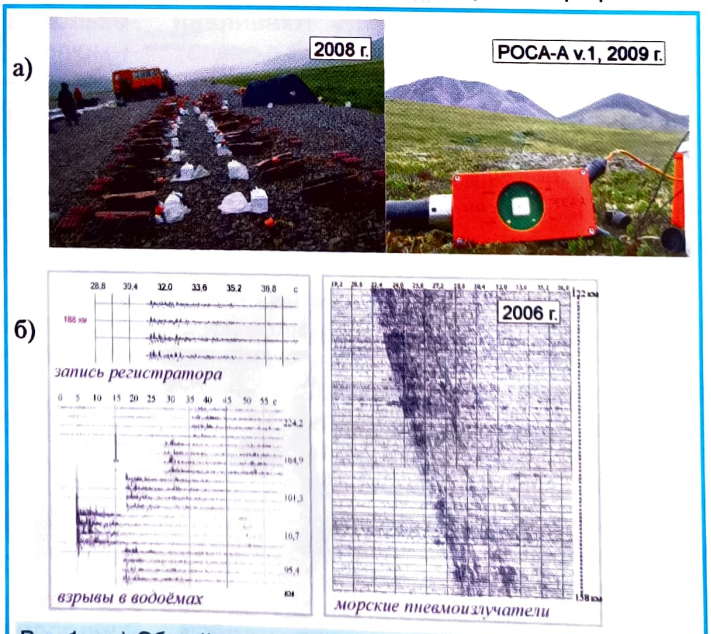


Рис.1. а) Общий вид автономных 4-х канальных сейсмических регистраторов РОСА-А v.1; б) фрагменты сейсмических записей на открытом канале РОСА-А (опорный геолого-геофизический профиль 2-ДВ, Магаданская обл., 2006 г.).

целевые сейсмические волны с высоким отношением сигнал/помеха при взрывном и невзрывном (импульсном и вибрационном) способах возбуждения упругих колебаний.

Данные работы практически подтвердили, что система синхронизации времени, реализованная в автономных регистраторах РОСА-А (рис. 2), позволяет выполнять исследования в условиях неустойчивого приёма спутниковых сигналов или их отсутствия и может быть применена в шахтной геофизике и на горнодобывающих предприятиях при мониторинге подземных и наземно-подземных сооружений [6, 10, 11].

Сейсмоакустические исследования на ряде шахт Кузбасского угольного бассейна были проведены в период 2010 - 2011 г. с использованием автономных станций РОСА-А (v.1, v.2 (разработка 2010 г.)) по технологии просвечивания угольных пластов [9]. Сейсмические работы выполнены совместно с ООО «НТЦ Восточный» (г. Кемерово) и ООО «Георесурс» (г. Кемерово) в Ленинском и Беловском угленосных районах Кузбасса. Изучались достаточно мощные угольные пласты марок Д и Г (Полысаевский II и Байкаимский), расположенные на глубинах 250 – 390 м. Сейсмотомографическая обработка волнового поля на проходящих объёмных и каналовых волнах позволила выявить и проинтерпретировать особенности геологического строения угольного пласта,

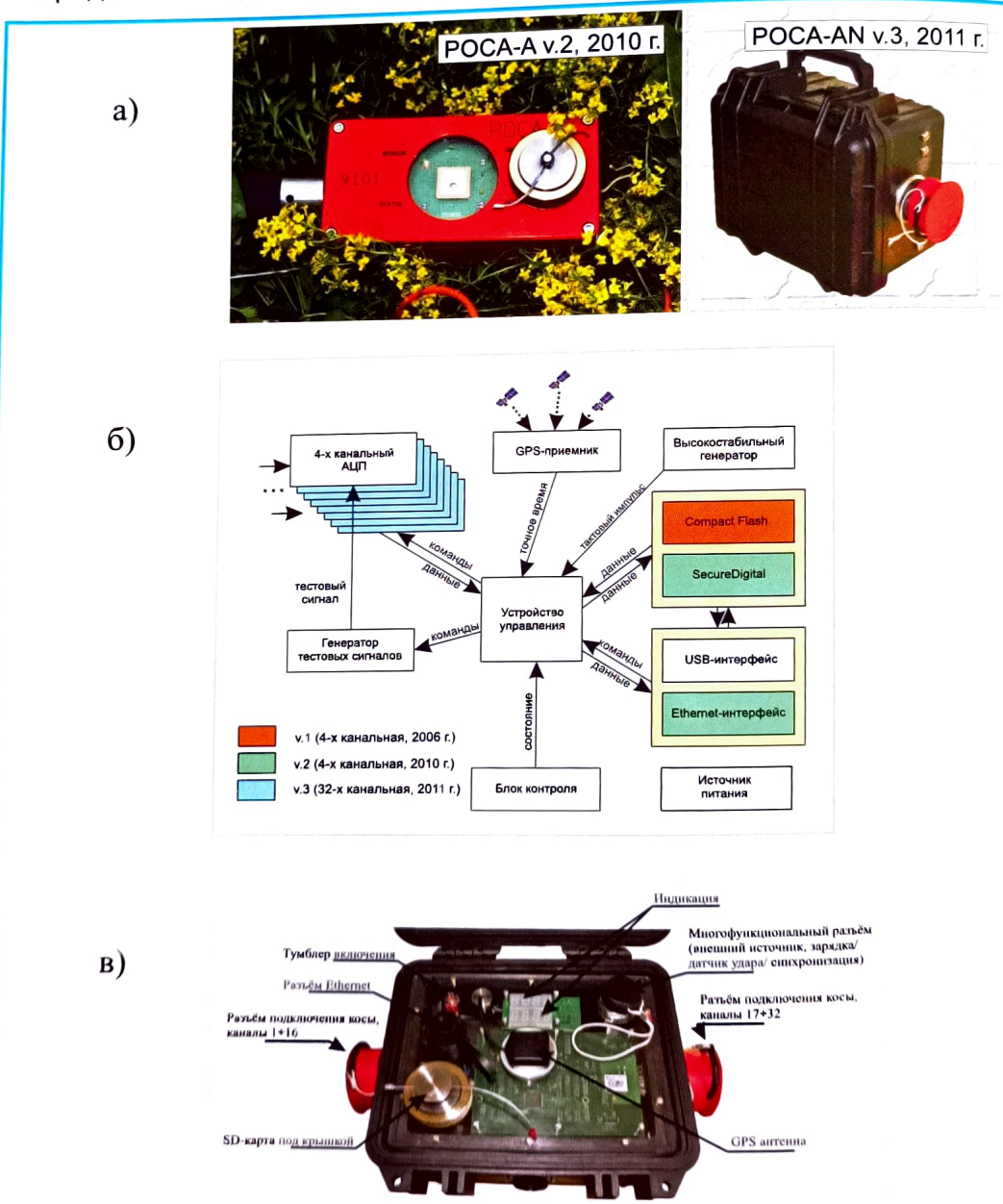


Рис.2. а) Общий вид автономных сейсмических регистраторов РОСА-А v.2 (4-х канальный, 2010 г.) и РОСА-AN v.3 (32-х канальный, 2011 г.); б) структурная схема автономных регистраторов; в) вид внутри регистратора РОСА-AN v.3.

включая оценку прогноза выделения размывов угольного пласта в пределах лавы. Практически было показано, что предлагаемый способ оптимизирует процесс отработки угольных пластов за счет опережающего прогноза местоположения песчаных врезов, механически ослабленных участков и зон повышенного метановыделения [12]. Результаты проведённых исследований были подтверждены последующими горнопроходческими работами.

Выполненные работы в угольных шахтах Кузбасского бассейна показали перспективность использования автономной сейсмической станции РОСА-А в подземных выработках с минимизацией рисков по охране труда. Однако, при проведении данных сейсмических работ проявились определенные недостатки автономных 4-х канальных модулей регистрации РОСА-А. Анализ выявленных плюсов и минусов и соответствующие выводы и технические решения, реализованные в многоканальной автономной станции РОСА-AN (v.3, разработка 2011 г.), рассматриваются в настоящей статье.

Технология шахтных сейсмических работ с автономными станциями

Сейсморегистрирующая аппаратура должна надёжно функционировать в угольных шахтах при постоянно высокой влажности и повышенном уровне угольной пыли и грязи. Особые требования предъявляются к аппаратуре с позиции обеспечения электробезопасности сейсмических работ в шахте. Существуют ограничения на использование материалов, в частности, алюминия и его сплавов.

Бескабельная сейсмическая станция РОСА-А по исполнению её блоков соответствует основным требованиям взрывобезопасности по уровню взрывозащиты РО (особовзрывобезопасный) и виду взрывозащиты Иа (искробезопасная электрическая цепь). Станция РОСА-А прошла экспертизу на соответствие требованиям нормативных документов по безопасности во исполнение Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (заключение №189-7 от 22.12.2009). Очевидным преимуществом бескабельной системы регистрации сейсмических данных является отсутствие внешнего кабеля для подачи электропитания, проводной связи с управляющей станцией, а также проводов между автономными полевыми модулями регистрации сейсмических данных.

Система синхронизации времени, реализованная в станции РОСА-А, включает GPS-приёмник, прецизионный тактовый генератор и систему автоподстройки. Использование GPS-приёмников позволяет получить точность синхронизации не хуже ±1мкс. При отсутствии спутниковых сигналов термостатированный генератор обеспечивает работу в автономном режиме с погрешностью менее ± 1 мс/сутки. Эти два способа гарантируют достоверную временную синхронизацию модулей регистрации между собой.

В качестве энергонезависимой памяти используются промышленные flash-карты CompactFlash или SecureDigital ёмкостью до 32 Гб. В версии v.2 (2010 г.) реализована опция «горячей» замены карт памяти и считывание их отдельно от устройства. Для записи информации на карту используется стандартная файловая система FAT16/FAT32, поддерживаемая практически всеми современными операционными системами. В версии 2 добавлен интерфейс Ethernet, соответствующий стандартам 10BASE-T/100BASE-T, обеспечивающий канальную скорость передачи данных до 100 Мб/с.

Сейсмические работы в угольных шахтах проводятся в условиях как регламентируемой паузы - остановки процесса угледобычи, так и при работающем оборудовании. Как правило, уровень внешних техногенных шумов высокий и очень высокий, поскольку останавливают угледобывающий комбайн только в ближайшем штреке.

Полевая методика проведения в шахтах сейсмических наблюдений на проходящих волнах включает требование по обеспечению максимально возможного равномерного освещения объекта по его периметру. Как следствие, для выполнения этого условия пункты возбуждения и пункты приёма сейсмических волн располагаются в различных штреках, часто без возможности прокладки кабельной линии связи или использования радиоканала для синхронизации их. Более того, в работающей шахте проблематично обеспечить прокладку линии связи без риска её случайного повреждения работающим оборудованием и (или) шахтёрами. Во всех случаях необходимо обосновано выбрать оптимальные условия возбуждения и приёма сейсмических колебаний.

Отметим существование зоны, свя-

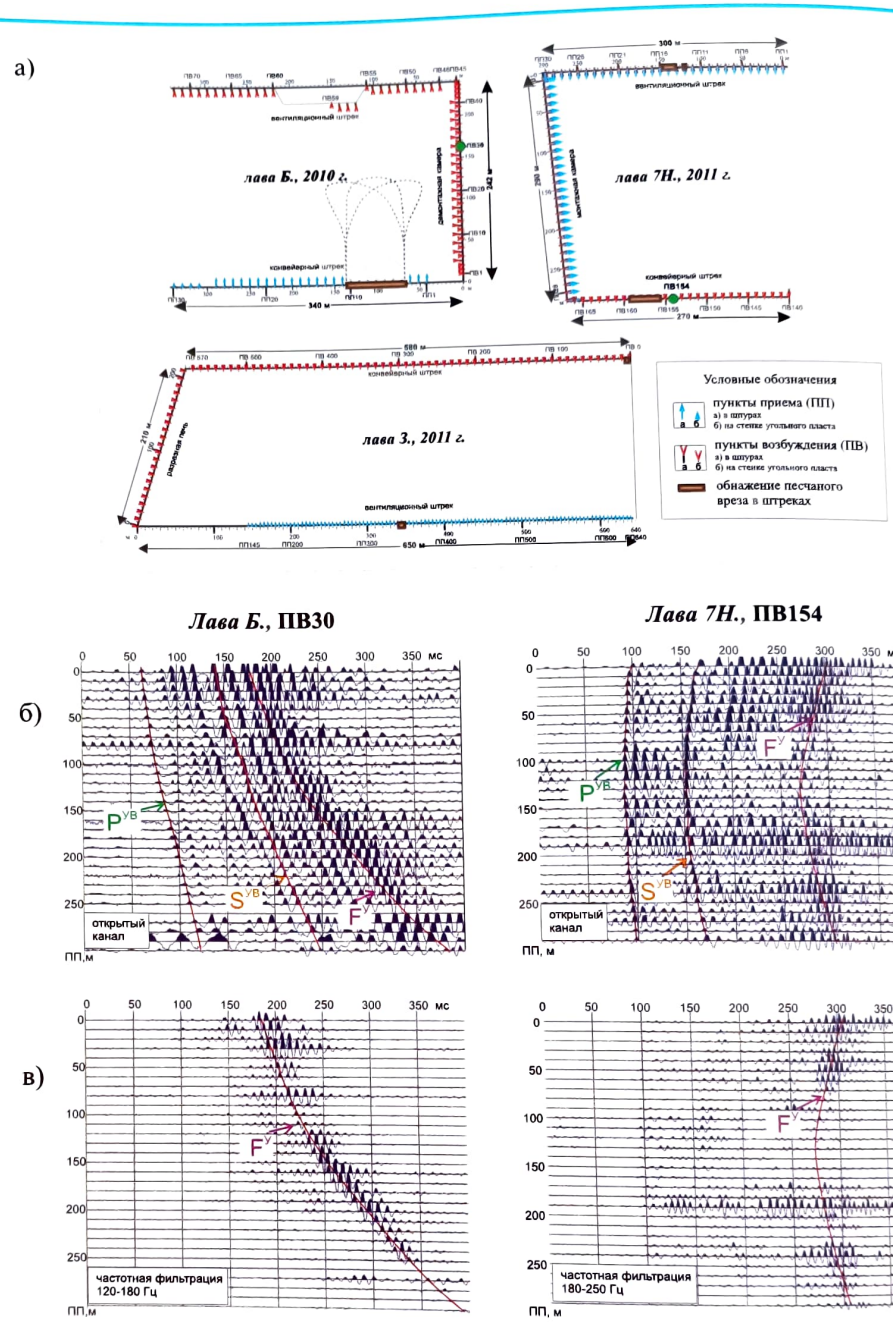


Рис.3. а) Реализованные в угольных шахтах Кузбасса (2010 + 2011 гг.) системы наблюдений на проходящих волнах. Типичные сейсмограммы ОТВ: б) на открытом канале, в) после полосовой частотной фильтрации.

занной с растрескиванием угольных пластов на границе штреков, аналогичной поверхностной зоне малых скоростей. Поскольку пункты приёма и возбуждения упругих колебаний располагаются в пределах угольного пласта, то для максимального подавления влияния этой разрушенной зоны в стенки пласта углубляют сейсмоприёмники, а также специальный металлический штырь, по которому выполняется ударное воздействие. При заглублении сейсмоприёмников и источников упругих колебаний качество первичного материала существенно повышается.

Общая схема полевых шахтных сейсмических работ следующая (рис. 3а). Пункты возбуждения и приёма сейсмических колебаний располагались на высоте 1 м от дна штреков. Возбуждение упругих колебаний в шахтах на всех участках осуществлялось путем удара кувалдой (весом 8 – 10 кг) по металлической подложке или штырю. В последнем случае штыри помещались в горизонтально пробуренные шпуры глуби-

ной ~ 1,5 м. Шаг между пунктами возбуждения (ПВ) составлял 5 или 10 м. На каждом ПВ выполняется несколько (до 8) ударов кувалдой.

Сейсмоприёмники помещались в горизонтально пробуренные шпуры глубиной до 1 – 1,5 м или приклеивались непосредственно к стенке угля. Ось максимальной чувствительности сейсмоприёмников располагалась перпендикулярно стенке угольного пласта. Шаг между пунктами приёма (ПП) составлял 5 или 10 м.

Перед началом сейсмических работ в шахтах автономные станции на дневной поверхности согласуются по мировому времени через спутниковые сигналы по GPS-приёмникам (в новых разработках будут использоваться спутниковые сигналы GPS/Глонасс). Далее для проведения сейсмических измерений синхронизованные модули регистрации разносят по рабочим местам в разные штольни шахты.

Для привязки сейсмических данных к мировому времени используется канал регистратора РОСА-А с подключенным сейсмическим датчиком, располагаемым в непосредственной близости от источника возбуждения. В шахтах был применён пьезодатчик, закреплённый непосредственно на кувалде и подключенный к формирователю импульсов нормированной амплитуды и длительности (в качестве последнего использовался одновибратор на КМОП таймере 555). Высокая идентичность импульсов позволяет на этапе начальной обработки сейсмических материалов (препроцессинг) выполнить достоверную идентификацию и временную привязку зарегистрированных отметок момента нача-

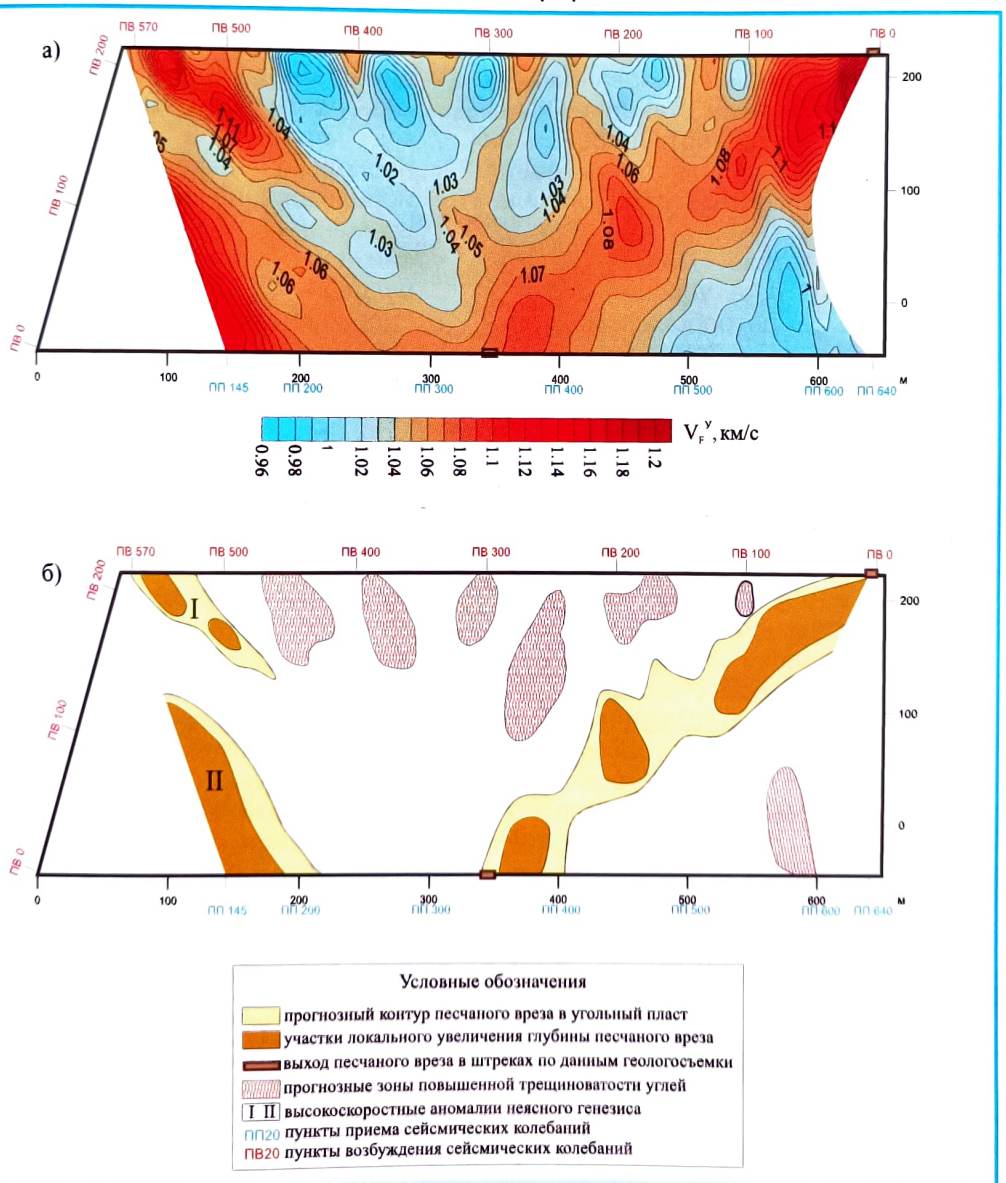


Рис. 4. а) Сейсмотомографический разрез по значениям скорости каналовых волн VFY ; б) прогнозный вдольпластовый геолого-геофизический разрез угольного пласта. Лава 3.

ла воздействия.

Длительность рабочего сеанса записи составляла около часа, в течение которого отрабатывалось несколько ПВ. Запись сейсмического материала осуществлялась на частоте дискретизации 0,5 мс (рис. 3б). На этапе первичной обработки из длительных полевых записей формируются сейсмограммы общего пункта возбуждения (ОТВ). Большой общий динамический диапазон (свыше 140 дБ) и широкий частотный диапазон (до 3200 Гц) канала регистрации станции РОСА-А, а также прецизионная система временной привязки позволили получить в шахтных условиях качественный материал на проходящих волнах.

Разработка автономной многоканальной сейсмической станции

Выполненные за период 2010-2011 гг. сейсмические работы в шахтах Кузбасса по технологии просвечивания угольных пластов с использованием 4-х канальных автономных станций РОСА-А показали эффективность способа на проходящих волнах для оптимизации технологии разработки угольного пласта (рис. 4).

Однако, жёсткие, можно сказать, предельно жёсткие условия работ в угольных шахтах потребовали модернизации автономной сейсмической системы на базе 4-х канального регистратора. Прежде всего, требовалось усовершенствовать синхронизацию системы регистрации сейсмических данных. Реализованная система синхронизации, выполняемая только на дневной поверхности, требовала периодически выносить оборудование на поверхность, что усложняло полевые работы в целом, являлось дополнительной непроизводительной операцией, просто лишним этапом. Для повышения производительности сейсмических работ в шахте и снижения трудозатрат важно было уменьшить вес полевого оборудования, перемещаемого вручную на значительные расстояния.

В 2011 г. была начата разработка многоканальной автономной сейсмической станции РОСА-AN v.3 [2], целевой задачей которой являлось исправление (исключение) недостатков станции РОСА-А v.2, выявленных при опытной эксплуатации в угольных шахтах. Конструктивно 32-х канальная автономная станция РОСА-AN выполнена в пластмассовом ударопрочном герметичном кейсе, вес станции не превышает 5,5 кг (рис. 2).

Сравнительные технические характеристики автономных станций РОСА-А v.2, РОСА-AN v.3 приведены в таблице. Отличительными характеристиками многоканальной автономной станции являются:

- высококачественный цифровой канал регистрации данных на 32-х разрядных аналого-цифровых преобразователях (Texas Instrument, Inc.);
- 32 рабочих канала + вспомогательный канал для датчика ударного источника + канал синхронизации для PPS – высокоточного секундного импульса спутникового GPS- приёмника;
- для хранения данных используется съёмная SD-карта (до 32 GB) или передача данных в реальном времени по Ethernet (RAW UDP);
- система синхронизации включает: высокоточную систему синхронизации времени на базе приёма спутниковых сигналов GPS/Глонасс, систему проводной синхронизации нескольких автономных станций, использование записи в реальном времени;
- снижен общий вес полевого оборудования;
- способ питания – аккумулятор внешний и/или встроенный. Время непрерывной работы встроенной батареи не менее 16 часов;
- потребляемая мощность в режиме записи менее 0,16 Вт на один канал (менее 5 Вт на станцию);
- алфавитно-цифровая индикация режимов работы в реальном времени, документирование результатов во встроенной памяти, контроль системы регистрации в реальном времени по Ethernet.

Система временной привязки нескольких многоканальных автономных сейсмических станций обеспечивает достигнутый высокий уровень, т.е. при отсутствии спутниковых сигналов погрешность составляет менее 1мс/сутки. Кроме того, появилась дополнительная возможность обеспечения временной взаимной синхронизации станций при помощи кабеля, когда все синхронизуемые устройства соединяются в единый узел. Ведущее устройство раздает значение текущего времени ведомым, с передачей точного секундного импульса. Для синхронизации ведомых устройств (погрешность менее 10-8 или 1мс/сутки) достаточно всего 8 с. Отметим, что кратковременно погрешность

Таблица

Сравнительные технические характеристики автономных станций РОСА-А

№ п/п	параметры	РОСА-А v.2 (2010 г.)	РОСА-AN v.3 (2011 г.)
1	количество каналов, аналоговые геофоны	4	32
2	аналого-цифровой преобразователь	24	32
3	мгновенный/общий динамический диапазон	125/145 дБ (для дискретизации 1 мс)	
4	частотный диапазон регистрации	0 – 3200 Гц	0 – 1600 Гц
5	подавление синфазной помехи	свыше 100 дБ	
6	коэффициент взаимного влияния между каналами	менее минус 120 дБ	
7	коэффициент нелинейных искажений	менее 0,0005%	
8	уровень шума при усилении 36 дБ, RMS	менее 0,16 μВ	
9	способ синхронизации времени	GPS-приёмник (погрешность менее 1 мкс); встроенный прецизионный генератор (относительная погрешность частоты менее 10^{-8}/ абсолютная - 1мс/сутки)	GPS-приёмник (погрешность менее 1 мкс); встроенный прецизионный генератор (относительная погрешность частоты менее 10^{-8}/ абсолютная - 1мс/сутки); + проводная
10	режим записи	автономная запись по программируемому расписанию/ в реальном времени по Ethernet (RAW UDP)	
11	способ хранения данных	съёмный SD (2÷32 GB)	
12	способ передачи данных	съёмный SD/ Ethernet	
13	максимальная длительность регистрации	не менее 10^9 отсчетов на канал (запись в память), не ограничено по Ethernet	
14	время автономной работы	более 10 суток	
15	возможность контроля системы регистрации	индикация режимов работы в реальном времени; внутренняя самодиагностика с документированием результатов во встроенной памяти; передача по Ethernet	
16	потребляемая мощность в рабочем режиме записи	менее 1,7 Вт (4 канала)	менее 5 Вт (32 канала)
17	способ питания	внешний аккумулятор 9–48 В	встроенная батарея/ внешний аккумулятор 9–48 В
18	вес без аккумулятора	1,7 кг	5,5 кг
19	габариты регистратора	250x100x110, мм	350x242x180, мм
20	рабочий диапазон температур	от – 40 до +60 ° С	
21	исполнение	IP67, допустимо погружение в воду	

синхронизации станции достигает $8,5*10^{-10}$ (1 период частоты 147,5 МГц за 8 с. Высокая частота получена на встроенном синтезаторе из стабильных 10 МГц).

Схема временной синхронизации программируется так, что один из модулей является ведущим, остальные модули ведомые. Ведущий модуль передает значение внутренних часов и точного секундного импульса, а ведомые принимают их с точностью половины периода 147,5 МГц, что определяет погрешность собственного генератора в тактах за 8 с усреднения и использует это значение в дальнейшем для коррекции времени. В дальнейшем коррекция вводится в систему синхронизации станции распределённой на промежутке 8 с. На выходе системы синхронизации мы имеем реальное время с высокой точностью и опорную частоту дельта-сигма модуляторов АЦП, т. е. синхронную работу любого количества станций.

Сейсмические косы изготовлены по 16 каналов с шагом 5 м, имеют по два разъёма подключения, что позволяет при их переносе исключить операцию перекоммутации каналов. Трудности при изготовлении касались выбора кабельных разъёмов и типа кабеля. Достаточно (даже избыточно) удовлетворял нашим требованиям разъём на 40 контактов и кабель 50 жил, что и показала опытная эксплуатация станции в условиях шахты. Прочие конструкторские решения были отработаны и проверены ранее на предыдущих версиях.

Таким образом, 32-х канальная автономная сейсмическая станция была разработана и изготовлена в кратчайшие сроки (6 месяцев), из которых три месяца ушло на заказ и получение комплектации. Конструкцию и кабели по нашим эскизам проработали и изготовили в ЗАО «Соединитель», г. Миасс Челябинской обл. Изготовление и монтаж многослойных печатных плат выполнила на современном японском оборудовании в сжатые сроки ООО «Новосибирская электронная компания». Выражаем искреннюю благодарность директорам и ведущим специалистам названных организаций за понимание, конструктивное участие и реальную поддержку на протяжении многих лет наших технических разработок в области сейсмической аппаратуры.

Опытная апробация автономной многоканальной станции

Технологические испытания 32-х канальной автономной сейсмической станции РОСА-AN и первые экспериментальные работы с ней в шахте были проведены летом 2011 г. Полученные результаты были оценены как успешные, качество зарегистрированного сейсмического материала (рис. 5) позволяло провести кинематическую обработку, выполнить динамический анализ для обнаружения возможных нарушений в угольном пласте и углевмещающих породах.

В 2012 г. станция РОСА-AN была использована в сейсмических исследованиях по технологии просвечивания на проходящих волнах и по методике многократных перекрытий в одном штреке. Многоканальная автономная станция использовалась одновременно с автономным 4-х канальным регистратором РОСА-А (v.2). Перед началом работы была выполнена на поверхности синхронизация станций по спутниковым сигналам GPS. Количество рабочих каналов (32) заказчика удовлетворяло и поэтому около 90% от общего объёма физ. наблюдений было выполнено многоканальной автономной станцией.

При проведении сейсмических работ с многоканальной автономной станцией были отмечены следующие положительные моменты: существенно упростилась расстановка станции, соответственно, уменьшились временные и трудовые затраты при проведении наблюдений в шахте; уменьшились временные и трудовые затраты на этапе начальной обработки полевых материалов, прежде всего за счёт исключения при процессинге процедуры объединения одновременных записей от разных модулей при формировании сейсмограмм ОТВ.

Тем не менее, были сформулированы дополнительные пожелания по усовершенствованию многоканальной автономной станции.

Во-первых, следует уменьшить вес сейсмической косы, что необходимо и возможно сделать. Основная причина большого веса косы (около 15 кг) в используемом кабеле, который имеет избыточное количество жил 50 при необходимости 32. Для снижения веса оборудования можно рекомендовать уменьшение количества каналов регистрации до 16 (2*8), что сократит вес неразъёмной косы более чем втрое (за счет кабеля и разъёмов).

Во-вторых, требуется расширить функции контроля технического состоя-

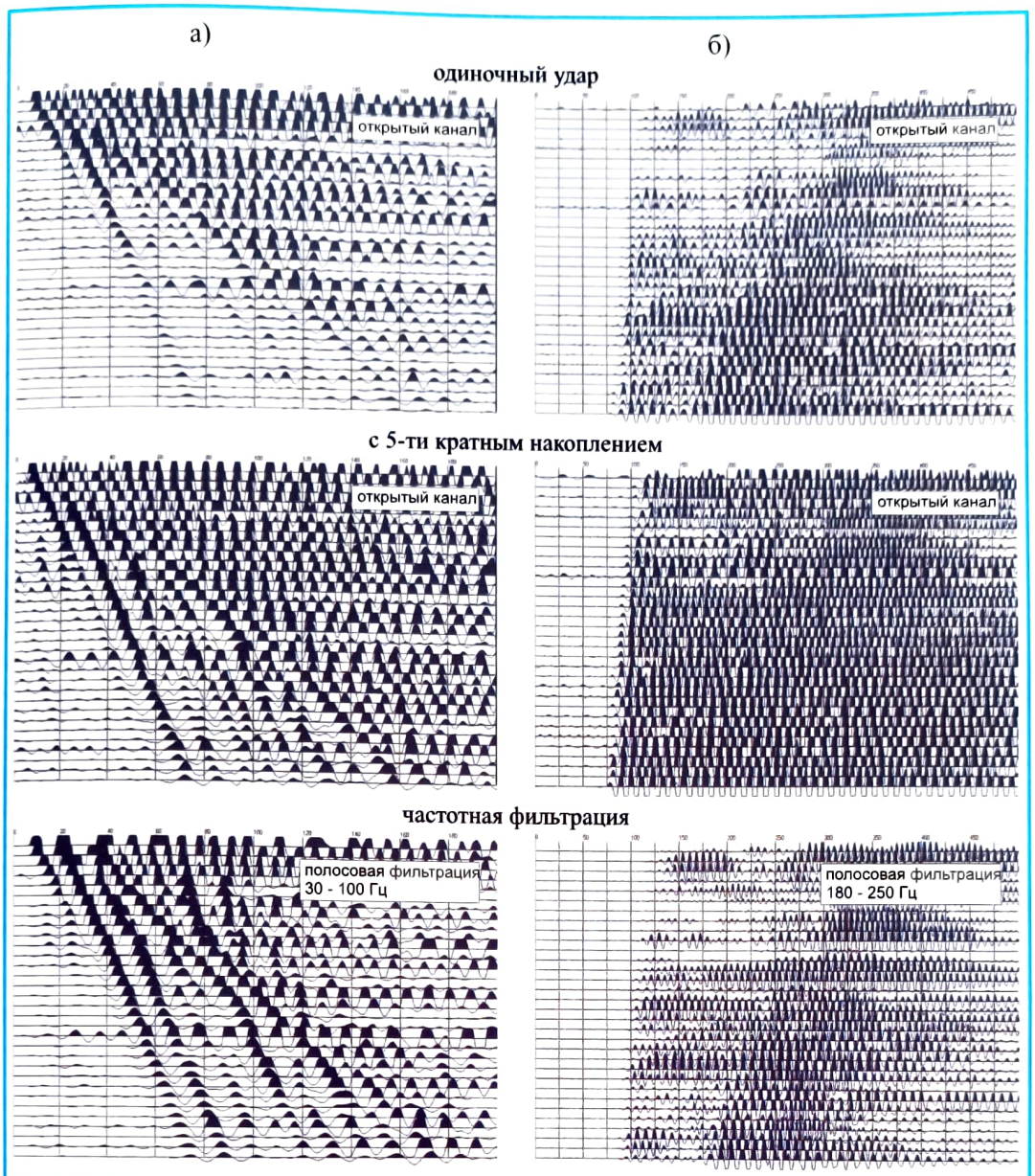


Рис. 5. Сейсмозаписи ОТВ, зарегистрированные автономной станцией РОСА-AN в угольных шахтах: а) по технологии многократных перекрытий (в одном штреке), шахта А., 2012 г.; б) по технологии просвечивания на проходящих волнах, шахта З., 2011 г.

ния станции, включив опцию проверки функционирования геофонов по всей расстановке. Эта задача решается с построением и визуализацией тестовых сейсмограмм на экране ноутбука или в полевом модуле регистрации. Канал для обмена с ноутбуком реализован, разрешение его работы в угольных шахтах требует оформления специального допуска Ростехнадзора (для незагазованных шахт эта задача упрощается).

О перспективах развития автономных сейсмических станций

Рассматривая возможные варианты развития автономных сейсмических станций, можно выделить и проработать несколько практически целесообразных и перспективных моделей.

Первое решение, связанное с уменьшением числа рабочих каналов автономной станции, например, до 16 и, соответственно, веса оборудования, находится на этапе согласования с потенциальными заказчиками.

Другой из возможных подходов — реализация автономной станции с использованием телеметрических сейсмических модулей нового типа. Эти же модули предполагается использовать и в наземной телеметрии. Отличительные свойства модулей нового типа — передача цифровых данных и питание по 4-х проводному кабелю (технология «POE» - питание по Ethernet), сверхвысокие скорости передачи данных 100Мбит/с. Следует отметить их

портативность и маленький вес, а также обеспечение автономности за счет использования герметичного центрального модуля со встроенным питанием. Преимущества автономной телеметрической станции — простое наращивание каналов, небольшой вес переносимого оборудования, значительный объём доступной контрольной информации, простота эксплуатации с сохранением свойств автономного режима записи. Отсюда следует возможный отказ от автономной записи внутри модулей и перенос записи данных на центральный модуль, выполненный, например, на ноутбуке или отдельном устройстве. Центральный модуль может быть собран в герметичном кейсе с монитором и герметичной клавиатурой, встроенным аккумулятором. Основная проблема, которую придётся решать, заключается в обеспечении искробезопасности. Наличие питания на концах разъёма - это потенциальная опасность искрения, и для её исключения может потребоваться использование специализированных взрывобезопасных разъёмов. Безусловно, необходима жёстко регламентированная технология организации работ.

Третий путь видится в разработке автономных модулей со встроенным геофоном пьезодатчиком, но с внешней бесконтактной синхронизацией и управлением. Вес такого модуля можно ожидать порядка 0,3 кг. Использование пьезодатчиков в качестве геофонов оправдывается широкой полосой регистрируемых сигналов 150÷1000 Гц. Такие модули можно заглублять в отверстия. В единую расстановку все модули собираются коротко замкнутым витком провода, проходящим через катушки связи (на конце, на проводе, должна быть катушка токовой связи). В единую расстановку включается также модуль управления и синхронизации, ответственный за временную привязку данных, при этом никакие разъёмы, контакты наружу не выходят. Если в модуль установить питание и закрыть его, то он сразу переходит в дежурное состояние. Перевод модуля из дежурного состояния в рабочее происходит по команде, принимаемой катушкой связи. По короткозамкнутому витку передаются команды включения, синхронизация и пр., по окончании работ на дневной поверхности из модулей извлекается накопитель — SD карта, происходит перезарядка или смена источников питания. Здесь выигрыш получается за счёт сокращения дорогостоящего, высокостабильного, энергоёмкого и габаритного генератора в каждом модуле регистрации. Генератор остается только в модуле управления и синхронизации, один на всю расстановку.

Вместо заключения

В настоящее время в шахтной геофизике остаётся особо актуальной задача прогнозирования горных ударов и газовых выбросов [1, 3]. С технической точки зрения основная трудность в решении этой задачи заключается в обеспечении в режиме реального времени оперативной обработки данных и подготовки экспертного (контрольного) заключения по принятию решения. Эта задача является одной из основных для угледобывающей отрасли, поскольку напрямую связана с обеспечением безопасности людей и сохранностью дорогостоящего производства. Для решения этой задачи можно использовать автономные сейсмические станции, которые позволяют в автономном режиме подготовить решение на месте в виде сигналов тревоги и передавать динамику развития событий на дневную поверхность. Тем более что там, где работают комбайны, нет проблем с энергообеспечением.

Горные удары и газовые и угольные выбросы происходят по причине разрушения угольного столба под давлением крыши и (или) давления газа в пласте. Момент приближения такого катастрофического события характеризуется появлением акустических шумов определенного спектрального состава как результата воздействия горнодобывающего оборудования. Шумы нарастают плавно и разрешаются скачкообразным выбросом угля и (или) газа. Объёмы выбросов могут достигать сотен тонн угля, и могут иметь катастрофические последствия для оборудования и персонала.

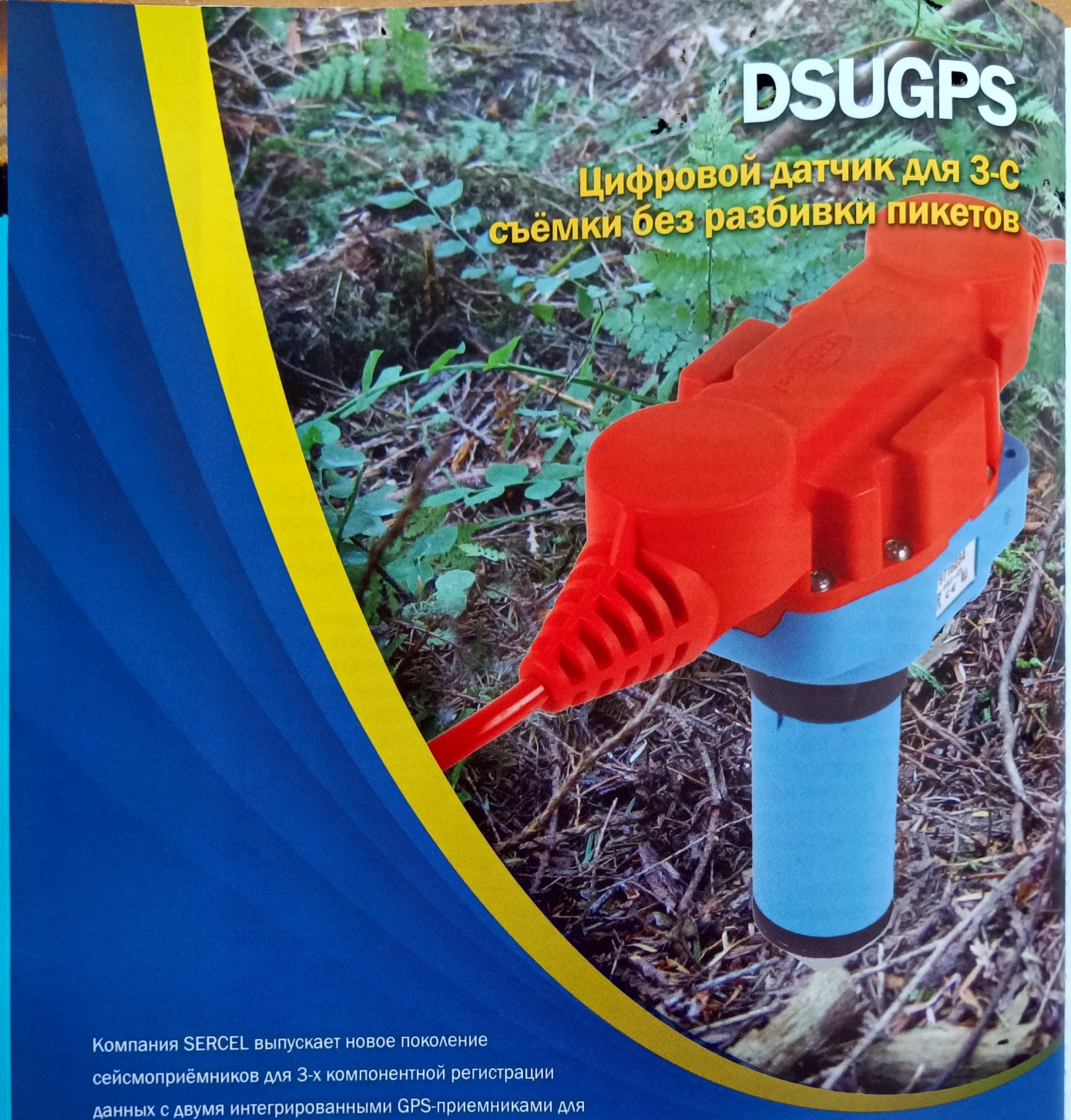
Известно оборудование, которое работает следующим образом. Вблизи очистного забоя расположены несколько геофонов, сигнал с которых в реальном времени передается на дневную поверхность, где обрабатывается по определённому алгоритму с целью поиска определённых спектральных составляющих. Кроме того, периодически происходит остановка горнодобывающего комбайна для проведения просвечивания угольного столба с получением разрезов. По совокупности данных принимается решение о вре-

менной остановке выработки до плавной естественной или искусственной разгрузки напряжений. Данный метод не является непрерывным и экономически не выгоден.

Теоретические исследования показывают, что перед событием (выбросом газа), не менее чем за полчаса – час, обязательно усиливается (или появляется) высокочастотный шум. Предвестник события наблюдается на расстоянии в несколько метров. Уровень высокочастотного шума определяет мощность события, которое следует ожидать. Система обнаружения и предупреждения должна быть обучаемая (адаптирована и настроена к данным условиям), т. к. описанные явления специфичны для каждой шахты. Дополнительно к акустической эмиссии нужно регистрировать уровень газовыделения пород с использованием газоанализаторов и температуру. Основная сложность создания подобной аппаратуры связана с необходимостью обработки данных на месте, т. к. передать информацию в реальном времени пока не позволяют каналы связи и большие расстояния. Предварительная обработка данных и, например, передача огибающей БПФ, может значительно (в десятки раз) снизить трафик передачи данных и обеспечить оперативный мониторинг состояния объекта.

Литература

1. Азаров Н.Я., Яковлев Д.В. Сейсмоакустический метод прогноза горно-геологических условий эксплуатации угольных месторождений – М.: Недра, 1988. – 199 с.
2. Вершинин А.В., Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С., Шмыков А.Н. Автономная система сбора сейсмических данных// Патент №103937 (RU), опубликовано: 27.04.2011 Бюл. №12.
3. Гуляев П.Н. Разработка спектрально-акустического метода контроля изменения напряженного состояния углепородного массива при горных работах: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М.: Ин-т проблем комплексного освоения недр РАН, 2007. 19 с.
4. Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С., Шмыков А.Н., Щегольков А.В. [2006]. Первые результаты производственного опробования автономных регистраторов РОСА-А при работах ГСЗ// Приборы и системы разведочной геофизики. №4
5. Сагайдачная О.М., Сальников А.С., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. [2008]. Бескабельная система регистрации РОСА-А – техническая основа активного и пассивного сейсмического мониторинга// 5-я международная выставка «НЕДРА-2008», тезисы научно-технической конференции «Технико-технологическое обеспечение геологоразведочных работ. Проблемы и перспективы», М.: Официальный каталог ВВЦ.
6. Сагайдачная О.М., Дунаева К.А., Канарейкин Б.А., Сальников А.С., Шмыков А.Н. Сейсмические исследования в шахтах с использованием автономной системы регистрации РОСА-А// Приборы и системы разведочной геофизики, 2011, № 4, с. 40 - 45.
7. Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н. Бескабельное устройство для регистрации сейсмических данных// Патент №41376 (RU), опубликовано: 20.10.2004 г., Бюл. №20.
8. Сальников А.С., Сагайдачная О.М., Липилин А.В., Сулейманов А.К., Соловьев В.М., Рослов Ю.В. Полевые сейсмические работы на опорных профилях северо-востока России // Приборы и системы разведочной геофизики, 2009, №2, с. 46-54.
9. Сальников А.С., Сагайдачная О.М., Вершинин А.В., Дунаева К.А., Канарейкин Б.А., Сагайдачный А.В., Шмыков А.Н Сейсмический способ выявления геологических неоднородностей в угольных пластах// Патент №2455663 (RU), опубликовано: 10.07.2012 Бюл. №19.
10. Шмыков А.Н., Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С. Автономный регистратор сейсмических сигналов и устройство автоматической настройки и коррекции тактовой частоты автономного регистратора сейсмических сигналов// Патент №2366981 (RU), опубликовано 10.09.2009, Бюл. №25.
11. Шмыков А.Н., Вершинин А.В., Сагайдачная О.М., Сагайдачный А.В., Сальников А.С. Устройство автономной регистрации сейсмических сигналов// Патент №90223 (RU). опубликовано 27.12.2009, Бюл. №36.
12. Salnikov A.S., Dunaeva K.A., Kanareikin B.A., Sagaydachnaya O.M., Harlamov A.S. Technique and results of seismic tomographic studying in coal mines// 5rd Saint Petersburg International Conference & Exhibition (ЕАГО, EAGE), Saint Petersburg, 2012, Abstract P051.



DSUGPS

Цифровой датчик для 3-С съёмки без разбивки пикетов

Компания SERCEL выпускает новое поколение сейсмоприёмников для 3-х компонентной регистрации данных с двумя интегрированными GPS-приемниками для определения положения и азимута датчиков DSU. Нет потерь времени на позиционирование, быстрее производится расстановка оборудования, лучше контакт с грунтом, исключены ошибки коммутации.

ВЫШЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

- Нет необходимости определять положение датчиков.

ЧЕТКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ СРЕДЫ

- Лучше контакт с грунтом при произвольном угле установки датчиков в грунт.

УЛУЧШЕННЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА

- Контроль качества, положения и ориентации датчиков в режиме реального времени.

Sercel

Ahead of the Curve℠

Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

www.sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.

Использование глобальных навигационных спутниковых систем в полевой геофизике

Мужно Д.А., Череповский А.В., SERCEL, г. Москва

Краткое содержание

Рассмотрено использование глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС), таких как GPS, в современной полевой геофизике и, в первую очередь, сейсморазведке. Если определение координат пунктов возбуждения и приёма по GPS широко применяется в нашей отрасли уже не один десяток лет, то синхронизация (хронирование) регистрируемых сейсмических данных по GPS стало применяться только в последние 5-7 лет [3]. Благодаря этой новой возможности стали использоваться комбинированные (гибридные) приёмные расстановки, включающие как кабельные, так и бескабельные сегменты. Последние состоят из автономных регистрирующих модулей со встроенными чипами, позволяющими синхронизировать время каждого отсчёта по GPS даже в густом лесу или под снегом. Именно производство недорогих GPS-чипов привело к появлению на рынке большого количества автономных регистрирующих систем, уже широко применяющихся в Западном полушарии, прежде всего в США, при отработке как небольших, так и крупных по размеру съёмок (до 4000 кв. км). Широкие возможности для применения ГНСС существуют и для источников упругих колебаний: например, вибраторы сами определяют свои координаты и T0 (то есть начало возбуждения свип-сигнала). Это позволяет применять новые высокопроизводительные методики наблюдений с автономными источниками и/или приёмниками не только на открытой местности, но и в сложных поверхностных условиях и на площадях с развитой инфраструктурой и населёнными пунктами.

Введение: местоопределение и синхронизация по GPS

Как известно, ГНСС предназначены для определения местоположения, скорости движения, а также точного времени морских, воздушных, сухопутных и других видов потребителей. Это системы двойного назначения, изначально разработанные по заказу и под контролем военных для нужд Министерств обороны. Все действующие ныне спутники передают два вида сигналов: стандартной точности для гражданских пользователей и высокой точности для военных.

Для получения сигнала в любое время и в любой точке земного шара требуется не менее 24 спутников. Орбиты этих спутников образуют "сетку" над поверхностью земли, благодаря чему над горизонтом всегда гарантированно находятся минимум четыре спутника, а их созвездие построено так, что, как правило, одновременно доступно не менее шести. Каждая ГНСС (GPS, Глонасс и – в недалёком будущем – Галилео) содержит резервные спутники, которые, разумеется, повышают точность определения местоположения. Установленные на спутниках атомные часы синхронизируются по более высокоточным наземным эталонам времени и частоты.

В настоящий момент время по GPS отличается от всемирного координированного времени (UTC) приблизительно на полминуты и, в отличие от последнего, не подвержено скачкам, связанным с неравномерным вращением Земли. Например, день 30 июня 2012 г. был удлинён на 1 секунду для компенсации разницы между эталонными часами и астрономическим временем. Соответственно, на одну секунду были остановлены эталонные часы в подмосковном Менделеево. Это происходит один раз в 4-5 лет.

В общем комплексе геофизических работ большая роль принадлежит их топографо-геодезическому обеспечению [2]. Координаты и превышения пунктов возбуждения и приёма (ПВ и ПП) должны определяться с высокой точностью, требования к которой только возрастают при переходе на высокоразрешающие сейсморазведочные методики наблюдений [1, 5]. С начала 90-ых годов прошлого века во многих сейсморазведочных экспедициях координаты ПВ и ПП определяются с помощью ГНСС, позволяющих с достаточной для сейсморазведки точностью (погрешность не более 50 см) определять координаты любого объекта на открытой местности – при использовании базовых станций и дифференциальных поправок (DGPS). Точность местоопределения можно ещё больше повысить – вплоть до 1 см – путём измерения фаз несущей GPS-сигнала

в двухчастотном режиме (например, RTK – «кинематика в реальном времени»). В современных методиках наземной сейсморазведки по GPS определяются не только координаты ПП, но и координаты вибраторов, а также осуществляется режим наведения вибраторов (на следующие виброточки), что позволяет реализовывать съёмки без предварительной разбивки пикетов.

Другое важнейшее требование – синхронизация отсчётов сейсмических трасс относительно некоего общего эталона. До 2000 года синхронизация обеспечивалась по кабелю или с помощью радиосвязи в диапазоне ОВЧ, а эталоном служили часы на сейсмостанции. Теперь синхронизация регистрируемых отсчётов сейсмотрасс (с точностью 1 мкс) достигается по отношению к очень точным часам на спутниках (1 наносекунда в день). При этом предполагается, что положение синхронизируемых пунктов известно, поскольку необходимо рассчитывать время распространения сигнала от спутника до каждого пункта наблюдений. В таком режиме, режиме синхронизации по GPS, достаточно одного спутника (а не 4-5, как для местоопределения), что и позволяет успешно синхронизировать регистрируемые данные даже в условиях густой растительности или сложного рельефа местности.

То же эталонное время должно использоваться на каждом вибраторе: 1) чтобы он начинал возбуждать свип-сигналы в соответствии с заданными отметками Т0; 2) при автономном режиме работы – для фиксации точного времени свип-сигналов, отрабатываемых по готовности группы вибраторов или одиночных вибраторов.

Единственным в отрасли сейсмоприёмником, снабжённым встроенными GPS-приёмниками, является трёхкомпонентный акселерометр DSUGPS компании Sercel. Такие одиночные датчики, используемые для многоволновой сейсморазведки, значительно сокращают время их установки в грунт благодаря двум GPS-приёмникам, находящимся на расстоянии около 20 см друг от друга. Эти GPS-приёмники позволяют определить как координаты датчика (с точностью около 1 м), так и азимут его установки (с точностью 3 градуса).

Разумеется, ГНСС используется не только в сейсморазведке, но и в других геофизических методах. Например, во Франции GPS-приёмники широко применяются с 2009 года в высокоразрешающей электроразведке, а именно при детальном профилировании методом кажущихся удельных сопротивлений для картирования глубины и состава грунтовых вод. В этом случае антенна небольшой высоты (около 2-х метров) устанавливается на прицепе, металлические колёса которого служат и электродами. Измерения выполняются при скорости буксировки прицепа по профилю 10-12 км/час. Поскольку шаг наблюдений составляет всего 10 см, то для достаточно точного определения координат пунктов измерения используется режим «кинематики в реальном времени» (RTK-GPS).

Независимые источники и приёмники в сейсморазведке

Одна из функций ГНСС – передача временных меток (PPS) с интервалом 1 сек (с точностью 15 наносек). Это абсолютное время, отсчитываемое с 0 часов 6 января 1980 года. Это означает, что каждый отсчёт сейсмических трасс не только синхронизирован, но и привязан хронологически.

В интервале между временными метками PPS кварцевый генератор выполняет интерполяцию с заданным шагом дискретизации (с точностью 1 мкс). Если GPS-сигнал пропадает, то кварцевый генератор поддерживает точность 10 мкс в течение, по крайней мере, 15 минут (или больше, в зависимости от колебаний температуры).

В новейших регистрирующих системах (после 2005 г.) привязка к GPS-времени стала осуществляться не только в центральной электронике, но и в автономных приёмниках и источниках (например, с помощью электроники вибраторов VE464). Задавая значения Т0 , совпадающие с одной из временных меток PPS, мы оказываемся в идеальной ситуации, в которой начало работы виброисточника и первый отсчёт сейсмической записи синхронизированы для всех кабельных и бескабельных каналах.

В последние 5-7 лет стал возможен переход от централизованных кабельных систем к автономным бескабельным системам. Главный компонент, обеспечивающий этот переход, - это недорогие высокочувствительные миниатюрные GPS-чипы с низким энергопотреблением. Такие GPS-чипы предназначены только для синхронизации отсчётов сейсмических трасс, а не для определения координат ПП или

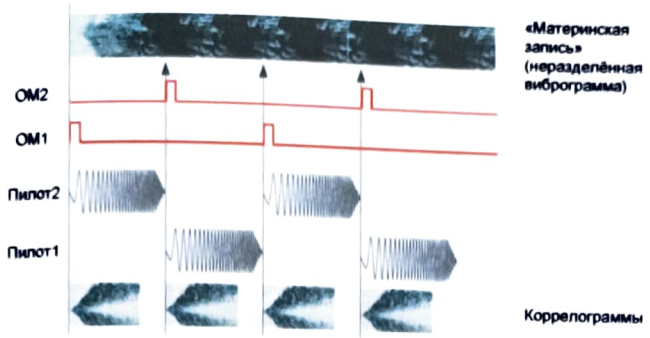


Рисунок 1. Выделение коррелограмм из «материнской записи»

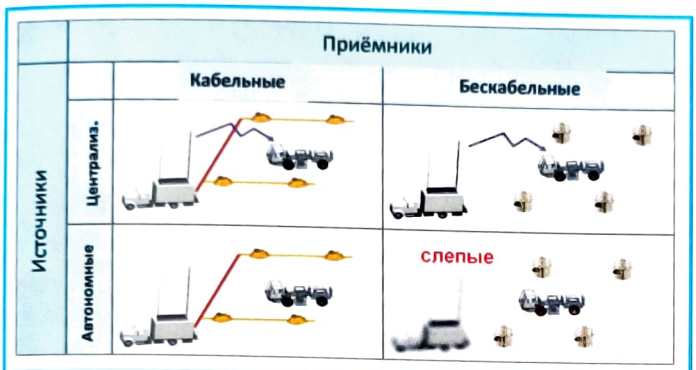


Рисунок 2. Различные конфигурации наземной сейсмической партии при использовании глобальных спутниковых систем местоопределения и синхронизации

ПВ, поскольку для местоопределения в сейсморазведке требуется, как минимум, точность дифференциального режима (DGPS). Точная синхронизация по GPS открывает путь к использованию автономных приёмных модулей. Другие важные компоненты, необходимые для длительной работы автономных модулей – это компактные литиево-ионные (LiO) аккумуляторы, флеш-память (4-16 Гб) и электроника с низким энергопотреблением.

Главный недостаток бескабельных регистрирующих систем – отсутствие контроля качества сейсмических данных в реальном времени, по крайней мере, в доминирующих на рынке «слепых» и «полуслепых» регистрирующих системах [4, 5]. Радиотелеметрический режим с передачей данных в реальном времени возможен в некоторых бескабельных системах (например, Sercel UNITE), но его реализация требует дополнительных финансовых и временных затрат на установку сети антенн и их перемещение по площади работ, а также на получение разрешения на использование радиочастот.

Что касается источников, то вибраторы, на которых установлены GPS-приёмники как для определения координат, так и для синхронизации, также могут работать автономно, без связи с центральной электроникой. В этом случае как центральная электроника, так и удалённые автономные приёмные модули записывают непрерывный поток сейсмических отсчётов, синхронизированных по GPS. Поскольку вибраторы записывают время начала возбуждения каждого свип-сигнала (T0), то простая корреляция с опорным сигналом («пилотом») позволяет одновременно извлечь нужную сейсмограмму из непрерывной «материнской» записи (Рис.1). Таким образом, вибраторы могут начинать возбуждение свип-сигналов, как только они выезжают на нужные виброточки, без какой-либо команды по радио, – в компании BP такая методика запатентована как ISS (Independent Simultaneous Sweeping). Точки возбуждения могут отрабатываться и по заранее заданной временной схеме во избежание чрезмерного наложения свип-сигналов (как в методиках slip-sweep или V1). По таким методикам в одной сейсмопартии могут эффективно работать 16-24 (одиночных) вибраторов, и на открытой местности производительность мега-партий может превышать 1000 виброточек в час. Но важнейшим условием для реализации такого подхода является наличие большого количества активных каналов или «суперрасстановки».

Новые подходы к наземной сейсморазведке

Новые методики и технологии, использующие ГНСС, открыли путь к новым конфигурациям сейсмических партий. Теперь источники и приёмники могут быть как централизованы (кабельные системы), так и автономны (бескабельные системы). В централизованной конфигурации приёмные каналы соединены кабелями с центральной электроникой, и источники получают команды с регистрирующей станции по радио (Рис.2). В этом случае синхронизация, также как и контроль качества в реальном времени, обеспечиваются очень просто. Пол-

ностью автономная конфигурация для источников и приёмников (как в методике ISS) допускает отсутствие полевой регистрирующей системы, и такая сейсморазведка будет «слепой». Супервайзеру в этом случае придётся сосредоточиться на соблюдении партией предписанных технологий и норм, а не на качестве исходных данных.

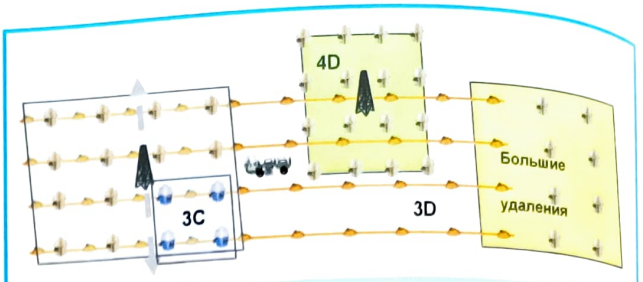


Рис.3. Примеры гибридных площадных расстановок с кабельными и бескабельными сегментами и с разными типами сейсмоприёмников. Такие сегменты могут как соседствовать друг с другом, так и перекрываться

Однако, между этими крайними вариантами есть конфигурации, в которых либо источники, либо приёмники соединены по радио с центральной электроникой. При наличии радиосвязи с вибраторами можно оперативно получать оценки состояния источников и загружать эти оценки в базу данных в виде текстовых файлов (ASCII). С использованием ГНСС 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 флуктуации с изменениями сейсмогеологических условий или с методикой работ, погодой и другими факторами, меняющимися во времени.

На практике все четыре конфигурации, показанные на Рис.2, не должны рассматриваться как взаимоисключающие. В последние годы всё чаще применяются гибридные приёмные расстановки, состоящие из кабельных и бескабельных сегментов (Рис.3). Такие сегменты могут соседствовать и чередоваться (в соответствии с типом грунта, наличием препятствий и экологически чувствительных зон и т.п.) или перекрываться (если нужно сократить интервал между ПП для неглубоко залегающих целевых границ или добавить трёхкомпонентные датчики для прогнозирования геологического разреза и расчёта коллекторских свойств). Если применяется такая смешанная конфигурация, важно предусмотреть совместимость всех сегментов приёмной расстановки. Разумеется, заказчику важно получить однородную сейсмическую информацию (одни и те же параметры регистрации, одна и та же электроника и те же меры контроля качества) в одном выходном формате (например, сейсмограммы ОПВ в формате SEG-D).

Такие различные конфигурации приёмных расстановок позволяют выполнять высокопроизводительные и высокоплотные работы 3D в более сложных поверхностных условиях и получать более качественные изображения исследуемой геологической среды.

Благодарности

Авторы выражают благодарность своему коллеге, Жаку Амону, за обсуждение тех идей и технологий, которые описаны в данной работе, и за помощь в подготовке рисунков.

Литература

1. Варенков Е.В., О требованиях к геометрии сейсмической съёмки 3D. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №03(37)/2011, с.25-27.
2. Иванов А., Технологии Leica Geosystems для топографо-геодезического обеспечения геофизических изысканий. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №03(37)/2011, с.28-30.
3. Мужно Д.А., Череповский А.В., Как глобальные спутниковые системы трансформируют регистрацию данных наземной сейсморазведки. – Тезисы 14-ой конференции по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных Геомодель-2012, Геленджик, 10–14 сентября 2012 г.
4. Череповский А.В., Мужно Д.А., Оправдан ли переход на бескабельные системы регистрации? – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №02(36)/2011, с.16-20.
5. Череповский А.В., 2012, Сейсморазведка с одиночными приёмниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съёмок. – Образовательное турне EAGE, Москва, 2012, 133 с.



Январь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Февраль

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28			

Март

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

Апрель

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Май

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

Июнь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

Июль

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Август

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

Сентябрь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

Октябрь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Ноябрь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

Декабрь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

ЗАЧЕМ НЕФТЯНИКАМ ГЕОФИЗИКА

16 17 18 19 20 21 22
23 24 25 26 27 28 29
30

21 22 23 24 25 26 27
28 29 30 31

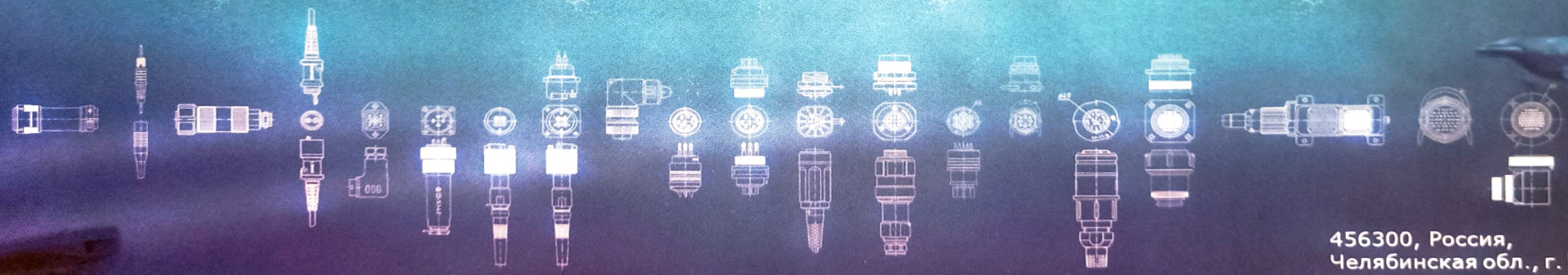
18 19 20 21 22 23 24
25 26 27 28 29 30 31

16 17 18 19 20 21 22
23 24 25 26 27 28 29
30 31

разработка
и изготовление
специальных соединителей

ЗАО «СОЕДИНИТЕЛЬ»

info@soedinitel.com +7 (3513) 298-464
www.soedinitel.com +7 (3513) 298-939 (факс)



456300, Россия,
Челябинская обл., г. Миасс,
Тургоякское ш., 11/5

Некоторые результаты полевых испытаний метода вызванной поляризации на основе выделения информации из естественного электромагнитного поля Земли

Потылицын В. С., Кудинов Д. С., Шайдуров Г. Я.,
Сибирский Федеральный Университет, г. Красноярск

В электроразведке полиметаллических руд широкое распространение получил метод вызванной поляризации (ВП), заключающийся в возбуждении геологического разреза импульсным током с помощью заземленной линии и регистрации переходной характеристики электрического поля с перемещающейся вдоль профиля наблюдений приемной линией.

Физической основой метода ВП является заряд границы раздела рудного тела с ионно-проводящей средой. Проходящий через среду поляризующий ток заряжает границу раздела, а на поверхности Земли помощью заземленных электрических диполей регистрируется потенциал разряда.

Однако применение метода ВП в горно-таежной местности осложняется необходимостью использования достаточно мощных источников поляризующего тока порядка 100 - 10000 Вт, раскладки по профилю наблюдений длинной питающей линии (1-3км), что обуславливает большие трудозатраты и стоимость работ. В [1] описан дифференциальный алгоритм извлечения информации ВП из поля ЕЭМПЗ (естественного электромагнитного поля Земли)

В [2, 3] изложены основы корреляционного метода извлечения информации ВП из естественного электромагнитного поля земли (ВП ЕЭМПЗ), которые позволяют также исключить из работы питающую линию и возбуждающий генератор импульсов тока,

При этом потенциал ВП выделяется путем обработки сигналов теллурического тока Земли в диапазоне частот 0-20 Гц.

Одной из основных проблем выделения потенциала ВП из поля ЕЭМПЗ является нестационарность этого поля по времени, спектру, амплитуды и т. п.

В дифференциальной установке указанная нестационарность нестационарность минимизируется поскольку размер приемных диполей МО, NO существенно меньше длинны используемой волны и первичное поляризующие поле теллурического тока на приемных линия может отличаться только по амплитуде за счет разброса кажущегося сопротивления георазреза.

Появление в георазрезе рудного тела изменяет спектральный состав ЕЭМПЗ, вносит дополнительный фазовый наблюдаемый сигнал, что в итоге приведет к изменению разности амплитуд шумовых сигналов, снимаемых с приемных электродов.

Остаточная разность амплитуд несет информацию о совместном фазовом сдвиге всех гармоник между сигналами, снимаемыми со смежных диполей МО и ON (Рис. 1).

Ниже приводиться результаты полевых поисковых работ при помощи прибора Шум 6 (Рис. 2) проведенных на железорудном месторождении месторождении “Самсон” в Ширинском районе, респ. Хакассия. Измерения производились с 27 июня по 6 июля и с 23

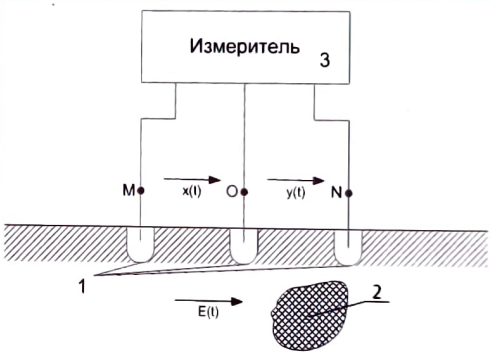


Рис. 1 – Схема поисковой установки (1 – неполяризующиеся электроды, 2 – рудное тело, 3 – измерительный прибор Шум 6, E(t) – поляризующее поле)

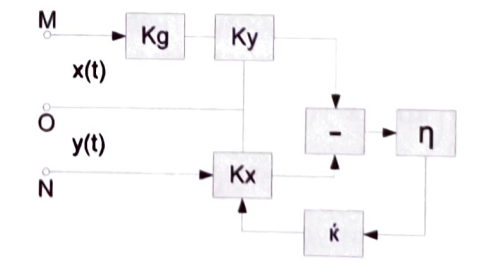


Рис. 2 – Функциональная схема прибора Шум-6; Ky и Kx передаточные характеристики тракта МО и ON, Kg – передаточная характеристика имитатора рудного тела, ќ – построечный коэффициент. Гп – генератор шумового поля и помех

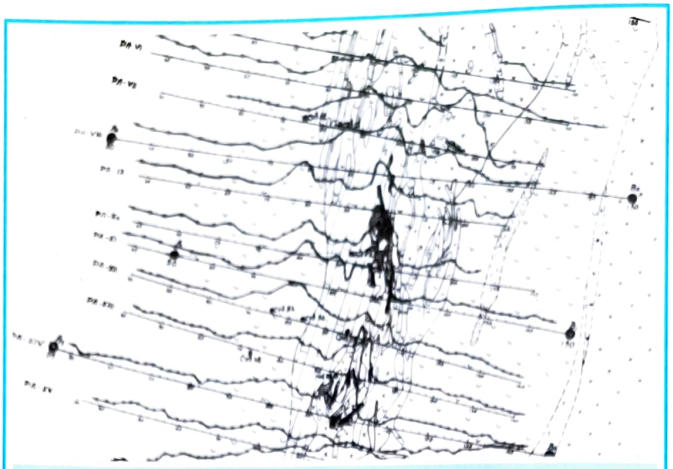


Рис. 3 Общий план разведочных работ, произведенных при помощи аппаратуры КЭП-Енисей

по 26 июля 2012 г.

Для измерения использовалась симметричная трёхэлектродная электрическая линия MON длинной MO=NO=25 м, перемещаемая вдоль профиля наблюдений Рис. 1. Информация о ВП содержится в величине относительной дисперсии разности сигналов, полученных с двух смежных приемных линий.

В качестве параметра ВП использовалось соотношение:

$$\eta = \frac{\int_0^T \left(x(t) - \dot{k} \cdot y(t) \right)^2 dt}{\delta_x^2} = \frac{\delta_{x-y}^2}{\delta_x^2} \qquad (1)$$

Где δ_{x-y}^2 - дисперсия разностного сигнала, δ_x^2 - дисперсия сигнала $x(t)$, k – подстраиваемый от микроконтроллера коэффициент компенсации

Заметим, что физической основой алгоритма (1) является появление разности амплитуд сигналов $x(t)$ и $y(t)$ в случае добавления к одному из них фазового сдвига за счет влияния рудного тела на один из каналов. В отсутствии этого фазового сдвига, появляющегося за счет эффекта ВП, разность этих сигналов стремиться к некоторой минимальной величине определяемой фазовой неоднородностью наблюдаемых сигналов [4].

$$\int_0^T \left(x(t) - \dot{k} \cdot y(t) \right)^2 dt \to \min \qquad (3)$$

Поскольку сигналы поступающие на входа прибора Шум-6 могут иметь разную амплитуду за счет кажущегося сопротивления, то необходимо, что бы выполнялась процедура (3), которая реализуется микроконтроллером прибора автоматически. Для его достижения был реализован алгоритм автоматической оптимизации коэффициента k

на основе метода Пауэлла [5].

На Рис. 3 изображен общий план разведочных профилей и данные наблюдений коэффициента поляризуемости, полученного импульсным методом в режиме однополярных импульсов длительностью 100 мс с паузами 100 мс и временем наблюдения на точке 180 с. Длинна питающей линии составляла АВ =1500 м и измерения снимались прибором КЭП-Енисей Сплошными линиями показаны огибающие параметра для различных профилей.

Огибающие параметра зарегистрированные на V, VI, VII, IX разведочных профилей приведены на Рис.4, сверху вниз соответственно. Время измерения на точках наблюдения составляло 60 с.

На Рис. 5 показан геологический разрез по X разведочной линии с данными профилирования импульсным методом ВП и ВПЕЭМПЗ.

Как видно из графиков метод ВП ЕЭМПЗ отмечает аномальную зону месторождения повышенным уровнем 65% с уровнем флуктуации 20%, т.е. отношение сигнал/шум равно 3.5 в то время как для импульсного метода это отношение составляло порядка 2. Повышение уровня наблюдаемого параметра для метода ВП ЕЭМПЗ и более широкая величина аномальной зоны может быть объяснена большей глубинностью этого метода, как за счет большей эквивалентной электрической антенны (длины зоны Френеля), формируемой ионосферной волной, так и за счет вклада глубинных теллурических токов, формируемых магнитным динамо Земли [6].

Уровень повышенного фона параметра можно объяснить влиянием некоррелированных шумов неполяризующихся электродов, используемых для приема сигналов.

Заметным преимуществом метода ВП ЕЭМПЗ, кроме как отсутствие питающей линии АВ, является в три раза меньшее время наблюдения сигнала на точке - 60 с, вместо 180 с, что может указывать на лучшее эквивалентное отношение сигнал шум.

В целом эти результаты показывают на практическую целесообразность совершенствования метода ВП ЕЭМПЗ, как в части алгоритмов обработки сиг-

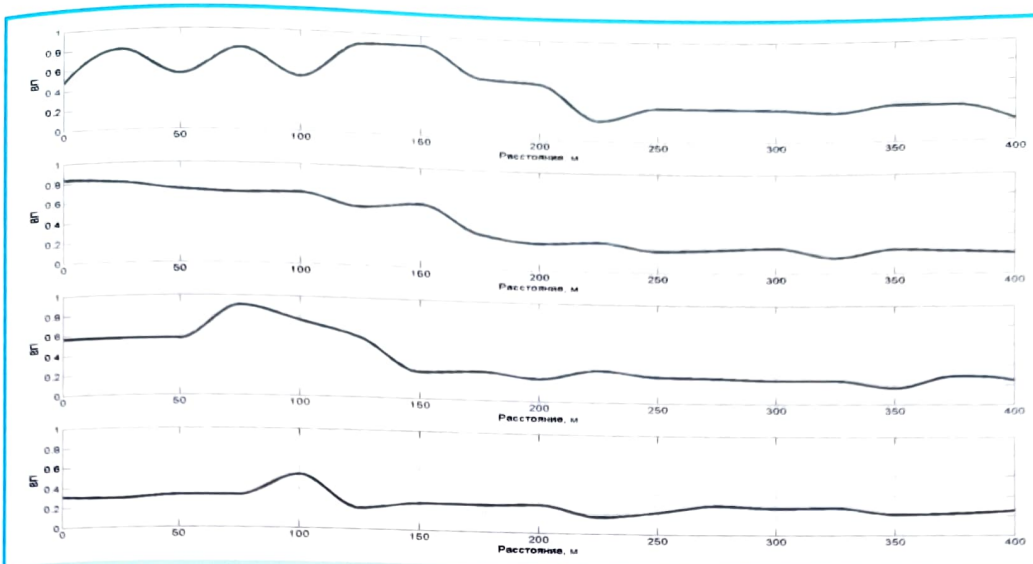


Рис. 4 Огибающие параметра η зарегистрированные на V, VI, VII, IX разведочных профилях

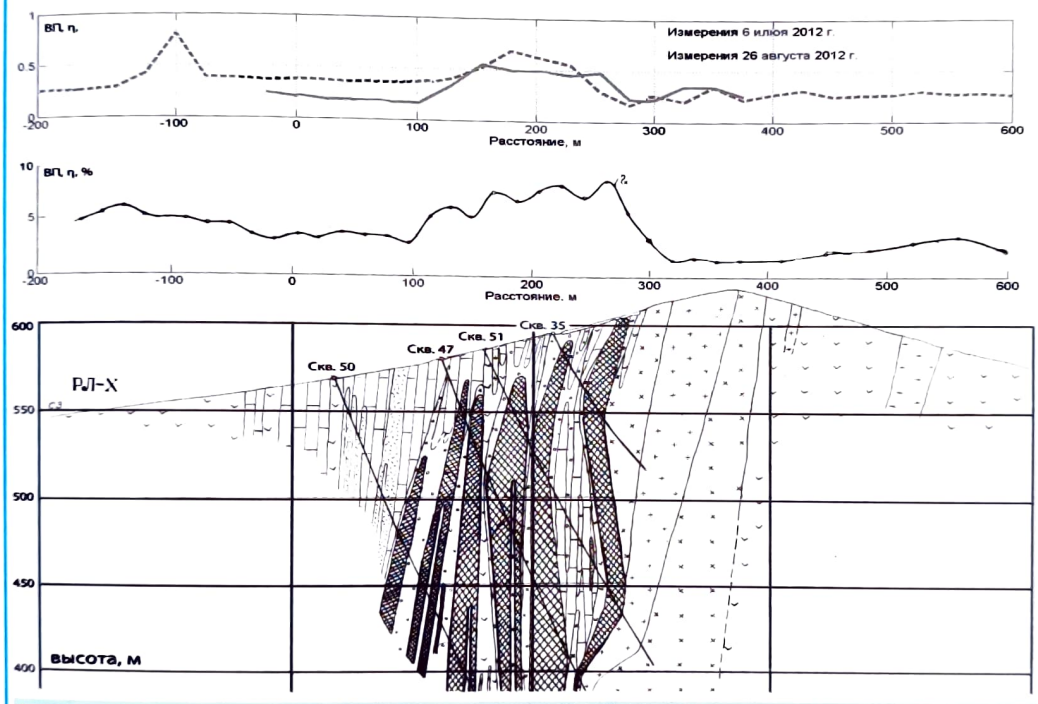


Рис. 5 Общий план разведочных работ, произведенных при помощи аппаратуры КЭП-Енисей

налов, так и по направлению аппаратурной их реализации.

Литература

[1] Г. Я Шайдуров, Ю. Н. Козлов, Я. В. Маркушин, Дифференциальный метод извлечения информации о потенциалах ВП из ЕЭМПЗ, Геофизическая аппаратура, Л. Недра 1991, с. 35-42.

[2] Н. А. Борисов, Г. Я. Шайдуров об использовании электромагнитных естественных полей для выделения потенциалов вызванной поляризации. Сб. трудов ВИТР, 1972, №81, с 50-55.

[3] А. Н. Борисов, Н. П. Воробьев, Г. Я Шайдуров. Корреляционное электроразведочное устройство, Авторское свидетельство 84682 от 14.04 1979.

[4] Потылицын В. С., Шайдуров Г. Я., Приборы и системы разведочной геофизики №3(42)/2012, с 44-46.

[5] Моисеев Н.Н., Иванилов Ю.П., Столярова Е.М. Методы оптимизации М.: Наука, 1978.

[6] Т. Рикитаки Электромагнетизм и внутреннее строение Земли. Л.: Недра, 1968. 331 с.

Рецензент к.г-м.н, М.В. Калинникова

ЦГЭ
45 лет

ОАО "Центральная Геофизическая Экспедиция"



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОМУ КОМПЛЕКСУ

www.cge.ru

Является ли вертикальное сейсмическое профилирование разведочным методом

Шехтман Г.А., ВНИИГеофизика, г. Москва

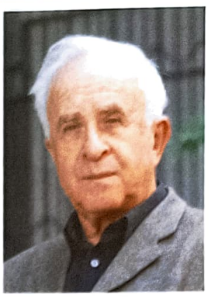
Поводом для написания данной статьи явилась дискуссия, разгоревшаяся на недавно прошедшей в Москве очередной международной конференции «Гальперинские чтения – 2012». В докладе И.Ю.Хромовой (Хромова, Николаев, 2012), однозначно отождествившей свою позицию с позицией ОАО «ЛУКОЙЛ», прозвучали следующие утверждения:

« Скважинная сейсморазведка ни в коем случае не должна подменять собой наземную сейсморазведку, что, к сожалению, происходит практически повсеместно навязыванием нефтяникам ВСП в непродольной модификации, или т.н. НВСП».

« Даже несмотря на теоретические ограничения возможности достоверного прогноза геологического разреза по НВСП, существуют чисто практические соображения для исключения данного метода из практики геологоразведочных работ».

В первом из этих утверждений заблуждение его автора состоит в том, что «случаи», когда решение отдельных разведочных задач больше под силу именно ВСП, а не наземной сейсморазведке, на самом деле имеют место. Вот что о таких «случаях» 30 лет назад писал Е.И.Гальперин (Гальперин, 1982):

1. При высоком уровне волн-помех, и в особенности кратных волн, на наземных сейсмограммах, а также при сильно тектонически нарушенной верхней части разреза. В этих условиях эффективность выделения полезных волн при наземных наблюдениях оказывается недостаточной.
2. При изучении сложно построенных и сильно дислоцированных сред с крутыми углами наклона, при которых отраженные волны на отдельных участках профиля на земную поверхность не выходят. Такая ситуация наблюдается в рудных районах, однако она возможна и на нефтяных площадях, например, при изучении склона соляных куполов, рифов, диапиров, малоамплитудных объектов. Здесь комбинированием горизонтального (наземного и уровневого) и вертикального профилирований можно проследить одни участки границы на наземном или уровневом профилях, а другие - на вертикальном.



3. При наличии мощной толщи галечников и связанного с ним поглощения энергии, а также сильно пересеченного рельефа, когда наземные наблюдения затруднены.
4. При необходимости увеличения детальности исследований. Исключение ЗМС позволяет повысить частотный состав и разрешенность записи.

Речь, однако, никогда не шла о «подмене» наземной сейсморазведки сейсморазведкой «МОВ ВСП», как тогда Е.И.Гальперин называл скважинную сейсморазведку на отраженных волнах. Тем более речь никогда не шла о «навязывании нефтяникам» метода ВСП. Достаточно грамотные нефтяники сами понимали, что ВСП является единственным скважинным методом, потенциально позволяющим наиболее надежно осуществлять прогноз структуры околоскважинного пространства на разведочном и эксплуатационном этапах. Вот что еще на эту тему писал Е.И.Гальперин:

«При наличии уже пробуренных глубоких скважин стоимость дополнительных исследовательских работ незначительна и поэтому проведение ВСП МОВ в таких скважинах может быть целесообразно особенно там, где наземные наблюдения не дают результатов. При изучении локальных участков, примыкающих к скважине, ВСП МОВ может иметь самостоятельное значение, но в большинстве случаев комплексируется с наземными наблюдениями. В исследованиях на этапе разведки и эксплуатации месторождений (в промысловой сейсмике) ВСП МОВ играет очень важную роль и является обязательной частью комплекса».

К этому следует добавить, что на время написания процитированных строк единственной модификацией метода ВСП, использовавшейся для решения геологических задач, было именно непродольное ВСП, или НВСП, которое сейчас от имени ОАО

«ЛУКОЙЛ» И.Ю.Хромова предлагает «исключить из практики геологоразведочных работ». НВСП и сейчас используется практически всеми исполнителями работ ВСП. Есть, конечно, у этой модификации метода ВСП ограничения и недостатки, которые отмечались ранее (Шехтман и др., 2003) и на которые она ссылается. Но нельзя же при этом игнорировать и положительные стороны НВСП, которые очевидны при проведении работ в условиях сложно пересеченной или болотистой местности, посреди которой буровая скважина подчас уподобляется некому островку.

В последующие годы после выхода в свет цитируемой книги Е.И.Гальперина объемы работ методом ВСП увеличивались во всем мире. В следующей монографии, посвященной этому методу (Гальперин, 1994), содержится большой объем результатов, свидетельствующих о расширении круга методических и геологических задач, решаемых этим методом в нашей стране и за рубежом. Трудно упрекнуть в необъективности Г.Н.Гогоненкова, написавшего в предисловии к этой книге следующее:

«Большой объем производственных исследований позволил выявить возможности ВСП *как разведочного метода* (курсив мой – Г.Ш.), находящегося на стыке между наземной сейсморазведкой и геофизическими методами исследования скважин».

И если согласиться с таким мнением профессионала, основательно знающего, что́ нужно нефтяникам и что́ может геофизика, то явным диссонансом ему звучит следующее утверждение, которым И.Ю.Хромова завершила свое выступление на «Гальперинских чтениях –2012»:

«Все публикации об успешных примерах получения дополнительной информации из метода НВСП в большинстве своем являются скорее подменой действительного результата желаемым».

Трудно себе представить, чтобы такое утверждение мог сделать человек, основательно знакомый с возможностями метода ВСП и теми трудностями, которые приходится людям преодолевать на пути к получению востребованных нефтяниками результатов. Огульно охаивать «все публикации», не вполне владея предметом, по меньшей мере, некорректно. В «Этическом кодексе геофизиков России» на эту тему предписано следующее:

«Уважай своего конкурента, коллегу и профессионала. Не стремись снизить его достоинства и преувеличить недостатки.

Не допускай использования нечестных способов достижения профессионального успеха, не наноси урона, сознательно или случайно, прямо или косвенно».

В заключении необходимо отметить, что время для какой-либо «ревизии» ВСП как разведочного метода, занимающего прочное место на стыке методов ГИС и наземной сейсморазведки, еще не наступило. Более того, повышенное внимание к структуре околоскважинного пространства, особенно к его глубинным частям, указывающим на пути миграции углеводородов, наверняка будет возрастать. И можно смело утверждать, что комплекс модификаций метода ВСП, включая его испытанную временем модификацию НВСП, пусть и небезупречную по некоторым критериям, будет востребован до тех пор, пока еще будут бурить глубокие скважины. Существенно, что в настоящее время работы методом ВСП во всем мире проводятся трехкомпонентными зондами. И пока в наземной сейсморазведке время от времени проводятся диспуты на тему о том, нужна ли многоволновая сейсморазведка, в скважинной сейсморазведке этот вопрос решен однозначно: она давно уже стала полноволновой, или многоволновой, и перспективы ее дальнейшего развития на стыке с наземной сейсморазведкой поистине безграничны.

Литература

1. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. - М.: Недра, 1982. - 344 с.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. – М.: Наука, 1994. – 320 с.
3. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В. Пути исключения ошибочных результатов при изучении околоскважинного пространства непродольным ВСП: Тезисы докладов Международной геофизической конференции и выставки «Геофизика XXI века – прорыв в будущее»: М., 2003.
4. Хромова И.Ю., Николаев Д.А. Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований: Тезисы XII ежегодной международной конференции «Гальперинские чтения – 2012»: М., 2012.

На основании модельных исследований обсуждается возможность повышения эффективности применения в сейсморазведке однополярных кодоимпульсных сигналов путём огибания кодовых функций и применения комбинированных кодоимпульсных сигналов. В результате совместного применения для наиболее эффективных кодоимпульсных сигналов ЛИЧ (F_{max} = 80 Гц) скосов и комбинированных разверток, состоящих из четырех сегментов, динамический диапазон корреляционного преобразования при кодоимпульсном накапливании во временном окне τ = 0,5–4,0 с достигает в среднем 58 дБ при $f_{вид}$ = 55 Гц и 47 дБ при $f_{вид}$ = 35 Гц. Для последовательностей ЛИП аналогичные значения при использовании комбинированных сигналов, состоящих из четырёх сегментов, составляют 58 и 54 дБ, а в случае восьми сегментов - 60 и 57 дБ, соответственно.

Рассматривается также влияние амплитудной неидентичности импульсов в развёртках на эффективность кодоимпульсного метода сейсмической разведки.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КОДОИМПУЛЬСНОГО МЕТОДА СЕЙСМИЧЕСКОЙ РАЗВЕДКИ

Кострыгин Ю.П., Колесников Д.А., ООО «Новоросморгео», г. Новороссийск

Часть 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОСЛАБЛЕНИЯ КОРРЕЛЯЦИОННОГО ФОНА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ОДНОПОЛЯРНЫХ КОДОВ ВЛИЯНИЕ АМПЛИТУДНОЙ НЕИДЕНТИЧНОСТИ ИНМУЛЬСОВ В РАЗВЕРТКАХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДА

Исследование методических возможностей ослабления корреляционного фона при кодоимпульсном накапливании сейсмических колебаний с использованием однополярных кодов; влияние амплитудной неидентичности импульсов

Как мы уже отмечали в первой части данной работы, при правильном выборе параметров однополярных развёрток ЛИЧ и ЛИП разрешающая способность кодоимпульсного метода не уступает разрешающей способности вибросейсмического метода. Вместе с тем, даже наиболее эффективные последовательности ЛИЧ и ЛИП характеризуются во временном интервале

τ = 0,5 ÷ 4 с средними значениями динамического диапазона корреляционного преобразования, равными 45 ÷ 49 дБ для последовательностей ЛИЧ и 48÷52 дБ для последователь-

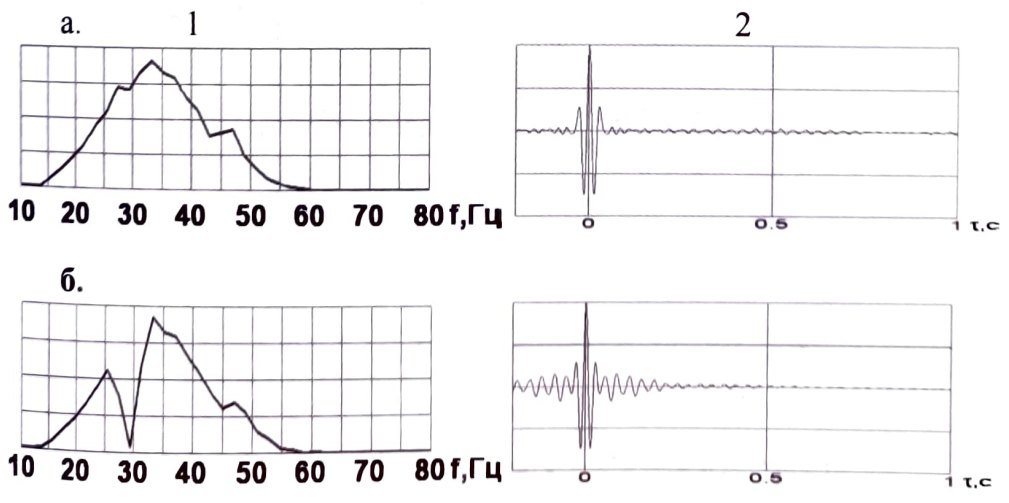


Рис. 1. Амплитудные спектры главных максимумов ФВК (1) и главные максимумы ФВК (2), рассчитанные для последовательности ЛИП без применения скосов и при конусности $t_{ск}$ = 2 с (T = 20 с, максимальная частота развёртки F_{max} = 30 Гц, видимая частота единичного импульса $f_{вид}$ = 35 Гц, количество импульсов в развёртке N=401)
а – без скосов; б – использован скос, $t_{ск}$ = 2 с

ностей ЛИП, что существенно меньше динамического диапазона преобразования вибросейсмических ЛЧМ-сигналов. Такие особенности однополярных кодоимпульсных сигналов могут приводить к снижению эффективности кодоимпульсного метода по сравнению с эффективностью вибросейсмического метода в условиях, характеризующихся повышенным динамическим диапазоном сейсмических записей.

В вибросейсмической разведке уменьшение интенсивности помех корреляционного преобразования достигается, как известно, путём применения управляющих сигналов с плавно возрастающими в начале и убывающими в конце развёртки амплитудами. Интервал времени изменения амплитудных значений сигнала в краевых частях развёртки называется конусностью или временем скоса $t_{ск}$. Оценим возможности ослабления корреляционного фона при кодоимпульсном накапливании колебаний путём задания конусности по краям функции кода последовательностей. Трапецеидальное (линейное) огибание краевых частей функции кода можно задать следующим образом:

$$A_{ck}(t)=\begin{cases}(A_0/t_{ck})\cdot t, 0\le t\le t_{ck}\\ A_0-[t-(T-t_{ck})]A_0/t_{ck}, T-t_{ck}\le t\le T\end{cases}, \quad (1)$$

где A_0 – амплитуда кодоимпульсного сигнала за пределами скосов, T – длительность развёртки.

На рис.1 сопоставлены спектры ФВК и главные максимумы ФВК кодоимпульсных сигналов ЛИП в случае использования скосов (б) и без использования скосов (а). Из рисунка можно видеть, что для наиболее эффективных кодов ЛИП ($F_{max}=30\div 40$ Гц) огибание краевых частей импульсных последовательностей приводит лишь к ухудшению качества коррелограмм.

Действительно, вследствие огибания функции кода ЛИП в спектре главного максимума ФВК последовательности возникает достаточно глубокий провал, обуславливающий в свою очередь существенное увеличение эффективной длительности корреляционного импульса. Физически указанное обстоятельство связано с тем, что в данном случае часть спектра, расположенная левее 30 Гц, формируется основными гармониками функции кода, в то время как формирование более высокочастотной части спектра, соответствующей интервалу 30-60 Гц, обязано вторым гармоникам функции кода. Таким образом, диапазон частот, соответствующий правому скосу, расположен внутри полосы частот спектра ФВК, что и обуславливает в данном случае появление провала в области 30 Гц.

В отличие от эффективных кодов ЛИП ($F_{max}=30\div 40Гц$), огибание эффективных кодоимпульсных последовательностей ЛИЧ ($F_{max}=80Гц$, $T=20\text{-}30$ с) позволяет несколько ослабить интенсивность корреляционного фона. При параметрах скоса, равных 10% от длительности развёртки, корреляционный фон для кодоимпульсных сигналов ЛИЧ уменьшается на 3 дБ. Т.е эффективность применения скосов для кодоимпульсных последовательностей ЛИЧ существенно уступает эффективности применения скосов для вибросейсмических развёрток [2]. Поэтому огибание кодоимпульсных сигналов ЛИЧ целесообразно осуществлять исключительно в комплексе с другими методическими приёмами, позволяющими дополнительно уменьшить уровень корреляционного фона.

К таким методическим приёмам в первую очередь относится способ комбинированных сигналов, предполагающий возбуждение на каждом пикете нескольких кодоимпульсных развёрток ЛИЧ с различными параметрами, и суммирование коррелограмм, соответствующих одноимённым пунктам возбуждения. [2]. Указанный способ является аналогом способа комбинированных вибросейсмических сигналов, легко реализуется при проведении полевых сейсморазведочных работ и позволяет дополнительно уменьшить влияние корреляционного фона.

Оценка эффективности применения комбинированных кодоимпульсных сигналов была выполнена с использованием комбинированных сигналов ЛИЧ, состоящих из 4-х и 8 сегментов. Сегменты, входящие в сигнал, отличались значениями минимальной частоты развёртки Fmin. При этом дискретность изменения Fmin составляла 1Гц и 2 Гц. Остальные параметры развёрток, входящих в комбинированные сигналы, оставались без изменения.

$T=20c$, $F_{max}=80Гц$; $t_{ск}=0,1T$.

Результаты выполненного моделирования показывают, что по сравнению с одиночными последовательностями ЛИЧ применение комбинированных развёрток, состоящих из четырёх сегментов, при дискретности изменения Fmin, равной 2 Гц, позволяет ослабить корреляционный фон на 7-12 дБ при τ = 1,5 - 5,0 с. Дальнейшее увеличение числа сегментов в комбинированном сигнале до восьми не способствует снижению уровня помех преобразования.

В принципе комбинированные развёртки можно формировать путём изменения длительности отдельных сегментов, либо путём одновременного изменения длительности и минимальной частоты сегментов. На основании моделирования было показано, что комбинированные кодоимпульсные сигналы ЛИЧ, состоящие из четырёх - восьми сегментов с различными значениями T, не обеспечивают повышение качества коррелограмм по сравнению с комбинированными развёртками при дискретности изменения Fmin, равной 2 Гц. Более того, при использовании таких развёрток наблюдается уменьшение динамического диапазона корреляционного преобразования в интервале τ =2,5–5,0с, что не позволяет рекомендовать их к практическому применению.

Была сделана также оценка целесообразности применения комбинированных кодоимпульсных сигналов ЛИЧ, в которых одновременно изменялись бы значения F_{min} и T. По результатам моделирования было показано, что использование комбинированных кодоимпульсных сигналов ЛИЧ, в которых одновременно изменялись бы параметры F_{min} и T, в основном не обеспечивает дополнительное увеличение динамического диапазона корреляционного преобразования по сравнению с комбинированными сигналами, состоящими из сегментов, в которых изменяются лишь значения параметра F_{min}. Вместе с тем, применение таких комбинированных сигналов требует некоторого усложнения технологии регистрации колебаний и поэтому является не целесообразным.

Заметное повышение динамического диапазона корреляционного преобразования наблюдается для комбинированных развёрток, формируемых с использованием последовательностей ЛИП различной длительности (см. таблицу 1). По сравне-

Таблица 1

Значения динамического диапазона преобразования в децибеллах на временах, кратных 0,5 с для одиночных и комбинированных кодоимпульсных сигналов ЛИП

(F_{max}=30 Гц; $t_{ск}$ = 0)

$f_{вид}$	Параметры развёрток	0,5 с	1,0 с	1,5 с	2,0 с	2,5 с	3,0 с	3,5 с	4,0 с	4,5 с	5,0 с
35 Гц	Одиночная развёртка, T = 20 с	35,76	45,13	46,04	49,08	50,51	51,53	52,05	51,88	53,82	54,39
	Комбинированная развёртка: T_{1-4} = 20 с, 21 с, 22 с, 23 с.	39,12	48,60	55,48	55,97	57,25	56,16	58,14	59,74	58,98	60,70
	Комбинированная развёртка: T_{1-8} = 20 с, 21 с, 22 с, 23 с, 24 с, 25 с, 26 с,27 с.	42,34	53,96	58,83	58,45	59,79	59,52	61,29	61,59	60,81	62,98
55 Гц	Одиночная развёртка, T = 20 с	42,02	49,98	53,00	53,63	52,52	55,78	53,81	54,33	55,33	56,64
	Комбинированная развёртка T_{1-4} T= 20 с, 21 с, 22 с, 23 с.	47,67	55,72	59,16	60,27	59,86	58,64	60,53	60,22	60,14	56,78
	Комбинированная развёртка: T_{1-8} = 20 с, 21 с, 22 с, 23 с, 24 с, 25 с, 26 с,27 с.	51,23	59,76	61,33	62,48	62,28	62,58	61,54	56,62	51,38	47,79

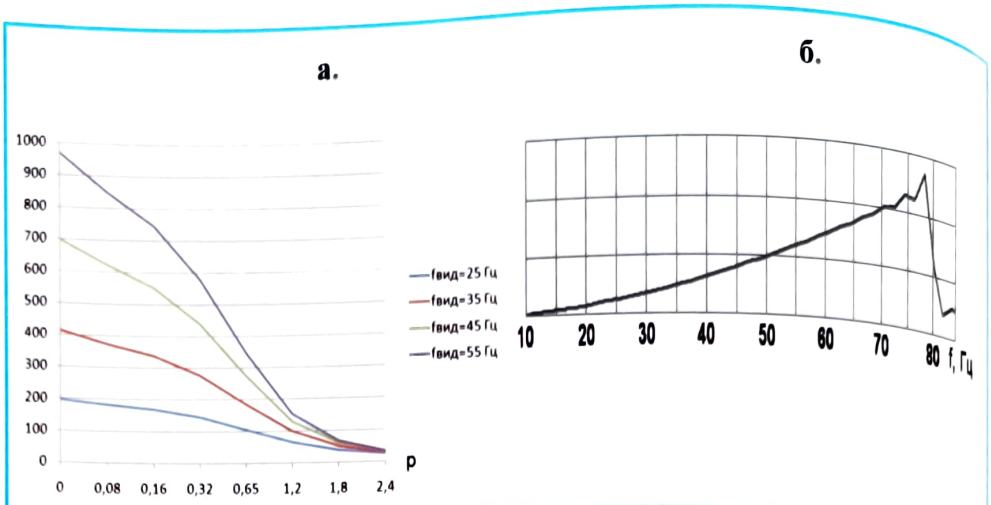


Рис. 2. Влияние амплитудной неидентичности импульсов в кодоимпульсных развёртках ЛИЧ на динамику ФВК последовательности (F_{min} = 10 Гц, F_{max} = 80 Гц, T = 20 с, скос $t_{ск}$ = 2 с)
а – зависимость амплитуды ФВК от p; б – спектр ФВК функции кода ЛИЧ

нию с наиболее эффективными одиночными последовательностями ЛИП (F_{max}=30 Гц) комбинированные развёртки, состоящие из четырёх сегментов различной длительности, обеспечивают во временном интервале корреляционной функции τ =0,5–4,0 с ослабление корреляционного фона в среднем на 6 дБ, а комбинированные развёртки, состоящие из восьми сегментов в среднем на 8 – 9 дБ в зависимости от значения $f_{вид}$. При этом среднее значение динамического диапазона преобразования наиболее эффективных последовательностей ЛИП в интервале τ = 0,5 – 4,0 с достигает в случае использования комбинированных сигналов, состоящих из четырёх сегментов, 54 дБ для значений $f_{вид}$ =35Гц и 58дБ для $f_{вид}$=55Гц. При использовании же комбинированных сигналов, состоящих из восьми развёрток ЛИП различной длительности, аналогичные средние значения динамического диапазона преобразования увеличиваются соответственно до 57дБ и 60дБ, т.е. приближаются к динамическому диапазону вибросейсмических ЛЧМ-сигналов.

Оценка влияния амплитудной неидентичности импульсов в развертках на эффективность кодоимпульсного накапливания сейсмических колебаний

В отличие от «идеальных» кодоимпульсных сигналов, характеризующихся постоянной амплитудой единичных импульсов, последовательности, формируемые реальными сейсмическими источниками, обладают некоторой амплитудной неидентичностью импульсов в развёртке. Так, например, для ранее разработанных излучателей индукционно-динамического типа, использованных с целью возбуждения кодоимпульсных последовательностей, амплитуда импульсов $A_{имп}$ непрерывно уменьшалась по мере увеличения частоты следования F. Экспериментальная зависимость $A_{имп}$ (F), полученная для серийного кодоимпульсного источника ИКИ-10/40, удовлетворительно аппроксимируется при F≥5Гц степенной функцией [2]

$$A_{имп} = k \cdot F^{-p}, \qquad (2)$$

Для серийного кодоимпульсного излучателя ИКИ-10/40 параметр p ≈ 0,65.

Временную функцию, определяющую закон изменения относительной амплитуды кодоимпульсного сигнала ЛИЧ в соответствие с условием (2), можно представить следующим образом:

$$A_{имп}(t) \sim [F_{min} + (\Delta F / T)t]^{-p}, \qquad (3)$$

Заменив в выражении (3) аргумент t на аргумент t_n, соответствующий временному положению импульсов функции кода в зависимости от их порядкового номера n, и воспользовавшись уравнением функции кода развёртки ЛИЧ, можно задать относительную амплитуду произвольного импульса в развёртке.

$$A_{имп}(n) \sim \sqrt{F_{min}^2 + 2n\Delta F / T}^{-p}, \qquad (4)$$

Выполненные модельные исследования показали, что при использовании наиболее эффективной для нефтегазовой сейсморазведки кодоим-

Таблица 2

Значения динамического диапазона корреляционного преобразования импульсных последовательностей ЛИЧ в децибеллах на временах, кратных 0,5 с, в зависимости от параметра р (F_{min} = 10 Гц, F_{max} = 80 Гц, Т = 20 с, $t_{ск}$ = 2 с, $f_{вид}$ =55 Гц)

№	Значения р	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
1	р = 0	54,52	53,33	50,10	52,25	44,49	43,35	47,62	49,59	50,06	47,53
2	0,08	54,60	53,33	49,76	52,01	44,09	43,07	47,46	49,44	49,83	47,38
3	0,16	54,67	53,32	49,41	51,75	43,69	42,78	47,30	49,29	49,60	47,23
4	0,32	54,80	53,21	48,64	51,17	42,91	42,22	46,98	48,97	49,12	46,93
5	0,65	54,97	52,66	46,90	49,75	41,36	41,13	46,36	48,26	48,11	46,36
6	1,2	54,86	50,62	43,83	47,10	39,03	39,60	45,55	47,05	46,59	45,61
7	1,8	54,08	47,40	40,71	44,37	37,01	38,45	45,10	45,95	45,40	45,25
8	2,4	52,79	44,11	38,15	42,20	35,67	37,99	45,19	45,32	44,89	45,50

пульсной последовательности ЛИЧ (F_{max} = 80 Гц, Т = 20-30 с) неидентичность импульсов в развёртке, определяемая степенной функцией (4), практически не влияет на форму главного максимума ФВК и форму соответствующего ему спектра даже при повышенных значениях параметра р, равных 0,32-0,65. Расчёты показали, что при значениях параметра р≤0,32 влияние неидентичности импульсов в развёртке на уровень помех преобразования в дальней зоне корреляционной функции также незначительное (см. таблицу 2).

Таким образом, динамика корреляционных функций для наиболее эффективных кодоимпульсных сигналов ЛИЧ ($F_{max} \approx 80 Гц$ и $T = 20 \div 30$ с) практически не искажается при амплитудной неидентичности импульсов в развёртке, определяемой степенной функцией (4), при условии р ≤ 0,32, т.е. при двух кратном уменьшении амплитуды импульсов в частотном диапазоне 10-80 Гц. Вместе с тем очевидно, что уменьшение амплитуды возбуждаемых импульсов по мере увеличения частоты следования приведёт к снижению общей энергии формируемого сигнала, а значит и к снижению помехоустойчивости метода по отношению к некогерентным помехам. Принимая при этом во внимание то обстоятельство, что амплитуда некогерентных помех на коррелограмме в принципе не зависит от амплитудной неидентичности возбуждаемых импульсов, можно утверждать, что отношение сигнал/помеха на коррелограмме будет пропорционально лишь максимальному значению ФВК импульсной последовательности.

Так, на рис. 2а представлены графики пиковой амплитуды главного максимума ФВК эффективной импульсной последовательности ЛИЧ в зависимости от параметра р, рассчитанные для импульсов с различной преобладающей частотой $f_{вид}$. Из рисунка 2а можно видеть, что при двух кратном уменьшении амплитуды импульсов по мере увеличения частоты следования от 10 Гц до 80 Гц, т.е. при р = 0,32, амплитуда ФВК, а значит и помехоустойчивость метода, уменьшается в ≈ 1,78 раза для $f_{вид}$ = 55 Гц, в ≈ 1,63 раза для $f_{вид}$ = 45 Гц, в ≈ 1,46 раза для $f_{вид}$= 35 Гц и в ≈ 1,43 раза для $f_{вид}$= 25 Гц. Скомпенсировать указанное снижение помехоустойчивости метода представляется возможным либо путём увеличения числа излучателей в группе в ≈ 1,5 раза, либо за счёт более чем ≈ 2-х кратного увеличения числа воздействий, что приведёт к существенным экономическим потерям при проведении полевых работ.

В качестве приемлемого компромисса при формулировании технического задания на излучатель, используемый для формирования кодоимпульсных сигналов ЛИЧ, следует, по- видимому, рассматривать амплитудную неидентичность импульсов в развёртке, соответствующую значениям параметра р ≤ 0,16.

Анализируя графики, приведённые на рис. 2а, следует обратить внимание на весьма интересное обстоятельство, заключающееся в том, что

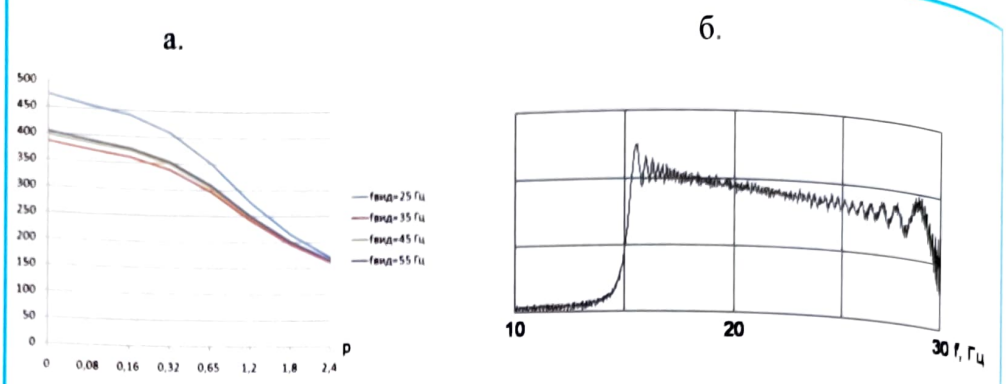


Рис. 3. Влияние амплитудной неидентичности импульсов в кодоимпульсной развёртке ЛИП на динамику ФВК последовательности (F_{max} = 30 Гц, T = 20 с, N = 401)
а – зависимость амплитуды ФВК от p; б – спектр ФВК функции кода ЛИП.

амплитуда главного максимума ФВК при использовании кодоимпульсных сигналов ЛИЧ может существенно возрастать по мере увеличения преобладающей частоты импульсов fвид. Физически это связано с тем, что спектр функции кода ЛИЧ имеет весьма существенный наклон, обуславливающий равномерное увеличение спектральной плотности с ростом частоты (см. рис. 2б). Т.е. здесь мы имеем эффект физически аналогичный использованию, например, нелинейных степенных или логарифмических развёрток в вибросейсе [2].

Для последовательностей ЛИП временную функцию, определяющую закон изменения относительной амплитуды кодоимпульсного сигнала в соответствие с условием (2), можно представить следующим образом:

$$A_{имп}(t) \sim \left[T_0 + [(T_{N-1} - T_0) / T]t \right]^p, \quad (5)$$

где T_0 - начальный период следования, T_{N-1} – конечный период следования.

Заменив в выражении (5) аргумент t на аргумент t_n, соответствующий временному положению импульсов функции кода ЛИП в зависимости от их порядкового номера n, и воспользовавшись уравнением функции кода последовательностей ЛИП, можно задать относительную амплитуду произвольного импульса в развёртке.

$$A_{имп}(n) \sim \left\{ T_0 + [(T_{N-1} - T_0) / T] \cdot \right.$$
$$\left. \cdot [nT_0 - n(n-1)\,\Delta T / 2] \right\}^p, \quad (6)$$

Результаты проведённого моделирования показали, что при использовании наиболее эффективной для нефтегазовой сейсморазведки кодоимпульсной последовательности ЛИП (F_{max}=30-40Гц, T=20-30с) неидентичность импульсов в развёртке, определяемая степенной функцией (6), практически не влияет на форму главного максимума ФВК и соответ-

Таблица 3

Значения динамического диапазона корреляционного преобразования импульсных последовательностей ЛИП в децибеллах на временах, кратных 0,5 с в зависимости от параметра p (F_{max} = 30 Гц, T = 20 с, N = 401, $f_{вид}$ =55 Гц)

№	Значения p	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
1	p=0	42,02	49,98	53,00	53,63	52,52	55,78	53,81	54,33	55,33	56,64
2	0,08	41,90	49,88	52,91	53,56	52,51	55,76	53,85	54,40	55,37	56,71
3	0,16	41,77	49,77	52,82	53,49	52,49	55,74	53,89	54,47	55,41	56,78
4	0,32	41,49	49,52	52,61	53,33	52,45	55,68	53,97	54,61	55,47	56,91
5	0,65	40,85	48,91	52,11	52,95	52,32	55,51	54,11	54,89	55,59	57,16
6	1,2	39,65	47,72	51,10	52,19	52,04	55,13	54,29	55,31	55,73	57,48
7	1,8	38,22	46,31	49,88	51,24	51,63	54,63	54,38	55,67	55,81	57,70
8	2,4	36,78	44,89	48,65	50,27	51,17	54,10	54,38	55,93	55,85	57,81

ствующего ей спектра даже при повышенных значениях параметра p, равных 0,32 -0,65. Выполненные расчёты показали также, что при значениях параметра p≤0,65, неидентичность импульсов в развёртке весьма несущественно влияет на уровень помех преобразования и в дальней зоне корреляционной функции (см. таблицу 3).

Таким образом, динамика корреляционных функций для наиболее эффективных кодоимпульсных сигналов ЛИП практически не искажается при амплитудной неидентичности импульсов в развёртке, определяемой степенной функцией (6), при условии p ≤ 0,65, т.е. при ≈ 2-х кратном уменьшении амплитуды импульсов в частотном диапазоне 10 - 30 Гц. Вместе с тем очевидно, что для последовательностей ЛИП, также как и для кодоимпульсных сигналов ЛИЧ, уменьшение амплитуды воздействий по мере увеличения частоты следования приведёт к снижению помехоустойчивости метода по отношению к некогерентным помехам.

Так, на рис.3а представлены графики пиковой амплитуды главного максимума ФВК эффективной импульсной последовательности ЛИП в зависимости от параметра p, рассчитанные для импульсов с различной преобладающей частотой $f_{вид}$. Из рисунка 3а можно видеть, что при двукратном уменьшении амплитуды импульсов по мере увеличения частоты следования от 10 Гц до 30 Гц, т.е. при p = 0,65, амплитуда ФВК, а значит и помехоустойчивость метода, уменьшается в ≈ 1,36 раза для $f_{вид}$= 25 Гц, и в ≈ 1,33 раза для fвид = 35 – 55 Гц. Скомпенсировать указанное снижение помехоустойчивости метода представляется возможным путём увеличения кратности накапливания колебаний на ≈ 80 %, что приведёт к существенному снижению производительности работ.

В качестве приемлемого компромисса для кодоимпульсного излучателя, используемого для формирования последовательностей ЛИП, следует, по-видимому, рассматривать амплитудную неидентичность импульсов в развёртке, соответствующую значениям параметра p ≤ 0,32.

При сопоставлении графиков, приведённых на рис. 2 а и 3 а, интересным представляется то обстоятельство, что если амплитуда главного максимума ФВК при использовании кодоимпульсных сигналов ЛИЧ может существенно возрастать по мере увеличения преобладающей частоты импульсов fвид, то при использовании развёрток ЛИП более высокоамплитудный максимум ФВК формируется для низкочастотного 25-герцового импульса. Физически это связано с тем, что значения спектральной плотности функции кода при увеличении частоты существенно возрастают для развёрток ЛИЧ и несколько уменьшаются при использовании последовательностей ЛИП (см. рис. 2 б и 3 б).

Повысить эффективность кодоимпульсного метода можно путём применения двухполярных импульсных последовательностей, позволяющих существенно уменьшить интенсивность корреляционного фона при кодоимпульсном накапливании. Наибольший интерес для сейсморазведки представляют двухполярные дополнительные последовательности при использовании которых корреляционный фон в идеальной ситуации полностью обнуляется [1].

Импульсные последовательности $F_п(t)$ и $'F_п(t)$ называются дополнительными, если им соответствуют функции кода $K(t)$ и $'K(t)$, для которых выполняется условие

$$U_0(\tau) + 'U_0(\tau) = \begin{cases} 2, \tau = 0, \\ 0, \tau = \pm 1, \pm 2, \ldots, \pm(N-1) \end{cases} \quad (7)$$

где $U_0(\tau)$ и $'U_0(\tau)$ – нормированные ФАК функций $K(t)$ и $'K(t)$.

Т.е. для таких последовательностей сумма ФАК функций кода равна нулю везде, кроме τ=0. При этом каждая функция кода дополнительных последовательностей состоит из одинакового чётного числа импульсов Кронекера, следующих через равные интервалы и имеющих амплитуды +1 или –1.

Как уже отмечалось, дополнительные последовательности относятся к классу так называемых двухполярных последовательностей. Вместе с тем используемые в сейсморазведке импульсные излучатели являются излучателями одностороннего действия. Украинскими геофизиками был предложен весьма простой способ, позволяющий формировать двух-полярные последовательности излучателями одностороннего действия [4]. В предложенном способе разнополярную последовательность

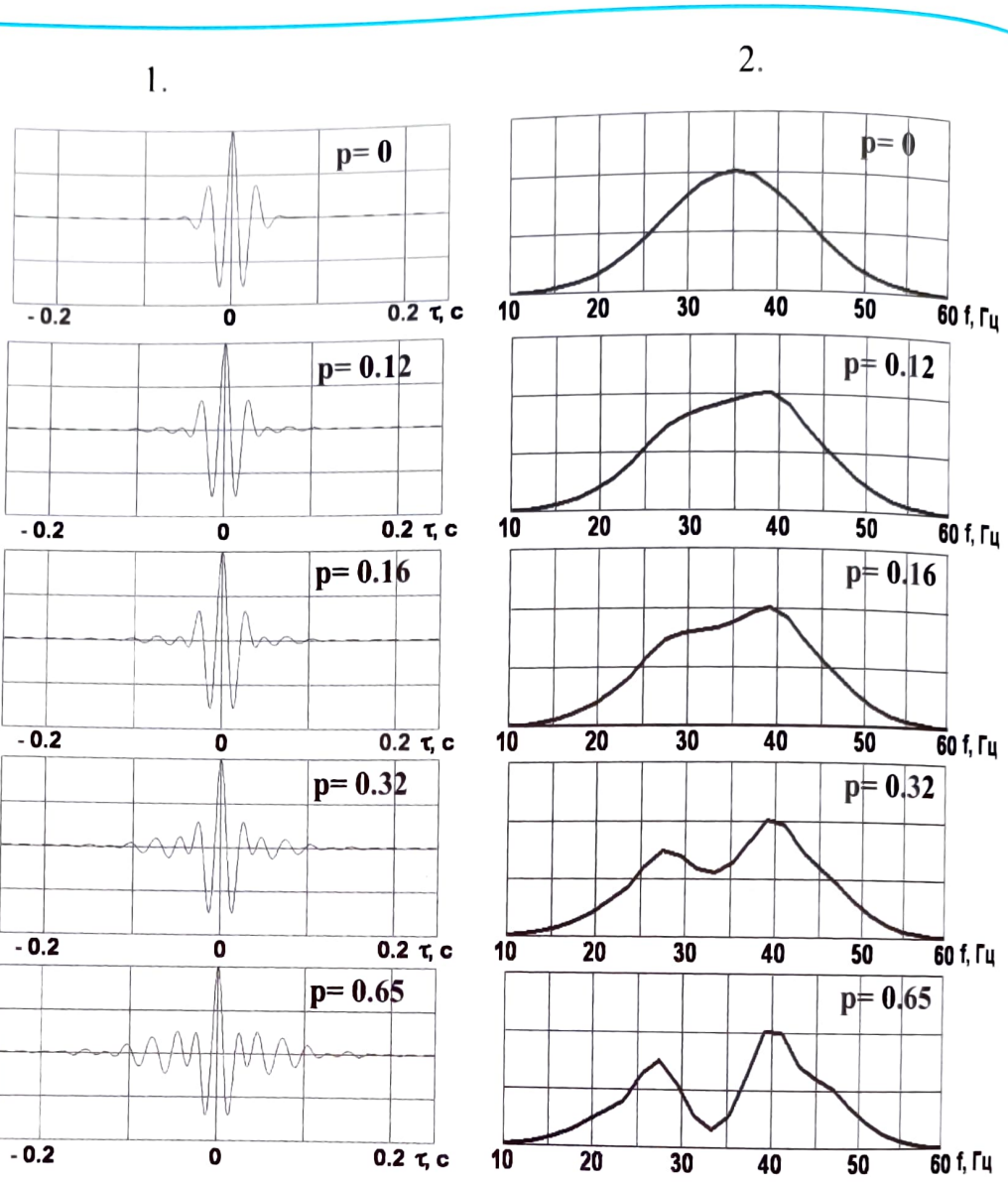


Рис. 4. ФВК (1) и амплитудные спектры главных максимумов ФВК (2) двухполярных импульсных дополнительных последовательностей, сформированных путём поочерёдной отработки импульсов с положительной и отрицательной полярностью ($f_{вид}$ =35 Гц)

импульсов реализуют односторонними воздействиями за два сеанса. Сначала возбуждается развёртка, соответствующая временному закону следования импульсов с положительной полярностью, затем развёртка, соответствующая закону следования импульсов с отрицательной полярностью. Вычитая вторую запись из первой, получают аналог виброграммы, которая бы регистрировалась при использовании кодоимпульсных излучателей двухстороннего действия силы.

Вместе с тем, при раздельной отработке импульсов с положительной и отрицательной полярностью частота следования возбуждаемых колебаний не остаётся постоянной, что приводит к амплитудной неидентичности, определяемой зависимостью (2). Так, для дополнительных последовательностей ≈ 48,8% импульсов следует с частотой F = $1/\tau_0$, ≈ 25,2% - с F = $1/2\tau_0$, ≈ 12,6% - F = $1/3\tau_0$, ≈ 6,3% с F = $1/4\tau_0$, ≈ 3,1% - F = $1/5\tau_0$, ≈ 1,6% - с F = $1/6\tau_0$, ≈ 0,8% - с F = $1/7\tau_0$ и 4 импульса имеют нулевую частоту следования. Здесь $1/\tau_0$ – тактовая частота следования импульсов для двухполярной последовательности.

В случае повышенных значений параметра ρ амплитудная неидентичность в двухполярных последовательностях, формируемых путём раздельной отработке импульсов с поло-

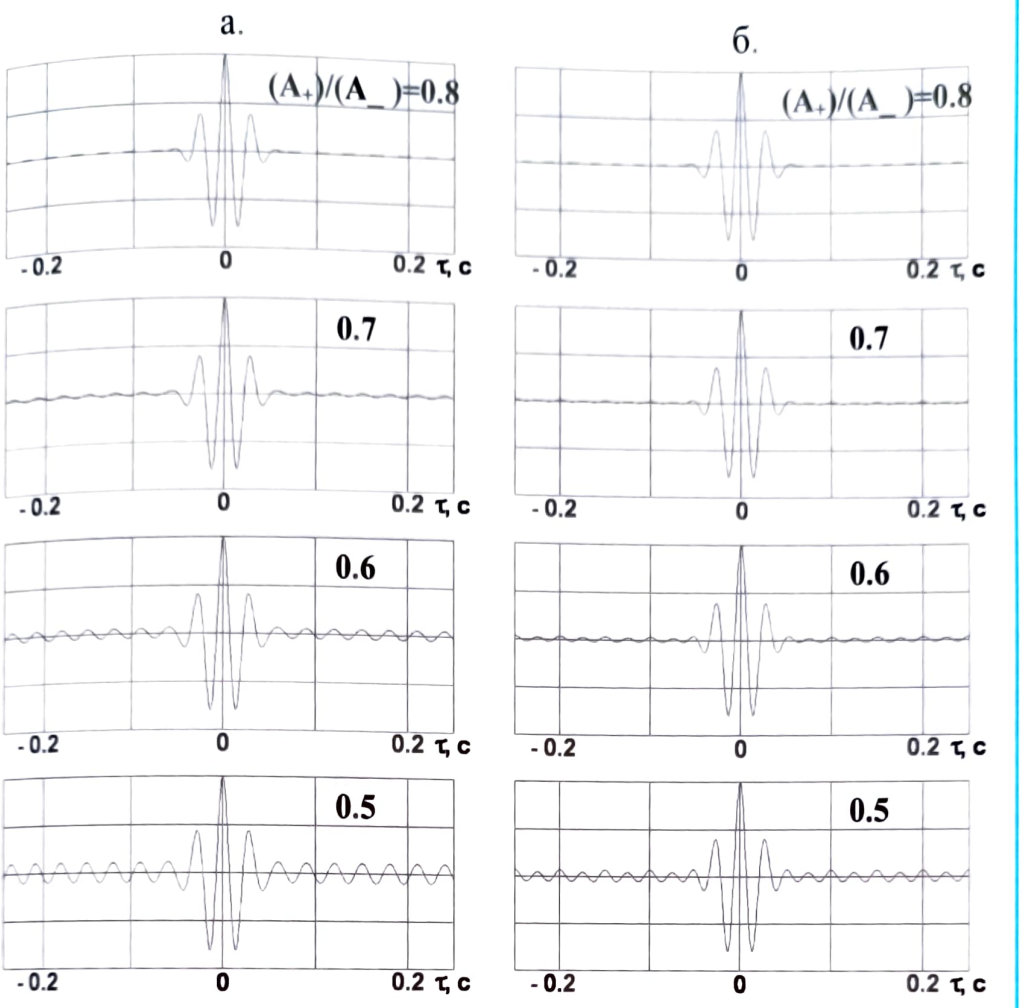


Рис. 5. Главные максимумы ФВК дополнительных последовательностей, сформированных при различных соотношениях между амплитудами импульсов с положительной (A+) и отрицательной (A_) полярностью ($f_{вид}$ =35 Гц, N=256)
а - τ_0 = 30 мс; б - τ_0 = 50 мс.

жительной и отрицательной полярностью, может приводить к ухудшению формы ФВК и снижению помехоустойчивости метода.

На рис. 4 представлены главные максимумы ФВК дополнительных последовательностей, формируемых путём раздельной отработки импульсов с положительной и отрицательной полярностью, и соответствующие им амплитудные спектры, рассчитанные при различных значениях параметра р. При моделировании значения параметра р изменялись от нуля до 0,65, тактовый период следования импульсов τ_0 равнялся 30 мс. Видимая частота импульсов в развёртках принималась равной 35 Гц. Каждая из дополнительных последовательностей включала в себя по 256 импульсов. Функции кода дополнительных последовательностей, выбранных для анализа, приведены ниже:

K(t)=1 1 1-1 1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1 1-1 1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1-1 -1-1-1 1-1-1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1-1 1 1 1-1 1 1-1 1 1 1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1-1-1-1 1-1-1 1-1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1-1 1 1-1 1 1 1-1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1-1 1 1 1-1 1 1-1 1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1-1 1 1 1-1-1-1 1 1-1 1 1 1-1 1-1 1-1-1-1 1 1 1 1-1 1-1-1 1-1 1-1-1-1-1 1 1 1-1 1 1-1-1 -1 1-1-1 1-1 1 1 1-1-1-1 1 1-1 1 1 1-1 1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1-1 1-1-1-1-1 1-1-1 1-1 1 1 1-1-1-1 1-1

'K(t)=1 1 1-1 1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1 1-1 1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1-1 -1-1-1 1 1-1-1 1-1 1 1 1 1-1-1-1 1 1-1 1 1 1-1 1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1-1 1-1-1-1 1 1 1-1 1-1-1-1 1-1 1 1 1-1 1 1-1 1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1-1-1 1-1 1-1-1-1-1 1 1 1-1

1 1-1-1-1-1 1-1-1 1-1-1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1-1 1-1-1-1-1 1 1 1-1 1 -1-1-1 1-1-1 1-1-1-1-1-1 1 1 1-1-1 1-1 1-1 -1-1 1-1-1 1-1-1-1-1-1 1 1 1-1-1 1 1-1-1 1-1 1-1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1 1-1-1-1 1 1 1-1 1 1 1-1 1 1-1-1 1-1-1 1-1 1-1 1 1-1-1-1-1-1 1 1 1 -1 1 1 1-1 1-1-1-1-1 1 1 1-1 1-1 -1-1 1-1-1-1-1-1-1 1 1 1 -1 1 1 1-1 1-1-1-1 1 1 1 -1 1 1 1-1-1-1 1 1 1-1

Анализ графиков, представленных на рис. 4, свидетельствует о том, что с ростом значений параметра p для дополнительных последовательностей, формируемых путём раздельной отработки импульсов с положительной и отрицательной полярностью, наблюдается заметное усиление боковых пульсаций главных максимумов ФВК, что в свою очередь обуславливает заметные изменения формы амплитудных спектров корреляционных импульсов.

Качественной динамикой корреляционных импульсов дополнительные последовательности, формируемые путём раздельной отработке импульсов с положительной и отрицательной полярностью, отличаются при p ≤ 0,12-0,16, т.е. при условии если в частотном диапазоне развёртки 10 – 80 Гц амплитуда импульсов изменяется не более чем в 1,3- 1,4 раза, или же в частотном диапазоне развёртки 10-30 Гц не более чем в 1,15 – 1,2 раза. Динамический диапазон корреляционного преобразования в этом случае составляет для указанных развёрток в интервале τ = 0,5 – 5,0 с не менее 60 - 70 дБ.

При кодоимпульсном накапливании колебаний с использованием дополнительных последовательностей не следует также полностью исключать принципиальную возможность некоторого различия между амплитудами импульсов с положительной и отрицательной полярностью. Подобная модель амплитудной неидентичности импульсов в двухполярных развёртках будет в свою очередь приводить к некоторым искажениям корреляционных функций используемых сигналов.

Так, на рис. 5 показаны главные максимумы ФВК дополнительных последовательностей, рассчитанные при различных соотношениях амплитуд импульсов с положительной (A+) и отрицательной (A_) полярностью. Из рис. 5 можно видеть, что даже при условии (A+)/(A_) = 0.7 искажения главного максимума ФВК дополнительной последовательности крайне незначительны. Однако в этом случае значения динамического диапазона корреляционного преобразования сигнала становятся существенно меньшими по сравнению с аналогичными значениями для эффективных однополярных кодов ЛИЧ и ЛИП, что исключает одно из основных преимуществ двухполярных дополнительных последовательностей. Высокую эффективность применения дополнительных последовательностей можно обеспечить уже при условии (A+)/(A_) ≥ 0.8. В этом случае динамический диапазон D(τ) для дополнительных последовательностей на 10 – 26 дБ превышает аналогичные значения для эффективных однополярных последовательностей ЛИЧ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

1. При использовании скосов помехи преобразования кодоимпульсных сигналов ЛИЧ, так же, как и при огибании вибросейсмических сигналов, в большей степени ослабляются в ближней зоне ФВК на временах $\tau \le 1$ с. Величина ослабления помех в этой области ФВК достигает 3 дБ при $t_{ск}$ = 0,1T. . Для наиболее эффективных кодов ЛИП огибание краевых частей импульсных последовательностей приводит к существенному увеличению эффективной длительности корреляционных импульсов и делает нецелесообразным использование скосов.
2. В результате совместного применения для наиболее эффективных кодоимпульсных сигналов ЛИЧ (Fmax = 80 Гц) скосов и комбинированных разверток ЛИЧ, состоящих из четырех сегментов, отличающихся друг от друга значениями Fmin, динамический диапазон корреляционного преобразования при кодоимпульсном накапливании во временном окне τ = 0,5–4,0 с достигает в среднем 58 дБ при $f_{вид}$ = 55 Гц и 47 дБ при $f_{вид}$ = 35 Гц.
3. Среднее значение динамического диапазона преобразования наиболее эффективных последовательностей ЛИП в интервале τ = 0,5–4,0 с достигает в случае использования комбинированных сигналов, состоящих из четырех сегментов различной длительности, 54 дБ для значений $f_{вид}$ = 35 Гц и 58 дБ для $f_{вид}$ = 55 Гц. При использовании же

комбинированных сигналов, состоящих из восьми разверток ЛИП различной длительности, аналогичные средние значения динамического диапазона преобразования увеличиваются, соответственно, до 57,0 и 60 дБ.

4. Динамика корреляционных функций для наиболее эффективных кодоимпульсных сигналов ЛИЧ практически не искажается при амплитудной неидентичности импульсов в развёртке, определяемой степенной функцией (2), при условии $p \leq 0,32$, т.е. при двукратном уменьшении амплитуды импульсов в частотном диапазоне 10-80 Гц. Вместе с тем, уменьшение амплитуды возбуждаемых импульсов по мере увеличения частоты следования приводит к снижению помехоустойчивости метода по отношению к некогерентным помехам. В качестве приемлемого компромисса при формулировании технического задания на излучатель, используемый для формирования кодоимпульсных сигналов ЛИЧ, следует, по-видимому, рассматривать амплитудную неидентичность импульсов в развёртке, соответствующую значениям параметра $p \leq 0,16$. При $p = 0,16$ амплитуда импульсов в диапазоне частот от 10 до 80 Гц изменяется в $\approx 1,4$ раза.
5. Динамика корреляционных функций для наиболее эффективных кодоимпульсных сигналов ЛИП практически не искажается при амплитудной неидентичности импульсов в развёртке, определяемой степенной функцией (2), при условии $p \leq 0,65$, т.е. при $\approx$ 2-х кратном уменьшении амплитуды импульсов в частотном диапазоне 10 - 30 Гц. В качестве приемлемого требования к кодоимпульсному излучателю, используемому для формирования последовательностей ЛИП, следует, по-видимому, рассматривать амплитудную неидентичность импульсов в развёртке, соответствующую значениям параметра $p \leq 0,32$. В этом случае помехоустойчивость метода, может снижаться не более, чем в 1,14 раза для fвид = 25 - 55 Гц.
6. Дополнительные последовательности, формируемые путём раздельной отработки импульсов с положительной и отрицательной полярностью, отличаются качественной динамикой корреляционных импульсов при $p \leq 0,12$-$0,16$, т.е. при условии если в частотном диапазоне развёртки 10 – 80 Гц амплитуда импульсов изменяется не более чем в 1,3- 1,4 раза, или же в частотном диапазоне развёртки 10-30 Гц - не более чем в 1,15 – 1,2 раза. Динамический диапазон корреляционного преобразования в этом случае составляет для указанных развёрток в интервале $\tau = 0,5 – 5,0$ с не менее 59,41 – 67,66 дБ
7. Для дополнительных последовательностей при соотношении амплитуд импульсов с положительной и отрицательной полярностью $(A+)/(A\_) = 0.7$ искажения главного максимума ФВК крайне незначительны. Однако в этом случае значения динамического диапазона корреляционного преобразования сигнала становятся существенно меньшими по сравнению с аналогичными значениями для эффективных однополярных кодов ЛИЧ и ЛИП. Высокую эффективность применения дополнительных последовательностей можно обеспечить уже при условии $(A+)/(A\_)=0.8$ В этом случае динамический диапазон $D(\tau)$ для дополнительных последовательностей на 10 – 26 дБ превышает аналогичные значения для однополярных последовательностей ЛИЧ.

Литература

1. Варакин Л.Е., 1970, Теория сложных сигналов: М. Сов. Радио, 376 с..
2. Костыгин Ю.П., 2002, Сейсморазведка на сложных сигналах. – Тверь: Издательство ГЕРС. – 416 с.
3. Лукашин Ю.П., Гродзянская Т.М., Пушкин А.Г., 1977, Способ сейсмической разведки: СССР, авт. св. № 545946.
4. Роман В.И., Шпортюк Г.А., Михайличенко О.Г., Королюк П.А., 1986, Перспективы применения дополнительных последовательностей импульсов в невзрывных методах сейсморазведки, ГСЗ и сейсмологии // Современные геодинамические процессы и их изучение в связи с проблемой прогноза землетрясений: Киев, Наукова думка, 22-26.

Рецензент Доктор технических наук, профессор В.В.Ивашин

К вопросу позиционирования пунктов наблюдения в сейсморазведке 3D, выполняемой в транзитных зонах

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

При выполнении морских сейсмических исследований в условиях транзитных зон применяются донные приемные устройства, которые раскладываются с поверхности моря. Казалось бы, ровная поверхность моря – это идеальные условия для проведения производственных исследований с необходимой точностью выполнения наблюдений. Так, по-видимому, считают Заказчики работ, настаивая в процессе разработки Исполнителем проекта выполнения работ на включении в него жестких требований к позиционированию приемных устройств на дне водоема и обеспечению точного местоположения пунктов возбуждения. На этапе проектирования, когда неизвестны конкретные условия выполнения работ (скорость постоянного течения и приливно-отливных явлений моря, ветра и т. д.) это, вероятно, оправдано.

Несомненно, стремиться к соблюдению проектных условий сейсмической съемки необходимо постоянно, но, к сожалению, как показывает практика, не всегда возможно их выполнение.

В конкретных условиях, в зависимости от скорости ветра, волнения, глубины моря и силы течений для более точного расположения датчиков на дне водоема раскладка приемного устройства осуществляется с некоторым сдвигом (offset) от проектной линии, который постоянно подлежит корректировке в зависимости от времени суток. Это достаточно сложный процесс, который нелегко поддается учету. В связи с этим, положение датчиков на дне водоема в отдельных случаях не всегда укладывается в проектные условия, а положение пунктов взрыва бывает смещено в связи с неконтролируемым перемещением судна «взрыв-пункт» набежавшей волной.

Как правило, в полевой партии присутствует Супервайзер – представитель Заказчика, который руководствуется требованиями, изложенными в проекте.

Естественно, неоднократной перекладкой приемного устройства и выполнения возбуждений можно добиться того, что проектные требования будут соблюдены. Но оправданы ли такие действия?

Известно, что условия местности при выполнении производственных сухопутных сейсмических исследований зачастую не позволяют проложить профили и выполнить возбуждения так, как предусмотрено в проекте дизайна съемки. В этих ситуациях происходит трансформирование проектных линии приема и взрыва к условиям местности с определенными допусками. Это распространенная практика при наземных исследованиях, которая никоим образом не является основанием для заключения о некондиционности их выполнения.

Фиксирование местоположения пунктов наблюдения и взрыва осуществляется при помощи спутниковой системы GPS. Следовательно, мы вправе по аналогии распространить на исследования, выполняемые в транзитных зонах, условия по расположению сейсмических пунктов наблюдения, принятые при выполнении наземных наблюдений. При выполнении исследований в транзитных зонах местоположения пунктов возбуждения также определяются с использованием спутниковой навигационной системы GPS, а сейсмоприемников на дне водоема после раскладки приемного устройства - при помощи акустического позиционирования или по первым вступлениям на зарегистрированных сейсмограммах. Несомненно, мы правомочны руководствоваться правилами наземной сейсморазведки, но остается открытым вопрос о допустимых пределах отклонений, которые можно позволить без перекладки приемного устройства.

Для того, чтобы оценить допустимые пределы отклонений сейсмических пунктов наблюдения, смоделируем схему линий пунктов приема (ЛПП) и линий пунктов взрыва (ЛПВ) съемки 3D в системе проектирования OMNI с параметрами, реализуемыми при выполнении производственного задания на Южно-Русском

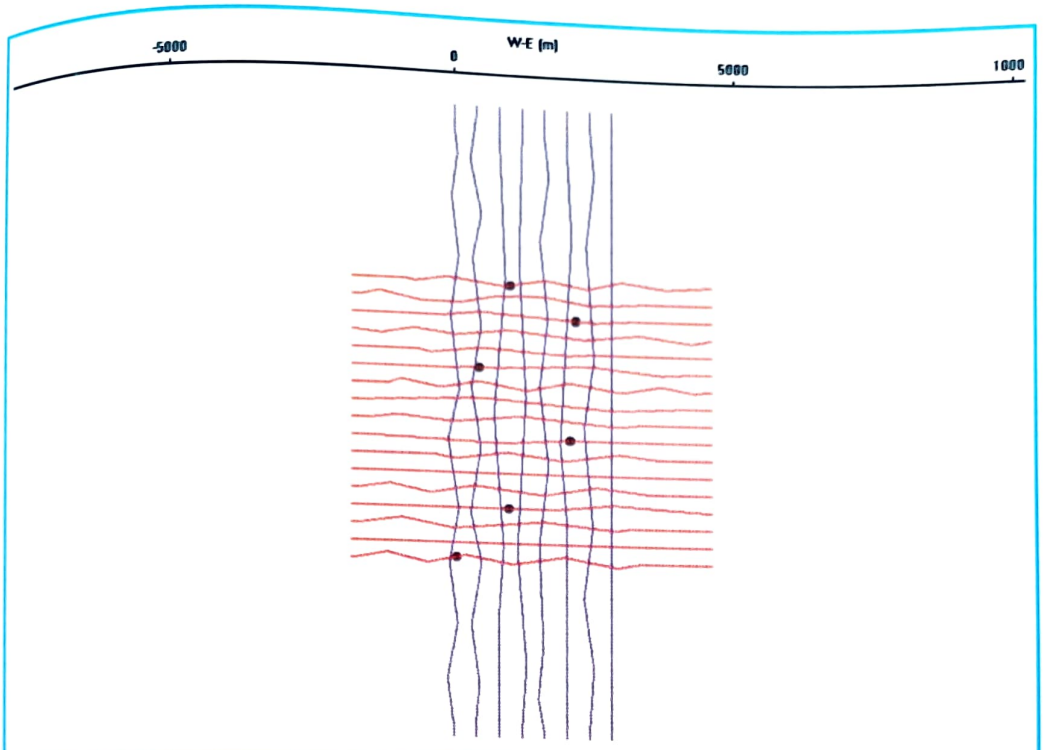


Рис. 1 Расположение ЛПП и ЛПВ и пропущенных ПВ в моделируемой съемке 3D

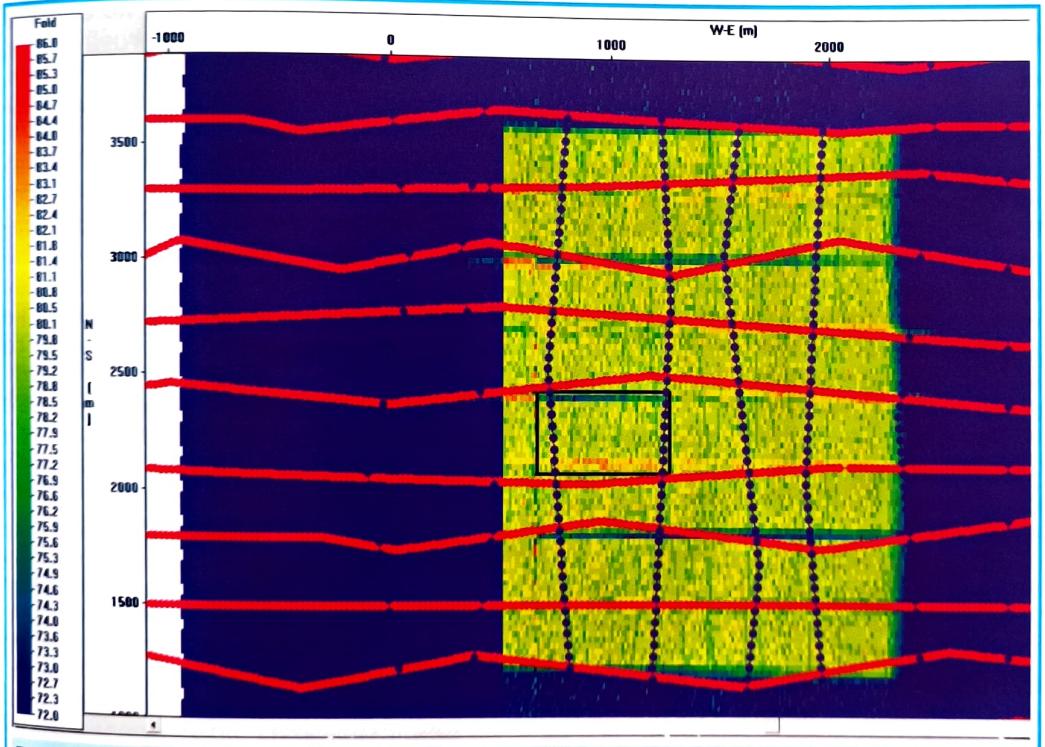


Рис. 2 Распределение кратности в пределах полной кратности съемки

лицензионном участке.

Схема профилей представляет собой «прямой крест» (рис.1). Расстояния между ЛПП - 400 м, шаг между пунктами приема (ПП) - 50 м. Расстояния между ЛПВ - 300 м, шаг между пунктами взрыва (ПВ) - 25 м. Шаблон состоит из 8 ЛПП (960 ПП) и одной ЛПВ (256 ПВ). Кратность прослеживания 80. Введены отклонения в ЛПП и ЛПВ до 80 м и черными точками отмечены места пропусков ПВ.

На рисунке 2 для этих условий в цветовой гамме показано распределение кратности прослеживания в пределах полной кратности съемки.

В связи с внесенными искажениями распределение кратности носит

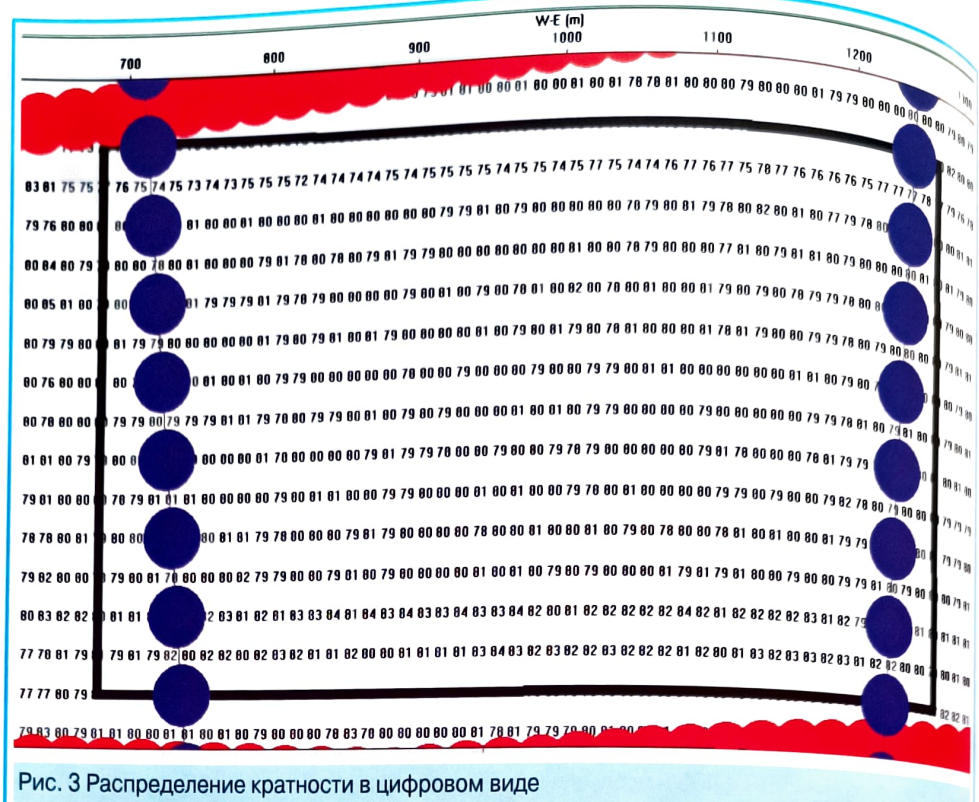


Рис. 3 Распределение кратности в цифровом виде

мозаичный характер.

На рисунке 3 иллюстрируются величины изменения кратности в цифровом виде в ячейке, отмеченной на рисунке 2 (черный квадрат).

Кратность прослеживания в области наиболее значительного изменения цветовой гаммы колеблется в диапазоне 72 – 86. Напомним, что во всех видах съемки 3D допускается снижение критерия кратности до 10% от номинальной величины, то есть в нашем случае кратность не должна быть менее 72.

На Южно-Русском лицензионном участке проектом работ установлены следующие критерии допусков:

- по местоположению ПП - 6 м вдоль ЛПП, 12 м – поперек;
- по местоположению ПВ - 1 м вдоль ЛПВ, 10 м – поперек.

Эти условия являются достаточно жесткими и при волнении моря, течениях, отливах и приливах их выполнить практически невозможно. Супервайзер, опираясь на проектные допуски, в случае их не соблюдения требует переустановки приемного устройства и повторения возбуждений, что резко снижает производительность работ и ставит под угрозу выполнение Геологического задания в короткий летний полевой период.

Несомненно, проектные критерии допуска по положению ПП и ПВ следует стремиться соблюдать, но они, как следует из рассмотренного анализа, не являются настолько актуальными, что их надлежит строго придерживаться.

Следовательно, проектный диапазон допусков необходимо корректировать в процессе выполнения производственных исследований применительно к конкретным условиям, допуская возможность снижения кратности не более чем на10% от номинального значения.

Причем, совершенно очевидно, что допустимый диапазон смещений ПП и ПВ будет индивидуальным для каждого реализуемого дизайна съемки.

Предлагаемый принцип определения допустимого смещения координат ПП и ПВ позволит расширить проектные условия работ и резко повысить производительность сейсмических исследований без ущерба для качества получаемого материала.

Единственное, что здесь очень важно – это знать точное расположение датчиков на дне водоема и местоположения ПВ. Фиксирование координат ПВ при морских работах выполняется с использованием GPS и они всегда точно известны.

Координаты ПП, расположенных на дне водоема, можно вычислить как при помощи акустической системы, так и по первым вступлениям на сейсмограммах с использованием специа-

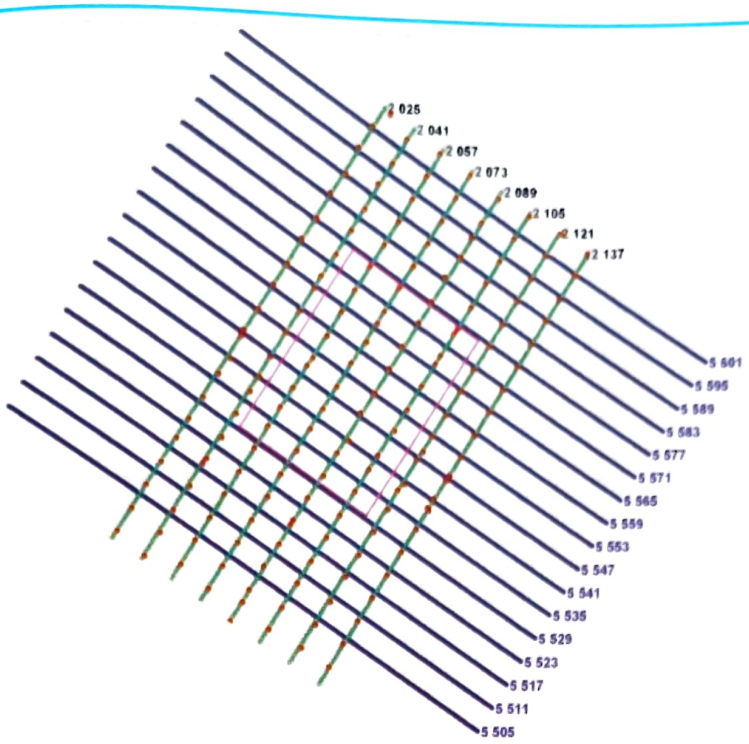


Рис. 4 Фрагмент проектного дизайна съемки 3D (синяя линия – ЛПВ, зеленая – ЛПП, фиолетовый контур – область полной кратности, красные точки – места крепления транспондеров)

лизированных программ.

Принцип определения положения датчиков на дне водоема при помощи акустической системы позиционирования и по первым вступлениям заключается в нижеследующем.

Акустическая система позиционирования. Данные исследования предусматривают расположение акустических систем (транспондеров) на кабеле приемного устройства с определенным шагом их крепления. Разложенное на дне водоема приемное устройство с транспондерами перед выполнением возбуждений подвергается исследованиям (пингеруется) судном, специально предназначенным для выполнения этих работ. После сбора информации данные подвергаются обработке и только затем дается команда на выполнение возбуждений или перекладку приемного устройства. При этом позиционированию подвергаются только те ПП, на которых закреплены транспондеры. Положение ПП между транспондерами вычисляется при помощи интерполяции.

Пингеровка на дне водоема приемного устройства, включающего 8 линий ПП при длине раскладки 6000 м, и обработка полученной информации занимает не менее 6 часов рабочего времени.

Вычисленные координаты ПП передаются в полевой вычислительный центр для последующей обработки сейсмического материала.

Позиционирование по первым вступлениям. Эта процедура выполняется по первым вступлениям на исходных сейсмограммах по специально разработанной для этих целей программе, включенной в обрабатывающий пакет VISTA компании GEDCO (Канада).

Соответствующая программа позволяет выполнять при наземных сейсморазведочных наблюдениях 3D контроль точности установки ПП и ПВ, а при выполнении морских исследованиях по известным координатам ПВ позиционировать ПП, расположенные на дне водоема.

Обработка выполняется по мере поступления сейсмического материала в полевой обрабатывающий центр. Исходными значениями, которые вводятся в сейсмические записи, являются координаты сброса датчиков, зафиксированные в процессе раскладки приемного устройства и координаты выполненных ПВ. После обработки формируется файл с вычисленными координатами местоположения каждого приемного канала, который в последствии учитывается при получении конечного результата.

При выполнении производственных исследований на Южно-Русском лицензионном участке существует воз-

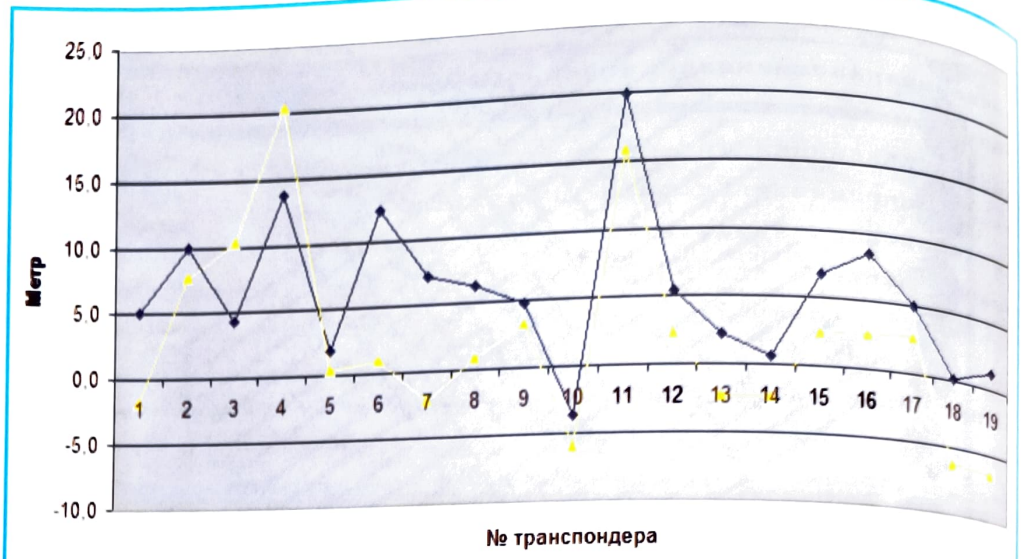


Рис. 5 Величины поперечного смещения при позиционировании акустической системой (желтый цвет графика) и по первым вступлениям (синий цвет графика)



Рис. 6 Величины продольного смещения при позиционировании акустической системой (желтый цвет графика) и по первым вступлениям (синий цвет графика)

можность оценки качества позиционирования датчиков на дне водоема обоими рассмотренными выше способами.

На рисунке 4 изображена проектная схема участка профилей ЛПП и ЛПВ, в точках которой выполнены наблюдения. Глубина моря 20 – 25 м. При укладке приемного устройства offset составлял 15 м. Крепление транспондеров к кабелю через 300 м.

Сопоставление результатов позиционирования (в точках крепления транспондеров) при помощи акустики и первым вступлениям отображены в графическом виде на рисунке 5 (поперечное направление) и рисунке 6 (продольное направление) на примере профиля 2073.

Не сложно заметить, что графики отклонений после определения их позиционирования обоими способами, в принципе, имеют общую тенденцию поведения, но несколько различаются между собой.

При позиционировании акустическим методом основным параметром, влияющим на качество получаемого результата, является значение скорости звука в воде, которая, в свою очередь, зависит от ее температуры и солености. Так как измерения скорости выполняются на поверхности воды, то на глубинах 20 – 25 м она может отличаться от измеренной, в связи с чем, возможны некоторые неточности

в определении местоположения датчиков на дне водоема. Кроме того, положение акустической антенны, закрепленной под днищем судна, также подвержено колебаниям в связи с волнением моря.

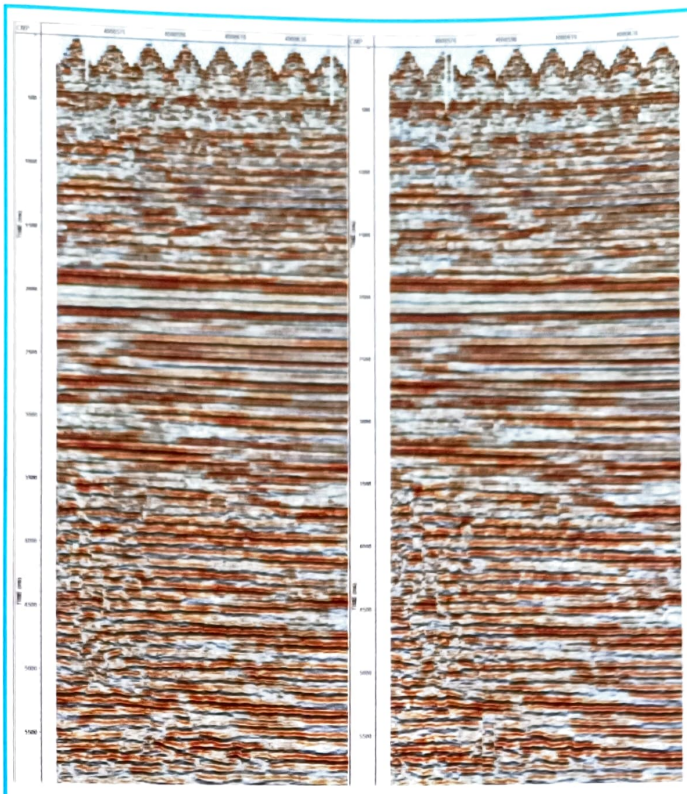
В системе VISTA точность позиционирования зависит от качества первых вступлений на сейсмограммах. Если качество первых вступлений четкое, то возможно пикирование первых вступлений на всю длину их прослеживания. То есть, для одного канала решается система уравнений, количество которых равно кратности прослеживания.

С уменьшением интервала прослеживания первых вступлений сокращается количество уравнений. Какой интервал прослеживания допустим, чтобы избежать ошибок вычислений, пока остается открытым. В нашем примере интервал прослеживания был ограничен 1000 м по обе стороны от минимума годографа, что соответствовало решению 6 – 8 уравнений для определения местоположения каждого ПП.

Таким образом, в обоих способах расчета могут присутствовать ошибки вычислений, чем и объясняются их возможные отклонения в абсолютных величинах.

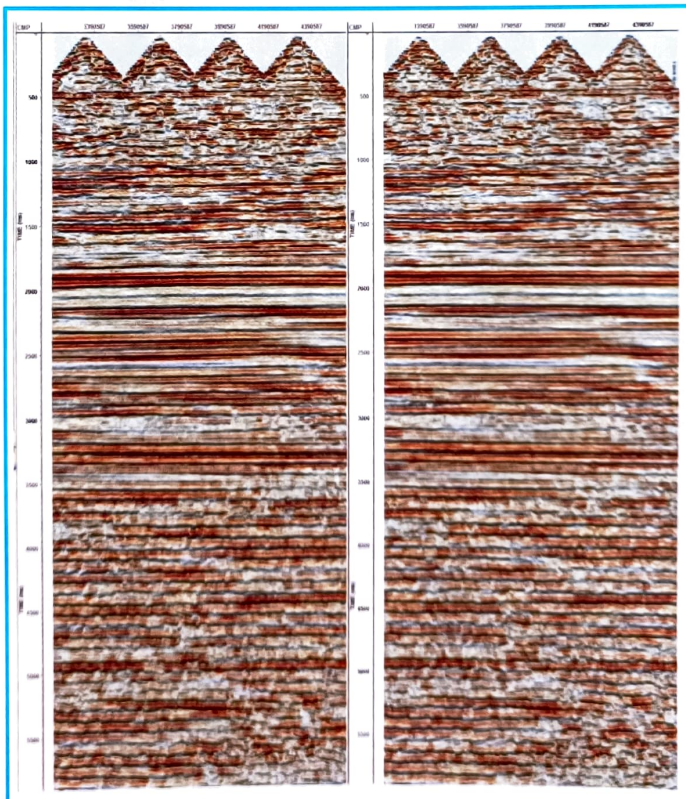
Качество позиционирования при помощи акустики и по первым вступлениям наиболее наглядно можно оценить по результатам обработки.

На рисунках 7 и 8 представлены временные разрезы в области полной кратности по направлениям X-Line (2273) и In-Line (5547), полученные с поведением ЛПП, вычисленным по координатам акустического позиционирования (А) и по первым вступлениям (В). Графы обработки идентич-



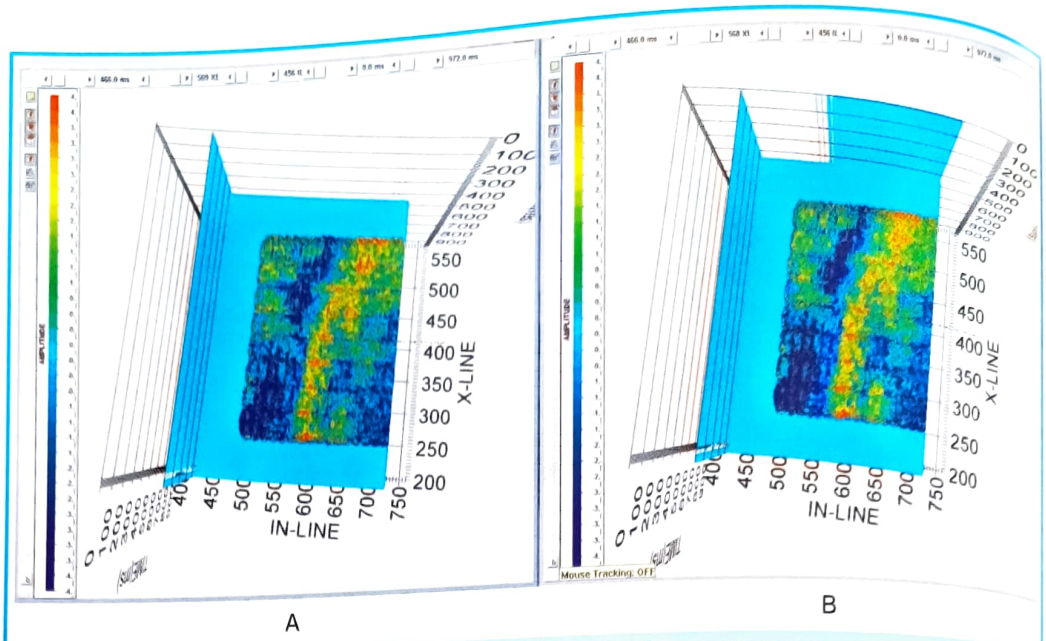
А Б

Рис.7 Сопоставление временных разрезов по линии X-Line (2273), полученных по результатам акустического позиционирования (А) и первым вступлениям (В)



А Б

Рис.8 Сопоставление временных разрезов по линии In-Line (5547), полученных по результатам акустического позиционирования (А) и первым вступлениям (В)



A B

Рис.9 Временные срезы куба (0.5 с) по результатам обработки после акустического позиционирования (А) и первым вступлениям (В)

Таблица 1

Средние значения когерентности по горизонту				
№ линии	Время горизонта, с	Окно анализа, мс	Способ позиционирования	Среднее значение когерентности по горизонту
X-Line (2273)	0.5	0.100	Акустический	2.173556
	0.5	0.100	По первым вступлениям	2.175746
In-Line (5547)	0.5	0.100	Акустический	2.342188
	0.5	0.100	По первым вступлениям	2.559271

ны между собой.

Как видим, принципиальных различий в поведении горизонтов визуально не наблюдается.

Известно, что влияние искажений наиболее сильно сказывается на мелкозалегающих горизонтах. На рисунке 9 приведены временные горизонтальные срезы куба на времени 0.5 с (кратность прослеживания 2 - 4), полученные по результатам обработки акустического позиционирования (А) и первым вступлениям (В), на которых принципиальных отличий по цветовой гамме так же не отмечается.

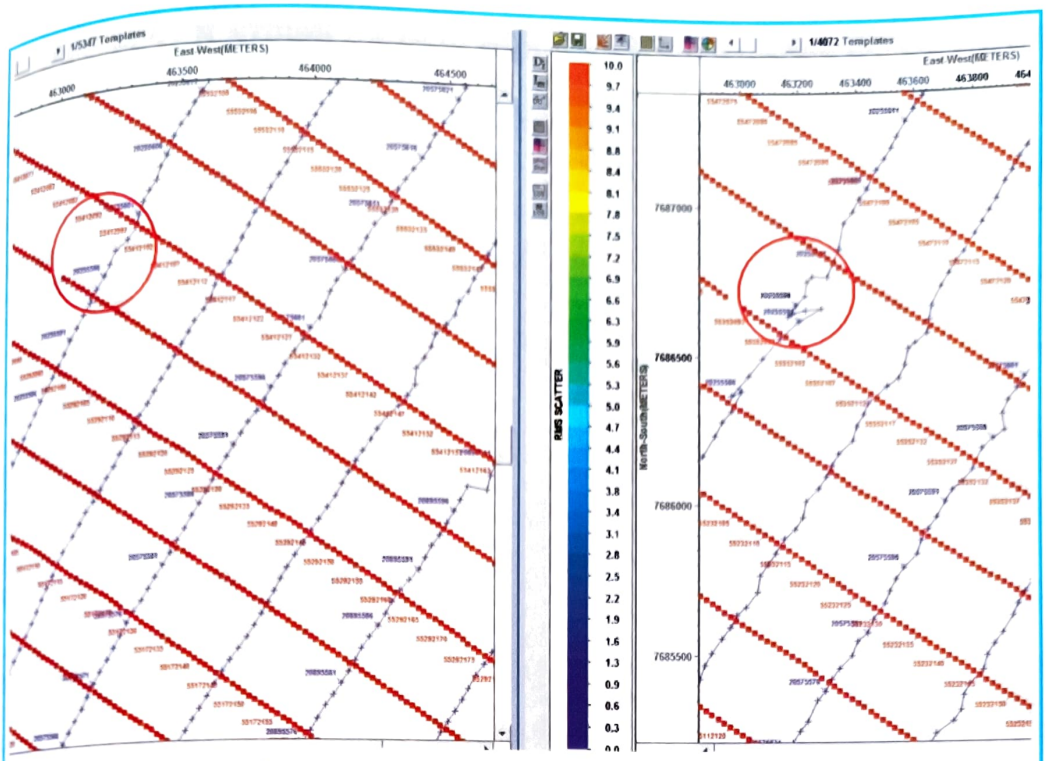
По горизонтам, прослеживаемым на временных разрезах, на времени 0.5 с (рис.7 и 8) вычислены коэффициенты когерентности в окне 0.100 мс, средние значения которых представлены в таблице 1.

Из сопоставления количественных результатов (таблица 1) видно, что некоторое улучшение в прослеживании горизонта наблюдается при определении местоположения ПП по первым вступлениям. Вероятнее всего, это связано с тем, что позиционированию подвергается каждый приемный канал.

На рисунке 10 в крупном масштабе изображен фрагмент ЛПП с координатами, установленными по акустике (А) и по первым вступлениям (В).

Интерполяция координат между транспондерами приводит к сглаживанию их значений, в связи с чем, ЛПП выглядят прямолинейными (рис.9А) по отношению к поведению линий приема, выстроенным по координатам для каждого канала (рис.9В).

На рисунке, в области красного кружка, обозначено место, где на ЛПП наблюдается петля, что явилось результатом ошибочных действий при ее подключении к поперечному кабе-



A B

Рис.10 Отображение ПП (синие линии) с координатами, найденными при помощи акустики (А) и по первым вступлениям (В)

лю. Подобные моменты встречаются редко, но, тем не менее, они имеют место. Позиционирование каждого датчика на дне водоема по первым вступлениям позволяет учесть подобные моменты искажений.

Фактически, качество прослеживания горизонтов на временных разрезах и значения их величин когерентности близки между собой, а наблюдаемые различия находятся в пределах точности измерений, что может свидетельствовать о равноправном использовании способов определения координат ПП на дне водоема, как при помощи акустического позиционирования, так и по первым вступлениям на сейсмограммах.

По сейсмическим материалам в последствии выполняется кинематическая и динамическая обработка. Из рассмотренных результатов производственных исследований мы видим, что кинематика волн не меняется. Что касается динамических атрибутов записи, то разброс кратности в 10 % от номинального значения всеми организациями закладывается изначально в проекты и понижение его или повышение на эту величину обосновано практикой сейсмических исследований.

Выводы

1. Проектные допустимые значения величин при позиционировании ПП и ПВ должны всегда подвергаться анализу в процессе проведения производственных исследований и корректироваться в соответствии с конкретными условиями. Доказательная база анализа Исполнителем должна предоставляться Заказчику выполняемых работ, который, чтобы избежать противоречий между Исполнителем и Супервайзером, обязан своевременно изменить проектные критерии выполнения работ, при условии их принятия.
2. Позиционирование ПП на дне водоема возможно как при помощи акустического позиционирования, так и по первым вступлениям на сейсмограммах. Однако, позиционирование ПП предпочтительно проводить по первым вступлениям при условии их отчетливой регистрации. В этом случае возможно сокращение не только финансовых затрат, отводимых на отдельную аренду судна, необходимого для акустического позиционирования, и приобретение для этого специального оборудования, но и повышение процента производительного времени за счет отсутствия необходимости выполнения работ по пингеровке.

Что дают новые технологии при поиске нефти и газа

Крутов А.Л., Лапин С.А., ООО «Донгеофизика», г. Геленджик

В последнее время аналитики часто спорят - сколько разведанных запасов нефти и газа осталось у России, на сколько лет добычи их хватит. Несмотря на разные приводимые цифры, все сходятся к одному - темпы добычи опережают прирост разведанных запасов. Темпы разведки нефти и газа снизилась не только из-за кризиса и снижения финансирования, но и в какой-то степени из-за того, что оставшиеся, не открытые месторождения, находятся в районах, где проводить разведку затруднено. Это, в основном, так называемые, переходные (транзитные) зоны, участки, где суша стыкуется или пересекается с водоемами.[1] «Белые пятна» покрыты (далеко не везде) региональной, редко, там, где смогла пройти тяжелая техника сейсмопартий, использующих традиционные технологии - поисковой сетью профилей сейсморазведки,.

Мы уже неоднократно писали об оборудовании СИ Технолоджи, с помощью которого ООО Донгеофизика, используя специальные технологии для транзитных зон, проводит разведку в труднодоступных местах, получая очень хорошие результаты [2].

Оборудование семейства XZone постоянно модернизируется, благодаря тесному контакту специалистов СИ Технолоджи и Донгеофизика [3].

Среди прочих достоинств телеметрических систем семейства Xzone следует отметить уникальную возможность стыковки в любых вариантах донной косы Marsh Line и кабельной системы Fly Lander [4]. Эта свойство систем XZone было применено при выполнении заказа ОАО РИТЭК на выполнение сейсморазведочных работ МОГТ 2D в пределах акватории Нижнекамского водохранилища; Мензелинского, Менделеевского, Тукаевского, и Агрызского административных районов Республики Татарстан.

Особенностью проведенных сейсморазведочных работ было использование разнотипного сейсмического оборудования, транспортных средств, сейсмических источников (Рис. 1). Значительный разброс профилей, их малая длина, наличие препятствий в виде проток, островов, оврагов, лесов, полей, мелей и собственно акватории водохранилища особенно усложняли работы. Размотка и смотка кос производились только вручную.

Для возбуждения сейсмических сигналов применялись как взрывчатка, так и пневмоисточники.

Сейсморегистрирующая система на суше - телеметрическая XZone Fly Lander. Шаг между пунктами приема - 25 м. Глубина погружения сейсмоприёмника в грунт – 0,4 м (Рис. 2). Для заглубления сейсмоприёмников применялись ручные мотобуры.

После начала ледостава и невозможности работы с донной косой на акватории, сухопутная цифровая телеметрическая коса стала использоваться для регистрации на поверхности льда. Штыревые датчики устанавливались в предварительно пробуренные во льду отверстия диаметром около 10 мм.

Проведённые работы уникальны по своему содержанию, т. к. позволили более детально изучить геологическое строение нефтяных месторождений, обнаруженных в пределах акватории Нижнекамского водохранилища сейсмопартией ООО «Донгеофизика» в период с 2007 по 2010 годы, а также изучить их сочленение с сухопутными геологическими объектами.

С ОАО РИТЭК Донгеофизика сотрудничает достаточно долго. За это время выполнены большие объемы разведочных работ и, как написано в отзыве РИТЭК о методике и качестве сейсморазведочных работ, проведенных ООО «Донгеофизика», эти работы позволили открыть три месторождения нефти, а также уточнить потенциал и наметить перспективы добычи нефти в зоне Нижнекамского водохранилища.

При разработке нефтяных и газовых

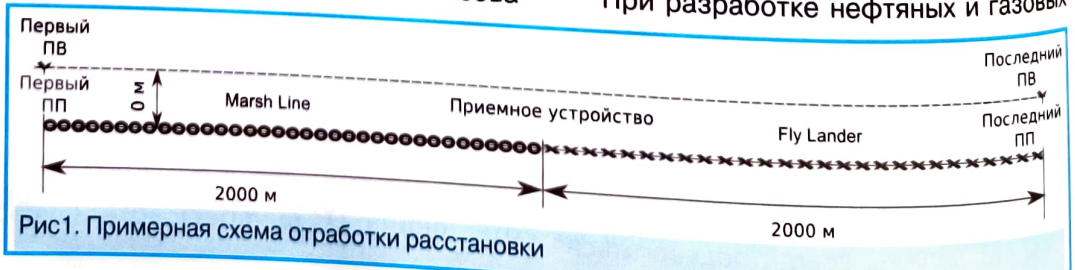


Рис1. Примерная схема отработки расстановки

месторождений на акваториях, в болотистых или сильно пересечённых местностях, или в случаях, когда строительство буровых может нарушить экологию окружающей среды, используют наклонно-направленное бурение.

Использование горизонтального бурения позволяет достигать нефтеносных слоев зачастую расположенных за несколько километров от точки бурения. Это особенно важно для тех месторождений, где вертикальное бурение затруднено из-за условий рельефа или может значительно навредить экологии. Благодаря такому методу бурения, сохраняется природный ландшафт и экологический баланс в местах проведения работ, исключается техногенное воздействие на флору и фауну, а также минимизируется негативное влияние на условия проживания людей в этой зоне.

Одним из районов с очень высокими экологическими требованиями является шельф Сахалина, где ООО «Донгеофизика» проводило разведку перспективных залежей нефти



Рис. 2. Заглубление приемника

Работы велись при сильных течениях, высоких приливах и отливах, постоянных ветрах и больших волнах, возникающих на мелководье Сахалинского залива в северной части острова Сахалин (Рис. 3).



Рис. 3 Буксировка Мурены при сильном волнении

Работы проводились с использованием телеметрической системы Marsh Line. Раскладка производилась с колесных катамаранов Тортуга и Мурена. Для возбуждения сейсмических колебаний использовались мелководные источники «Пульс-Малыш».

Полученный результат позволил Заказчику (ОАО «Роснефть») значительно скорректировать план работ на 2013 год, сократить объем 3Д съемок на исследуемом участке и существенно снизить расходы компании.

Литература

1. Жгенти С.А. Актуальность и перспективы освоения акваторий и транзитных зон. Приборы и системы разведочной геофизики: общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал.- 2009.- №3. - с.7-8.
2. Жгенти С.А. И др. Эффективный тандем производителя и пользователя оборудования. «СИ Технолоджи» и «Донгеофизика». Приборы и системы разведочной геофизики: общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал.- 2009.- №3. - с.15-16.
3. Гуров А.Ю., Лисунов О.В. Новые гидрофон и электроника системы Marsh Line. Приборы и системы разведочной геофизики: общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал.- 2012.- №2. - с.22.
4. Запорожец Б.В., Мамаев Д.А., Крутов А.Л. Приборы и системы разведочной геофизики: общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал.- 2011.- №3. - с.5-7.

Длиннопериодные спектральные аномалии, обусловленные неоднородным строением верхней части разреза Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Цибулин И.Л., Исаков Н.Г., ООО "Геология Резервуара" (ЗАО "Геотек Холдинг")

В последнее время «ГЕОТЕК холдинг» прилагает значительные усилия, направленные на повышение качества и детальности исследований, внедрение передовых технологий при проведении полевых сейсмических работ. Как следствие, на этапе обработки и интерпретации открываются новые возможности решения сложных геологических задач, в частности, по выделению неискаженного отраженного сигнала в условиях сложнопостроенной верхней части разреза.

Ни для кого не является секретом, что неоднородности в неконсолидированных отложениях верхней части разреза (ВЧР) оказывают значительное влияние практически на все параметры сейсмической записи.

Хорошо известно и сравнительно неплохо изучено отображение участков значительной протяженности неоднородного строения ВЧР в кинематических характеристиках отраженных волн (ОВ), проявляющееся, главным образом, в появлении на временных разрезах столбообразных аномалий времен их регистрации и несинфазном суммировании в переходных зонах, обусловленном негиперболичностью годографов. Амплитуды таких аномалий достигают в центральных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Уренгой - Тарко-Сале) десятков миллисекунд и сохранение их в полях изохрон приводит к грубейшим искажениям структурного плана отражающих горизонтов. Борьбу с такого рода аномалиями геофизики в Западной Сибири начали еще в 70-х годах 20-го столетия и к настоящему времени разработаны различные виды методических и технологических приемов, позволяющие с переменным успехом корректировать временные поля.

Внедрение в практику сейсмических исследований использования данных с восстановленным соотношением амплитуд (ВСА) потребовало применения процедур коррекции амплитуд не только за неидентичность условий возбуждения и приема, но и за появление в ВЧР протяженных неоднородностей, значительно превосходящих длину расстановки и приводящих к аномальным изменениям уровня сейсмических трасс. Методы коррекции таких аномалий уровня сейсмической записи хорошо известны и достаточно эффективны.

В то же время аномальным изменениям, обусловленным состоянием ВЧР, подвергаются не только времена регистрации ОВ и их амплитуды, но и спектральные характеристики сейсмических записей. Если это короткопериодные изменения, то с ними достаточно эффективно справляется поверхностно согласованная деконволюция как «классическая» - сжатия, так и в области частота-волновое число f-x деконволюция. Однако компенсация длиннопериодных спектральных аномалий, несмотря на непрерывно совершенствующееся программное обеспечение современных обрабатывающихся комплексов, оказалась непростой задачей. Вероятно, как и в случае с обратной кинематической задачей, основная причина заключается в особенностях (ограничениях) системы наблюдений и соответствующей ей ленточной, переопределённой, но плохо обусловленной системы уравнений. Известно, что в этом случае необходимо использование оптимального набора априорных сведений и граничных условий.

Если для решения задач кинематической интерпретации или поиска амплитудных аномалий сохранение на сейсмических записях вертикальных спектральных аномалий не сильно сказывалось на результатах, то широкое внедрение в практику сейсмических исследований различного рода инверсий, включающих процедуру оценки формы импульса, предъявляет весьма жесткие требования к стабильности спектрального состава сейсмических записей в пределах участка исследований.

Если аномалии в кинематических и амплитудных характеристиках отраженных волн, обусловленные ВЧР, сравнительно легко диагносцируются на сейсмических разрезах, то соответствующие спектральные отклонения от нормы нередко выявляются на поздних стадиях камеральных работ, когда, при практикующемся нефтяными компаниями разделении обработки и интерпретации, уже ничего не исправишь. Проводя большой объем обработки и интерпретации архивных материалов, мы регулярно

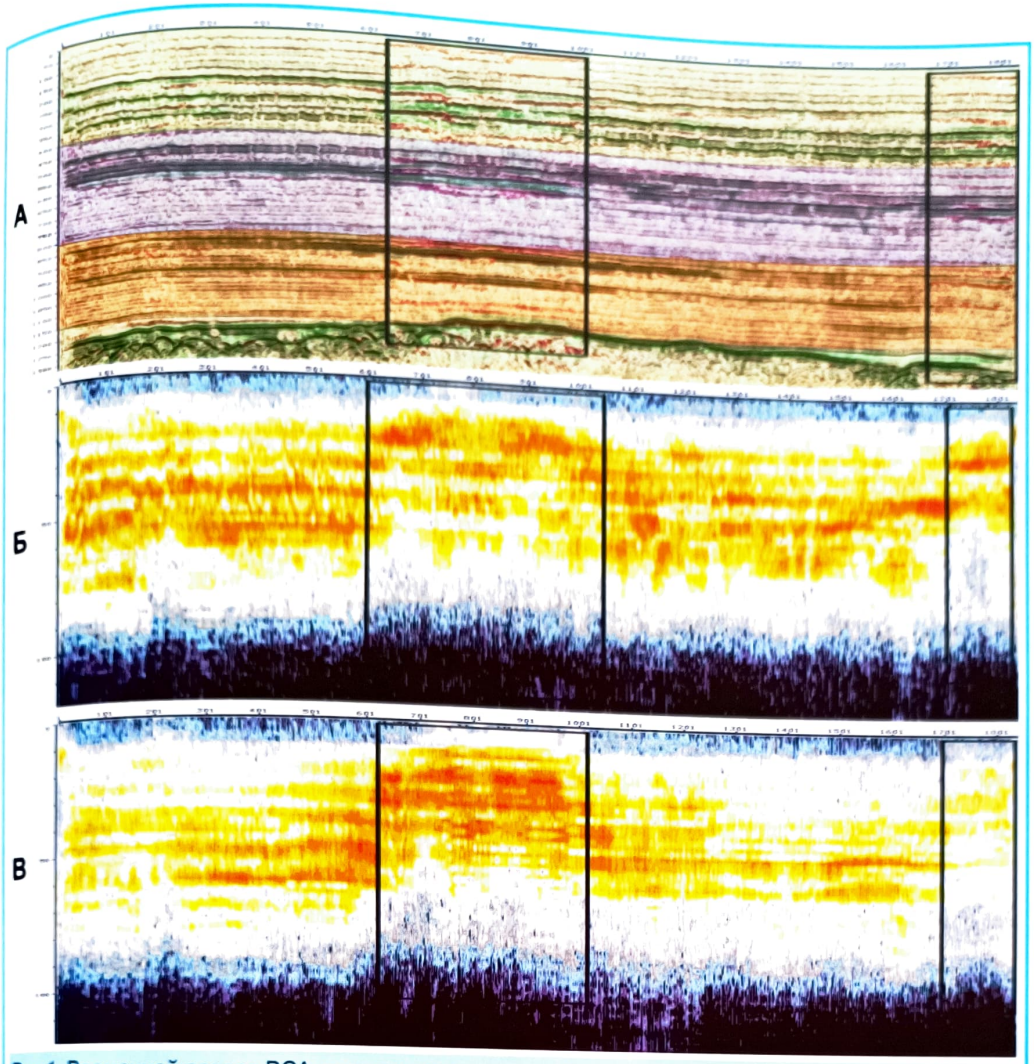


Рис.1. Временной разрез ВСА после высокочастотной коррекции статических поправок по профилю (А); разрез амплитудно-частотных спектров, рассчитанных в интервале 400-800 мс (Б); разрез амплитудно-частотных спектров, рассчитанных в интервале 900-1150 мс (В).

сталкиваемся с этим фактом.

На рис.1 представлен профиль 2Д, центральная часть которого и его правый край расположены в пределах обширного болота. Ниже временного разреза приведены разрезы амплитудно-частотных спектров, рассчитанные в интервалах, отмеченных на разрезе разным цветом. Как следует из рисунка, в пределах заболоченных участков отмечается хорошо выраженное устойчивое по вертикали обогащение спектров низкочастотными компонентами, коррелирующееся с заболоченными участками. При этом представлен вариант обработки после учета длиннопериодных аномалий ВЧР в кинематических и амплитудных характеристиках ОВ.

На разрезе в центральной части профиля регистрируется ряд аномалий типа «яркое пятно», в связи с чем у интерпретаторов появился соблазн связать их с существованием в разрезе газовых залежей. Однако наличие на разрезах низкочастотных аномалий, явно связанных с влиянием верхней части разреза, вносило определенную долю сомнений в правильности прогноза. Ситуацию усугублял тот факт, что в рассматриваемом регионе до сих пор не было выявлено газовых залежей в соответствующем интервале разреза. Поэтому было принято решение выполнить коррекцию длиннопериодных спектральных аномалий с использованием оригинальных технологий, разработанных в ООО «Геология резервуара», отличающихся от существующих подбором ограничений и эталонов, соответствующих поставленной задаче.

На рис. 2 представлен окончательный вариант разреза по приведенному выше профилю и соответствующие разрезы спектров, рассчитанных в тех же интервалах, что и на рис. 1. Как следует из рисунка 2Б, в интервале выше «яркого пятна» (400-800 мс) смещение спектров в область низких частот и повышенное поглощение высокочастотных компонент в аномальных зонах практически полностью компенсировано. Характеристи-

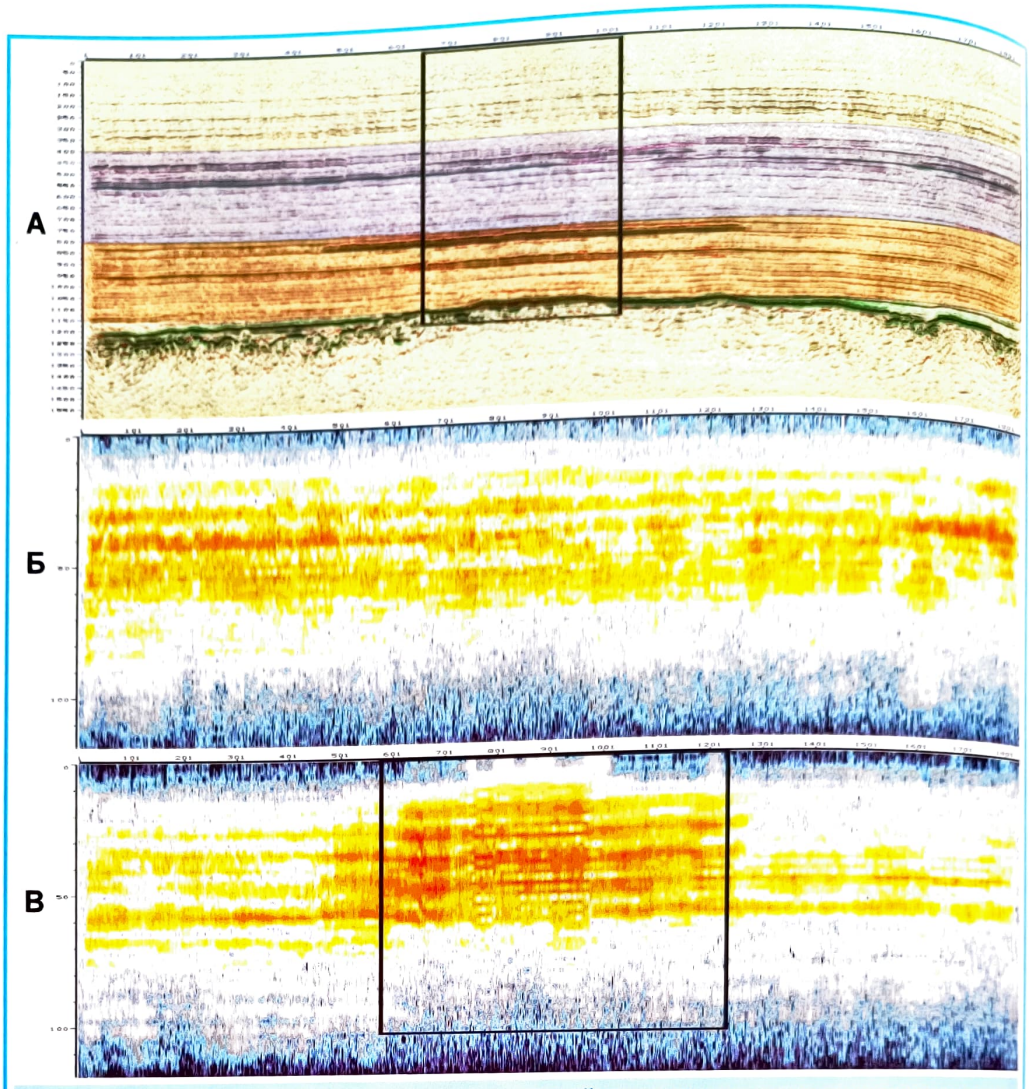


Рис.2. Временной разрез ВСА после высокочастотной коррекции статических поправок по профилю (А); разрез амплитудно-частотных спектров, рассчитанных в интервале 400-800 мс (Б); разрез амплитудно-частотных спектров, рассчитанных в интервале 900-1150 мс (В).

ки спектров в целом мало меняются по профилю. Зато в интервале ниже «яркого пятна» (900-1150 мс) область повышенного поглощения высокочастотных составляющих спектров ОВ не только не исчезла, а расширилась и стала практически соответствовать контуру амплитудной аномалии. Таким образом, можно считать, что природа рассматриваемого «яркого пятна» не связана с влиянием верхней части разреза.

Как следует из практики работ, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции высокоамплитудные аномалии, регистрируемые на временных разрезах, как правило, обусловлены латеральными изменениями литологии и характера слоистости разреза. Однако и в том, и в другом случаях изменения, как правило, носят постепенный характер и соответствующие амплитудные аномалии не имеют столь резких границ, как у рассматриваемых «ярких пятен». Прослои углей, так же дающие высокоинтенсивные амплитудные аномалии, как следует из опыта работ, в отложениях викуловской свиты встречаются довольно редко. Резкие прерывания аномалий амплитуд в Западной Сибири обычно отмечаются в 3-х случаях: при наличии тектонических дислокаций, в русловых системах и залежах углеводородов, как правило, газовых.

Тектонические нарушения на краях рассматриваемых аномалий на полученных разрезах не наблюдаются. Амплитудные аномалии, связанные с русловыми системами, имеют характерные морфологические формы. В нашем же случае отмечается строгая приуроченность «ярких пятен» к сводам положительных структур, а так же хорошо выраженная под «ярким пятном» теневая зона (рис.2В).

Таким образом, напрашивается вывод, что появление на разрезах рассматриваемых аномалий обусловлено наличием УВ залежи, скорее всего газовой.

По-видимому, в процессе рыночного развития нас завели настолько не туда, что в профессиональной среде ранее одной из двух (США и СССР), а теперь трёх (добавился Китай) геофизических держав мира возникает вопрос: а нужна ли стране российская геофизика? Специалистам ответ очевиден, но уровень некомпетентности в высших эшелонах власти и среди топ-менеджеров большинства нефтегазовых компаний таков, что надежды на изменение их отношения к развитию отечественной геофизической науки, приборостроения и сервиса в лучшую сторону бесперспективны. Российское геолого-геофизическое сообщество вынуждено брать инициативу в свои руки, просвещая и отстаивая интересы отечественной геофизики в диалоге с органами законодательной и исполнительной власти, а также нефтегазовыми компаниями.





Регулирование геофизического рынка

Лаптев В.В., ОАО НПФ Геофизика, г. Уфа,
Нуретдинов Я.К., ООО ТНГ-Групп, г. Москва

Ситуация на геофизическом рынке

За 22-летний период экономических преобразований российский геофизический комплекс пережил целую серию жёстких испытаний на прочность. Это дезинтеграция мощных отраслевых геофизических структур, переход к рынку путём стрессовой терапии, «освобождение от непрофильных активов», акционирование с приватизацией, неконтролируемый запуск на внутренний рынок (без членства в ВТО) иностранных компаний, тотальное прекращение инновационного и инвестиционного финансирования со стороны государства и нефтегазовых компаний.

Подводя итоги этого периода, можем констатировать:

1. Российский геофизический сервис, хотя и понёс значительный урон, однако выстоял и приобрёл ценный опыт выживания в конкурентной борьбе с мировыми геофизическими лидерами. Это важно при возвращении на глобальный рынок.

2. Российская геофизическая наука, приборостроение и образование не только сохранили и упрочили свой потенциал, но даже при скудных финансах смогли обеспечить конкурентоспособность отечественного сервиса.

3. Назрела необходимость перехода от стихийного рынка, в основе которого лежит принцип «рынок сам всё отрегулирует», к цивилизованному геофизическому рынку с соблюдаемыми всеми участниками правилами и нормами отношений.

Главными проблемами, для разрешения которых необходимо сосредоточить усилия геолого-геофизического сообщества, являются: самоустранение государства, как собственника недр, от вопросов регулирования геофизического рынка; низкие цены на геофизический сервис; поглощение геофизических активов иностранными компаниями; интеграция геофизического сервиса; низкий уровень инвестиций и инноваций

Объединенный комитет

Для содействия в разрешении изложенных выше проблем крупные геофизические компании и ведущие геолого-геофизические общества ЕАГО, АИС, РосГео, НАЭН в марте 2012 г. образовали «Объединённый комитет по совершенствованию российского геофизического рынка». В состав комитета в качестве сопредседателей вошли вице-президенты названных обществ, а в качестве членов - заместители генеральных директоров ведущих (таблица 1) отечественных геофизических компаний ОАО Башнефтегеофизика, ОАО Росгеология, ООО ТНГ-Групп, ЗАО Геотек Холдинг, ООО Георесурс, ЗАО Башвзрывтехнологии, ОАО Когалымнефтегеофизика, ОАО Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика, ЗАО ПИТЦ Геофизика, ОАО Пермнефтегеофизика и ОАО Юганскнефтегеофизика.

Задача Объединённого комитета состоит в организации диалога сер-

висных геофизических компаний с нефтегазовыми компаниями и государством по поиску взаимовыгодных способов стабилизации обстановки на рынке, разработке принципов регулирования рыночных отношений с учётом интересов всех его участников, содействию дальнейшему прогрессу российской геофизики.

Дорожная карта по стабилизации геофизического рынка

За истекший период Объединённым комитетом разработана дорожная карта поэтапного продвижения к цивилизованному регулируемому геофизическому рынку. Её принципиальные положения доложены на конференции по ГТИ в Ватутинке (май, 2012г.), Нефтяном конгрессе в Москве (июнь, 2012г.), конференции АИС в Ольгинке (сентябрь,2012г.), VII Всероссийском съезде геологов в Москве (октябрь, 2012г.). Публичное обсуждение проблем геофизического рынка и способов их разрешения, хотя и не даёт немедленного эффекта, но постепенно подвигает представителей власти и нефтегазовых компаний к реальным действиям. Ряд предложений Объединённого комитета вошли в решения и рекомендации этих форумов. В ноябре 2012г. дорожная карта была доложена Министру природных ресурсов РФ Донскому С.Е. и принята к рассмотрению.

1. Включение государства в участники геофизического рынка. Государство является собственником недр, выдаёт недропользователям лицензии на разведку и разработку месторождений, утверждает запасы и проекты разработки, осуществляет надзор за рациональным и экологически безопасным использованием недр. Нередко само государство выступает в роли заказчика поисковых или разведочных геофизических работ. Оно заинтересовано в качественной информации о состоянии минерально-сырьевой базы страны, конфиденциальности этой информации в целях обеспечения государственной и энергетической безопасности. В решении всех этих вопросов отечественные геофизические компании, независимо от форм собственности, являются для государства, в лице Министерства природных ресурсов РФ, важнейшим стратегическим партнёром (рис.1). Включение государства в неравноправный диалог «недропользователь – геофизическая компания» позволит гармонизировать отношения на рынке, смягчить диктат и давление со стороны нефтегазовых компаний, установить на рынке прозрачные, цивилизованные отношения.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ РЕЙТИНГ – 2011
(группа лидеров сервиса)

РЕЙТИНГ СЕРВИСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ. РОССИЯ-2011

№	СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ		ВЫРУЧКА всего	в т. ч. по геофизсервису всего	ГИС	СЕЙСМИКА	ХОЛДИНГОВАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ	ВЫРУЧКА ХОЛДИНГА
			млн. руб.					млн. руб.
	крупные сервисные и компании (выручка более 1 млрд. руб.)							
1	ЗАО Геотек Холдинг (IGSS)			18 000	0	18000		
2	ООО ТНГ-Групп		10 000	9055	4555	4500	ОАО Татнефть	318 594
3	ООО Георесурс		8700	7490	7000	490	ОАО Газпром	4 735 800
4	ОАО Башнефтегеофизика		7500	5680	2600	3080		7500
5	Schlumberger в России	Schlumberger Hi-Tech		4700	1300	0	Schlumberger в мире	1 186 200
		Schlumberger рос. ГИС			3400	0		
6	Сургутнефтегеофизика		4600	4 600	4600	0	ОАО Сургутнефтегаз	754 000
7	ОАО Росгеология		8400	3300	100	3200	Росимущество РФ	
8	ОАО Ноябрьскнефтегеофизика		2800	2800	2800	0	ОАО Газпром нефть	1 325160
9	ОАО Севморнефтегеофизика		2418	2418	0	2 418	ОАО Совкомфлот	43 367
10	ОАО КогалымНГФ+ООО Геофизсервис (Урай)		2300	2300	2300	0		
11	ООО Нефтьсервисхолдинг		15300	1740	1740	0	ООО Пермская Фин.Пром.Группа	30 000
12	ОАО Нижневартовскнефтегеофизика		1 670	1 670	1470	200		
13	ОАО Якутскгеофизика		1520	1520	0	1 520	ООО Геофизические Евроазиатские Ресурсы	
14	ОАО ГК Интегра		18 474	1500	1500	0		18 474
15	Baker Hughes в России	Baker Atlas		1500	500	0	Baker Hughes в мире	594 000
		Оренбургнефтегеофизика			1000	0		
16	ЗАО Римера			1 160	1160	0	ОАО ЧТПЗ	76 645
17	ОАО Пермнефтегеофизика		1000	1000	400	600		
18	ОАО Дальморнефтегеофизика		1 004	974	0	667		
19	ЗАО БашВзрывТехнологии		1240	420	420	0		
	всего по группе			71 827	89%			

Таблица.1

2. Смена приоритетов и мотивации тендерных комитетов. Затраты на геофизический сервис в 2011 г. составили 4% (80 млрд.руб.) от общих инвестиций в нефтегазовый комплекс, составивших 2 трлн. руб. (рис.2). Качественная геофизическая информация позволяет с меньшими затратами открывать месторождения, повышать эффективность разработки нефтегазовых залежей, бурения и ремонта скважин, экономя таким образом сотни млрд.руб. Государство, постоянно сталкиваясь с проблемами качества первичной информации в ГКЗ, ЦКР, при аудите недропользователей, поддерживает геолого-геофизическое сообщество в требовании смены приоритетов и мотивации тендерных комитетов в пользу качества геофизической информации. Нефтегазовым компаниям необходимо не премировать, а наказывать тендерные комитеты за ущерб, нанесенный дешёвым, но неэффективным геофизическим сервисом.

В этой связи Объединённый комитет предлагает аккредитовать при Федеральном агентстве Роснедра (ФА Роснедра) Геофизический центр по метрологии и обеспечить в масштабе страны единство измерений с целью получения качественной информации о минерально-сырьевых ресурсах и состоянии их разработки. Как и во всех цивилизованных странах, при ФА Роснедра должен также функционировать Государственный банк первичной информации о недрах. Это позволит, наряду с решением других задач, поднять требования к качеству геофизической информации, сдаваемой недропользователями в этот Государственный банк.

4. Реестр поставщиков качественных геофизических услуг. Объединённый комитет предложил государству и недропользователям следующий механизм квалификации участников геофизического рынка. В ЕАГО разрабатывается с учётом пожеланий ФА Роснедра и недропользователей стандарт по добровольной аттестации организаций на право проведения геофизических исследований и работ на территории Российской Федерации и порядок проведения оценки их компетентности. После введения этого стандарта в действие Орган сертификации ЕАГО будет проводить по заявкам геофизических компаний аттестацию и выдавать сертификат компетентности, на основании которого компания может быть включена ФА Роснедра в Реестр поставщиков качественных геофизических услуг. ФА Роснедра будет рекомендовать



Рис.1

недропользователям при проведении тендеров допускать к участию прежде всего компании, вошедшие в указанный Реестр. Стандарт планируется утвердить в 2012г.

Помимо экономистов, юристов и представителей службы безопасности, в состав тендерных комитетов должны включаться специалисты, отвечающие за качество, эффективность и безопасность геофизических работ.

6. Либерализация недропользователями ценовой политики в отношении геофизического сервиса. По заданию Объединённого комитета разрабатываются региональные расценки, сметные нормы и тарифы с учётом современной техники и технологии геофизических работ.

Геофизика является наукоёмкой и высокотехнологичной сферой нефтегазового сервиса. Для обеспечения её конкурентоспособности необходимо вкладывать значительные финансовые средства в инновации, оснащение новой техникой и технологиями. Компания Schlumberger, например, тратит только на НИОКР 2 млн. долларов/сут., а Китай на финансирование НИОКР в области каротажа предоставил своим разработчика на безвозвратной основе 10 млрд. юаней на 5 лет.

В России за последние 22 года работы в рыночных условиях ни государство, ни недропользователи на развитие отечественной геофизики не потратили ни одной копейки. Напротив, эгоистическая ценовая политика нефтегазовых компаний в отношении отечественного геофизического сервиса поставила его на грань выживания. Для устранения реальной угрозы, связанной с вхождением в полную технологическую зависимость от иностранного геофизического сервиса, отечественные нефтегазовые компании и государство должны создать режим наибольшего благоприятствования для российских геофизических компаний, независимо от их форм собственности. Рентабельность качественного геофизического сервиса таких компаний должна быть не менее 20%. Необходимо разработать и профинансировать государством и нефтегазовыми компаниями целевую программу повышения конкурентоспособности российской геофизики. Такие меры позволят окрепнуть отечественному сервису, науке, приборостроению и вернуть утраченные позиции на внутреннем и мировом рынках.

7. Консолидация геофизических активов в крупные корпорации. Такие попытки со стороны государства



Рис.2



Рис.3

предпринимались неоднократно, однако успеха не достигли. Более успешно решает эту проблему частный капитал (Геотек, ТНГ-Групп, БВТ, Нефтьсервисхолдинг и др.). Активизация иностранного сервиса по поглощению отечественных геофизических активов не оставляет времени для манёвра. Поэтому в интересах России объединить усилия государства и крупного российского капитала в создании крупных многопрофильных корпораций нефтегазового сервиса, способных занять достойное место на глобальном рынке (рис.3).

8. Саморегулирование геофизического рынка. Созданный геолого-геофизическим сообществом Объединённый комитет по совершенствованию геофизического рынка состоит из представителей руководства ведущих геофизических компаний, которые не могут в силу своей должностной занятости уделять много времени работе на общественных началах. В соответствии с действующим законодательством эту работу можно было бы поручить саморегулируемой организации (СРО). Для адаптации федерального закона о СРО к особенностям геофизического рынка требуется внесение в через Государственную Думу поправок в закон о СРО, суть которых, по аналогии со строителями, связана с обязательным лицензированием участников рынка.

9. Гласность. Принято решение о перепрофилировании журнала ЕАГО «Геофизический вестник» в бизнес-журнал, освещающий проблемы геофизического рынка с анализом и результатами его мониторинга, представлением участников рынка, информацией о работе тендерных комиссий, выступлениями специалистов нефтегазовых и сервисных компаний, представителей власти, учёных и приборостроителей.

Заключение

Если Россия действительно претендует на лидерство в развитии высоких технологий, наукоёмких производств, то сфера нефтегазового сервиса и, прежде всего геофизического сервиса, науки и приборостроения, одна из немногих, где в тройке мировых лидеров (США, Россия и Китай) наша страна пока ещё удерживает ранее завоёванные позиции. Вопрос состоит в том, сможет ли государство, отечественный нефтегазовый бизнес и геофизическое сообщество в сжатые сроки навести порядок на своём внутреннем рынке, консолидировать имеющиеся в стране активы и в полную силу заявить о себе на глобальном рынке.

Несколько секретов ценообразования

Власов С.С., Феоктистов В.А., ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов

На сегодняшний день основным инструментом взаимоотношений нефтегазовых и сервисных геофизических компаний, а так же средством ценообразования на геофизические услуги, является тендерная система выбора подрядчиков. Смысл этого рыночного механизма состоит в выборе Подрядчика на определенный вид и объем работ по минимальной цене. Для гарантии надежности Подрядчиков и качества выполнения работ существует система предварительной квалификации. Но всегда ли применение тендера при выборе Подрядчиков автоматически дает желаемый результат?

Часто приходится слышать от потенциальных заказчиков вопрос: «Сколько стоит 1 километр сейсмического профиля или 1 квадратный километр съемки 3Д?». Ответить на этот вопрос, не вдаваясь в детали конкретного проекта, невозможно. На цену полевых сейсморазведочных работ влияет множество факторов: объем работ, удаленность региона, сложность поверхностных и климатических условий, параметры методики, сроки работ. В зависимости от всех этих условий цена за единицу работ может изменяться в разы. Но даже когда на тендер выставляется конкретная площадь с заданной методикой, существует ряд факторов, которые могут существенно повлиять на цену, определяемую потенциальным подрядчиком на основании требований тендера. Все эти факторы обозначают основные затраты на отработку одного физического наблюдения:

1. Количество накоплений (вибровоздействий), которое необходимо рассматривать вместе с длительностью свип-сигнала. Заявляя диапазон значений, например, 6-16 накоплений, и длительность свипа от 8 до 14 секунд, и усугубляя данное требование тем, что окончательные параметры будут определены по результатам опытных работ, будьте уверены, что цена будет рассчитана по верхней планке указанных диапазонов. И разница между 6 накоплениями 8 секундного свипа и 16 накоплениями 14 секундного будет достигать 25%. Кто прав в данной ситуации? Подрядчик, который правильно рассчитав возможную нагрузку на отработку физического наблюдения, учитывает риски и обозначает цену по верхним пределам. Что делать Заказчику? Необходимо запрашивать дифференциацию цен в зависимости от параметров возбуждения. В результате этого приема, у Вас перед глазами будет таблица, обозначающая конкретную цену для каждого варианта выбранных параметров, и возможность управлять собственными затратами.

Что это даёт? Экономию! Выбрав средние параметры, которые позволяют Вам эффективно решать поставленные геологические задачи и соблюдать необходимую производительность, вам не придется переплачивать за «псевдонакопления и псевдосекунды», обозначенные в тендере и не применяемые на деле.

2. Получение согласований и разрешений на проведение работ. Данный вопрос наиболее болезненный для всех геофизических предприятий, которые вынуждены работать в условиях неурегулированных законодательством взаимоотношений между недропользователями и землепользователями. В попытке устраниться от решения вопросов с землепользователями, лесными хозяйствами и владельцами объектов, находящихся на отведенной им территории, недропользователи не только переплачивают деньги за согласовательный процесс, но и ограничивают себя в выборе подрядчиков только местными компаниями, которые имеют ресурс решать данные вопросы в своем регионе и не только в рамках правого поля. Кроме этого, Заказчик лишь оттягивает свои собственные проблемы в отношениях с указанными участниками процесса, с которыми ему придется столкнуться на этапе разведочного бурения и, особенно, эксплуатации месторождений. Так как на этапе тендера никто не может сказать, какая сумма будет выплачена за согласования и компенсацию потрав, Заказчик вправе ожидать прибавку к цене 10 и более процентов и завышенные требования Землепользователей за добрососедство в будущем. Выход: Берите данный вопрос на себя, так как для геофизической компании данные отношения краткосрочные, а для Вас важна стратегия, которая обеспечит финальный успех в результате.

3. Нагрузка смоточно-размоточных работ на одну физическую точку наблюдений. Приходилось сталкиваться с ситуациями, когда Заказчик в рамках

собственных идей пытался располагать геометрию расстановки, не отталкиваясь от контуров заказанной им съёмки. Это приводило к тому, что перемотка полной расстановки в 3000 и более каналов требовалась на каждые 18-24 пикетов возбуждения. Общее количество пунктов приема на площади работ в этом случае так же возрастает. На рис.1 приведен пример сопоставления съемки с такой заданной ориентацией линий и оптимизированной системы наблюдений по тому же контуру.

Так же, к прибавке в цене приведет и использование открытых систем с флангами выносов. Это дополнительная сложность в размотке, охране 1500 и более каналов, увеличение площади работ и соответственно все те же проблемы с землепользователями и расходами на них. По нашему опыту, использование «висячих» флангов приносит сомнительную пользу, так как не влияет на размер площади полной кратности, но будет стоить вам на 15-20% больше, чем без них. Разговоры об апертуре миграции на висячих флангах, не более чем спекуляция. Можно смело поручиться, что увеличение контура на те же сэкономленные 20 процентов - гораздо более эффективное решение. При этом не стоит забывать, что увеличение объемов работ - это аргумент для снижения цены. Будьте уверены, что отработать 120 квадратных километров по контуру пунктов возбуждения будет гораздо эффективнее, чем отработать 80 км2 с полным флангом выносов. И с точки зрения технологии выполнения работ такие 120 квадратных километров кажутся более привлекательными.

Что делать? Понимать, какие задачи Вы хотите решить, и за что Вы хотите платить деньги.

Тут нет единого инструмента, применяемого для всех возможных случаев, но если нет амбиций мирового масштаба, то мы бы рекомендовали применять системы наблюдения без «висячих флангов».

4. Серьёзным удорожанием на этапе тендера может послужить и необходимость лесопорубочных работ. Но если данный фактор не будет осложнен необходимостью получения всех разрешений, то цену можно отрегулировать, дав для консультаций по цене работ координаты возможных подрядчиков. Что делать? Надо иметь разрешения на лесопорубочные работы в необходимом объёме и знать расценки работ порубочных бригад в регионе. В

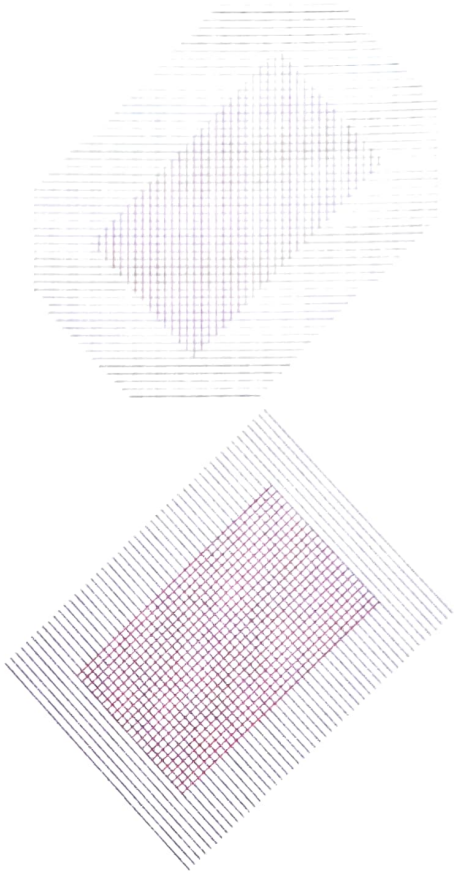


Рис.1. Вверху - проект съемки со строго заданной ориентацией линий. Внизу - оптимизированная система наблюдений по тому же контуру съемки.

зависимости от объемов работ вы можете управлять затратами в размере 10 процентов от итоговой цены и до 50% процентов затрат на порубку на этапе тендера

5. Одним из основных аргументов при повышении цены на полевые сейсморазведочные работы является отказ Заказчика оплачивать «простои» по независящим от Подрядчика причинам. Таким образом, Заказчик пытается переложить все риски простоев на подрядчика, например, погодные условия или «несговорчивый» фермер. Все сталкивались с ситуацией, когда ветер дует неделю и готовая к производству партия простаивает, потому что шумы не позволяют начать регистрацию в рамках согласованных Заказчиком допусков. Извините господа, партия мобилизована и находится на вашем участке, необходимо оплачивать все расходы на содержание партии, возьмите часть этих расходов на себя, или получите 15%, а то и 45% к цене (в зависимости от сезона и прочих факторов), что равно-

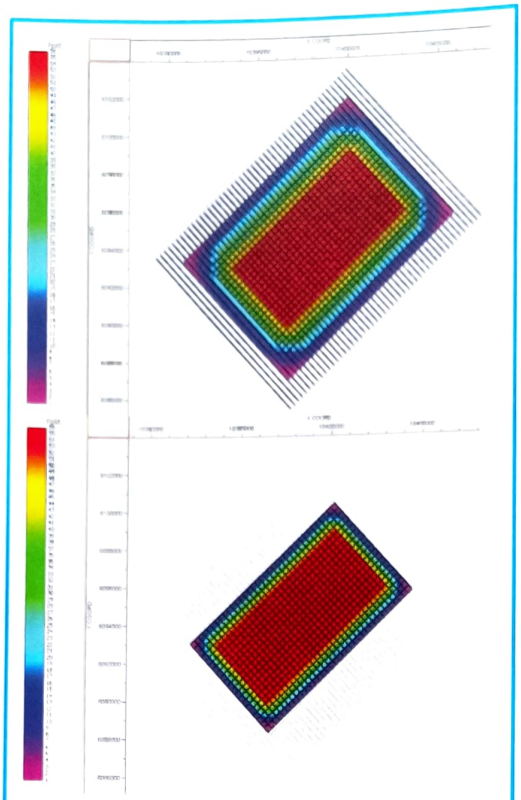


Рис.2. Поле кратности, рассчитанное для одной и той же съемки для варианта с полными выносами пунктов приема (сверху) и без выносов (внизу). Размер контура полной кратности, а значит и области получения достоверной информации, остается неизменным, а площадь потрав сокращается вдвое.

значно 5 дням вынужденных простоев. А ведь таких дней может и не быть. Ещё более распространенная причина подобных простоев, это столкновения интересов с фермерами, а очень часто и с другими подрядчиками того же Заказчика. Поэтому если Заказчик будет уделять данному вопросу необходимое время и внимание, экономия может превзойти все ожидания.

6. Есть и еще одна формулировка, которая будет Вам стоить от 10 до 20 процентов от стоимости работ. Звучит она примерно так: «При возникновении необходимости дополнительных работ, не описанных в данном контракте, но необходимых для выполнения проекта, Подрядчик производит их за свой счет и в рамках сроков договора».

Господа, данный пункт должен заканчиваться: «....Подрядчик обязан оповестить Заказчика о стоимости таких работ и после согласования объемов, цены и возможных Субподрядчиков, обязан увеличить стоимость работ с учетом 15% собственной наценки к себестоимости работ. В этом случае, вы не будете оплачивать никогда непостроенные переправы, заложенные в цену на этапе предварительного проектирования.

7. Ну и конечно, господа Заказчики, читайте собственные договора, технические задания и регламенты. Оборудование не старше 3-х лет, содержание 20 супервайзеров, отсутствие авансирования и отсрочки платежей, неоправданно жесткие технические требования и допуски, которые продиктованы нецелесообразностью и местными условиями, несомненно, стоят немалых денег, и если Вам нужно именно это, пожалуйста, оплачивайте. Плох тот руководитель потенциального подрядчика, который не ответит Вам ценой за все Ваши «хотелки» и риски, возложенные на его бизнес безумными требованиями тендера.

Что делать? Учитесь слушать и слышать друг друга, управляйте затратами сознательно и уважайте тех людей, кто делает эту работу непосредственно в поле. И понимайте, что цена «под ключ» подразумевает дополнительные затраты, которые должен нести Заказчик.

Заказчик должен понимать, что работа по ценам ниже оптимальных не будет отвечать современным требованиям обеспечения качества и безопасности геофизических работ, приведёт к снижению квалификации специалистов, задействованных в работе. Это, в свою очередь, снижает качество изучения и использования недр, возрастают риски аварий, осложнений и больших экономических потерь. А разработать алгоритм взаимовыгодного сотрудничества, жизненно необходимо.

Взамен устаревшей философии - «КТО платит деньги, тот заказывает музыку», а оборотной стороной этого является подход - «любой каприз за ваши деньги», вводите систему мотивации и штрафов. Например: за своевременное или не своевременное начало и окончание работ, за отсутствие ЧП как внутри договора, так и с третьими лицами, и обозначайте в тендере достойные критерии успешности выполнения договора и оценки эффективности работ. Чем более существенными будут бонусы, тем более заинтересованным станет Ваш Подрядчик. И будьте готовы к тому, что данные джентльменские приемы окажутся настолько эффективными, что часть бюджета останется неосвоенной, что позволит Вам потратить значительные средства на ДОБРЫЕ ДЕЛА!

Заметки супервайзера. Ледовые страдания

Цыпышев Н.Н., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль»

В конце марта 2005 г. самолётом АН-3 я прибыл на Ямал, где в тундре и на льду Обской губы сейсморазведочной партии предстояло выполнить работы МОГТ 3Д кратностью 28 (рис.1).

Параметры методики наблюдений: шаг линий приёма 300 м, линий возбуждения – 400 м. Шаг ПП – 50 м, шаг ПВ – 100 м. Источник возбуждения импульсный «Геотон».

Работы начались по плану, с опытов в тундре по выбору параметров возбуждения для отработки опытно-методического профиля 2Д, захватывающего участки тундры и акватории Обской губы. С выбранными параметрами источника (3 сцепа по 6 источников на общей базе 50 м) с шагом ПВ 50 м этот профиль 2Д был отработан до акватории.

К тому времени были проведены исследования ледового покрова на губе по линии профиля, определены толщина льда и глубины (рис. 2, 3). На льду, в целях безопасно-

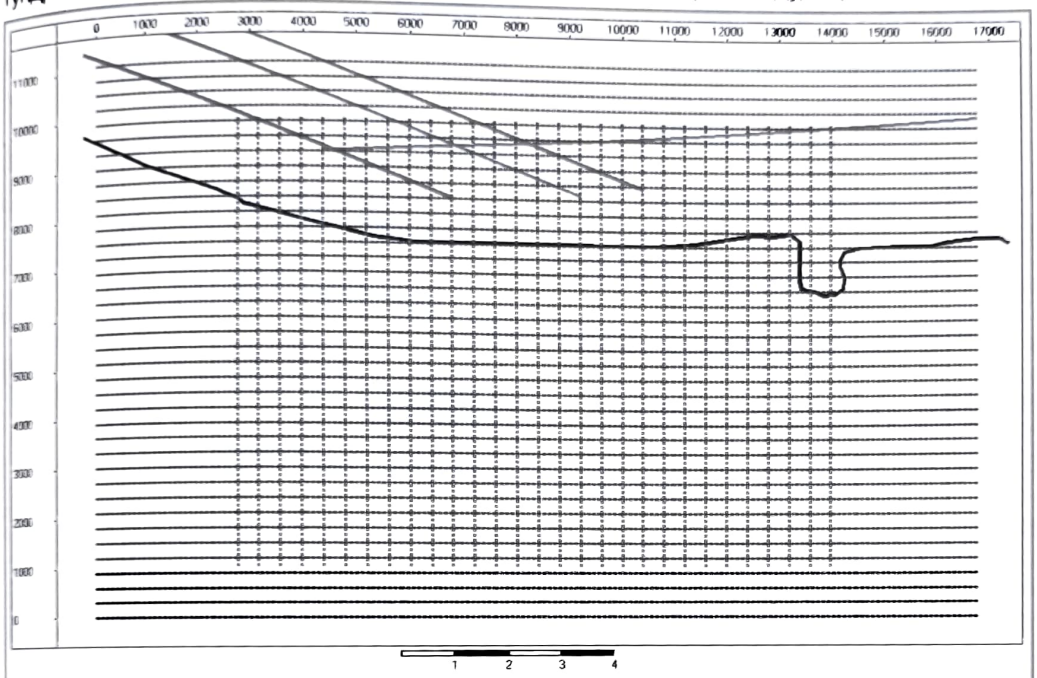


Рис. 1. Проектная схема расположения ПГН съемки 3Д с морскими профилями 2Д (изображение повёрнуто на -33 град.). Чёрным показана береговая линия

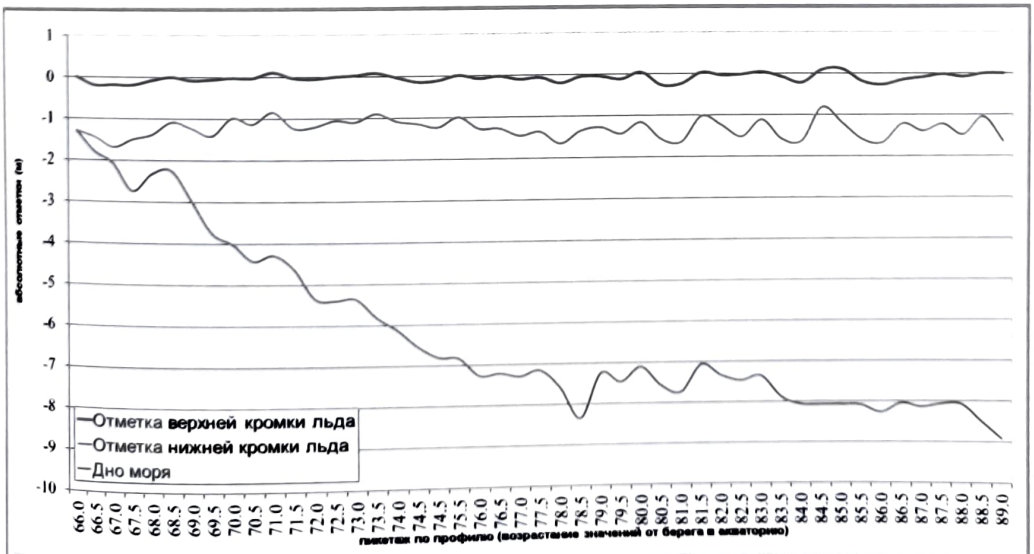


Рис.2. Данные замеров в акватории по опытному профилю 2Д.
Синяя линия - абсолютные отметки верхней поверхности льда. Красная линия - абсолютные отметки нижней поверхности льда. Чёрная линия - абсолютные отметки дна.

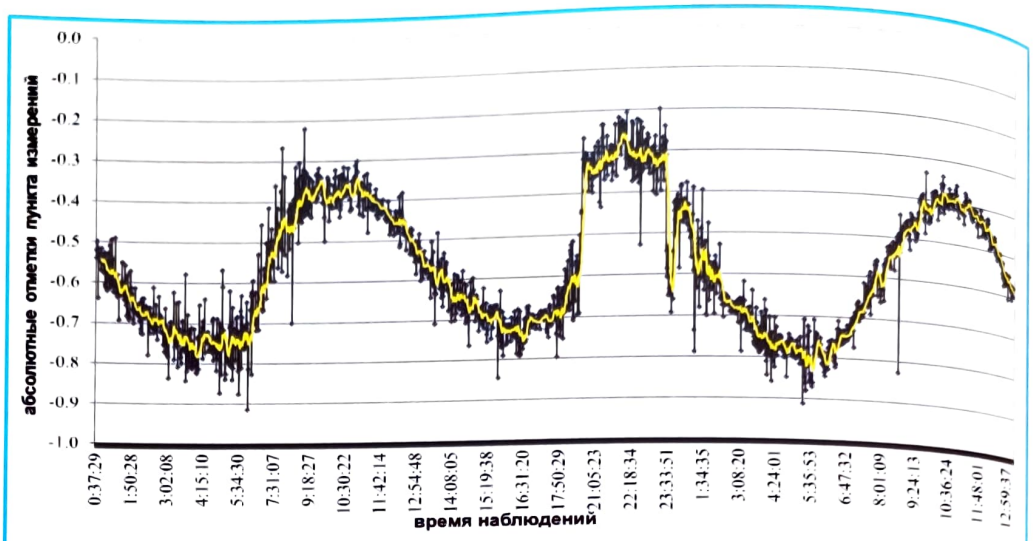


Рис.3. Полуторасуточный диапазон отметок колебаний «прилив-отлив» в Обской губе. Резкие скачки значений соответствуют интервалам отключения прибора (сбой эл./питания).
Чёрная линия – фактические измерения.
Жёлтая линия – тренд (АРУ в окне 10 последовательных измерений).

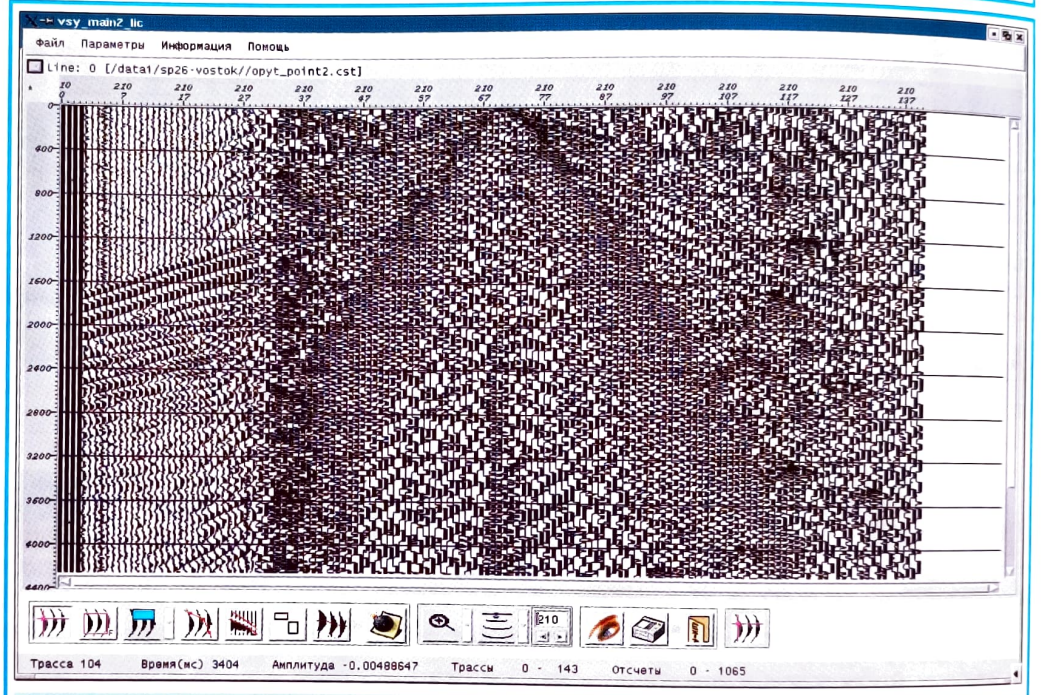


Рис.4. Волновое поле при возбуждении колебаний на льду

сти работ, начальником партии было запрещено сцепам передвигаться по непроверенной поверхности льда (более 25-ти м от линии профиля) и производить группой источников (числом не более 18-ти) более 15 накоплений на одном пикете. Для справки: общий вес сцепа – трактор, три пары Геотонов, сани с генератором - примерно 32 т, длина сцепа 21 м.

При таких ограничениях сравнение параметров на одном пикете провести невозможно, поэтому на ближайших к берегу пикетах был произведён перебор от ПВ к ПВ очень ограниченного набора групп из 18-ти источников с последующим статистическим анализом записей (по вариантам линейного группирования на базе 50 м и базе 100 м). В итоге, для работы на льду, опять-таки волевым решением начальника партии, было рекомендовано группирование трёх сцепов из 18-ти источников на базе 100 м.

Уже на стадии опытных работ на льду выявилась громадное различие в информативности наблюдений в тундре и на льду губы (рис. 4).

Если до этого при возбуждении в тундре на сейсмических записях каналов, расположенных как в тундре, так и на льду отражённые волны во всем целевом интервале просматривались хорошо или удовлетвори-

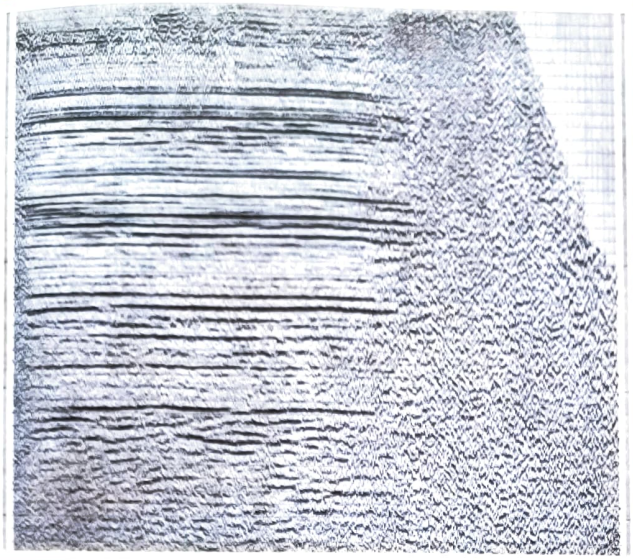


Рис. 5. Временной разрез МОГТ по опытному профилю 2Д (слева ЮЗ – тундра, справа СВ – море)

тельно, то при возбуждении и приёме колебаний на льду запись была неинформативна. И не только из-за случайных растрескиваний льда и шумов трактора и генератора, но и из-за полного визуального отсутствия отражений. Временной разрез на рис. 5 это наглядно демонстрирует. Данная ситуация встревожила «всю геофизическую общественность» как в поле, так и в «верхах». Всех обеспокоило: как решить геологические задачи «Проекта...», если на льду бессмысленно работать? Для себя поиск решения я пока отложил, поскольку ещё нужно было провести опытные работы по выбору параметров групп источников для отработки тундрового участка съёмки 3Д, да и саму съёмку начать.



Рис. 6. Геотоны в тундре (переезд фронтом на следующий ПВ)

Опытные работы 3Д были такие же основательные, как до этого перебор параметров невзрывного источника для профилирования 2Д в тундре. В итоге супервайзер предложил группирование 4-х сцепов по 3 пары источников на прямоугольной базе. Вдоль линии возбуждения трактора располагались и передвигались фронтом с интервалом между сцепами примерно 4 м – 5 м (тундровые условия позволяли

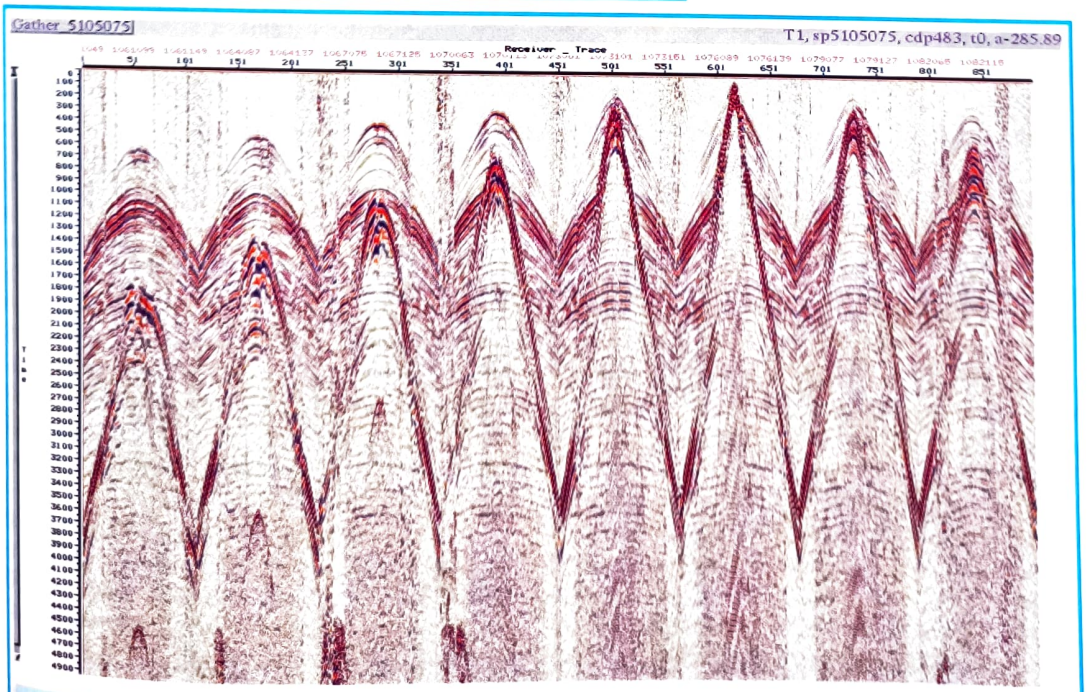


Рис. 7. Сейсмограмма 3Д. Возбуждение и приём на 8 линий в тундре. Хорошее качество записи

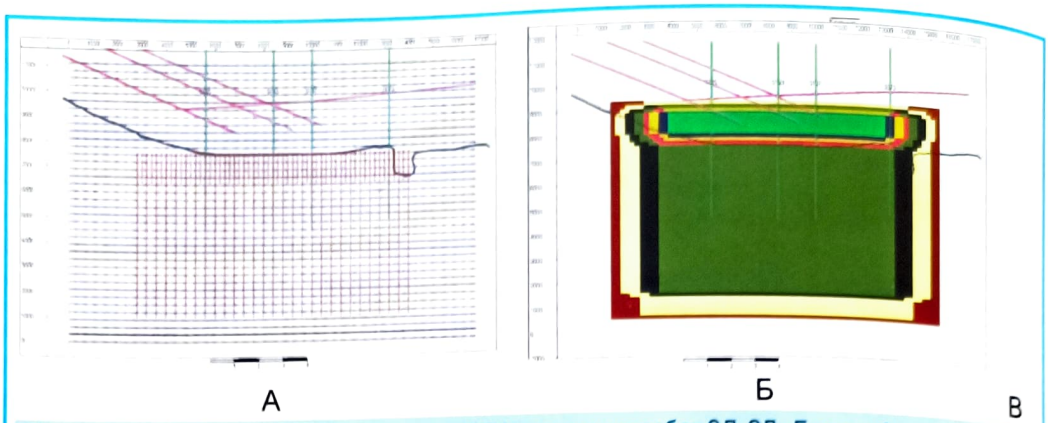


Рис.8. Схема проектного расположения ПГН в варианте работ 3Д-2Д «Берег»: А –схема расположения ПГН, Б – скатерограмма кратности, В – цветовая шкала кратности к рис. Б

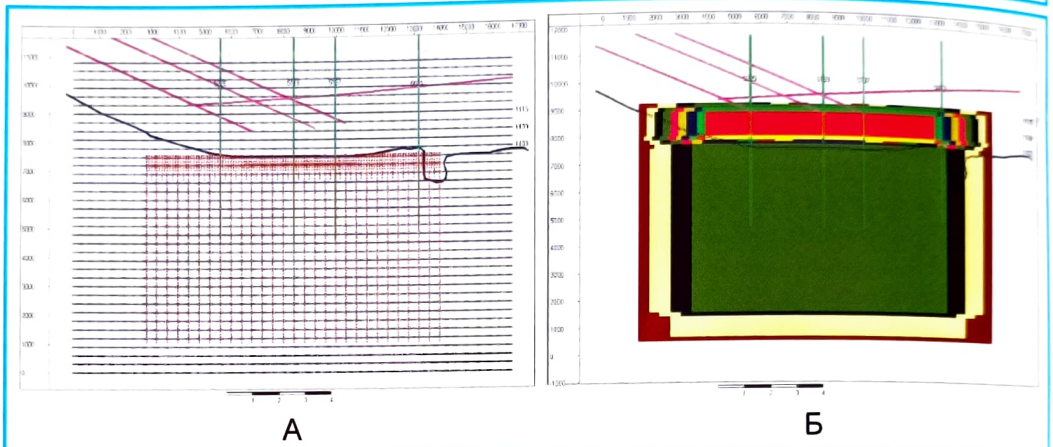


Рис.9. Схема проектного расположения ПГН в варианте работ 3Д-2Д «Берег-мод7». А – схема расположения ПГН, Б – скатерограмма кратности (цветовая шкала кратности приведена на рис. 8, В)

беспрепятственное движение таким образом). При этом продольная база источников составляла около 9 м. Поэтому на фото (рис. 6) вся эта «армада» выглядит плотно сгруппированной даже при передвижении.

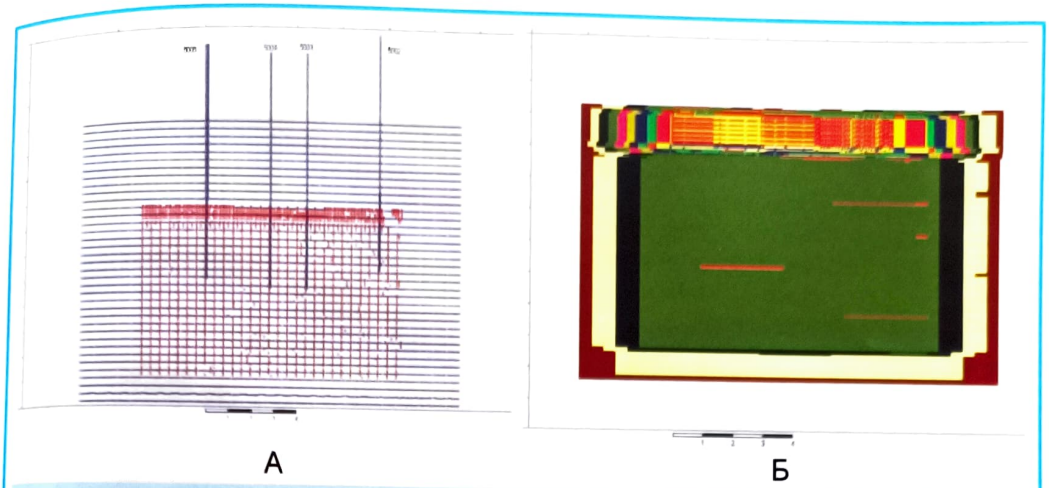
Пример сейсмической записи 3Д в тундре представлен на рис. 7.

Во время работ в тундре специалистами Исполнителя и супервайзером разрабатывались различные варианты отработки расположенной на акватории губы части площади съёмки. Предложенный вариант специалистов заключался в замене объёмов 3Д на акватории на 2Д профилирование в объёме 7 профилей с целью увязки с морскими профилями 2Д. Вариант супервайзера состоял в продлении съёмки 3Д на акваторию линиями приёма на такое же максимальное удаление ПП от берега, как и в варианте 2Д.

В итоге был принят компромиссный вариант комплексной 3Д-2Д отработки площади «Берег» (рис. 7, 8). Он заключался: во-первых, в продлении съёмки с суши на акваторию путём возбуждения колебаний на дополнительных ПВ в прибрежной зоне тундры и регистрации сейсмической информации на 9-ти линиях приёма на льду губы; во-вторых, в отработке 4-х профилей 2Д длиной линии приёма 9 км каждый для повышения гарантий увязки данных съёмки 3Д и морских работ 2Д. Возбуждение на каждом профиле 2Д планировалось на 3 км в тундровой его части, а регистрация как в тундре, так и на льду (6 км). Эта часть «модернизированной» съёмки 3Д получила название «7 блок».

Предшествующий ему 6 блок по заданию супервайзера вместо восьми также имел 9 линий приёма. При его отработке, когда были получены в значительной мере зашумлённее записи на трёх линиях приёма, расположенных на льду губы (рис.11), со всей очевидностью возникла необходимость повышения кратности прослеживания отражений на акватории с одновременным уменьшением диапазона удалений «взрыв-прибор» за счёт завышенных максимальных удалений.

К моменту завершения 6-го блока такая модификация варианта «Берег» супервайзером была создана (рис. 9 – проект, рис. 10 – факт). Из-за отсутствия времени на согласование изменений с Заказчиком (конец недели, выходные дни) и по причине непринципиальности изменений супервай-



А Б

Рис.10. Схема фактического расположения ПГН в варианте работ 3Д-2Д «Берег-мод7». А – схема расположения ПГН, Б – скатерограмма кратности (цветовая шкала кратности приведена на рис. 8, В)

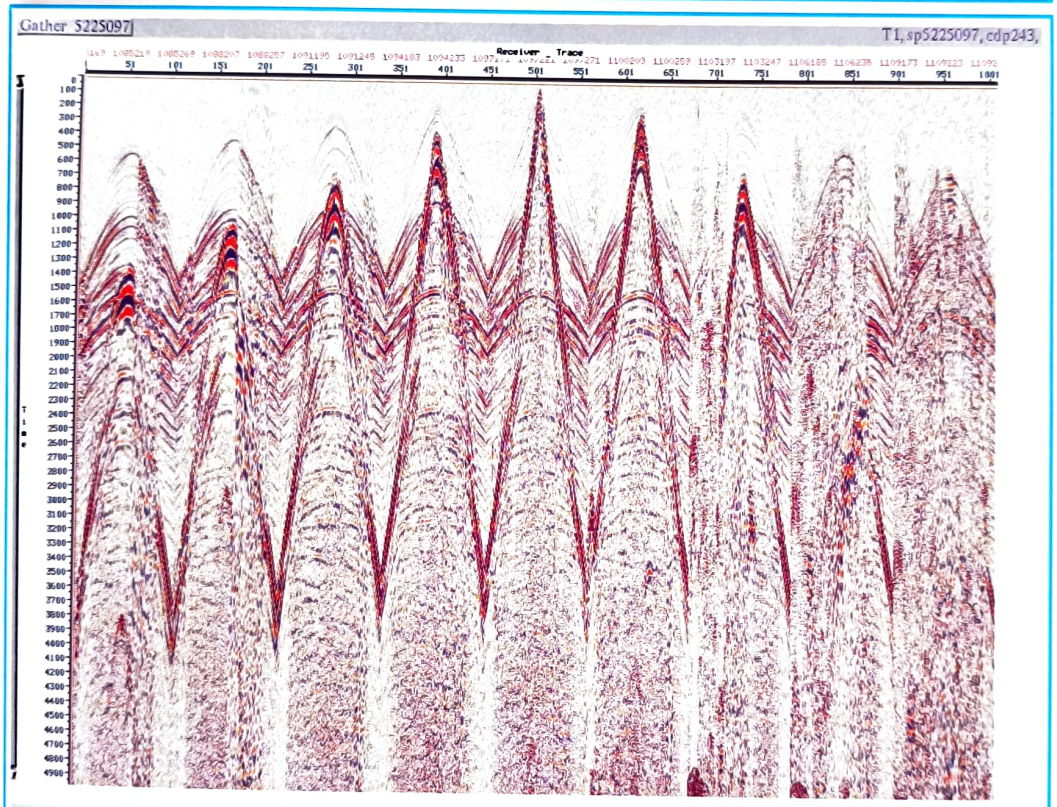


Рис.11. Сейсмограмма 3Д. 6 блок. Возбуждение в тундре. Приём (6 линий) – тундра, (3 линии) – акватория (неудовлетворительное качество записи)

зер самостоятельно предложил руководству Исполнителя улучшить характеристики съёмки 3Д на льду за счёт отработки 7 блока в этой новой модификации «Берег-мод7».

Предложение в течение суток было рассмотрено, отвергнуто, а затем принято и в итоге реализовано.

На рис. 11 представлена схема фактического расположения ПГН и поле фактической кратности выполненной съёмки. На губе полная фактическая кратность (57-63 и более ед.) больше проектной (28 ед.) и на 7-8 ед. больше, чем планировавшаяся в варианте «Берег».

Полярные по качеству волновые поля зарегистрированы на акватории (рис. 12 и 13). И здесь нужно сделать некоторое отступление. Ещё при отработке тундровых блоков съёмки супервайзером была отмечена повышенная зашумлённость записи морозобойными помехами на СЗ площади.

После долгих сопоставлений я пришёл к выводу, что эти помехи в какой-то мере являются «наведёнными» от расположенного за пределами площади в устье речки вах-

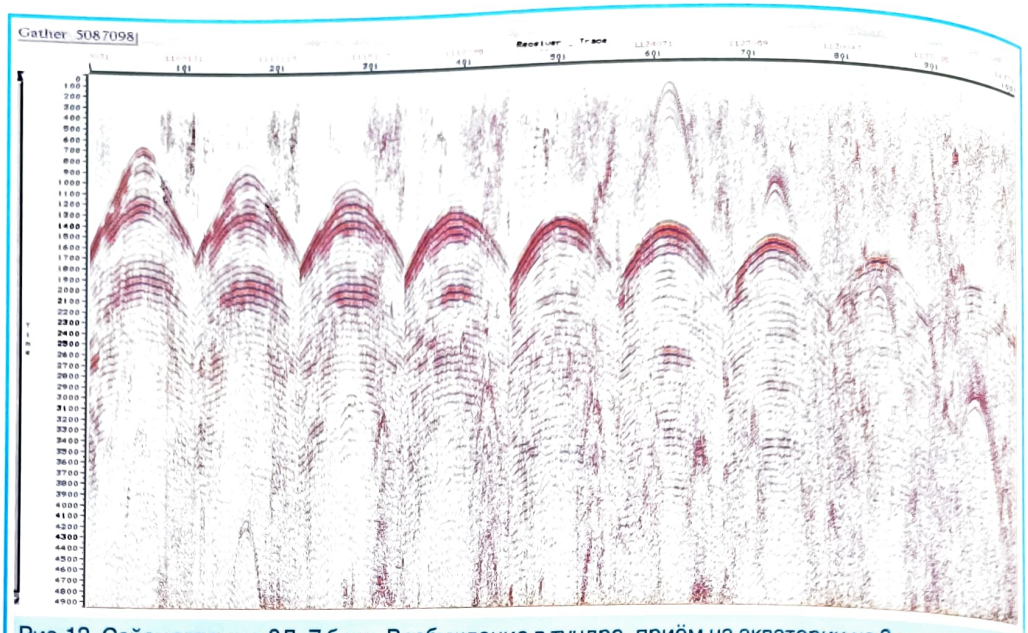


Рис.12. Сейсмограмма 3Д. 7 блок. Возбуждение в тундре, приём на акватории на 9 линий. Хорошее качество записи на льду

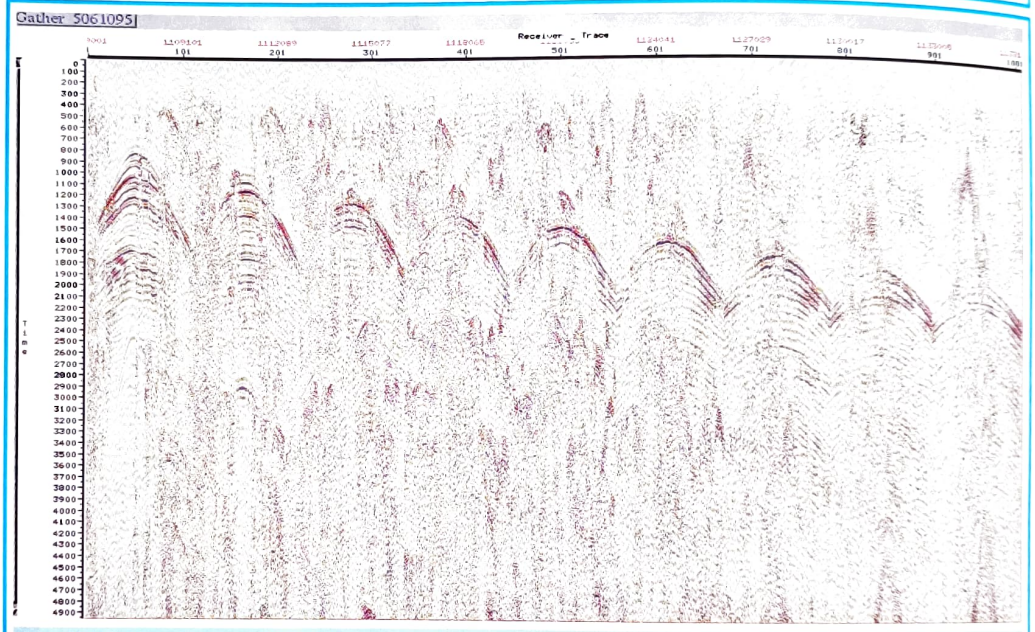


Рис.13. Сейсмограмма 3Д. 7 блок. Возбуждение в тундре, приём на акватории на 9 линий. Треск льда. Брак.

тового посёлка. Предполагаю, его шумы, распространяясь по низкочастотным волноводам – растеплениям, в том числе и по губе, и вызывают «морозобой» при низких температурах. Вот и на льду губы, при отработке 7 блока, это явление, возможно, имело место. Хотя в данном случае явно превалируют собственные помехи ледового покрова (во время прилива или отлива, при сильном морозе или нет – теперь уже практически не установить, а в то время я не удосужился зафиксировать – не предполагал, что эти данные когда-нибудь понадобятся).

Из-за особенности регистрации на льду губы оценка качества физ. наблюдений на 6 и 7 блоках не производилась, однако, в случае получения записи явно плохого качества операторы, ориентируясь на образец «хорошей» записи, производили наблюдения повторно (55 из 762 выполненных). В подавляющем большинстве случаев вторая запись была лучше первой.

На рис. 14 и 15 приведены временные разрезы inline и crossline из куба данных 3Д. На разрезе, соответствующем положению приёмной линии 1109 (касается юго-восточных концов двух морских профилей – рис. 10), ещё прослеживаются волны группы М, Б и последующие. Севернее, в области надёжной увязки с данными морских работ, волна М по материалам отчётной съёмки уже не будет прослежена. Увязка возможна

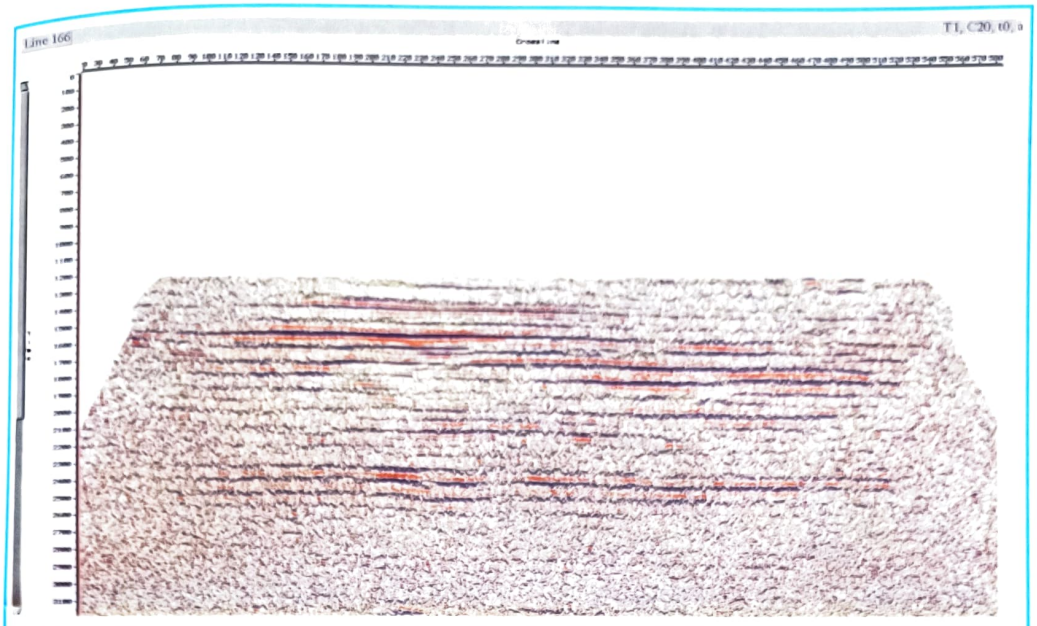
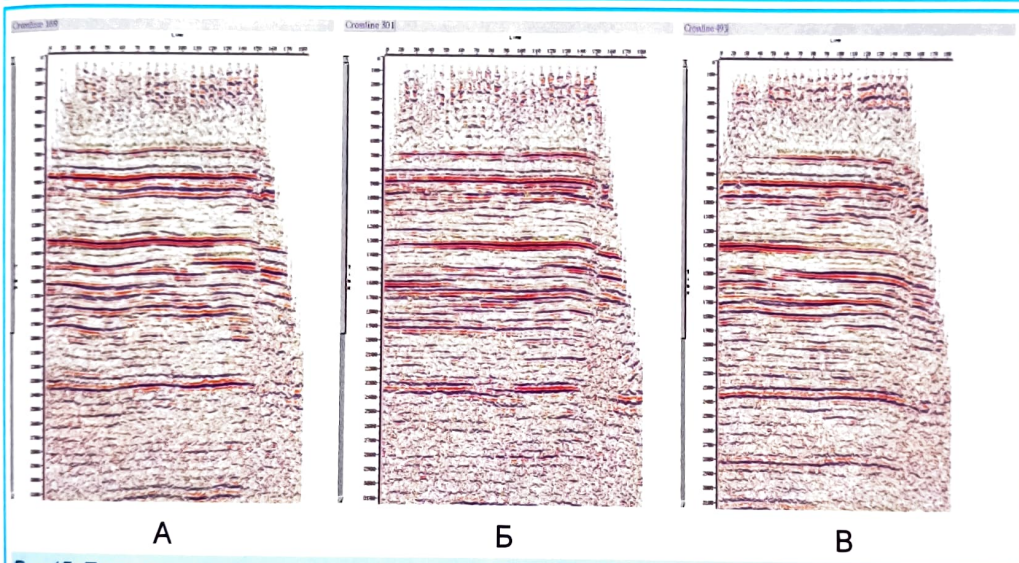


Рис. 14. Предварительный временной разрез 3Д (inline) по уровню ЛПП 1109 (третья ЛПП от береговой линии на рис. 9 А, 10 А). Слева СЗ, справа ЮВ. Время регистрации волны Б – 2.3 с – 2.4 с.



А Б В

Рис.15. Предварительные временные разрезы 3Д (crossline) - в северо-восточной части (справа) - аналоги временных разрезов по профилям 2Д 5005 (А), 5004 (Б), 5002 (В).

только по уровню отражений от нижнемеловых и более глубоких горизонтов.

Таким образом, проектные задачи состоявшимися работами не решены полностью из-за форс-мажорных обстоятельств, возникших из-за просчёта геофизиков-планировщиков: методики преодоления обширных ледовых пространств ещё нет, а работы уже планируются (и даже проводятся).

Анализ разрезов crossline, помимо сделанных выше выводов, позволяет ещё раз вернуться к теме зональности распространения морозобойных помех: на крайнем юго-восточном разрезе crossline (аналог профиля 2Д 5002) качество прослеживания отражений в целевом интервале исследований значительно выше, чем на линиях северо-западнее.

Такую же зависимость можно наблюдать и на временных разрезах 2Д (рис. 16). Самый информативный временной разрез по профилю 5002 (рис. 16, Г), самый худший в этом плане – разрез по линии 5005 (рис. 16, А). В своё время, уловив эту ситуацию с зональностью, супервайзер по согласованию с техническим руководителем партии на самом крайнем северо-западном профиле 2Д(5005) запланировал приём на льду на три линии (две дополнительные расположены на расстоянии ± 50 м от основной). Пикетаж на линиях был синхронный, без сдвигов. Полученный стандартным суммированием по ОСТ с использованием суммотрасс временной разрез 5005 (рис. 16, В), представленный на том же рисунке, по качеству прослеживания отражений в лучшую сторону

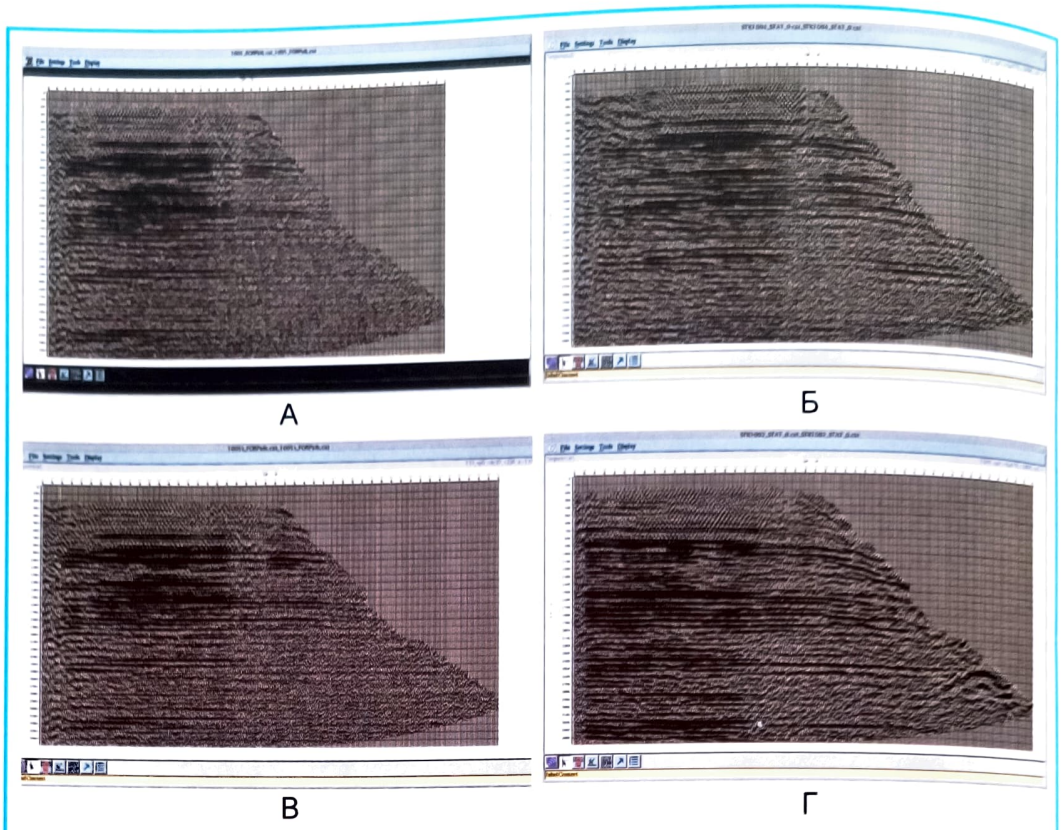


Рис. 16. Предварительные временные разрезы по профилям 2Д 5005 (А), 5004 (Б), 5002 (Г). Слева ЮЗ, справа СВ. Суммирование по ОСТ трасс с одной центральной линии приема. В - суммирование по ОСТ трасс с трех линий приема, профиль 5005 (на льду).

отличается от «стандартного» 5005 (рис. 16, А).

Таким образом, положительный результат площадного группирования сейсмоприёмников при ледовых работах, как средства борьбы с помехами, явно заслуживает внимания.

В заключение я счёл возможным изложить свои представления о сейсморазведочных работах на обширных ледовых пространствах, как они были сформулированы мною в то время.

Ледовая пластина – это высокоскоростной слой, перекрывающий низкоскоростную водную среду (аналог наземных излившихся траппов на осадочных породах), поэтому лишь малая доля возбуждаемой при ударе энергии идёт на формирование падающей продольной волны. В основном энергия уходит на образование прямой (ледовой) волны (Vкаж ≈ 3000 м/с). Поэтому и амплитуды регистрируемых отражений очень малы.

Тогда почему на реках и озёрах в системе возбуждения-приёма «лёд – лёд» полезная информация, хоть и слабая, но присутствует, а на губе её практически нет? Какие различия критичны?

Возможно это объясняется тем, что ледовые пространства на реках и озёрах и на Обской губе отличаются размерами. Ширина Оби в широтном Приобье, например, около 0.8 – 1.2 км, и пластина льда имеет два припая. То есть это ещё довольно жёсткая система. Ширина губы 20 - 30 км и колеблющаяся под влиянием приливов-отливов ледовая («бесконечная») пластина не имеет достаточно жёсткого крепления с берегом.

А может быть просто потому, что во втором случае (на губе) из-за суточных колебаний льда имеет место более интенсивное образование трещин во льду и помех больше и они интенсивнее. Да ещё присутствует очень интенсивная низкоскоростная (Vкаж ≈ 350-650 м/с) высокочастотная (19-23 Гц) помеха техногенного характера, источником которой являются генератор и двигатель трактора. На их фоне слабые отражения и не просматриваются.

Таким образом, проблема применения сейсморазведки на льду – это, во-первых, проблема слабого сигнала (проблема высокоскоростного слоя, перекрывающего низкоскоростную среду), а, во-вторых, проблема подавления разнообразных помех (в поле и при обработке).

Надеюсь, что с повышением потребности в разведке арктического шельфа эти проблемы начнут решаться.

А вывод из произошедшего в сезоне казуса у меня как всегда один: «сложные производственные проблемы проще всего решать методическим путем».

СВЕРХМНОГОКАНАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

СПЕЦИАЛЬНО

ДЛЯ РАБОТЫ ВАШЕЙ ПАРТИИ



INOVA TOGETHER, WE GET THE JOB DONE.

Подробная информация о системе G3i – на сайте компании INOVA:

www.inovageo.com/G3i

G3i – кабельная наземная регистрирующая система нового поколения

6:00 – прибыли на место. Систему G3i доставили в партию – без проблем! Подача энергии по рабочим кабелям – очень эффективно для управления питанием. Успешно отработали более чем 100000 каналов по требованиям проекта 3D съемки с применением технологии HPVS. Корпус из авиационного алюминия отлично показал себя даже в самых суровых полевых условиях.

→ Работа в любой местности

→ Максимальная производительность

→ Огромный потенциал



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

GEOSEIS